



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA
SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA,
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

CASTILLO, RAÚL

SPINELLO, JUAN

NOVIEMBRE, 2011



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA
SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA,
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB.**

CASTILLO, RAÚL

SPINELLO, JUAN

NOVIEMBRE, 2011



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA, MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB”**, realizado por los Bachilleres: **Raúl Castillo**, cédula de identidad: **18.069.030** y **Juan Spinello** cédula de identidad: **17.799.450**, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. Alejandro Sierra
TUTOR

Prof. Luis Puche
JURADO

Prof. Verner Hornebo
JURADO

BARBULA, 14 DE NOVIEMBRE DE 2011



Dedico este trabajo a mis padres, Nora Zapata y José Castillo, a mis hermanos, a mis sobrinos y a mi novia bella por todo su apoyo, comprensión y amor.

Raúl Castillo



Dedico este trabajo en primer lugar a mi madre María del Carmen Arcaná y mi abuelita María Arcaná, quienes fueron mis mayores ejemplos y fortaleza en la vida y aun siguen siéndolo cada día, dándome fuerzas, voluntad y entusiasmo para seguir adelante en mi recorrido. Les quiero dar las gracias por todo lo que fueron y me enseñaron y todo lo que aun sigo aprendiendo y siendo gracias a ellas. Las quiero con todo mi corazón. Gracias por estar siempre conmigo y hacer de mi lo que soy.

En segundo lugar a mi hermana Betiana Spinello Arcaná por ser la persona que a pesar de todo la quiero muchísimo y aunque no lo demuestre siempre se que lo sabe. Gracias por todo el apoyo y creer en mi siempre. Te quiero muchísimo. Gracias por ser mi hermana.

Gracias a mi padre, a mis amigos y a todas las personas que de una u otra forma siempre creyeron y confiaron en mi. Gracias a todos.

Juan Spinello



A Dios primero, por regalarnos cada uno de los días vividos y por colmarnos de fortaleza, salud, bienestar y paciencia para que hoy día, podamos estar dando culminación a este trabajo especial de grado.

Al profesor Alejandro Sierra, por ser nuestro tutor guía, y al profesor Luis Puche por su valioso asesoramiento, dirección y calidad humana convirtiéndola en base fundamental para la realización de este trabajo.

A nuestros padres, hermanos, amigos, novias y demás seres queridos por su apoyo incondicional, amor y paciencia.

A la empresa CORPOELEC y al tutor Industrial Ing. Braulio Ramos por habernos permitido llevar a cabo este trabajo de campo; a los técnicos electricistas y personal en general que nos brindaron su ayuda en todo momento.

A la Universidad de Carabobo, por ser la casa de estudios que nos preparó y formó como profesionales.

A nuestros profesores.

El éxito se alcanza convirtiendo cada paso en una meta y cada meta en un paso.

A todos mil gracias...



RESUMEN

El sistema de distribución el C.N.R.T tiene actualmente seis (06) subestaciones móviles para suplir fallas o contingencias de marca ABB (Asea Brown Boveri, S.A) de niveles de transformación 115/13.8 kV y 115/34.5 kV, con una capacidad de 30/36 MVA. Actualmente estas presentan diversas dificultades en el sistema de protección al momento de su instalación, lo cual hace que se retrase hasta 24 horas la puesta en funcionamiento, lo que representa un tiempo considerablemente largo, afectando a los suscriptores del servicio eléctrico. Estos inconvenientes surgen principalmente al hacer la programación de sus protecciones las cuales dependen del relé modelo RET543.

El objetivo de este trabajo especial de grado consiste en optimizar el sistema de protecciones eléctricas de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA, mediante la utilización del relé RET543.

Se Evaluaran las características del relé RET543 y se establecerán los valores que definen la actuación del sistema de protecciones de las subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad de 30/36 MVA utilizando dicho relé, considerando los esquemas de una subestación radial, una subestación radial con transformadores en paralelo y una subestación con un generador acoplado a la barra de 13,8 kV.

De esta manera se podrán programar las configuraciones más destacadas de la subestación con la utilización del software CAP505 del relé RET543 y ser implementada en las mismas, pudiendo así, suministrar valores de configuración para una óptima actuación del sistema de protecciones de la subestación móvil, a través de los cálculos respectivos y de las distintas configuraciones y/o grupos de ajustes.

De esta forma se puede verificar si el sistema, cuenta con una coordinación adecuada para las protecciones principales y de respaldo, capaz de actuar y despejar las fallas de manera rápida y eficaz, sin que se produzcan daños irreparables en los equipos de la subestación móvil y del sistema de potencia.



ÍNDICE

CAPÍTULO I	Pág.
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 Justificación	4
1.4 Alcance	6
1.5 Delimitaciones	6
CAPÍTULO II	
2.1 Antecedentes de la Investigación	8
2.2 Bases Teóricas	10
2.2.1 Sistema de potencia	10
2.2.1.1 La subestación como parte de un sistema de potencia	11
2.2.1.2 Tipos básicos de subestaciones	12
2.2.2 Composición eléctrica de una subestación	13
2.2.3 Subestación Móvil	13
2.2.4 Descripción de la subestación Móvil ABB	14
2.2.4.1 Sector de entrada de la línea de Alta Tensión (A.T)	16
2.2.4.1.1 Pararrayos (F2R, F2S, F2T)	16
2.2.4.1.2 Modulo hibrido aislado en SF6 – 115KV (Q10+Q10t+Q0.1)	16
2.2.4.2 Transformador de potencia	17
2.2.4.3 Sistemas	19
2.2.4.4 Sector de baja tensión B.T	20
2.2.4.4.1 Transformador de potencial (T1R, T1S, T1T)	20



2.2.4.4.2 Fusibles de B.T (F3R, F3S, F3T)	21
2.2.4.4.3 Seccionador 13,8 KV (Q20)	21
2.2.4.4.4 Pararrayos salida de B.T	22
2.2.5 Sistema de Protección	22
2.2.5.1 Características de los sistemas de protección	24
2.2.6 Protección Primaria	25
2.2.7 Protección de Respaldo	26
2.2.8 Protección Secundaria	27
2.2.9 Anormalidades de un Sistema de Potencia	27
2.2.9.1 Falla	28
2.2.9.2 Detección e Interrupción de Fallas	28
2.2.10 Cortocircuitos	30
2.2.10.1 Consecuencias del cortocircuito	31
2.2.11 Relés	31
2.2.11.1 Clasificación de los Relés	32
2.2.11.2 Tipos de Relés	33
2.2.12 Relés Digitales	35
2.2.13 Relé RET 543	37
2.2.13.1 Principio de operación de relé RET543	38
2.2.13.2 Funciones de protección de los relés	39
2.2.13.2.1 Protección diferencial trifásica de transformador (ANSI 87T)	39
2.2.13.2.2 Protección de Sobrecorriente	40
2.2.13.2.2.1 Protección de sobrecorriente de tiempo definido (ANSI 51-TD)	41
2.2.13.2.2.2 Protección instantánea de sobrecorriente de valor pico (ANSI 50)	41
2.2.13.2.2.3 Protección de sobrecorriente de retardo (ANSI 51)	41
2.2.13.2.2.4 Función de sobrecorriente de falla a tierra	42
2.2.13.2.3 Protección de Sobretensiones	42
2.2.13.2.3.2 Sobrevoltaje de valor máximo (ANSI 59,27)	43



2.2.13.2.4 Protección de sobre temperatura (ANSI 49)	43
2.2.13.2.5 Protección de frecuencia	43
2.2.13.2.6 Protección de sobre flujo (ANSI 24)	44
2.2.14 Coordinación	44
2.2.14.1 Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección	44
2.2.14.2 Coordinación de sobrecorriente	45
2.2.14.3 Ajuste de las protecciones de corriente	46
2.2.15 Construcción de la curva de tiempo-corriente	46
2.2.16 Flujo de Potencia	49
2.2.16.1 Corriente de flujo de carga	50
2.2.16.2 Máximas y Mínimas Corrientes de Fallas	50
2.2.17 Curva de Daño en Transformadores de Potencia	51
2.2.18 Transformadores de Medida	53
2.2.18.1 Transformadores de Corriente	53
2.2. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	57
 CAPÍTULO III	
3.1 Diseño y tipo de investigación	60
3.2 Población y muestra	61
3.3 Técnicas de recolección de datos y análisis de la información	62
3.4 Técnicas de procesamiento, análisis de datos y presentación	63
3.5 Fases metodológicas	64
 CAPÍTULO IV	
4.1 Composición Del Sistema De Protecciones De La Subestación Móvil ABB 115/13.8Kv	66
4.1.1 Funciones de Protección del Relé RET 543	66
4.1.1.1 Protección 87T Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	67



4.1.1.2 Elementos de Protección de Sobrecorriente	74
4.1.1.2.1 Protecciones 51 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Temporizadas .	74
4.1.1.2.2 Protecciones 50 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Instantáneas ...	77
4.1.1.3 Protección de la Corriente de Inrush Para el Transformador (Inrush3)	77
4.1.1.4 Protección 59-BT de Sobrevoltaje (OV3Low)	78
4.1.2 Dispositivo de Protección de la Subestación Móvil Externos al RET543	78
4.1.2.1 Protección 26 de Sobrepresión de Aceite o Termómetro de aceite (ITO)	78
4.1.2.2 Protección 63T de Sobrepresión o Relé Buchholz (RB)	84
4.1.2.3 Protección 49 de Imagen Térmica (IT)	84
4.1.2.4 Relé regulador de tensión (AVR)	85
4.2 Características del Relé RET 543	89
4.2.1 Diseño	90
4.2.1.1 Funciones de Protección	90
4.2.1.2 Funciones de medida	91
4.2.1.3 Funciones de Control	91
4.2.1.4 Funciones Generales	91
4.2.1.5 Funciones de Comunicación	92
4.2.1.6 Funciones Estándar	92
4.2.1.7 Otras Funciones del Relé RET543	92
4.2.1.7.1 Indicación de Tensión Auxiliar Baja	92
4.2.1.7.2 Indicación de Exceso de Temperatura	93
4.2.1.8 Conexiones del Relé RET543	93
4.2.1.8.1 Canales Analógicos	99
4.2.1.8.2 Entradas Digitales	99
4.2.1.8.3 Entradas Analógicas/RTD	100
4.2.1.8.4 Salidas Digitales	100
4.2.1.8.5 Salidas Analógicas	101
4.2.2 Frontal de Visualización (MIMIC o MIMICO)	101



4.2.2.1 Indicadores LED de Alarma	102
4.2.3 Comunicación Serial	103
4.2.3.1 El Conector Óptico Estándar de ABB	103
4.2.3.2 Comunicación SPA/CEI_103/DNP 3.0/ Modbus (Conector Posterior X3.2)	103
4.2.3.3 Comunicación LON/SPA (Conector Posterior X3.3)	104
4.2.4 Parámetros de Comunicación	104
4.2.4.1 Protocolo de Comunicación SPA	104
4.2.4.2 Protocolo de Comunicación LON	105
4.2.4.3 Protocolo de Comunicación IEC_103	105
4.2.5 Configuración del Relé RET543	105
4.2.6. Parametrización del Relé RET543	106
4.2.6.1 Parametrización Local	106
4.2.6.1.2 Ventana Principal	106
4.2.6.1.3 Teclas	108
4.2.6.1.4 Niveles de Funcionamiento de la HMI	111
4.2.6.1.5 Contraseñas	113
4.2.6.1.6 Sistema de Menús	114
4.2.6.1.7 Configuración de Parámetros	115
4.2.6.2 Parametrización Externa	116
4.2.6.2.1 Características del Software CAP 505	117
4.2.6.2.2 Guía de Inicio Rápido del CAP505	118
4.2.6.2.3 Ejemplo de Inicio Rápido	119
4.3 Cálculos de los Valores del Sistema de Protecciones de la Subestación Móvil	129
ABB115/13.8 kV de Capacidad 30/36 MVA	
4.3.1 Configuración 1: Subestación Radial (Grupo1)	129
4.3.1.1 Definición del Sistema	130
4.3.1.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo1	130
4.3.1.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)	131



4.3.1.4 Protección 51-BT sobrecorriente no direccional NOC3LowB	134
4.3.1.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	137
4.3.1.6 Protección de sobrecorriente no direccional trifásica NOC3High (50-AT)	138
4.3.1.7 Protección 51N de falla a tierra no direccional NEF1Low	139
4.3.1.8 Protección 50N de falla a tierra no direccional (NEF1High)	139
4.3.2 Configuración 2: Subestación Radial con Funcionamiento en Paralelo con Otros Transformadores.	140
4.3.2.1 Definición del Sistema	140
4.3.2.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo2	142
4.3.2.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)	143
4.3.2.4 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	144
4.3.2.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	146
4.3.3 Configuración 3: Conectada en una Subestación con un Generador Acoplado a la Barra Principal de 13.8Kv	148
4.3.3.1 Definición del Sistema	148
4.3.3.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo3	149
4.3.3.3 Protección diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T) ...	150
4.3.3.4 Protección 51-BT de Sobrecorriente Trifásica no Direccional (NOC3LowB)	151
4.3.3.5 Protección 51-AT sobrecorriente no direccional NOC3Low	153
4.4 Programación de las Configuraciones de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de Capacidad 30/36 MVA con la Utilización del Software Cap505	155
4.4.1 Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	155
4.4.2 Demás Funciones de Protección del Relé	160
4.5 Pruebas Realizadas Mediante Simulaciones al Sistema de Protecciones del Relé RET543 de la Subestación Móvil ABB	161
4.5.1 Protocolo de Pruebas del Relé RET 543	161
4.5.1.2 Pruebas para la Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	164



4.5.1.3 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	166
4.5.1.4 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	167
4.5.2 Análisis de resultados de las pruebas realizadas	167
4.5.2.1 Pruebas para la Protección Diferencia Estabilizada e Instantánea del Transformador (DIFF6T)	167
4.5.2.2 Protección 51.BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	171
4.5.2.3 Protección 51-AT de sobrecorriente Trifásica no direccional (NOC3Low)	173
 CAPÍTULO V	
5.1 Conclusiones	175
5.2 Recomendaciones	178
Referencias Bibliográficas	179
ANEXOS	181



INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia han venido creciendo en los últimos años de manera acelerada debido a que cada día existe mayor demanda en el sector eléctrico, por lo que es necesario tener un sistema más robusto, mayor disponibilidad de equipos, capacidad y un mejor funcionamiento del sistema de protecciones y mayor respuesta ante una falla que se presente. Para esto se requiere de un sistema de protección que proporcione calidad y continuidad del servicio eléctrico, al igual que brinde seguridad y confiabilidad no solo a los equipos del sistema, sino también al personal que opera.

Cualquiera de los elementos que forman parte del sistema de potencia pueden fallar afectando al sistema, y por tanto, a los consumidores durante todo el tiempo que dicho elemento permanezca fuera de servicio, es por tal motivo que surge la necesidad de disponer de un sistema de protecciones bien diseñado e implementado en estas subestaciones móviles.

Las protecciones eléctricas son todos aquellos equipos destinados a proteger los diferentes elementos del sistema de potencia que conforman las llamadas zonas de protección: generadores, transformadores, líneas, barras y motores, con la finalidad de detectar condiciones anormales y ordenar el aislamiento del sector del sistema eléctrico afectado, evitando que condiciones puntuales se extiendan a otras zonas o dañen equipos. Estas protecciones deben contar con las siguientes propiedades básicas: selectividad, confiabilidad, sensibilidad, velocidad y seguridad.

Para fines de este proyecto el caso en estudio corresponde al Centro Nacional de Recuperación de Transformadores (C.N.R.T) (Filial de Corpoelec) el cual se encarga del mantenimiento de transformadores, reparación e instalación de subestaciones móviles en casos de emergencia donde sean requeridas, y es por esto que el C.R.N.T posee varias subestaciones móviles ABB de 115/13,8 kv de 30/36 MVA para estos caso al igual que otras la cuales no serán objeto de estudio en este proyecto.



Hoy en día la demanda a nivel nacional de electricidad ha aumentado considerablemente, debido al crecimiento industrial, comercial y residencial que se ha venido presentado en los últimos años, y como consecuencia al haber mayor cantidad de equipos, subestaciones y demanda, también hay mas fallas y requerimientos de unidades de transformación para emergencias son requeridos para solventar de manera rápida ante un problema mientras se repara o resuelve la situación.

Es por tal motivo que el C.N.R.T debe poseer subestaciones móviles a fin de poder responder en caso de fallas, para aumentar temporalmente la capacidad suministrada en alguna zona, para integrar servicios de comunicaciones junto con servicios eléctricos para instalaciones permanentes y semipermanentes en el sistema en cualquier parte del país donde sea requerida y que cada subestación móvil tenga un esquema de protecciones seguro, rápido y confiable para realizar la coordinación correcta para su uso ante cualquier situación o lugar y por eso es que se requiere una revisión de dichos sistemas y protecciones de dichas subestaciones para finalmente realizar la coordinación y optimizar el sistema de la misma en niveles de tensión de 115kV y 13.8kV, cumpliendo así con el objetivo general de este proyecto.

Para el desarrollo de los objetivos específicos de este proyecto, en primer lugar se debe identificar la composición del sistema de protecciones de la subestación móvil ABB 115/13.8KV de capacidad de 30/36MVA, las características del relé RET543 que compone el sistema de protecciones y sus funciones, los sistemas de transmisión y distribución donde trabajara dicha subestación y los niveles de tensión a los cuales será utilizada para así tener conocimiento del sistema de protecciones de las subestaciones en estudio. Los ajustes actuales del relé serán cargados en una base de datos para de esta forma tener rápido y fácil acceso a dichos ajustes. Luego se realizará el análisis de coordinación del sistema de protecciones de la subestación y crearan los grupos para los cuales trabajará la subestacion con los ajustes actuales y calculando niveles de cortocircuito en los puntos de interés para finalmente diseñar el esquema de protecciones por sobrecorriente y así desarrollar el análisis de coordinación, para hacer las propuestas y recomendaciones de mejora al sistema de protecciones de la misma, estos ajustes



propuestos al igual que los ajustes actuales serán colocados en el proyecto y comparados a través de tablas y cuadros resumen.

Este proyecto está dividido en 5 capítulos:

En el primer capítulo se definen el planteamiento del problema, los objetivos a cumplir durante el desarrollo de este proyecto, la justificación donde se indica la importancia de la investigación y las delimitaciones donde se especifica el límite y alcance del estudio.

En el segundo capítulo se muestran los antecedentes en los que se respalda la investigación, de igual forma se muestran las bases teóricas del estudio que se utilizarán como referencias fundamentales y que sustentan la propuesta.

El tercer capítulo describe el marco metodológico, donde se definen cada una de las fases que indican la secuencia y la línea de trabajo requerida para cumplir con los objetivos.

El cuarto capítulo muestra los resultados de cada una de las fases o etapas previstas en el marco metodológico, así como los cálculos realizados y el manejo del programa asociado al relé y también el uso y manejo del mismo. Los resultados obtenidos indican los niveles de cortocircuito y los ajustes realizados, así como los análisis de los gráficos de coordinación para la situación propuesta.

En el quinto y último capítulo se presentan las conclusiones a las que se llega luego de finalizado el análisis, las propuestas y recomendaciones finales para la solución del problema.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La electricidad es parte integral de la sociedad moderna, por ejemplo, es utilizada en la industria, el transporte, el comercio, la atención de la salud, y las actividades propias del hogar, todas ellas dependen en gran medida de la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. Las empresas del sector eléctrico se esfuerzan por prestar un servicio eficiente satisfaciendo las necesidades de los suscriptores, tomando las precauciones necesarias para abordar cualquier falla que se pueda presentar en alguno de los componentes del sistema, de tal manera que afecte lo menos posible a los beneficiarios del mismo.

Sin embargo, la confiabilidad del sistema eléctrico es vulnerable debido a distintas fallas que se pueden presentar en el mismo, ocasionando grandes pérdidas económicas e inseguridad en la población. Como el apagón ocurrido en agosto del 2003 en varias ciudades del noreste de Estados Unidos y del este de Canadá donde un incidente provocado por una sobrecarga, como consecuencia de la caída de un rayo sobre una planta de energía, dejó como saldo pérdidas superiores a los 3 millones de dólares diarios, habiendo durado cuatro días. Esto produjo que el gobierno norteamericano estableciera un plan de desarrollo del sector eléctrico, para superar, no solo la situación planteada, sino la dependencia del suministro eléctrico respecto a la nación canadiense. [1]

En el caso de Venezuela, con la finalidad de mejorar la eficiencia de la industria eléctrica, desde el año 2008 se viene realizando el proceso de nacionalización de todas las empresas del sector eléctrico, generación, transmisión y distribución, unificándolas en la Corporación Eléctrica



Nacional (CORPOELEC) cuya gestión está basada en prestación del servicio eléctrico bajo los principios de equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, equidad, solidaridad y transparencia a los fines de garantizar un suministro de electricidad al menor costo posible y con la calidad requerida por los usuarios.

CORPOELEC cuenta con el Centro Nacional de Recuperación de Transformadores (C.N.R.T) el cual está ubicado en el Municipio Zamora del Estado Aragua. Este centro se encarga del mantenimiento de transformadores, reparación e instalación de subestaciones móviles en casos de emergencia donde sean requeridas.

Para suplir fallas o contingencias en el sistema de distribución el C.N.R.T tiene actualmente 11 subestaciones móviles de las cuales seis (06) móviles son marca ABB (Asea Brown Boveri, S.A) de niveles de transformación 115/13.8 kV y 115/34.5 kV, con una capacidad de 30/36 MVA. Actualmente estas presentan diversas dificultades en el sistema de protección al momento de su instalación, lo cual hace que se retrase hasta 24 horas la puesta en funcionamiento, lo que representa un tiempo considerablemente largo, afectando a los suscriptores del servicio eléctrico. Estos inconvenientes surgen principalmente al hacer la programación de sus protecciones las cuales dependen del relé modelo RET543 y lo que a su vez provoca dificultades de comunicación con los elementos que componen a la misma. [Fuente: Ing. Braulio Ramos]

De persistir estos inconvenientes pueden ocasionarse problemas como, mayor tiempo de puesta en servicio de la subestación y por lo tanto la demora en la recuperación de la carga, lo que afecta directamente a los usuarios; incurrir en costos adicionales, por concepto de sueldos y salarios, así como desgastes de equipos; por último y más importante, se puede causar daños a la subestación eléctrica y a la red por un mal ajuste del sistema de protecciones.

En atención a la problemática planteada es necesario buscar las alternativas que ayuden a mejorar de forma rápida, económica, segura y eficaz todo lo concerniente a los párrafos anteriores, por tal motivo se propone realizar una evaluación general del sistema de protecciones



de las subestaciones móviles marca ABB de 115/13.8 kV, proyecto adscrito a la línea de investigación de Ingeniería Eléctrica Aplicada, del Departamento de Potencia de la Escuela de Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo, el cual contempla optimizar la programación del relé RET543 considerando varios grupos de ajustes y adquirir un mayor conocimiento sobre su programación, para mejorar su comunicación con los demás componentes de la subestación y así utilizar a plena capacidad todas las funciones que posee el relé para corregir el sistema completo de protecciones de la subestación móvil y esta pueda ser programada e instalada de manera rápida y efectiva.

Finalmente, se hará el análisis de los resultados, con la finalidad de optimizar el Sistema de Protecciones de la subestaciones móviles ABB de 115/ 13.8 kV, así como generar las conclusiones y recomendaciones necesarias; que le brinden al sistema y a los suscriptores la oportunidad de beneficiarse con una red de suministro de energía eléctrica segura, confiable y continua.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Optimizar el sistema de protecciones eléctricas de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA, mediante la utilización del relé RET543 marca ABB.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Describir la composición del sistema de protecciones eléctricas de la subestación móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad de 30/36 MVA.
2. Evaluar las características del relé RET543.



3. Establecer valores que definen la actuación del sistema de protecciones de las subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad de 30/36 MVA, considerando los esquemas de una subestación radial, una subestación radial con transformadores en paralelo y una subestación con un generador acoplado a la barra de 13,8 kV.
4. Programar las configuraciones más destacadas de la subestación móvil ABB con la utilización del software CAP505 del relé RET543,
5. Realizar simulaciones funcionales al sistema de protecciones de la subestación móvil ABB, mediante un protocolo de pruebas y puesta en trabajo a través del relé RET543.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Valor Tecnológico y de Innovación

1. Proporcionará información detallada del sistema de protecciones de la subestación móvil ABB de 115/13.8 kV, dando a conocer en detalle las condiciones actuales de su red eléctrica y de los equipos que la componen.
2. Suministrará valores de la configuración para una óptima actuación del sistema de protecciones de la subestación móvil, a través de los cálculos respectivos y de las distintas configuraciones y/o grupos de ajustes. De esta manera se puede verificar si el sistema, cuenta con una coordinación adecuada para las protecciones principales y de respaldo, capaz de actuar y despejar las fallas de manera rápida y eficaz, sin que se produzcan daños irreparables en los equipos de la subestación móvil y del sistema de potencia.



3. Brindará al personal del Departamento Técnico de la Empresa mejores conocimientos sobre la programación y utilización de las funciones del relé RET543 y del sistema de protecciones en general, suministrando así una herramienta que facilitará la elaboración de las diferentes rutinas de mantenimiento y/o programación de los equipos del sistema de protecciones de la subestación mediante el relé RET543, a través de los datos proporcionados en este proyecto para los distintos grupos de ajustes.

Valor Económico y Social

1. Mejorará la confiabilidad y la calidad del servicio, reduciendo los tiempos operacionales en el restablecimiento del sistema ante la ocurrencia de una falla en el mismo, de manera de no afectar a los suscriptores
2. Disminuirá el riesgo de daños al personal que labora en la instalación de la subestación por fallas en el sistema de protecciones de la misma y que podría afectar la seguridad e integridad de todo el personal.
3. La correcta operación del sistema de protecciones de la subestación móvil, puede evitar que se generen daños a equipos, líneas, barras, interruptores, entre otros del sistema de distribución de la compañía de electricidad.
4. Por otro lado se tiene que las subestaciones móviles representan una gran inversión, con un costo aproximado de 3.000.000 de US\$ cada una, por lo que su sistema de protecciones eléctricas, debe garantizarse de manera confiable y segura, evitando el sometimiento de estas unidades a condiciones de operación fuera de las especificaciones de diseño, que pudieran comprometer su operatividad.



1.4 ALCANCE

Este proyecto contempla la optimización y programación de los distintos grupos de ajustes del sistema de protecciones eléctricas de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA mediante la utilización del relé RET543 marca ABB.

1.5 DELIMITACIONES

De Contenido

El proyecto de investigación, optimización y programación del sistemas de protecciones eléctricas de la subestación móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA mediante la utilización del relé RET543 marca ABB contempla, el levantamiento detallado de las conexiones del relé RET543 y sus componentes, la recopilación de información acerca de este, desde sus funciones hasta su programación y comunicación con los demás elementos del sistema de protección de la subestación móvil perteneciente a CORPOELEC y ubicadas en el C.N.R.T.

En el mismo orden de ideas se realizará la evaluación de las condiciones actuales del sistema de protecciones de estas subestaciones móviles funcionando con el relé RET543, así como los componentes de monitoreo y de señalización que interactúan con el mismo, de igual forma se evaluará la programación y puesta en funcionamiento del relé RET543 mediante del software suministrado por el proveedor y mediante su programación manual. De ser necesarios se propondrán los ajustes correspondientes para mejorar las funciones y programación del mismo; además se presentarán las recomendaciones necesarias posteriores al análisis de los resultados obtenidos que permitan generar mejoras en la programación y una mayor eficacia en la puesta en funcionamiento de las subestaciones móviles 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA mediante la utilización del relé RET543 marca ABB.



De Espacio

El Centro Nacional de Reparación de Transformadores (C.N.R.T) se encuentra ubicado en Villa de Cura, Estado Aragua, dentro de las instalaciones de la Subestación de CORPOELEC.

De Tiempo

Este proyecto de investigación se desarrolló entre los meses de Agosto del 2010 y Mayo del 2011.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Según la revisión documental hecha en la empresa, estudios similares al propuesto no han sido realizados anteriormente en el CENTRO NACIONAL DE RECUPERACIÓN DE TRANSFORMADORES (C.N.R.T), sin embargo en la Universidad de Oriente y en la Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, existen trabajos de grado cuyo objeto de estudio y propuestas son afines; es por ello que se han considerado como referencia en lo concerniente a la metodología de estudio, para el desarrollo de este proyecto de investigación; estos estudios son citados a continuación.

Naal, E. (2005). Análisis de los criterios de ajuste y coordinación del sistema de protecciones de la S/E Jose 400/115/34.5 kV. Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Este trabajo de grado, tuvo el propósito de elaborar un estudio completo, detallado y actualizado del sistema de protecciones de dicha subestación, de manera de obtener resultados que permitieron realizar el ajuste necesario de los equipos de protección para el despeje de las posibles fallas que puedan suscitarse en cualquier momento, minimizando los daños a equipos y personas, así como también se mejoro y optimizo dicho sistema.

Aporte: permitió el establecimiento del procedimiento a seguir para la elaboración del marco metodológico, así como los cálculos necesarios y métodos para la elaboración de resultados a través de la siguiente metodología mencionada a continuación:

1. Inspección de la subestación.



2. Inspección visual del área de trabajo.
3. Componentes de la subestación.
4. Levantamiento de toda la información referente a la subestación en general: transformador de potencia, dispositivos de protección, conductores y equipos de medición, relés de protección y demás componentes asociados a la misma.
5. Recopilación de la información sobre los relés y componentes de comunicación con el mismo.
6. Ubicación física del sistema de protección.
7. Seguimiento del conductor de cada sensor, componente y dispositivo del sistema de protección hasta el relé.

Roa, A. (2010). Análisis comparativo de los parámetros de los modelos del sistema eléctrico de potencia nacional utilizados por EDELCA y por OPSIS y evaluación del desempeño de las protecciones REL 316*4 y D60 en las líneas San Gerónimo – Santa Teresa 400kV con la aplicación digsilent power factory. Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Departamento de Ingeniería Eléctrica. La finalidad de este trabajo de investigación de grado fue: la unificación y actualización del modelo del sistema de potencia nacional por medio del programa digsilent, cuyo modelo es empleado para análisis de fallas de los sistemas de protecciones, en particular, con los relés numéricos REL316*4 y D60 en las líneas San Gerónimo – Santa Teresa de 400kV. Por tal razón, el Departamento de Protecciones y Teleprotecciones de EDELCA se ha visto en la necesidad de actualizar su herramienta de simulación de redes eléctricas con el programa DIgSILENT implementado por OPSIS.

Aporte: sirvió de fuente para la elaboración del marco teórico, así como el principio de funcionamiento y características de los relés numéricos de este tipo, su comunicación, programación y funcionamiento. También contribuyó con las metodologías usadas a través de las siguientes fases:



- Revisión del diagrama unifilar.
- Evaluación de los niveles de cortocircuito.
- Coordinación de las protecciones de los dispositivos.
- Medición de los parámetros del transformador.

Los trabajos de grado anteriormente mencionados, sirvieron para ilustrar como debía ordenarse la información correspondiente al procedimiento para la evaluación del sistema de protección de forma sencilla y comprensible para facilitar la obtención de los datos y realización de los cálculos, de igual forma constituyeron una guía acerca de los lineamientos y pautas a seguir en la realización de la evaluación del sistema de protecciones de las subestaciones móviles 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA mediante la utilización del relé RET543 marca ABB. Asimismo permitieron establecer cuáles serían los puntos a tratar en dicha evaluación y brindaron la oportunidad de esclarecer algunas dudas en cuanto al alcance a contemplar para este trabajo especial de grado.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Sistema de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia, es una red formada por un conjunto de unidades generadoras, subestaciones transformadoras, estaciones de distribución y de interconexión, líneas y receptores que están eléctricamente unidos, cuya función es: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a todos los suscriptores conectados a dichos sistemas; bajo ciertas condiciones y continuidad del servicio, regulación de tensión y control de frecuencia. [3]



2.2.1.1 La Subestación Como Parte de un Sistema de Potencia

Un sistema de potencia se conforma con el propósito de crear un enlace efectivo entre las fuentes de generación eléctrica y los centros de consumo de una región determinada, bien sea ésta, un estado, una zona geográfica o un país. Por otra parte, la separación geográfica entre las fuentes de generación y los centros de consumo implica una mayor complejidad del sistema y si a esto añadimos la necesidad de interconexión de varios sistemas eléctricos, se hace entonces evidente la existencia de puntos específicos del sistema que deben ser considerados como críticos para efectos, no sólo de facilitar el suministro de electricidad, sino también de controlar las operaciones del sistema según el ciclo de carga y para otros propósitos tales como protección, facturación, entre otros.

En esos puntos críticos es donde se ubican físicamente las subestaciones eléctricas, instalaciones que están conformadas por los equipos necesarios para hacer factible el control de las operaciones del sistema. De aquí, que no pueda desarrollarse el estudio de las subestaciones sin la comprensión cabal de que estas instalaciones son parte indivisible del sistema de potencia.

Entre las funciones principales de las subestaciones se encuentra la transformación entre distintos valores de voltaje, proceso éste fundamental para hacer posible la economía en la transmisión y distribución. Sabida es, la necesidad de incrementar los valores de voltaje de transmisión en la medida en que los bloques de energía sean mayores y deban ser transmitidos a grandes distancias entre centros de generación y centros de consumo.

Otra de las funciones primordiales de las subestaciones es la de protección, que surge de la necesidad de operar el sistema de forma tal que las fallas que se presenten afecten de la manera más leve posible al sistema, lo que significa principalmente, limitar a un muy breve período de tiempo las altas corrientes asociadas a las fallas y restringir la zona afectada. Esta necesidad obliga a contemplar la posibilidad de efectuar maniobras de desconexiones y/o conexiones mediante equipos especiales para cumplir esa misión que prevendrán igualmente de posibles



daños a los equipos principales y al personal de explotación. Por otra parte, la posibilidad de efectuar maniobras cobra mayor importancia cuando nos referimos a sistemas interconectados, puesto que aquellas pueden ejecutarse con propósitos operativos programados que conlleven a una operación óptima del sistema.

2.2.1.2 Tipos Básicos de Subestaciones

Basándonos en lo expuesto, se pueden clasificar las subestaciones según su función dentro del sistema de la siguiente manera:

Subestaciones elevadoras: destinadas a elevar el nivel de tensión en un sistema, ubicándose normalmente en la interfase entre la generación y la transmisión. Ejemplo de este tipo de subestación tenemos en las salidas de las principales plantas generadoras del país, tal como Planta Centro, en la que la tensión de salida de las unidades generadoras se eleva hasta 400 kV.

Subestaciones reductoras: destinadas a reducir el nivel de tensión en un sistema y por tanto, su ubicación usual es en las cercanías de los centros de consumo. Un ejemplo de este tipo de subestación lo tenemos en la Subestación Bárbula 115/13,8 kV, de CORPOELEC, la cual se encuentra ubicada en las inmediaciones de nuestra Universidad de Carabobo.

Subestaciones de interconexión: destinadas a controlar algunas zonas especiales de los sistemas, tales como puntos de conexión entre sistemas diferentes o en medio de largas líneas de transmisión de muy alto voltaje. Un ejemplo de esta subestación lo tenemos en la Subestación San Diego, 230 / 115 kV, 400 MVA, de CORPOELEC, ubicada en la Autopista Regional del Centro, muy cerca de Valencia. [3]



2.2.2 Composición Eléctrica de una Subestación

Desde el punto de vista de equipamiento eléctrico, la subestación está conformada por tres grandes partes o sistemas:

Sistema primario: aquél conformado por todos los equipos de alta tensión conectados al sistema de potencia. Como ejemplo, podemos mencionar a los transformadores de potencia, disyuntores y seccionadores.

Sistema secundario: aquél conformado por equipos de baja tensión que efectúan funciones de protección y control de los diferentes circuitos que conforman el sistema primario de la subestación. Ejemplos de elementos de este sistema son los relés de protección y los equipos de medición de energía.

Sistemas auxiliares: estos sistemas los conforman los aparatos responsables de dar soporte a los equipos de los otros sistemas ya mencionados, con el propósito de que aquellos puedan efectuar las funciones para las que están destinadas. También se incluyen los sistemas que cumplen funciones de seguridad. Como ejemplo, pueden mencionarse el sistema de alimentación de corriente continua, el sistema de iluminación, etc. [3]

2.2.3 Subestación Móvil

Una subestación móvil es una subestación eléctrica completa montada en una o más plataformas.

Aplicaciones de las subestaciones móviles:

- Incrementar la continuidad del servicio durante emergencias, al sustituir una subestación completa en caso de una condición de falla.



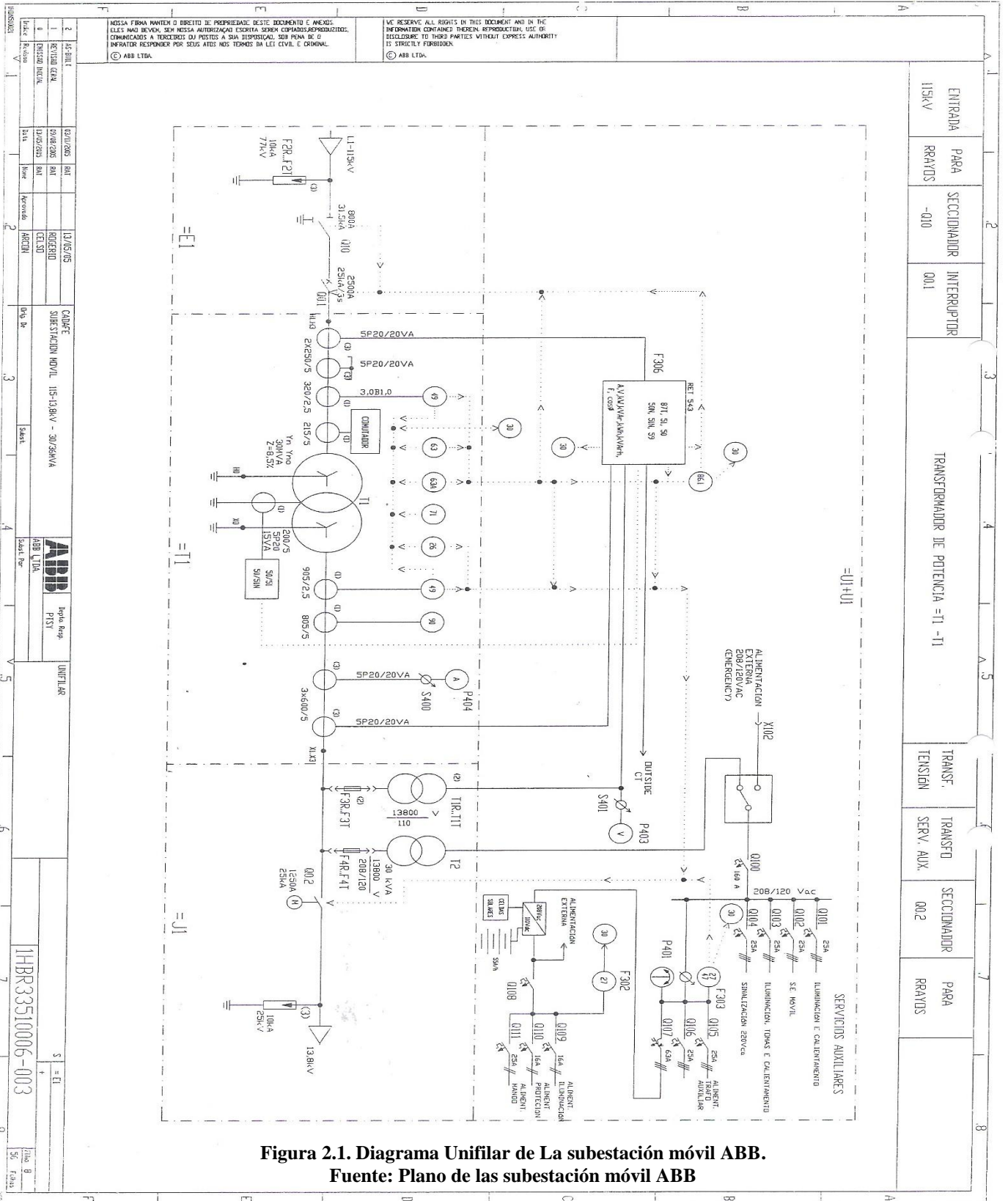
- Asegurar el servicio durante condiciones de mantenimiento.
- Aumentar temporalmente la capacidad suministrada para:
 - ✓ Nuevas zonas residenciales
 - ✓ Nuevas plantas industriales
 - ✓ Ubicaciones remotas
 - ✓ Proyectos de electrificación rural
- Integrar servicios de comunicaciones junto con servicios eléctricos para instalaciones permanentes y semipermanentes. [16]

2.2.4 Descripción de la Subestación Móvil ABB

Los equipamientos de la subestación móvil son montados sobre un tráiler de forma de construir una unidad integrada, para ser utilizada en condiciones de emergencia y mantenimiento de los sistemas de potencia en CORPOELEC. En la figura 2.1 se puede observar el diagrama unifilar del equipamiento de la subestación móvil 115/13.8 kV de 30/36 MVA

Características Generales

- Capacidad Nominal: 30/36 MVA
- Frecuencia nominal: 60HZ
- Numero de fases: 03
- Circuito de entrada: 115 kV
- Circuito de salida: 13,8 kV





2.2.4.1 Sector de Entrada de la Línea de Alta Tensión (A.T)

2.2.4.1.1 Pararrayos (F2R, F2S, F2T)

Para la protección contra descargas atmosféricas y subidas de tensión en la línea de entrada son instalados 3 pararrayos propios para el uso externo.

Características nominales

- Tipo : PEXLIM Q096-XH123.
- Tensión : 96 kV.
- Frecuencia : 60 Hz.
- Corriente nominal de descarga, onda 8 x 20 us: 10 kA.

2.2.4.1.2 Modulo Híbrido Aislado en SF6 – 115KV (Q10+Q10t+Q0.1)

La solución adoptada para el sector de alta tensión de la subestación móvil es la utilización de un modulo compacto híbrido compuesto de un seccionador con una llave de aterramiento y de un interruptor, estos dos equipos montados en un mismo cuerpo y aislado en SF6. La llave seccionadora tripolar Q0.1 puede ser maniobrado por medio del comando local, manual o remoto, observándose la interacción con el interruptor para la operación de abrir y cerrar, la cual deberá ser reabierta solamente con el interruptor de alta Q10 abierto a fin de que se eviten operaciones en sobrecarga.

El interruptor de entrada de 115 kV es el responsable por la energización de la subestación pudiendo ser operado con el mando local a través del panel de control principal en la posición remota.



Características nominales

- Tipo : PASS MO 145 kV.
- Fabricante : ABB.
- Tensión Nominal : 115 kV.
- Corriente nominal : 2000 A.
- Frecuencia nominal : 60 Hz.
- Capacidad de interrupción Simétrica: 25 kA ef.
- Nivel Básico de impulso (NBI) : 650 kV.
- Ciclo de operación : 0-0,3s-CO-15s-CO.

2.2.4.2 Transformador de Potencia

El transformador es el elemento responsable para bajar la tensión primaria de 115 kV para 13,8 kV. Su potencia nominal es de 30/36 MVA, donde el enfriamiento es hecho por medio de un conjunto de refrigeración compuesto de:

- 2 motobombas.
- 2 refrigeradores de calor.
- 2 moto ventiladores.

El sistema de enfriamiento es dimensionado de modo de permitir una operación continua del transformador en 100% de la potencia nominal o en 120% con la operación de los dos sistemas de refrigeración, en cualquier relación de transformación sin que sean excedidos los valores límites de elevación de temperatura especificados.



El sistema de refrigeración es programado para volver a operar el equipamiento al 100% de la potencia nominal con apenas un sistema de refrigeración encendido, si que cualquiera de ellos presente algún problema.

Los motores de los ventiladores, como las bombas, son trifásicos 380 V, 60 Hz accionados a través de llaves de comando localizadas en el panel de comando del transformador.

EL transformador de potencia tiene 2 transformadores de corriente en cada fase H1, H2 y H3 relación de transformación 250-5 Clase 5P20-20, siendo utilizados para la protección de sobrecorriente y diferencial.

Tiene también un transformador de corriente en la fase H1 de relación 215-5 A Clase 10 P20-12,5 VA, siendo utilizado para la protección del conmutador de sobre carga y un transformador de corriente en la fase H2 de relación 320-2,5 A Clase 3,0B1,0 siendo utilizado para la imagen térmica.

En el secundario existen dos transformadores de corriente en cada fase X1, X2, X3 de relación de transformación 1500-5 A Clase 5P20-20 VA siendo utilizado para la protección de sobrecorriente y diferencial, un transformador de corriente con relación de transformación 1500-5 A clase 1-40 VA siendo utilizados para medición.

Posee también un transformador de corriente en la fase X1 relación 1510-5 A Clase 1B 0,5 siendo utilizado para compensación y un transformador de corriente en la fase X2 relación 2260-2,5 A clase 3,0B1,0 siendo utilizado para imagen térmica.

El transformador tiene en su carcasa un transformador de corriente externo 200-5 A clase 5P20-15 VA para protección de masa.



La construcción del transformador es hecha de acuerdo con las normas ABNT en lo que se refiere al nivel de aislamiento, calentamiento y condiciones de funcionamiento.

El transformador cuenta con los siguientes dispositivos de protección:

- Termómetro de aceite (ITO-función ANSI 26)
- Relé Buchholz (RB función ANSI 63T)
- Imagen térmica (IT función ANSI 49)

2.2.4.3 Sistemas

Sistema de Mando y Señalización de Alarmas y Servicios Auxiliares

Este panel contiene además de características constructivas, IP 54, todos los equipamientos necesarios para la protección, comando, control, medición y señalización de la S.E móvil.

Es equipado también con resistencias de temperatura e iluminación de emergencia 125 VDC.

Rectificador / Cargador de Batería

Este panel es responsable por la entrega de tensión de corriente continua para el panel de comando y también tiene la finalidad de cargar las baterías.

Internamente en el panel del rectificador cargador de baterías existe un modulo AC/DC que hace la función de reemplazar la energía del banco de baterías cuando la S/E no estuviera energizada.



Baterías

Las baterías tienen por finalidad reemplazar temporalmente la entrega de tensión DC para el panel de comandos en caso de falta de alimentación del rectificador. El banco de batería puede ser cargado opcionalmente por un sistema de células fotoeléctricas instalado internamente en el panel del rectificador.

Este sistema entrara en operación cuando la S/E estuviera desenergizada, para mantener las baterías cargadas cuando no estuvieran en uso.

2.2.4.3 Sector de Baja Tensión (B.T)

La subestación móvil no cuenta con celdas de salidas de circuitos de 13.8 kV por lo cual se usan las celdas de la subestación fija. Del lado de baja tensión la subestación móvil cuenta con los siguientes equipos:

2.2.4.4.1 Transformador de Potencial (T1R, T1S, T1T)

Los transformadores de potencial son responsables de la alimentación, medición y protección de la subestación.

Características nominales

- Tipo : VKE-36.
- Fabricante : AREVA.
- Tensión primaria nominal : $13800/\sqrt{3}$ V.
- Tensión secundaria Nominal : $110 - \frac{110}{\sqrt{3}}$ V.
- Relación de transformación : 72,43:1/125,45:1.
- Potencia térmica : 500 VA.



2.2.4.4.2 Fusibles de B.T (F3R, F3S, F3T)

Los fusibles de B.T son para la protección de los transformadores de potencial. Son de alto poder de ruptura, propio para trabajar al tiempo y de fácil retirada y acceso.

Características nominales

- Tipo : UKD-6.
- Fabricante : Gardy.
- Tensión nominal : 17,5 kV.
- Corriente : 2 A.
- Corriente de ruptura (eficaz) : 72 kA.
- Nivel básico de impulso (NBI) : 95 kV.

2.2.4.4.3 Seccionador 13,8 kV (Q0.2)

La llave seccionadora tripolar puede ser maniobrada a través del comando local motorizado o manual y también remotamente, observándose la posición de bloqueo instalado en la seccionadora que bloquee la llave en la posición totalmente abierta o totalmente cerrada.

La operación de abrir o cerrar, solamente deberá ser ejecutada con el interruptor de alta Q10 abierto a fin de que se evite operaciones en carga. Si acaso el operador intenta operarlo con el interruptor cerrado, un contacto auxiliar pasante de la misma, desligará automáticamente el interruptor.



Características nominales

- Tipo : AV-152502-SM.
- Fabricante : DELMAR.
- Tensión nominal : 15 kV.
- Corriente : 2500A.
- Abertura : Vertical.
- Comando : Motorizado.

2.2.4.4 Pararrayos de Salida de B.T

Para la protección contra descargas atmosféricas y sobre voltajes en la línea de salida están montados tres pararrayos propios para uso externo.

Características nominales

- Tipo : MWK 12.
- Fabricante : ABB.
- Tensión nominal : 12 kV.
- Corriente : 10 kA.
- Corriente nominal de descarga, 8 x 20us : 10 kA.
- Frecuencia : 60 Hz.

2.2.5 Sistema de Protección

El objetivo fundamental de un sistema de protección eléctrica es detectar la falla, localizar la falla y, retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del sistema continúe prestando un buen servicio además de prevenir los daños al personal [5].



Para diseñar el sistema de protección de un sistema de potencia no basta con conocer, únicamente, las corrientes de falla, es necesario conocer exactamente, el comportamiento en condiciones normales y en condiciones de falla, para poder detectar la eventual condición de falla.

En los sistemas de protecciones se analizan algunos aspectos de los sistemas de potencia, tales como: corriente de carga y de cortocircuito, corriente de falla y generación, corriente de falla y localización, corriente de falla y excitación, dirección de potencia, direccional de falla, corrientes de sincronización, impedancias, resistencia de falla, realimentación, compensación de corriente residual, compensación por corriente mutua, oscilaciones de potencia, pérdida de sincronismo, estadísticas de falla, recierre [5].

2.2.5.1 Funciones Fundamentales

Para cumplir con su objetivo fundamental, los sistemas de protección realizan diferentes funciones, orientadas a mantener la calidad y continuidad del servicio [5].

Algunas de ellas son:

- Retirar rápidamente del servicio cualquier elemento que afecte al sistema, como es el caso de un elemento en cortocircuito.
- Accionar señales sonoras o luminosas cuando se presente una condición anormal que puede afectar el sistema a objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes como es el caso de una sobrecarga de un transformador.
- Retirar del servicio los elementos o equipos en donde la condición anormal pueda poner en peligro al sistema o al mismo equipo como es el caso de una sobrecarga mantenida en un transformador, es lógico que debe ser retirado antes que pueda fallar por sobrecarga.



- Impedir maniobras incorrectas que pueda cometer el personal de operación y que puedan afectar al personal de potencia, tal como una orden de sincronización sin cumplir con los requisitos para ello.
- Seleccionar al sistema de potencia en el punto más adecuado frente a una pérdida de generación o frente a una pérdida de sincronismo.

Un sistema de protección, en general, debe realizar todas aquellas funciones tendientes a evitar que se efectúe la calidad y continuidad del servicio y a mantener en su más alto grado de explotación y rentabilidad al sistema de potencia [5].

2.2.5.2 Características de los sistemas de protección

Como ya se ha mostrado en los puntos anteriores el objetivo fundamental de los sistemas de protección es mantener la calidad y continuidad del servicio, y por tal motivo se pueden deducir las características principales de un sistema de potencia, tal como lo indica Palacio, A. (2004), Protección de Sistemas de Potencia, quien define que estas características son: sensibilidad, selectividad, velocidad, confiabilidad y estabilidad.

Es necesario conocer cada una de las funciones y características de un sistema de protección, para así poder tener un conocimiento adecuado y aceptable del mismo, de manera tal que se puede diseñar y planificar un sistema de protección con los ajustes adecuados en los equipos de protección y por ende obtener los resultados esperados.

Un sistema de protección es una de las características más esenciales de un sistema de potencia, y debe ser examinado conjuntamente con todos los demás elementos esenciales.

Con frecuencia, existe una tendencia a considerar la protección del sistema, después de que se han diseñado todas las características del sistema de potencia [6]. Este enfoque puede determinar



que el sistema no está adecuadamente protegido, y además que los gastos económicos serían muy elevados. Un sistema de protección es tan fundamental para la seguridad del personal y la fiabilidad de suministro eléctrico, y puede tener grandes influencias sobre la economía del diseño del sistema. Por lo tanto los diseñadores de los sistemas de potencia deben examinar a fondo las protecciones del sistema en cada etapa de la planificación e incorporar en un sistema totalmente integrado un plan de protección que pueda ser coordinado y lo suficientemente flexible como para crecer con el sistema [6].

2.2.6 Protección Primaria

En la protección de sistemas de potencia, y en especial contra falla de cortocircuito, no es conveniente confiar en una sola posibilidad de despejar la falla, por cuanto los equipos de protección igualmente están sujetos a falla, que de ocurrir, permanecería en el sistema causando graves daños del mismo, no es posible pretender disponer de confiabilidad absoluta en los equipos de protección.

Por tal razón, normalmente, se diseña el sistema de protecciones de tal forma que presente lo que se llama protección primaria, de alta velocidad, y, en caso de falla, de la protección primaria, presente una segunda alternativa, llamada protección de respaldo, que opere al fallar la protección primaria. Al mismo tiempo, la protección respaldo sirve como protección fundamental cuando se hacen operaciones de mantenimiento en la protección primaria.

La protección primaria tiene por objeto despejar la falla a alta velocidad para permitir continuar prestando un buen servicio a los consumidores no afectados por falla, y, al mismo tiempo, reducir los daños causados a los equipos bajo falla. La protección respaldo, por el contrario, tiene que ser de menor velocidad, para permitir que opere la protección primaria, y, de no operar, en el tiempo correspondiente, entrar a despejar la falla.



Es importante aclarar que la protección respaldo no representa una duplicación en las protecciones, y, en algunos casos, tampoco representa equipo adicional, ya que los mismos equipos que suministran la protección primaria en otras áreas, eventualmente pueden ser utilizados para la protección respaldo. El concepto de duplicación de protecciones corresponde a la colocación de doble equipo de protección realizando idéntica función, lo que en ningún momento permite eliminar protección de respaldo.

2.2.7 Protección de Respaldo

Si al producirse una anomalía en el Sistema de Potencia, la protección encargada de aislar la zona (protección principal) no opera, los daños a los equipos serían mayores y la falla se propagaría por el resto del sistema con las consecuencias previsibles. Para que esto no ocurra se utiliza el respaldo, es decir, otra protección deberá ser capaz de detectar la falla y aislarla, aún a costa de dejar fuera de servicio equipos o sectores en condiciones normales.

Como parte de la protección de respaldo local hoy en día es común utilizar una protección denominada falla interruptor, (breaker failure) para desconectar por medio de un envío de disparo transferido directo (DTD) todos los interruptores que alimenten la falla en caso de que el primer interruptor llamado a despejarla no pueda hacerlo.

En los sistemas de alta tensión es indispensable que cualquier falla sea despejada en un tiempo muy breve para evitar daños y para preservar la estabilidad del sistema de potencia. Para lograr este objetivo se duplican las protecciones primarias y secundarias, se utilizan núcleos secundarios por separados en los transformadores de medida, contactores de disparo (bobinas 1 y 2) y baterías de control. [4]



2.2.8 Protección Secundaria

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protección, dentro de la misma subestación, llamado “protección secundaria”, un poco retardada, antes de recurrir a la protección de respaldo; en tales casos, debe tratarse de independizar los equipos que operan ambas protecciones con el objeto de evitar que una falla afecte a ambos niveles de protección.

En las subestaciones en donde se recurre al empleo de la protección secundaria es costumbre recurrir, inclusive, al empleo de diferentes bancos de baterías e interruptores con doble bobina de disparo, para que los sistemas eléctricos de disparo, de la protección primaria y secundaria, sean diferentes, y evitar que una falla afecte a ambos sistemas.

Es importante aclarar que el empleo de la protección secundaria en ningún caso puede justificar la eliminación de la protección de respaldo, que sigue siendo una protección remota, con equipos completamente diferentes, que garantice la eliminación de la falla.

2.2.9 Anormalidades de un sistema de potencia

Lukostchuk M., Alejandro, “Fallas en Sistemas de Potencia” [8], indica que las anomalías que afectan un sistema de potencia pueden dividirse en:

- Perturbaciones
- Fallas

El caso a estudiar corresponde a la condición de falla, es decir, que se realizará el análisis de las protecciones en el sistema de transmisión y distribución de la empresa en los niveles de



tensión ya especificados, a todos aquellos equipos que estén destinados a proteger contra esta anomalía.

2.2.9.1 Falla

Es la operación que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de esquemas de protección para evitar el daño de los equipos [8], los principales tipos de fallas son los siguientes:

a) Cortocircuitos.

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito trifásico a tierra.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito bifásico a tierra.
- Cortocircuito monofásico.

b) Conductores abiertos.

- Una fase abierta.
- Dos fases abiertas.

c) Fallas simultáneas.

d) Fallas en devanados.

e) Fallas evolutivas.

2.2.9.2 Detección e Interrupción de Fallas.

Una falla se puede detectar por el aumento súbito que trae a los parámetros del sistema de potencia. Los parámetros más utilizados con este fin son:

- Corriente.

- Voltaje.
- Angulo entre voltaje y corriente.
- Dirección del flujo de potencia.
- Impedancia.
- Frecuencia.
- Velocidad de variación de algunas de las cantidades anteriores.

Para poder utilizar los parámetros anteriores es necesario medirlos. Esta medición se hace mediante transformadores de medida, los cuales reproducen a escala reducida los voltajes y corrientes del sistema de potencia. Estos valores reducidos se aplican a los relés que se encargan de analizarlos y determinar si en el sistema de potencia ha ocurrido una falla. Si lo último es cierto los relés ordenan la apertura de los disyuntores que controlan. En la figura 2.2 se explica en forma esquemática lo dicho anteriormente.

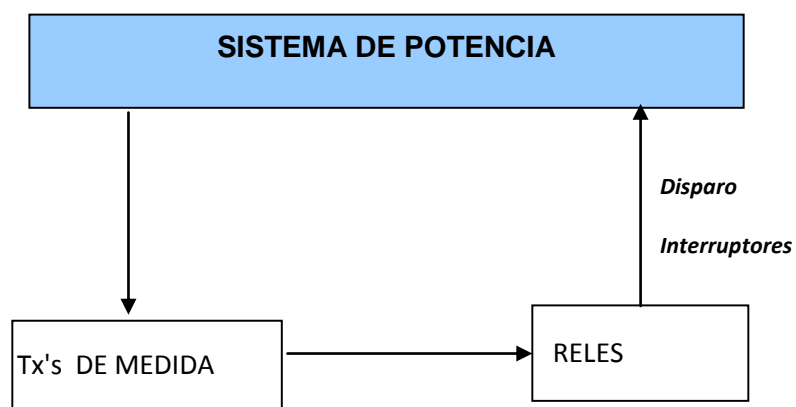


Figura 2.2. Diagrama de bloques de un sistema de protección.
Fuente: propia.

Los relés de protección principal, son aquellos que deben operar tan pronto ocurre la falla, ordenando la apertura del mínimo número de interruptores en el menor tiempo posible.



Lo ideal sería despejar cualquier falla con protecciones principales ya que se interrumpe la falla a la mayor velocidad posible, desconectando una porción mínima del sistema de potencia. La protección de respaldo es lenta (temporizada) y desconecta en algunos casos una porción mayor del sistema de potencia que la protección principal. Sin embargo, hay muchas causas que pueden hacer que un cortocircuito no pueda ser despejado en protección principal y por lo tanto, se necesita tener una segunda línea de defensa. Algunas de estas causas son:

- Desperfectos de los relés o error en su diseño.
- Avería en el mecanismo de apertura del interruptor.
- Avería en el interruptor propiamente dicho. El interruptor abre pero es incapaz de interrumpir la corriente de cortocircuito.
- Falta de continuidad en los circuitos de control.
- Falta de continuidad en los transformadores de medida de los relés.

2.2.10 Cortocircuitos

Según IEC un cortocircuito es toda conexión accidental o intencional, a través de una impedancia o resistencia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito, los cuales están normalmente a diferentes tensiones [8].

Las corrientes de cortocircuito son normalmente altas, con la excepción de sistemas puestos a tierra a través de impedancias elevadas o en sistemas aislados. La magnitud de la corriente de cortocircuito depende esencialmente de la configuración del sistema, del número de generadores conectados en el momento de la falla y del tipo de falla. Valores típicos de corrientes en el punto de falla están en un rango de 10 a 20 veces la corriente normal del sistema en ese punto [8].



De acuerdo a la duración, los cortocircuitos se pueden dividir en permanentes y transitorios. En los diferentes tipos de cortocircuito se nota que el cortocircuito trifásico, con o sin tierra, es la única falla balanceada, todos los otros tipos de cortocircuitos son desbalanceados [8].

2.2.10.1 Consecuencias del cortocircuito

Se deben tanto a los efectos de sobrecorriente como a los efectos de las caídas de tensión originadas por éste. Las consecuencias de estas sobrecorrientes son múltiples [8]; tales como:

- Destrucción física del lugar y de los equipos involucrados.
- Efectos electrodinámicos en barras, conductores y otros equipos del sistema.
- Solicitación térmica de los equipos.
- Caída de la tensión que provoca en el resto del sistema una disminución de la capacidad de transferencia de potencia.
- Interrupción del suministro de energía con el consiguiente perjuicio a ciertos tipos de consumidores.
- Aumento peligroso de las tensiones de paso y de toque.
- Sobretensiones.
- Producción de perturbaciones electromagnéticas.

2.2.11 Relés

En esta investigación, los dispositivos por medio de los cuales se analizarán las protecciones del caso estudio serán los relés, a los cuales, de ser necesario, se le realizaran nuevos ajustes, para de esta forma obtener una adecuada coordinación en los equipos de protección, y así cumplir con las características de un sistema de protección.



Un relé es un dispositivo eléctrico que está diseñado para responder, ante una condición de entrada, de un comportamiento descrito, y después de hallar la condición especificada, causar la operación del contacto ocasionando un cambio abrupto o estado igual, en el circuito de control eléctrico asociado. Además, las entradas usualmente son eléctricas, pero también pueden ser mecánicas, térmicas, u otras cantidades o combinación de ellas. La función de los relés de protección es detectar defectos en líneas, aparatos, peligros naturales o condición anormal de los sistemas de potencia, e iniciar la acción de control apropiada para el circuito [9].

Un relé es simplemente un elemento de vigilancia que recibe una o varias señales del sistema de potencia y que actúa dependiendo, de la información recibida, abriendo o cerrando contactos, dando, generalmente, órdenes de apertura a uno o varios interruptores [5].

2.2.11.1 Clasificación de los Relés

Los relés pueden ser clasificados en algunas diferentes maneras, tales como, por su función, entradas, características de actuación, o principios de operación, hay cinco tipos básicos funcional: protección, regulación, recierre, verificación de sincronismo y sincronización, monitoreo y auxiliar [9].

Relés de Protección: los relés de protección y sistemas asociados (y fusibles), operan para condiciones intolerables del sistema de potencia. Ellos se aplican en todas partes del sistema de potencia: generadores, barras, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentación, motores y cargas de utilización, banco de capacitores. La mayoría de los relés son dispositivos aislados que son conectados al sistema de potencia mediante transformadores de corriente o potencial, desde los más altos voltajes (765KV) a niveles de servicio por debajo de 480V. En general, los equipos de distribución por debajo de 480V están protegidos por fusibles o dispositivos de protección integral.



Relés de Regulación: están asociados a los taps del transformador, y regulador de voltaje de generación y control de los niveles de voltaje con variadores de carga. Los relés de regulación son usados durante la operación normal del sistema y por lo general no responden ante fallas del sistema.

Recierre, Verificación de Sincronismo, y Relés de Sincronización: los relés de este tipo son usados en energización, o restablecer líneas al servicio después que han estado fuera del sistema, y en la interconexión de partes pre-energizadas del sistema.

Relés de Monitoreo: son usados para verificar las condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protecciones. Por ejemplo, en un sistema de potencia son detectores de falla, medidores de voltaje, o unidad de sensores direccional que confirman la condición del sistema de potencia, pero no directamente desde que ocurre la falla o problema. En sistemas de protección, son usados para monitorear la continuidad del circuito, disparos de circuitos; en general, monitorean la función de algunas señales de alarma.

2.2.11.2 Tipos de Relés

En general, tomando como base su principio de operación, los relés que se emplean en la actualidad pueden agruparse en tres grandes grupos [9]:

- **Relés de atracción de armadura**

Son los relés que utilizan como base de su operación principios electromagnéticos, al igual que los contactores.

El tiempo de operación de este tipo de relés es de tipo instantáneo o acción inmediata; si se desea retardar la orden de disparo al interruptor, se debe recurrir a un relé de tiempo,



intermediario entre el relé de protección y el interruptor, que permita ajustar el tiempo deseado de retardo.

- **Relés de inducción**

Son los relés que utilizan como base de su operación principios de inducción, al igual que los motores.

El tiempo de operación de este tipo de relés es ajustable, modificando la distancia que debe recorrer el inducido para cerrar el contacto, además es de tipo inverso, a mayor señal menor tiempo, ya que la velocidad del giro del inducido depende de la magnitud del torque, y por tanto de la señal.

- **Relés electrónicos**

Son los relés en donde los procesos se realizan por medio de elementos electrónicos. Este tipo de relés presenta la ventaja de que su característica de operación se puede modificar fácilmente, y por lo tanto, se pueden obtener tiempos instantáneos o retardados; e igualmente, se pueden obtener las características inversas que se deseen. Dentro de estos relés se encuentran los relés propiamente electrónicos y los relés numéricos.

Según Palacio, Antonio (2004), los relés electrónicos, al igual que los relés de atracción de armadura y los relés de inducción presentan diferentes tipos de construcción, así:

- a. Relés analógicos:** son relés en donde las operaciones son realizadas por elementos electrónicos utilizando señales de valor muy reducido pero similares a las señales originales, es decir, utilizan señales de naturaleza alterna, al igual que los relés de atracción de armadura o los relés de inducción.



- b. Relés digitales:** son relés que transforman las señales originales que reciben en digitales, ondas rectangulares, y las procesan mediante circuitos lógicos.

- c. Relés numéricos:** son relés que muestrean numéricamente y en forma secuencial los valores instantáneos de las señales originales que reciben, los memorizan, para posteriormente procesarlos por medio del empleo de elementos microprocesadores utilizando métodos numéricos.

2.2.12 Relés Digitales.

Los equipos de control numérico son hoy en día una herramienta moderna, segura y efectiva que cubre totalmente los aspectos requeridos para la operación y supervisión de una subestación eléctrica, esta permite implementar funciones de mando, supervisión, protección, registros históricos, servicios auxiliares, mediciones, etc., relacionados con los principios funcionales requeridos para la operación de la subestación.

El control numérico es genérico porque se ajusta fácilmente a las consideraciones constructivas, a criterios de confiabilidad, costos y otros factores como las características, tamaño y exigencias operativas de una subestación. Estos combinan elementos de protección diferencial porcentual, sobrecorriente, frecuencia y sobreexcitación, junto a la monitorización de los distintos armónicos, y la distorsión armónica total (THD) en un solo equipo.

La corrección del error de relación (TI) del transformador de corriente monitoriza la posición de toma de carga y la corrige automáticamente. Permite programar ecuaciones de tipo PLC basadas en entradas lógicas y elementos de protección para asignarlas a cualquiera de las salidas del relé.

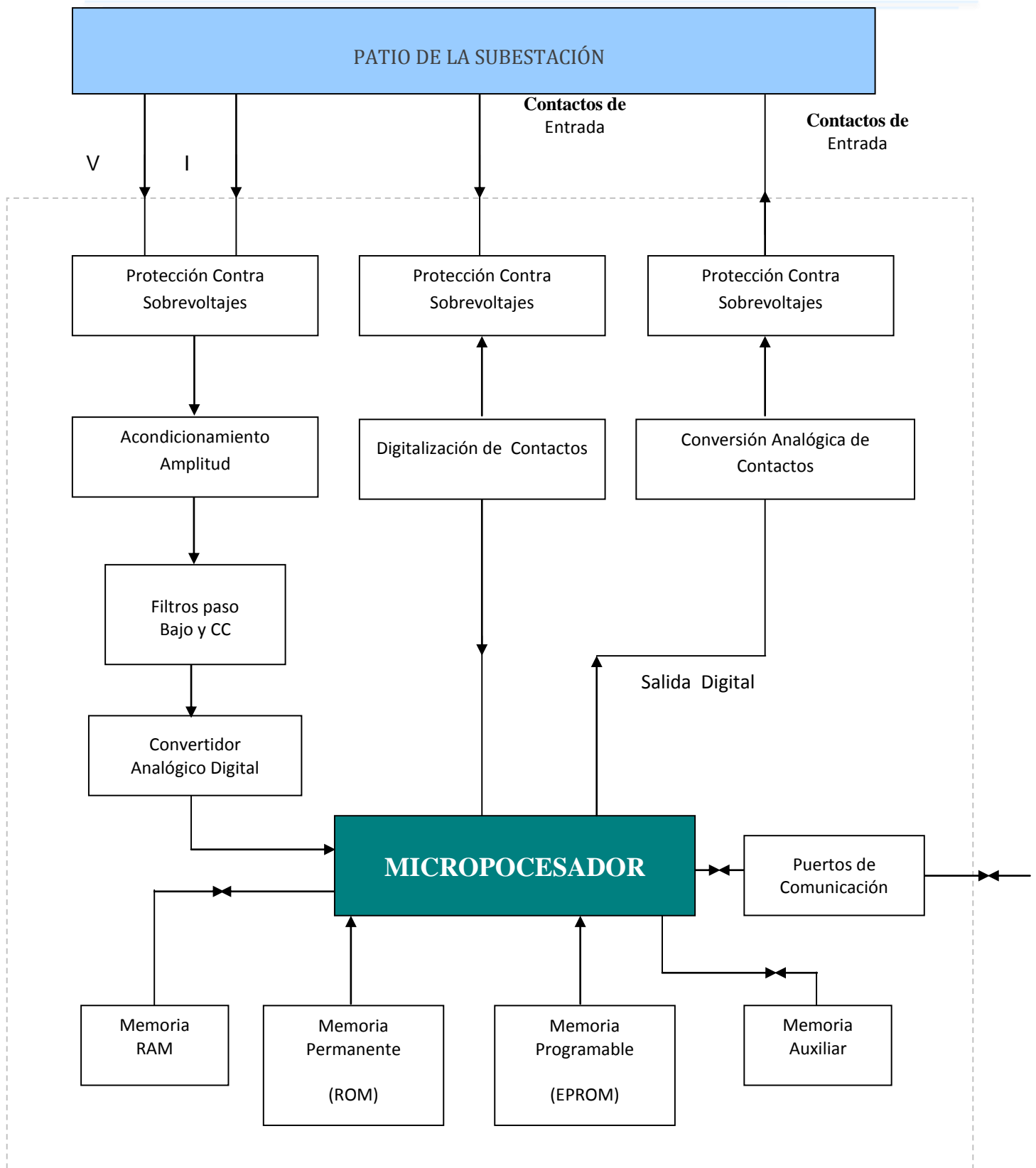


Figura 2.3 Diagrama de Bloques de un Relé Digital.
Fuente: Protective Relaying



Poseen un modo de simulación que ofrece una potente herramienta de pruebas y simulación. Esta permite al ingeniero de protección comprobar la funcionalidad del relé basándose en datos oscilográficos recogidos o generados por ordenador. Estos datos pueden convertirse a un formato digital y cargarse en el buffer de simulación para su reproducción.

En la figura 2.3 se presenta el diagrama de bloques de un relé digital. Las señales de entrada son los voltajes y corrientes del sistema de Potencia y los contactos de control que indican la posición de los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores). La salida es usualmente a través de un grupo de contactos utilizados para ordenar la apertura de los interruptores apropiados.

2.2.13 Relé RET 543

La Unidad de Protección Numérica para Transformador RET543 es un sistema de protección completamente digital o numérica el cual ha sido diseñado para la protección rápida y selectiva de Transformadores de potencia de dos y tres devanados (transformadores con devanados primario, secundario y terciario). Puede utilizarse para proteger Autotransformadores de potencia y unidades en bloque de Generador -Transformador. Este relé ofrece características singulares de protección, medición, monitoreo y control programables que lo hacen más versátil que muchos dispositivos de función única, y además permite reemplazar medidores por separado. [13]

Contiene entradas analógicas y binarias, salidas binarias, salidas de señalización y salidas de disparo (todas las funciones de protección pueden excitar directamente a los relés de disparo). Contiene también un registrador de perturbaciones configurable, en el que se almacenan las formas de onda de voltaje y corriente, y los valores de las variables de la función antes, durante y después de la operación de una función de protección.

Este equipo de protección cuenta con puertos de comunicación con los que es posible realizar operaciones de comunicación remota con el sistema de control de la subestación y comunicación



entre el relé y equipos de control (por ejemplo un sistema SCADA), o con un computador personal, etc.

Este equipo se puede configurar y ajustar desde un computador a través de un software conocido como CAP 505.

El relé detecta diferentes tipos de fallas, tales como:

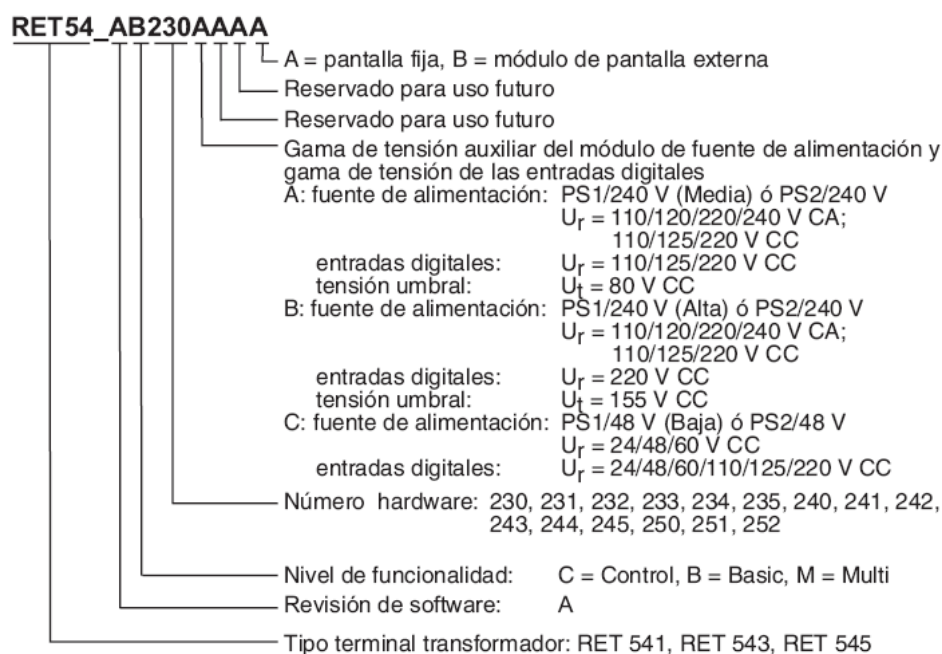
- ✓ Fallas entre fases del transformador.
- ✓ Fallas a tierra cuando el transformador de potencia está puesto sólidamente a tierra o a través de una impedancia de bajo valor.
- ✓ Fallas entre espiras.
- ✓ Sobrecorriente (esta función se recomienda como protección de respaldo).
- ✓ En algunos casos, sobretensión.
- ✓ La función de sobrecarga térmica protege el aislamiento contra la debilitación térmica. Esta función de protección tiene dos niveles de ajuste independientes, y se utiliza cuando no se dispone de detectores de sobret temperatura del aceite.

El RET543 puede ser suministrado, de fábrica, con diferentes funciones de protección, la función de protección diferencial es una de las más importantes para la protección rápida y selectiva de todos los transformadores con potencias nominales de pocos MVA. Ver figura 2.4.

2.2.13.1 Principio de operación de relé RET543

El relé RET543 de la serie RE_54_ realiza la conversión analógico a digital de la señal medida tomada de los transformadores de corriente y transformadores de potencial, los cuales traducen dichas corrientes o voltajes respectivamente, a valores reducidos manejables por los instrumentos de medida, y equipos de protección; resultando señales digitales que son procesadas por los microprocesadores programados del equipo. El microprocesador, de acuerdo con la comparación de dichas señales con valores referenciales y cumpliendo una serie de operaciones y condiciones

lógicas propias de la programación, ajustes de parámetros en el relé, y de la “función de protección” activada, produce las respuestas necesarias para la indicación, medición, alarma y/o disparos correspondientes a la falla, para lograr así minimizar los daños producidos por éstas al transformador y al sistema.



ret:

Figura 2.4 Características del relé
Fuente: ABB. Guía del comprador RET54_

2.2.13.2 Funciones de protección de los relés

2.2.13.2.1 Protección diferencial trifásica de transformador (ANSI 87T)

Se usa para protección diferencial de transformadores de potencia de dos y tres devanados, también de unidades de generador/transformador. Esta función tiene una característica operativa dependiente de manera no lineal de la corriente, tiempos de disparo cortos, realiza medición de tres fases, restringe la corriente magnetizante, detecta la corriente de fase más alta, detecta la



corriente de carga para determinar si el transformador está energizado o no, compensa la relación del T.C, tiene filtro del componente de corriente continua (C.C) y filtro armónico.

2.2.13.2.2 Protección de Sobrecorriente.

Una de las protecciones más desarrolladas dentro de los relés es la protección de sobrecorriente, esta tiene un alcance indefinido que depende de las condiciones del sistema. Es evidente que esta, presenta problemas de selectividad que se deben solucionar empleando el parámetro tiempo, coordinado debidamente mediante las llamadas gráficas de coordinación, que indican el ajuste necesario y garantizan la selectividad del relé en operación bajo falla.

Los relés de sobrecorriente deberán tener un elemento de tiempo inverso cuya puesta en trabajo puede ajustarse un poco más elevada de la corriente nominal de carga máxima, es decir casi un 150% de la máxima, y con acción retardada suficiente para que sean selectivos con el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema durante fallas externas. Los relés deberán tener también un elemento instantáneo cuya puesta en trabajo puede hacerse un poco más elevada que la corriente máxima de cortocircuito para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Cuando el transformador está conectado a más de una fuente de corriente de cortocircuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos para algunos de los relés de sobrecorriente para obtener buena protección, lo mismo que selectividad para fallas externas. Estos relés para la protección contra cortocircuitos de transformadores proporcionan también la protección de respaldo.



2.2.13.2.2.1 Protección de sobrecorriente de tiempo definido (ANSI 51-DT)

Es una función de corriente de propósito general contra sobrecorrientes y subcorrientes para protección de falla de fase y protección de reserva, o puede servir para monitorear el mínimo de una corriente.

Esta función es insensible al componente de C.C, insensible a los armónicos, puede medir una o tres fases, además detecta corrientes de entrada.

2.2.13.2.2.2 Protección instantánea de sobrecorriente de valor pico (ANSI 50)

Está destinada para el monitoreo de corriente en general con respuesta instantánea (sobrecorriente y subcorriente) o para el monitoreo de corriente donde se requiere insensibilidad a la frecuencia.

Procesa valores instantáneos y es, por ende, rápido y en gran parte independiente de la frecuencia, almacena el valor pico después de la captación, no hay supresión del componente de corriente continua, no hay supresión de armónicas, puede medir en una o en las tres fases.

2.2.13.2.2.3 Protección de sobrecorriente de retardo (ANSI 51)

Esta es una función de sobrecorriente con retardo inversamente proporcional a la corriente, y tiempo de disparo mínimo definido (IDMT) (figura 2.5). Esta función es insensible al componente de C.C, insensible a los armónicos, puede medir en una o las tres fases, detecta el valor de fase más alto en el modo de tres fases. La función de la sobrecorriente IDMT se usa para proteger a los transformadores, alimentadores y cargas del sistema de suministro de auxiliares contra fallas de tierra y de fase. La función responde solo al valor pico de la corriente de falla.

2.2.13.2.4 Función de sobrecorriente de falla de tierra de retardo mínimo definido

Función de sobrecorriente con característica IDMT. Una aplicación común es como una respaldo para la función de protección de falla a tierra “earth fault” (E/F), en cuyo caso mide $3 I_0$ ya sea de una fuente externa o derivada internamente. Característica de disparo según la Norma Británica 142 (Ver Fig.2.5). Tiene filtro de componente de C.C, filtro armónico, procesa una señal externa $3 I_0$ o $3 I_0$ derivada internamente de corrientes de tres fases.

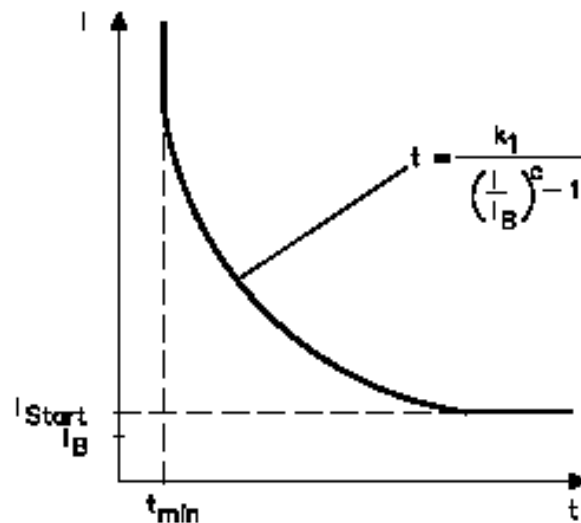


Figura 2.5. Característica operativa de la función de sobrecorriente IDMT
Fuente: Protective Relaying

2.2.13.2.3 Protección de Sobretensiones

Los equipos electrónicos son muy susceptibles a las sobretensiones inducidas en los cables de conexión que van a los relés. Estas sobretensiones son causadas por maniobras (cierre y apertura de interruptores y seccionadores), corrientes de cortocircuito, conexión y desconexión de circuitos de control, conducción de descargadores, etc. Todo esto hace necesario que las protecciones de entrada a los relés estén protegidas contra este tipo de sobretensiones para



impedir que penetren al relé, de ahí que los voltajes y corrientes de entradas casi siempre se conecten a transformadores auxiliares.

2.2.13.2.3.2 Sobrevoltaje de valor máximo (ANSI 59,27)

Esta función se utiliza para el monitoreo de la tensión general con respuesta instantánea contra sobrevoltaje y subvoltaje, o también se puede usar para el monitoreo de voltaje donde se requiere insensibilidad a la frecuencia.

Procesa valores instantáneos, es independiente de la frecuencia, almacena el valor máximo después de la captación, no hay supresión del componente de C.C, no hay supresión de los armónicos, puede medir en una y en las tres fases, detecta el valor máximo en el modo de tres fases. El límite inferior de frecuencia es ajustable.

2.2.13.2.4 Protección de sobre temperatura (ANSI 49)

Esta es una protección de sobret temperatura con imagen térmica precisa de la unidad protegida.

Puede cumplir funciones de alarma y disparo, la temperatura inicial es ajustable, cuenta con filtro del componente de C.C, filtro armónico, medición de corriente (ya que la señal de entrada utilizada es corriente) de una o tres fases, detección de valor máximo para la medición de tres fases, elevación de temperatura calculada 40 veces para cada ajuste de constante de tiempo térmico.

2.2.13.2.5 Protección de frecuencia

Esta función hace la restricción de la carga cuando la frecuencia del sistema está por debajo o supera el valor de ajuste.



2.2.13.2.6 Protección de sobre flujo (ANSI 24)

Sirve para la protección de generadores y transformadores de potencia contra el flujo excesivo. Puede usarse en modo de sobre o subexcitación. La respuesta de esta función tiene un retardo de tiempo definido.

2.2.14 Coordinación

La coordinación es la selección o ajuste, o ambos, de los dispositivos de protección para aislar solamente la parte del sistema donde se produce la falla. Es una parte fundamental de un buen diseño de los sistemas de protección, y en algunos procesos industriales es obligatorio, ya que se requiere una continuidad de servicio permanente, al igual que en los sitios de salud [6].

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

2.2.14.1 Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 2.6 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.

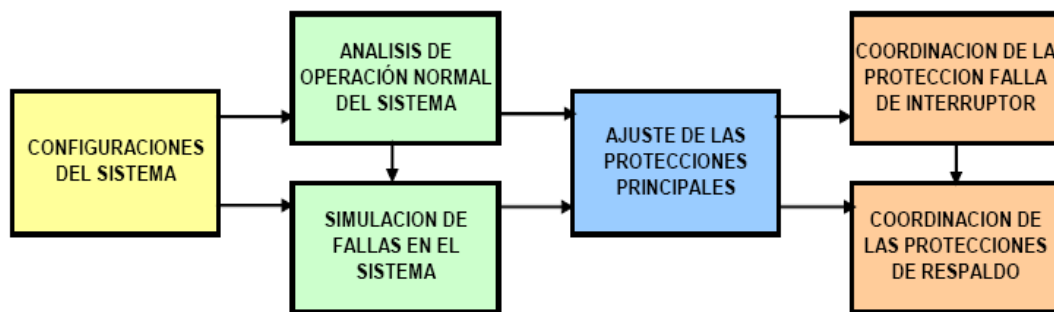


Figura 2.6 – Proceso de ajuste y coordinación de la protección.
Fuente: Criterios de ajuste y coordinación del SEIN

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

2.2.14.2 Coordinación de sobrecorriente

Esta unidad de las bases teóricas muestra uno de los conceptos más importantes que se tienen que mencionar, ya que lo que se requiere en dicha investigación es analizar las protecciones por sobrecorriente en los sistemas de transmisión y distribución del caso estudio, lo que llevará a colocar los ajustes adecuados de los equipos de protección que aseguren la interrupción cuando ocurre una anomalía en el sistema de potencia; de esta manera se obtendría una buena coordinación.

La coordinación de sobrecorriente es una aplicación de los actuales dispositivos de protección en los sistemas de energía eléctrica, que en respuesta de una falla, saldrán únicamente una pequeña cantidad de equipos fuera de servicio. El objetivo es no sólo para reducir al mínimo el daño al equipo y la interrupción del servicio, sino también para proteger al personal de los efectos



de estas fallas. El estudio de la coordinación de un sistema eléctrico consiste en el análisis de tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección que existen en el sistema.

Dicho estudio es una comparación entre el tiempo que tardan en operar los distintos dispositivos, cuando ciertos niveles normales o anormales de corriente pasan por estos dispositivos de protección [6].

2.2.14.3 Ajuste de las protecciones de corriente

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes [15].

2.2.15 Construcción de la curva de tiempo-corriente

Un entendimiento básico de las características de la curva de tiempo corriente es esencial para cualquier estudio. Para una curva de coordinación adecuada, el tiempo cero es considerado como el tiempo en el cual ocurre la falla, y el tiempo total muestra en la curva el tiempo transcurrido desde el inicio [6].

En la siguiente figura se muestra una curva de tiempo-corriente representada como una banda.

El tiempo t_2 representa el tiempo máximo para el inicio de un flujo de corriente I dentro de los márgenes seguros de operación de los dispositivos de interrupción. El tiempo t_1 es el máximo tiempo para el inicio de un flujo de corriente I , la cual muestra el límite de corriente adecuada que asegura la no operación y no actuación de los dispositivos de protección [6].

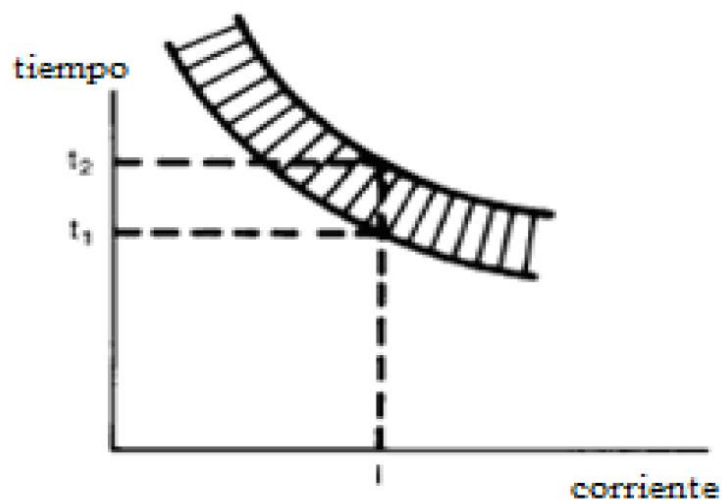


Figura 2.7 Banda de la curva de tiempo-corriente de los interruptores
Fuente: ANSI/IEEE Std 242-1986

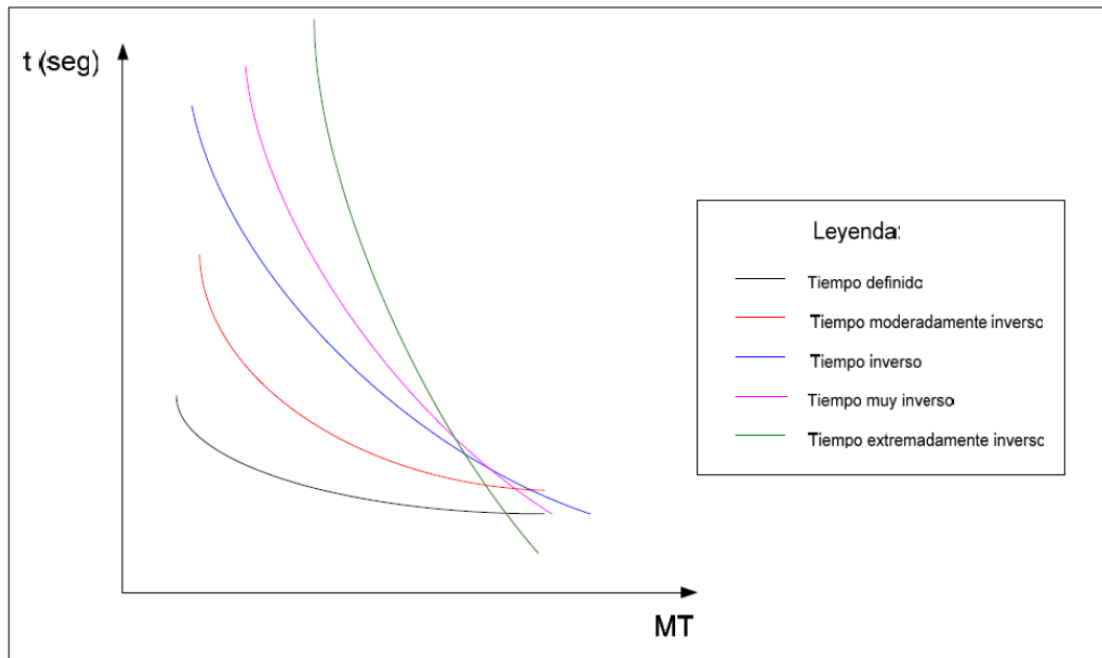
Una curva de coordinación es organizada de manera tal que es colocada dentro de la región de operación. Las curvas representan una parte de las familias de curvas de coordinación, las cuales son indicadas durante un período de tiempo y son requeridas por los dispositivos de operación para seleccionar valores de corriente. Las curvas de protección de los relés son usualmente representadas por una sola línea. Las curvas de disparo del interruptor que incluyen el tiempo de operación del mismo son usualmente representadas en bandas, tal y como se muestra en la figura 2.7. Las bandas representan los límites máximos y mínimos de tiempo en el cual se interrumpirá al circuito por medio de la selección de la corriente. La región por encima y a la derecha de la curva o de la banda representa el área de operación [6].



La lectura de la corriente a lo largo de la abscisa, el tiempo o rango de tiempo en el cual se espera que operen algunos dispositivos, se debe a la curva trazada. Usualmente las curvas de los dispositivos de interrupción comienzan en un punto de bajo valor de corriente, con un rango o ajuste de disparo de los dispositivos con un tiempo de operación de 1000 s, las curvas de los relés comienzan a actuar en un punto cercano a $11/2$ tiempo de la corriente pickup y con el tiempo correspondiente a ese punto. Usualmente las curvas finalizan en la máxima corriente de cortocircuito para la cual fueron ajustados los dispositivos [6].

Las características de los contactos de los relés de tiempo-sobrecorriente han sido históricamente definidas por curvas de tiempo inverso o tiempo definido. Los relés de tiempo definido operaran el mismo tiempo transcurrido independientemente de la magnitud de la corriente, mientras que dicho valor de corriente se encuentre por encima de la mínima corriente pick-up y por debajo del límite de saturación. En los relés de tiempo inverso, el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. El relé puede tener características inversas, muy inversas y extremadamente inversas, como se puede verificar en las curvas de la figura 2.8.

Los relés que tienen características inversas o muy inversas son los que normalmente se usan, y los que tienen características similares son los que pueden ser usados a lo largo de todo el sistema. Un relé con características más inversas puede ser usado como protección de respaldo de un relé con características menos inversas. Por ejemplo, un relé con características muy inversas puede ser usado para la condición con fusibles (fusibles que tienen características extremadamente inversas). Los relés que tienen curvas características de tiempo definido se usan para la protección de circuitos de motores de medio voltaje, protección de fallas a tierra, y todas las aplicaciones similares donde existe un mayor rango de corrientes de fallas. La selección de las curvas características de un relé, se basa frecuentemente en estándares [6].



2.2.16 Flujo de Potencia

Los flujos de potencia, más normalmente llamados estudios de flujo de carga, son análisis que se le realizan a una red eléctrica (sistema o parte de un sistema) con el objeto de determinar una serie de valores de interés desde el punto de vista eléctrico, (P, Q, V, I). En general, consiste en determinar en qué condiciones de operación está el sistema considerado para ciertas condiciones de generación y de carga. Son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras, así como también para la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea [10].



Las ecuaciones de flujo de carga plantean las inyecciones de potencia en función de las tensiones de barra las cuales son las variables de estado del sistema. Estas ecuaciones se obtienen a partir de un análisis nodal, de los cuales se observan que las mismas son altamente no lineales; para su resolución es necesario recurrir a métodos iterativos [10].

2.2.16.1 Corriente de flujo de carga

Adicional al estudio de cortocircuito y caída de voltaje, el flujo de carga puede determinar las condiciones normales y anormales por cada centro de carga a través de una rama del circuito.

El dato de corriente de carga es usada para establecer el cable, equipos y rango de continuidad de los dispositivos de protección. Estos datos son muy importantes cuando se necesitan realizar los ajustes de los dispositivos de protección y para el tipo de cable instalado en los equipos [6].

2.2.16.2 Máximas y Mínimas Corrientes de Falla

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

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos de debidamente coordinados.



2.2.17 Curva de Daño en Transformadores de Potencia.

Los dispositivos de protección de sobre corriente tales como relés y fusibles tienen las características de operación tiempo-corriente bien definidas, que relacionan la magnitud de la falla con el tiempo de operación. Estas curvas características deberán ser coordinadas con unas curvas comparables aplicables a los transformadores, que relacionan la duración y la magnitud de la falla con la capacidad sostenida de resistencia.

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltiamperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados. Los transformadores deben estar diseñados y construidos para soportar esfuerzos de tipo mecánico y térmico resultantes de fallas externas.

En general, el aumento de temperatura de este tipo de fallas es aceptable; sin embargo, los efectos mecánicos son intolerables cuando las fallas externas tienen un carácter repetitivo, debido al efecto acumulativo de los fenómenos de compresión, fatiga y desplazamientos internos en el material de aislamiento.

El daño resultante ocasionado por estos fenómenos es una función de la magnitud, duración y frecuencia de las fallas. Para transformadores sujetos a fallas infrecuentes bastará con tomar en cuenta las curvas de límite térmico, mientras que para transformadores expuestos a un número



apreciable de fallas, durante su vida útil deberán tomarse en cuenta tanto el efecto térmico como el efecto acumulativo de los esfuerzos mecánicos.

Las curvas están según la norma ANSI/IEEE C57.92 – 1962, basadas en una vida mínima de 20 años con una temperatura continua del punto más caliente de 110 °C. La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 h y una mínima duración de vida de 20 años. Las máximas pérdidas de vida son de 0.0137% por día. La característica de soporte de sobrecarga está dada por los siguientes puntos, asumiendo una temperatura ambiente de 20 °C y una precarga precedente de 90%, como se indica en la Tabla 2.1 de la norma ANSI/IEEE C57.92 – 1962.

Tiempo	Múltiplos de la corriente nominal
2 s	25
10 s	11.3
30 s	6.3
60 s	4.75
5 min.	3
30 min.	2

Tabla 2.1 Valores para construir curvas de tiempo corriente según ANSI C57.92-1962
Fuente: ANSI C57.92-1962

Categorías de Curvas para Transformadores.

La categoría I, está constituida por los transformadores monofásicos y trifásicos hasta 500KVA. La curva de daño térmico es la única que aplica debido a que los efectos mecánicos no



son apreciables en transformadores de dimensiones reducidas y niveles de cortocircuito relativamente bajos.

La categoría II, abarca a los transformadores monofásicos entre 501 y 1667 KVA y los trifásicos entre 501 y 5000 KVA, para los cuales existen dos curvas. La curva de la izquierda toma en cuenta los daños térmicos y mecánicos, y debe emplearse para el caso de que el transformador vaya a estar sujeto a más de 10 eventos de corriente de falla pasando a través de él. La curva de la derecha toma en cuenta fundamentalmente el daño térmico y se emplea para el caso de fallas infrecuentes, así como para ajustar las protecciones primarias y secundarias del propio transformador.

La categoría III comprende los transformadores monofásicos entre 1668 y 10000KVA y los transformadores trifásicos entre 5001 y 30000 KVA.

La Categoría IV incluye los transformadores monofásicos superiores a 10000KVA y trifásico superiores a 30000 KVA.

2.2.18 Transformadores de Medida

2.2.18.1 Transformadores de Corriente

Es un equipo que nos permite reducir el valor de la corriente que circula por un conductor a un valor proporcionalmente más bajo para que pueda ser utilizado por los instrumentos de medida o protección.

Especificación de la Precisión de un Tc

Las Normas ANSI e IEC difieren en la manera como se ha de identificar la precisión de un TC's de corriente.



Según la norma ANSI

En consecuencia una especificación de este tipo C200 indicara que el voltaje es de 200 Voltios, para ello el Burden será de 2 Ohmios ya que la corriente será 100 A o lo que es lo mismo $20 * 5$ A. Cuando ocurra este valor de voltaje el error no podrá exceder de 10 %.

Según las normas IEC

En los transformadores para protección la nomenclatura para especificación de la precisión viene expresada por un número seguido de una P y otro número.

El primer número indica el porcentaje de error en la medida, la letra P indica que es el transformador es de protección y el segundo número indica el número multiplicador de la corriente nominal para el cual se cumple el error. Ejemplo: 5P20: El 5 indica que hay un 5% de error cuando circula 20 veces la corriente nominal.

Curvas de Comportamiento de un Tc

Este método de análisis de transformadores de corriente se basa en las curvas del comportamiento dadas por el fabricante o determinadas por pruebas. Una de ellas es la curva de excitación $V_s = f(I_e)$, que se obtiene aplicando voltaje al secundario del transformador con el primario abierto, y que da los valores aproximados de la corriente excitación requerida para diferentes voltajes secundarios. Con los valores de V_s calculados para distintos valores de I_s , se pueden determinar de la curva, distintos valores de I_e que permiten calcular los valores correspondientes de $I_s = f(I_p)$ que sirven de base para determinar el error del transformador para cualquier corriente primaria.

Curvas de Clase de Precisión.

Este método consiste en utilizar las curvas de clase de precisión definidas por ANSI/IEEE, éstas curvas especifican el voltaje secundario que el transformador puede levantar con su burden nominal, para $m = 20$, siendo m un múltiplo de la corriente nominal sin sobrepasar el 10 % de error. Si la corriente es menor que ese valor ($m=20$), el burden admisible puede ser mayor en esa misma proporción, lo que sirve como base para el cálculo. Estas curvas se presentan en la figura 2.3 para cuatro clases de precisión, C100, C200, C400 y C800, que tienen un burden máximo de 1, 2, 4 y 8 ohms respectivamente para $m = 20$.

En todos los casos, el burden del transformador de corriente debe interpretarse como la impedancia de carga aparente del transformador de corriente que solo coincide con la carga realmente conectada solo cuando el transformador alimenta una carga única. En los esquemas trifásicos el burden aparente difiere del burden real, y debe determinarse en cada caso particular. Una vez determinado el burden real admisible del TC, es decir $= Z_{Bnom}$, el cálculo del burden de un TC requiere la sección transversal mínima de los conductores de control, sus longitudes y las resistencias de los relés.

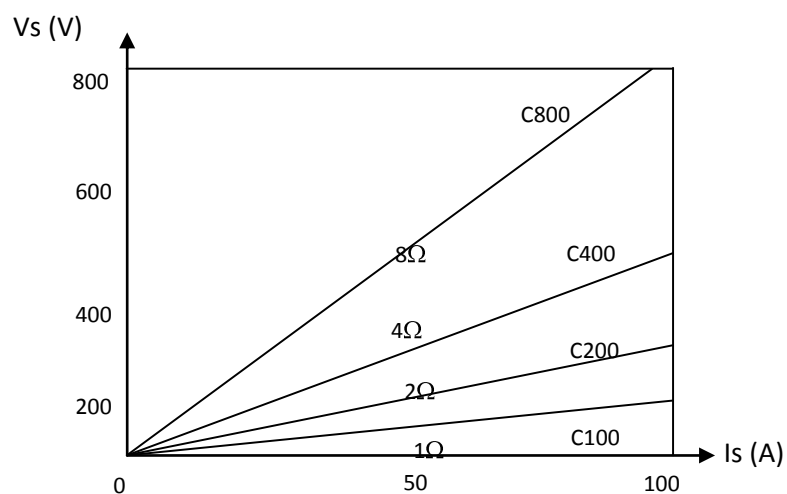


Figura 2.9 Curvas de clase de precisión de un transformador de corriente ANSI/IEEE
Fuente: Propia



2.2.19.2 Transformadores de Potencial

Es un equipo perteneciente a los denominados transformadores de medida que nos permite reducir el valor de la tensión de un circuito a un valor proporcionalmente más bajo para que pueda ser utilizado por los instrumentos de medida o protección.

Especificación de la Precisión de un Tp

Las Normas ANSI e IEC difieren en la manera como se ha de identificar la precisión de un Tp.

Según la norma ANSI

La expresión correcta para definir la precisión viene dada por la siguiente nomenclatura: 0,3 W. La interpretación de esta expresión es que el transformador de tensión tiene una precisión de 0,3 cuando el Burden conectado en sus terminales es de 12,5 VA. El valor de 0,3 puede ser sustituido por 0,6 o 1,2 y el valor del Burden por cualquiera de los normalizados.

Según las normas IEC

Para Estas normas basta indicar la potencia de precisión y el valor de la precisión. Ejemplo: 15 VA Clase 0,3.



2.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Calidad de Servicio: es el conjunto de propiedades y estándares que conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales debe desarrollarse dicha actividad.

Capacidad de interrupción: es la corriente que es capaz de interrumpir el equipo a la tensión de diseño sin que el mismo sufra daños.

Capacidad Firme: es la capacidad que tiene la subestación de satisfacer la demanda en caso de que la unidad de mayor capacidad este fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Capacidad instalada de la subestación: es la potencia total <kVA> de la cual dispone una subestación para satisfacer el suministro eléctrico. La sumatoria de las capacidades nominales de cada uno de los equipos de transformadores conectados a la subestación es igual a la capacidad instalada de la misma.

Confiabilidad: es el grado al cual un sistema eléctrico puede entregar energía a los suscriptores en condiciones normales o de emergencia, cumpliendo con los estándares reguladores aceptables. La confiabilidad se puede medir por la frecuencia, la duración, y la magnitud de efectos nocivos sobre la fuente eléctrica.

Corriente de conexión de transformadores (Inrush): es una corriente muy elevada y de corta duración que se presenta al energizar un transformador, su valor depende de diversos factores tales como: la potencia del transformador, la remanencia existente en el núcleo, el valor de la onda de tensión al momento de cerrar el circuito, entre otros.

Corriente de falla: es la corriente que fluye de una fase del circuito a tierra, o a otra fase, debido a condiciones anormales del sistema.



Demanda máxima: es el máximo valor de demanda registrada en un periodo determinado, para atender los requisitos del sistema. Estos periodos pueden ser diarios, semanales, mensuales o anuales y se expresan en kW.

Dial de tiempo: es un ajuste de la posición del resorte del contacto móvil del relé que permite variar el tiempo de actuación del relé para un mismo nivel de corriente, cambiando la posición de reposo cerca o lejos del contacto.

Disyuntor: es un dispositivo de protección que tiene la capacidad de interrumpir corrientes de corto circuito seccionando el sistema fallado mediante la separación de sus contactos.

Factor de potencia: es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. Puede tomar valores de 0 hasta 1, siendo esta la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S).

Falla permanente: es aquella falla que persiste en el circuito a pesar de la velocidad de operación de los dispositivos de protección y de la cantidad de veces que estos actúen.

Falla temporal: es una falla que se despeja por si misma o después de la interrupción momentánea del circuito.

Nivel de cortocircuito: máxima corriente que podría circular en un punto del sistema ante la peor condición de falla.

Reconectador: es un dispositivo automático de protección complementaria capaz de detectar, interrumpir y reconectar el circuito bajo condiciones de falla.



Relé de sobrecorriente: es un dispositivo de protección diseñado para identificar corrientes de fallas. Los relés de sobrecorriente con retardo poseen características de operación tal que el tiempo varía en forma inversamente proporcional a la corriente que detecta.

Seccionador: es un equipo que permite seccionar un circuito primario, puede ser operado bajo carga, con capacidad de cierre en condiciones de falla.

Sobrecarga: es una corriente que causa un aumento de temperatura en los componentes del circuito, lo cual resultara en una temperatura final superior a la temperatura nominal de operación del componente, si se le permite fluir indefinidamente.

Sobrecorriente: es una condición que se presenta en un circuito, cuando la corriente que fluye a través del mismo excede a la corriente nominal continua de cualquier componente del sistema. La sobrecorriente puede existir por una sobrecarga, por una falla o por una descarga anormal.

TAP: Es una derivación de una de las bobinas de un transformador.



CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1 DISEÑO Y TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se llevará a cabo, consiste en una estrategia utilizada por el investigador, donde se realizará un análisis sistemático con el propósito de describir, interpretar y entender la naturaleza de los problemas encontrados a través de la exploración y evaluación del objeto de estudio, siendo éste último quien sirva como fuente de información, que permita la obtención de los datos requeridos, para su posterior evaluación.

Dicha evaluación será quien proporcione los conocimientos acerca de aquellos aspectos que deben ser mejorados o que pueden ser considerados como problemas a solucionar. En este mismo orden de ideas se deben propiciar las soluciones y recomendaciones pertinentes a los problemas que sean encontrados.

De acuerdo a la naturaleza del proyecto, este trabajo se ajusta a la investigación de campo, exploratoria y evaluativa cuyo objeto de estudio será la optimización del sistema de protecciones eléctricas existente en la subestación móvil ABB 115/13.8kV de capacidad 30/36 MVA, en las instalaciones del C.N.R.T de CORPOELEC, el cual está situado en el Municipio Zamora del Estado Aragua. Acorde a lo expuesto anteriormente, se puede decir que la información se recopilara de manera directa en el lugar de los hechos lo que garantiza una mayor confiabilidad al momento de obtener los datos.

Investigación de Campo; de acuerdo con Cázares, Christen, Jaramillo, Villaseñor y Zamudio (2000, p. 18), la investigación de campo es aquella en que el mismo objeto de estudio sirve como fuente de información para el investigador. Consiste en la observación, directa y en



vivo, de cosas, comportamiento de personas, circunstancia en que ocurren ciertos hechos; por ese motivo la naturaleza de las fuentes determina la manera de obtener los datos.

Por su parte, la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2005, p, 7) señala que los estudios de campo son:

El análisis sistemático de los problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos en el desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios. Sin embargo, se aceptan también estudio sobre datos censales o muestrales no recogidos por el estudiante, siempre y cuando se utilicen los registros originales con los datos no agregados; o cuando se trate de estudios que impliquen la construcción o uso de series históricas, y en general, la recolección y organización de datos publicado para su análisis mediante procedimientos estadísticos, modelos matemáticos, econométricos o de otro tipo.

Carácter de la investigación de campo; puede ser Exploratorio, descriptivo, interpretativo, reflexivo-crítico, explicativo o evaluativo.

Ámbito de la investigación de campo; en cuanto al número de unidades de datos, debe justificarse en función de los objetivos del trabajo o la tesis, y la posibilidad real que tiene el estudiante de recolectar la información en el tiempo exigido para su desarrollo y presentación.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La recopilación de información para la investigación, se realizara dentro de las instalaciones del C.N.R.T de CORPOELEC ubicada en el Municipio Zamora del Estado Aragua, el cual contiene como muestra la base de datos de las subestaciones móviles ABB 115/13.8kV de



capacidad 30/36 MVA, para posteriormente realizar los ajustes necesarios con el fin de mejorar la puesta en marcha de la subestaciones móviles de este tipo y ofrecer un mejor servicio eléctrico.

3.3 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Las técnicas o instrumentos de recolección de datos que permiten obtener la información necesaria para desarrollar los objetivos propuestos en este proyecto, básicamente son:

- ✓ Observación de tipo estructurada

Previo a la recopilación de datos se deberá estructurar un esquema donde se definan los elementos que serán estudiados, inicialmente con la ubicación de los elementos del sistema de protecciones de la subestación móvil, seguidamente de la identificación de los componentes que integran el sistema eléctrico de dicha subestación.

- ✓ Revisión documental

Para el desarrollo de este estudio se emplearán libros, manuales y planos para la comprensión del funcionamiento de los relés numéricos y el manejo de la herramienta de simulación.

- ✓ Entrevistas

Se realizan entrevistas no estructuradas al personal vinculado o con conocimientos acerca de la subestación móvil y los equipos de protección, con la finalidad de conocer experiencias de su operación.



3.4 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO, ANÁLISIS DE DATOS Y PRESENTACIÓN

Las técnicas de procesamiento y análisis de los datos, consiste en la organización de información detallada para la elaboración del diseño del sistema de protecciones eléctricas de la subestación móvil:

- Tabulando los datos de acuerdo al transformador y al nivel de tensión al que pertenecen de manera de establecer los valores de actuación del sistema de protecciones según el tipo de configuración al que se desee incorporar.
- Especificando las características de los equipos de mayor importancia dentro del sistema de protecciones eléctricas, para la realización de los estudios pertinentes a los mismos.

Una vez tabulada la información y ya con la base de datos organizada se procesará a través del Software CAP 505 correspondiente al relé numérico de la subestación móvil RET 543, el cual es una herramienta computacional que permite realizar los diferentes ajustes de coordinación de las protecciones eléctricas correspondientes a dicha subestación móvil, además de elaborar el diagrama de protecciones para evaluar la coordinación de los dispositivos existentes a fin de determinar a través de las coordenogramas o curvas de los equipos de protección, si los ajustes son los que corresponden a la línea de coordinación.



3.5 FASES METODOLÓGICAS

Para llevar a cabo la realización de este proyecto de investigación se realizaran las siguientes actividades:

3.5.1 Fase I. Estudiar las fallas que se presentan en los sistemas de distribución y su respectivo efecto sobre las subestaciones eléctricas.

- Investigar la frecuencia de cada una de las fallas que se presentan en las subestaciones objeto de estudio.

3.5.2 Fase II. Analizar las características del sistema de protecciones de las subestación móvil ABB 115/13.8 kV de 30/36 MVA.

- Determinar los tiempos de actuación, para realizar una coordinación adecuada del sistema de protecciones.

3.5.3 Fase III. Analizar el lenguaje de programación y el funcionamiento del Relé RET 543 y su comunicación con los demás elementos del sistema.

- Estudio del software CAP 505 ABB para la programación y comunicación del relé RET543.

3.5.4 Fase IV. Seleccionar los tiempos de ajustes de los elementos de protección de la subestación móvil ABB.



- Calcular y establecer los tiempos de actuación para realizar una coordinación adecuada del sistema de protecciones de la subestación móvil con la subestación fija a intervenir.

3.5.5 Fase V. Codificar los ajustes al relé RET 543.

3.5.6 Fase VI. Realizar pruebas al sistema de protecciones la subestación móvil ABB y las mediciones necesarias para verificar el correcto funcionamiento.



CAPÍTULO IV

4.1 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8KV

El sistema de protecciones eléctricas de la subestación móvil ABB está compuesto principalmente por las funciones de protección del relé RET543 y funciones de protecciones externas conectadas al mismo, las cuales se describen a continuación:

4.1.1 Funciones de Protección del Relé RET 543

El relé RET543 cuenta con las siguientes funciones de protección:

1. Protección 87T diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T).
2. Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB).
3. Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low).
4. Protección 50 de sobrecorriente trifásica no direccional (Instantáneo, etapa de ajuste alto, NOC3High).
5. Protección 51N de sobrecorriente de falla a tierra no direccional (NEF1Low).
6. Protección 50N de sobrecorriente de falla a tierra no direccional (Instantáneo, etapa de ajuste alto, NEF1High).
7. Protección 59-BT de sobrevoltaje (OV3Low).

A continuación se describirán dichas funciones.

4.1.1.1 Protección 87T Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)

Esta es la función principal en este relé, tiene una característica operativa dependiente de manera no lineal de la corriente, tiempos de disparo cortos, realiza medición de tres fases, restringe la corriente magnetizante, detecta la corriente de fase más alta, detecta la corriente de carga para determinar si el transformador está energizado o no, compensa la relación del TC, tiene filtro del componente de corriente continua (CC) y filtro armónico.

Relación de arranque (pendiente del 2º tramo de la característica de operación)

Bajo circunstancias ideales, y cuando no hay fallas dentro de la zona de protección, la corriente diferencial es cero. Sin embargo, debido a las inexactitudes de los TCs y diferentes posiciones de derivación con el cambiador de tomas, la corriente diferencial se desvía de cero en la práctica. Un aumento en la corriente de carga causa que la corriente diferencial crezca en el mismo porcentaje. El ajuste de la relación de arranque afecta la pendiente de las características de operación del relé entre el primero (fijo $0,5 \times I_n$) y el segundo punto de inflexión (Turn-point 2): un aumento en la carga hace que la corriente diferencial necesaria para disparar se incremente con el porcentaje establecido. Ver figura 4.1.

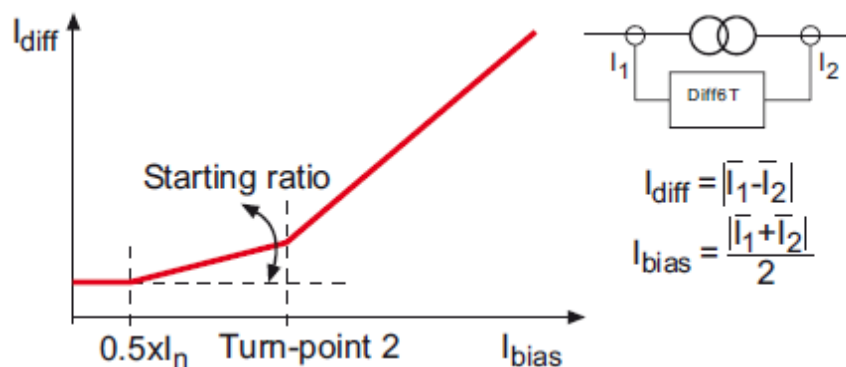


Figura 4.1 Efecto del ajuste de la relación de arranque sobre las características de operación del relé.
Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_

Ajuste básico (la menor relación entre la corriente diferencial y la nominal para provocar un disparo)

El ajuste básico define la mínima sensibilidad de la protección. Básicamente, permite la corriente sin carga del transformador de potencia, pero también puede utilizarse para influir en el nivel general de la característica de operación. Para la corriente nominal las pérdidas sin carga del transformador de potencia son menores al 1% a la tensión nominal. No obstante, si la tensión de alimentación del transformador de pronto aumento debido a las perturbaciones de funcionamiento, la corriente magnetizante del transformador aumenta también.

En general, la densidad de flujo magnético del transformador es bastante alta a la tensión nominal y un aumento de tensión de un pequeño tanto por ciento hará que la corriente magnetizante aumente en decenas de por ciento. Esto debe ser considerado en el ajuste básico. Ver figura 4.2

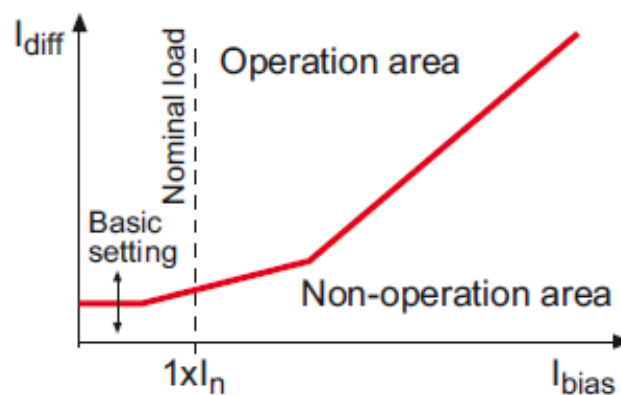


Figura 4.2 Efecto del ajuste básico sobre las características de funcionamiento del relé.
Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_

Nota: Si se utiliza la compensación automática siempre hay una posibilidad muy rara, pero aún existente de un fallo en la señal de la posición del Tap. En tal caso, el uso de la compensación automática puede causar problemas. El relé, por ejemplo, interpreta una señal de posición no válida como el mínimo (o máximo) del cambiador de tomas, que darán lugar a

compensaciones falsas. Como consecuencia de ello, y en el caso de la configuración de sensibilidad del relé de protección puede causar una operación. Esta posibilidad se debe considerar al menos en la configuración básica o en la configuración del relé (conmutación en el grupo 2, configuración de una señal no válida si se detecta).

Punto de inflexión 2 (punto de inflexión entre el 2º y el 3er tramo de la característica de operación)

El segundo punto de inflexión define el punto en las características de la operación para que la influencia de la relación de arranque termine y comience una pendiente constante de 100%. Más allá de este punto, el incremento de la corriente diferencial es igual al correspondiente aumento de la corriente de estabilización.

Encontrar el ajuste de la protección diferencial es siempre el equilibrio entre la estabilidad y sensibilidad. Cuanto menor sea el ajuste del segundo punto de inflexión, más estable y menos sensible a la protección es. Y viceversa, cuanto mayor sea el valor, más sensible y menos estable la protección será. Ver figura 4.3

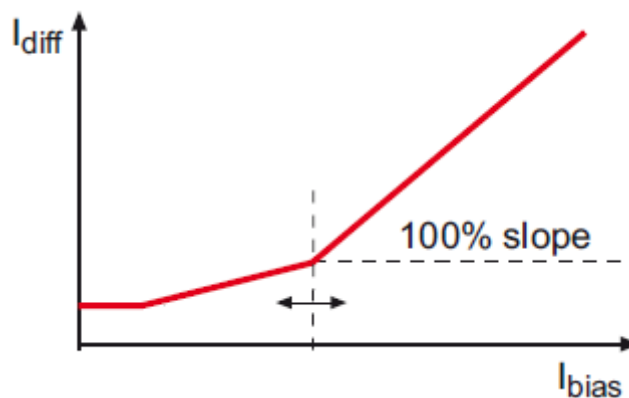


Figura 4.3 Punto de inflexión 2.
Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_



Valor de disparo de la etapa instantánea

Se recomienda utilizar el límite de disparo instantáneo (ajuste instantáneo) junto con la etapa de ajuste bajo, ya que, en el caso de una falla grave, proporcionará una protección más rápida que la etapa de ajuste bajo. Además, no será bloqueada por los armónicos.

El ajuste instantáneo es lo suficientemente alto como para evitar que la función diferencial de disparo cuando el transformador es energizado. Normalmente, el valor máximo de la corriente asimétrica de Inrush del transformador es mucho mayor que el valor máximo de la corriente de Inrush simétrica. Habitualmente, la amplitud de la componente de frecuencia fundamental es sólo la mitad del valor máximo de la corriente de Inrush. Por lo tanto el ajuste instantáneo puede ser inferior al valor máximo de la corriente asimétrica de Inrush.

Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2^{do} armónico)

Los transformadores de potencia son dispositivos ferromagnéticos. En el momento de la energización, el transformador establece una corriente magnetización de Inrush, que es percibida por la protección diferencial del relé únicamente como una corriente diferencial.

Debido a que la impedancia magnetizante del transformador no es lineal, la corriente Inrush contiene una gran cantidad de armónicos de segundo orden. Un principio bien conocido es el de detectar una situación de Inrush del contenido de los armónicos de 2^o orden y bloquear la protección diferencial del relé (etapa de ajuste bajo) para el momento en que ocurra esta corriente.

El contenido de segundos armónicos en la corriente de Inrush depende de la construcción del transformador, de los materiales y remanencia. Por lo tanto, el ajuste de bloqueo del segundo armónico no se puede calcular de una manera directa. El registrador de perturbaciones se puede



utilizar para detectar el contenido del segundo armónico en la búsqueda de la configuración final para el bloqueo de éste mismo.

Cabe destacar que si el transformador ha estado fuera de uso por algún tiempo (es decir, después de un almacenamiento) su remanencia puede ser muy pequeña, haciendo que el segundo armónico no se bloquee para el primer intento de energización. Por lo tanto, el ajuste podría reducirse un 10% para el primer intento de energización.

Relación I_{5f}/I_{1f} (bloqueo y desbloqueo del 5^{to} armónico)

El propósito de esta función es bloquear la operación del relé cuando haya un aumento repentino de voltaje (o caída de la frecuencia). El motivo del bloqueo es la creciente corriente de magnetización en el lado primario, que por el relé se percibe como un aumento en la corriente diferencial.

Según numerosos estudios realizados la componente del quinto armónico de la corriente magnetizante ha demostrado ser más apropiada para el seguimiento de la sobreexcitación de los transformadores de potencia. Hay dos razones principales para ello. En primer lugar, la parte proporcional del quinto armónico es claramente creciente, cuando el núcleo del transformador está empezando a saturarse. En segundo lugar, otras situaciones, por ejemplo, la saturación de los transformadores de corriente no produce tantos quintos armónicos. La figura 4.4 muestra un comportamiento típico de la proporción del quinto armónico con la componente fundamental de la corriente de magnetización en función de la sobretensión.

La figura 4.4 muestra la proporción de los incrementos inicialmente del quinto armónico hasta que alcanza su máximo, y si la tensión sigue aumentando, el transformador debería entrar en una saturación más profunda y parte del quinto armónico comienza a decaer.

El problema principal cuando definimos los valores de ajuste es que la curva del quinto armónico en función de la sobretensión debe ser conocida del transformador. Los valores críticos de tensión y el exceso de capacidad de los circuitos magnéticos dependen de la construcción del transformador. El único que conoce la influencia de la sobretensión o de la relación U / f en el contenido del quinto armónico es el fabricante. Un valor de uso frecuente para el bloqueo es del 35%, pero su utilidad en cada caso por separado es muy difícil saber cuando no se tiene acceso a las curvas reales, que deberían ser puestos a disposición por el fabricante del transformador.

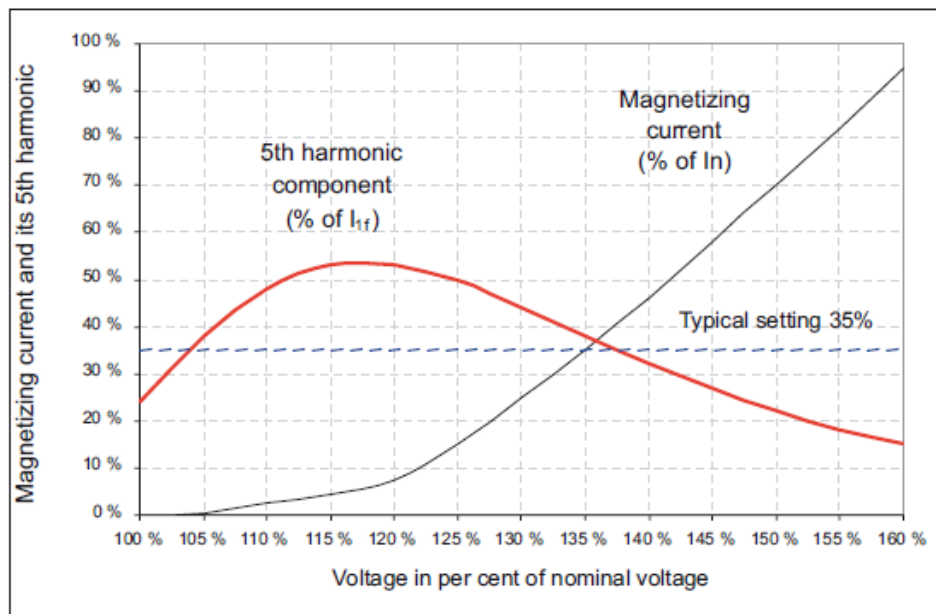


Figura 4.4 Corriente magnetizante y su componente de 5^{to} armónico en las bobinas de un transformador de potencia sobreexcitado.

Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_

La protección diferencia (Diff6T) también tiene un límite por separado de desbloqueo ajustable, que se puede activar y desactivar. Esto le da al usuario más opciones. A veces el disparo del relé diferencial se solicita cuando la tensión alcanza valores que puedan poner en peligro el transformador, incluso cuando no hay una falla dentro del área de protección del relé. En la Figura 4.4 sólo el bloqueo está activo y el límite se establece en 35%. A continuación, el relé se bloquea cuando el voltaje de la línea llega a 104%. Si la tensión sigue aumentando, el bloqueo desaparecerá cuando la tensión llega a 137% (sin histéresis). Este tipo de rendimiento



puede ser considerado conveniente con este tipo de transformador. Para otros tipos de transformadores en el cual el quinto armónico de la corriente de magnetización debe alcanzar el punto más alto mucho después, por ejemplo, cuando el voltaje se acerca al 140%, el límite de desbloqueo permite el bloqueo que se realizara ya en la parte ascendente de la curva. Un valor de uso frecuente en estos casos de desbloqueo es del 50%.

También hay que señalar que la liberación del bloqueo del quinto armónico debido al límite de desbloqueo o de una disminución en el contenido del mismo cuando la sobretensión sube lo suficiente, no es una garantía absoluta para el disparo. El disparo se llevará a cabo sólo si la corriente magnetización extra (corriente diferencial desde el punto de vista del relé) supera el valor de disparo en ese punto de la curva de polarización y si, por ejemplo, la corriente de carga tiene un efecto sobre si habrá un disparo o no. Por esta razón, la protección de sobretensión (OV3Low/High función de bloqueo) es recomendada.

En conclusión se puede afirmar que si la función de bloqueo / desbloqueo basado en el quinto armónico se va a utilizar, la característica de magnetización del transformador debe ser conocida, porque, cuando la tensión aumenta, el grado de saturación y por lo tanto el contenido armónico de la corriente dependerá del diseño del transformador. Si la característica de la magnetización se conoce, o la forma de onda se ha registrado y el contenido armónico se ha analizado, mientras la tensión aumenta, los valores de configuración se pueden definir.

Eliminación de la corriente del neutro (I_0)

Si el neutro del transformador de potencia está conectado en estrella y esta aterrado, cualquier falla a tierra en la red va a ser percibida por la función del relé de protección diferencial. Ver figura 4.5.

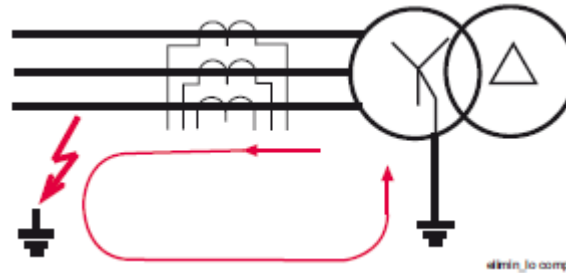


Figura 4.5 Corriente de Falla a tierra en un transformador conectado en estrella con el neutro aterrado.
Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_

4.1.1.2 Elementos de Protección de Sobrecorriente

Los elementos de protección de sobrecorriente de fase y de neutro, temporizados o instantáneos contenidos en el RET543, operan cuando la corriente en una de las fases o en el neutro, según sea el caso, excede el valor de ajuste de la corriente de arranque. La operación sigue una característica de disparo instantánea, de tiempo definido o tiempo inverso según sea el caso, que dependerá del tipo de curva seleccionada, de los ajustes del valor de arranque y del dial de tiempo.

4.1.1.2.1 Protecciones 51 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Temporizadas

Las funciones de protección 51 de sobrecorriente temporizadas como lo son NOC3lowB, NOC3low y NEF1Low contenido en el RET543, operan cuando la corriente excede el ajuste del valor de corriente de arranque, siguiendo una característica de disparo temporizada.

El RET543 es un relé numérico, con principio de operación basado en microprocesador. En su circuito de calibración, dos ajustes permiten controlar el tiempo de respuesta del relé ante una falla en el sistema, el dial del tiempo y el tipo de curva seleccionada. El tiempo de respuesta de la unidad temporizada, al momento de presentarse una falla, está definido por las ecuaciones de las curvas características según el tipo de norma, como se presentan a continuación:



Curvas IEC

Estas curvas se encuentran definidas por la siguiente ecuación según el estándar IEC 60255-4:

$$t_{op} = \frac{Kx\beta}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^{\alpha} - 1}$$

Ecuación 4.1

Donde,

- t_{op} tiempo de operación del relé
- K tiempo multiplicador ajustable ó DIAL
- I Corriente de fase
- $I_{>}$ Corriente de arranque ajustable
- α, β constantes de una curva particular

Las constantes de diseño y el tipo de curva se resumen en la tabla 4.1.

Tipo de curva	α	β
Normal Inverse	0.02	0.14
Very Inverse	1.0	13.5
Extremely Inverse	2.0	80.0
Long Time Inverse	1.0	120

Tabla 4.1. Constantes de diseño normas IEC.
Fuente: Estándar IEC 60255-4



Curvas IEEE/ANSI

Estas curvas se encuentran definidas por la siguiente ecuación según el estándar IEEE C37.112:

$$t_{op} = \left(\frac{\alpha}{\left(\frac{I}{I_{>}}\right)^p - 1} + B \right) \times n \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde,

- t_{op} tiempo de operación del relé
 n tiempo multiplicador ajustable ó DIAL
 I Corriente de fase
 $I_{>}$ Corriente de arranque ajustable
 A, B, p constantes de una curva particular

Las constantes de diseño y el tipo de curva se resumen en la tabla 4.2.

Nombre	Constantes		
	A	B	p
Extremely Inverse	6.407	0.025	2.0
Very Inverse	2.855	0.0712	2.0
Inverse	0.0086	0.0185	0.02
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	0.02
Short Time Extremely Inverse	1.281	0.005	2.0
Long Time Extremely Inverse	64.07	0.250	2.0
Long Time Very Inverse	28.55	0.712	2.0
Long Time Inverse	0.086	0.185	0.02

**Tabla 4.2. Constantes de diseño normas IEEE/NEMA.
Fuente: Estándar IEEE C37.112**



4.1.1.2 Protecciones 50 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Instantáneas

Las funciones de protección 50 del relé RET543 como lo son NOC3High y NEF1High, operan cuando el nivel de cualquier corriente excede el ajuste del valor fijado. Estas funciones se utilizan típicamente para establecer protección de sobrecorriente instantánea de ajuste alto. El tiempo de disparo de estos elementos son instantáneos o seleccionables (ver tabla 4.3) y actúan en un tiempo definido para cualquier valor de corriente mayor al ajustado “sin retardo de tiempo intencional” o en su defecto en forma instantánea, aquí el retardo depende de la velocidad de procesamiento de la información en los circuitos del relé y luego, de la velocidad de apertura del interruptor.

Parámetro	Rango/Curva	Incremento
Modo de operación	Tiempo definido o Instantáneo	--
Corriente de Arranque	0.10 a 40 In	0.01
Tiempo de operación	0.05 a 300 s	0.01

Tabla 4.3. Características de la Protección 50 relé RET543.
Fuente: Propia

4.1.1.3 Protección de la Corriente de Inrush Para el Transformador (Inrush3)

La función de detección de la corriente de inrush para el transformador trifásico (bloque inrush3), se puede ajustar al doble de la corriente de arranque definida de una fase de sobrecorriente del transformador.



4.1.1.4 Protección 59-BT de Sobrevoltaje (OV3Low)

Esta función se utiliza para el monitoreo de la tensión general con respuesta instantánea en caso de un sobrevoltaje.

Procesa valores instantáneos, es independiente de la frecuencia, almacena el valor máximo después de la captación, no hay supresión de la componente de CC, no hay supresión de los armónicos, puede medir en una y en las tres fases, detecta el valor máximo en el modo de tres fases.

4.1.2 Dispositivo de Protección de la Subestación Móvil Externos al RET543

4.1.2.1 Protección 26 de Sobrepresión de Aceite o Termómetro de aceite (ITO)

Esta función se activa cuando la temperatura de aceite del transformador, excede un valor ajustado.

La protección de sobrepresión de aceite cuenta con los monitores de temperatura TM-1 y TM-2 que permiten el seguimiento, monitoreo y señalización de las temperaturas de los devanados y aceite del transformador de la Subestación Móvil ABB 115/13.8KV de capacidad 30/36 MVA y son parte del sistema de protecciones de la de la misma, específicamente del transformador, para detectar problemas de calentamiento debido a fallas internas del mismo. El TM-1 es un sistema modular que permite que el número de mediciones de devanados aumente mediante el uso conjunto del monitor de temperatura TM-2, unida a una unidad TM-1 por una conexión serial RS485, y estos a su vez interconectados con el relé de protección de la subestación RET543.



Figura 4.6. Monitores de Temperatura (TM-1 y TM-2).
Fuente: Tree Tech. Technical Manual-Temperature Monitor

Características

- Entrada para Pt100, sensor de temperatura, a 0°C con autocalibración y precisión del 0.2% y estabilidad de alto rango a temperatura ambiente.
- Dos entradas para sensor Pt100 de tres cables, y una para Pt100 de cuatro cables (medición de temperatura redundante y validación de la lectura).
- Una entrada universal de corriente AC RMS de 0 a 10A, con una precisión de 0.5% para medición de carga y cálculo de temperatura en el devanado mediante el proceso de imagen térmica.
- Cálculo previo de gradiente de temperatura del aceite-devanado final para corriente de carga.
- Dos salidas de corriente para lecturas de temperatura remota, con selección de rango de salida (0...1mA, 0...5mA, 0...10mA, 0...20mA o 4...20mA).
- Dos contactos NO (NC o combinación dependiendo de la configuración) para alarma de temperatura de aceite-devanado.



- Dos contactos NO (NC o combinación dependiendo de la configuración) para falla debido a la temperatura del aceite y/o devanado con doble activación de seguridad (orden simultánea desde dos microcontroladores para la operación. Temporizador ajustable entre 0 y 20 min con conteo en pantalla).
- Dos contactos NC para la activación de grupos de sistema de ventilación forzado con temporizadores para encendido por grupos (incluso cuando falta alimentación para el TM-1) y operación forzada resultante de rutinas de autodiagnósticos en caso fallas o ausencia de voltaje (corte de electricidad).
- Un contacto (NC) para indicar fallas internas o falta de voltaje detectadas en el autodiagnóstico.
- Un contacto (NO) para indicar el modo de conteo activado por fallas.

Funcionamiento

Según las lecturas obtenidas del aceite aislante y la corriente de carga del transformador, el monitor dibuja la curva de temperatura para el devanado por medio del algoritmo implementado en su software.

El método utilizado para la medición de la temperatura es el de imagen térmica, donde la temperatura del aceite aislante y la corriente circulante en el devanado del transformador son medidas directamente (a través de TC's auxiliares). Estos datos alimentan el modelo matemático usado en el software.

La temperatura del aceite es medida directamente en el, usando sensores resistivos, tipo termocupla PT100 Ω a 0°C. La conexión se hace directamente en el dispositivo, eliminando la necesidad de transductores externos.



Operación

Todas las operaciones en el Monitor de Temperatura TM-1 y TM-2 se llevan a cabo a través del teclado del panel frontal, y no requiere botones externos o interruptores. La temperatura del aceite y el devanado (o devanados) se muestran en las pantallas, y el estado de la alarma, fallas y comando de enfriamiento forzado son indicados por las señales LEDS, así como señales enviadas por los contactos auxiliares a otros relés interconectados o tablero de alarmas (Ver tabla 4.4).

SALIDAS	TERMINALES	
	TM-1	TM-2
1) Salidas de corriente del lazo: Dos salidas independientes para la indicación a distancia de lecturas de temperatura. Salida estándar seleccionado por software (0-1, 0-5, 0 -10, 0 -20 ó 4-20 mA)	18(+) 19(-) Aceite 20(+) 21(-) Dev.1	18(+) 19(-) Dev.2 20(+) 21(-) Dev.3
2) Relé de alarma: Dos contactos independiente, libre de potencial (NO), provocan alarma debido a la alta temperatura del transformador. De acuerdo a la solicitud, estos contactos pueden ser suministrados como normalmente cerrados (NC).	1 2 Aceite 9 10 Dev.1	1 2 Dev.2 9 10 Dev.3
3) Relé de disparo: Dos contactos independiente, libre de potencial (NO), para la protección de circuito del transformador. Estos contactos pueden ser programados para actuar con temporizadores de hasta 20 minutos.	3 4 Aceite 11 12 Dev.1	3 4 Dev.2 11 12 Dev.3
4) Relé de enfriamiento forzado: Dos contactos independiente, libre de potencial (NC), para comando de refrigeración forzada del transformador. Cuando el Monitor de temperatura se activa, estos contactos el cambio Estado, volviendo a la posición de reposo cuando se activa. De acuerdo a la solicitud, estos contactos pueden ser suministrados normalmente abiertos (NA).	5 6 Vent. F.1 7 8 Vent. F.2	5 6 Vent. F.1 7 8 Vent. F.2



<p>5) Relé de Auto-diagnóstico:</p> <p>Contacto libre de potencial (NC), las señales de falla en la alimentación de energía, falla interna o del sistema.</p> <p>Cuando la temperatura del monitor se activa, los contactos cambian de estado, volviendo a la posición de reposo en el caso de un fracaso. De acuerdo a la solicitud, estos contactos pueden ser suministrados normalmente abiertos (NA).</p>	A3 y A4	A3 y A4
<p>6) Relé de señal de disparo:</p> <p>Contacto libre de potencial (NO), señales de disparo del transformador. Cuando la temperatura de disparo es alcanzada, este contacto dispara instantáneamente, mostrando la señalización de disparo, en caso de contactos con protección temporizada controlada.</p> <p>De acuerdo a la solicitud, estos contactos se pueden suministrar normalmente cerrados (NC).</p>	A1 y A2	A1 y A2

Tabla 4.4. Salidas y terminales de los TM.
Fuente: Tree Tech. Technical Manual-Temperature Monitor

Instalación

El sensor de temperatura de aceite (RTD) debe estar conectado al monitor de temperatura TM1 por medio de un cable blindado, sin interrupción de la pantalla. Para la conexión de las entradas de los transformadores de corriente, debe tenerse cuidado, asegurándose de que el transformador este desenergizado y los conectores de los TC's cortocircuitados y a tierra.

La Comunicación serie (RS485) entre los monitores de temperatura TM1 / TM2 debe estar vinculada a través de un cable de par trenzado blindado, manteniendo la pantalla sin interrupciones hasta el final a su entrada específica a los dispositivos, y sólo uno de los extremos debe ser conectado a tierra. Lo mismo es importante cuando se hace la conexión serie (S485) del monitor TM1 y un sistema de captura de datos, teniendo en cuenta que la distancia máxima admisible para este tipo de comunicaciones es de 1300 metros, con una resistencia de terminación de 120 Ω en cada ADR.

La conexión entre el sensor de temperatura RTD (s) y el Monitor de temperatura TM1 también se debe realizar con cables blindados. A continuación se especifica cómo van interconectados los TM y cada terminal respectivo el cual será cableado y conectado al relé de protección principal RET543. Ver figura 4.7.

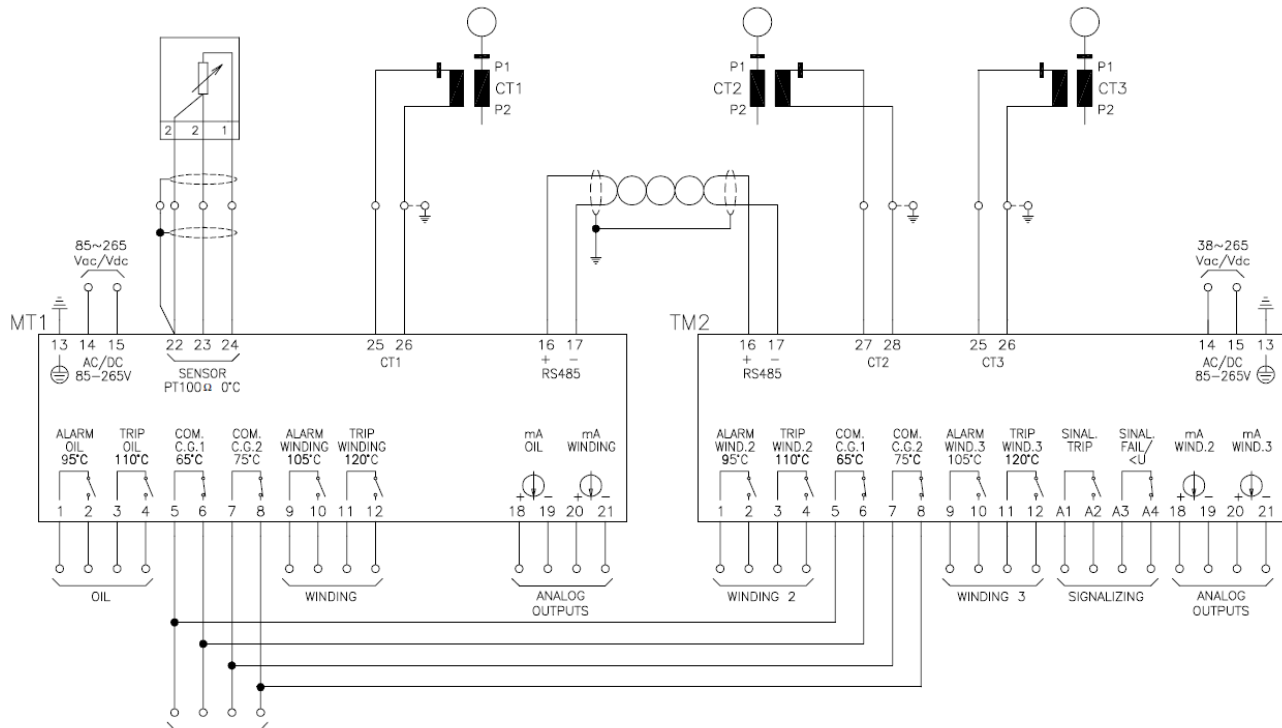


Figura 4.7. Conexión TM1 y TM2.
Fuente: Tree Tech. Technical Manual-Temperature Monitor

Características ajustadas

- ✓ 90°C señalización y alarma.
- ✓ 105°C Acciona el interruptor Q0.1 y un interruptor interno a través del relé de bloqueo K300 y también del módulo de supervisión.



4.1.2.2 Protección 63T de Sobrepresión o Relé Buchholz (RB)

Este Relé se utiliza para producir una señal de alarma y/o desconexión del Transformador en caso de acumulación de gases, pérdidas y flujo de aceite. Se fabrican sobre Norma NIME 6060 o DIN 42566, con interruptores de mercurio o con interruptores de accionamiento magnético. Esta funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.

Características ajustadas

- ✓ Alarma y bloqueo con apertura del interruptor Q0.1 y externo a través del relé de bloqueo K300.
- ✓ Apertura del interruptor de Baja Tensión (externo).

4.1.2.3 Protección 49 de Imagen Térmica (IT)

Esta es una protección de sobretensión de los devanados internos del transformador, también llamada protección de imagen térmica., la cual puede cumplir funciones de alarma y disparo, la temperatura inicial es ajustable, cuenta con filtro del componente de CC, filtro armónico, medición de corriente (ya que la señal de entrada utilizada es corriente) de una o tres fases, detección de valor máximo para la medición de tres fases, elevación de temperatura calculada 40 veces para cada ajuste de constante de tiempo térmico.

Características ajustadas

- ✓ 105°C cierre automáticamente el contacto para alarma.
- ✓ 120°C cierra el contacto que manda a abrir el interruptor Q0.1 y externamente a través del relé de boqueo K300.
- ✓ Válvula de seguridad (DAP función ANSI 80) con tres pares de contactos, con las siguientes funciones:

- Alarma, señalización y bloqueo de los interruptores Q0.1 y externos a través del relé de bloqueo K300.
- Accionamiento del interruptor de alta tensión.
- Accionamiento del interruptor de media tensión a través del relé de bloqueo K300 indicador de flujo de aceite del transformador de potencia.
- Alarma y disparo interruptor externo.

4.1.2.4 Relé regulador de tensión (AVR)

El regulador de tensión Treotech, el cual posee esta subestación, ofrece una solución que va más allá de los relés tradicionales y es bien conocido como relés "90", equipados con recursos que permiten un mejor control de los límites de la tensión de carga, lo que permite el direccionamiento de las normas más exigentes de este sector.



Figura. 4.8 Regulador de Voltaje AVR Tree Tech.
Fuente: Tree Tech. Technical Manual-Temperature Monitor



Características principales

- Aplicable en transformadores de potencia con Tap intercambiable bajo carga (OLTC) y Reguladores de voltaje de una fase.
- Dispositivo electrónico inteligente (IED) ajustado para integración con sistemas de supervisión o monitoreo a través de RS485 y RS232 (Modbus standard, DNP opcional).
- Conjuntos de seis parámetros de regulación de voltaje independientes, activados por programación basadas en tiempo (reloj interno) o contactos secos externos.
- Tiempos de activación independientes para voltaje por encima o por debajo del rango ajustado.
- Tipos de temporizador lineal (tiempo constante) o curva inversa.
- Cinco señales de relé con funciones programables y tipos de operación (NO/NC). El mismo relé se puede activar para más de un evento (“OR” lógico).
- Salida analógica para lectura remota de voltaje o corriente. Rango de salida configurable: 0...1, 0...5, 0...10, 0...20 or 4...20 mA.
- Función de lectura múltiple: lecturas de carga y voltaje de transformador, desviación de voltaje, corriente, potencia activa, reactiva y aparente, % de carga, factor de potencia y frecuencia.
- Diferencia de fase entre TP y TC ajustable desde 0° hasta 150° en saltos de 30°, permitiendo cualquier combinación de conexión entre TP y TC.
- Rango de temperatura operativa -40°... +85°C, que permite instalación en paneles exteriores.
- Alimentación de voltaje universal desde 38 hasta 265 Vdc/Vac, 50/60 Hz.
- Definición de parámetros mantenidos incluso en largos periodos sin alimentación de potencia, mediante memoria no volátil sin necesidad de baterías internas.

Modo de operación

Durante la operación, los objetivos del AVR son mantener el voltaje de la carga dentro de un rango predefinido de valores dados por los parámetros programados por el usuario.

Para este fin, el AVR realiza lecturas de voltaje en la salida del transformador y la corriente de carga. Mediante estas dos lecturas y los parámetros programados de caída de tensión, es calculado el voltaje en la carga, dicho voltaje se debe mantener de forma efectiva dentro de los límites deseados.

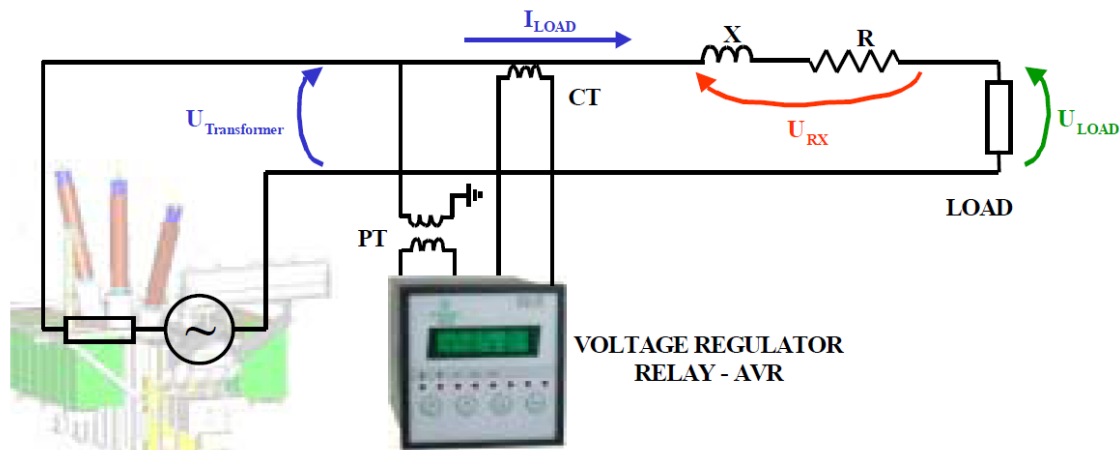


Figura. 4.9 Aplicación del relé regulador de voltaje (AVR).
Fuente: Tree Tech. Technical Manual - Voltage Regulator Relay

Adicionalmente a la función básica de regulación de voltaje, el AVR también actúa como protección para la CTC bajo carga, bloqueando su operación en condiciones adversas, tales como un cortocircuito de línea (sobrecorriente/baja de tensión) y protección de carga (sobretensión).

Operación

Todas las consultas de lectura y operaciones de programación del relé regulador de voltaje AVR se realizan utilizando la pantalla y el teclado en el panel frontal. Cualquier alarma eventual



se mostrará a través de la pantalla del panel frontal y en las salidas cableadas hacia otros dispositivos de alarmas y relés que se deseen conectar.

Conexiones y Salidas

A continuación se muestran en la Tabla 4.5 las salidas del regulador de voltaje AVR para su respectiva conexión al relé y señales correspondientes, y en la Figura 4.9 se señalan las conexiones y terminales de dicho regulador.

SALIDAS	TERMINALES
	AVR
1) Salida de corriente de lazo: Salida de tensión a distancia o lectura corriente, seleccionados a través de la programa del menú. Salida estándar seleccionada por el software (0-1, 0-5, 0-10, 0- 20 ó 4-20 mA).	28 (+) 29(-)
2) Salida de aumento de tensión: Contacto seco NO para el mando del Tap bajo carga para elevar el voltaje.	1 Y 2
3) Salida de reducción de tensión: Contacto seco NO para el mando del TAP con carga para bajar la tensión.	3 Y 4
4) Relé de autodiagnóstico: Contacto seco NC para señalización de falla del regulador interno o para señalar la falta de alimentación de la entrada auxiliar.	15 Y 16
5) Relés de señales programables: Contactos secos (NO) con función programable y modo de operación (NO o NC), para la señal de alarma y bloqueo.	5 Y 6 7 Y 8 9 Y 10 11 Y 12 13 Y 14

Tabla. 4.5 Terminales de Salidas (AVR).

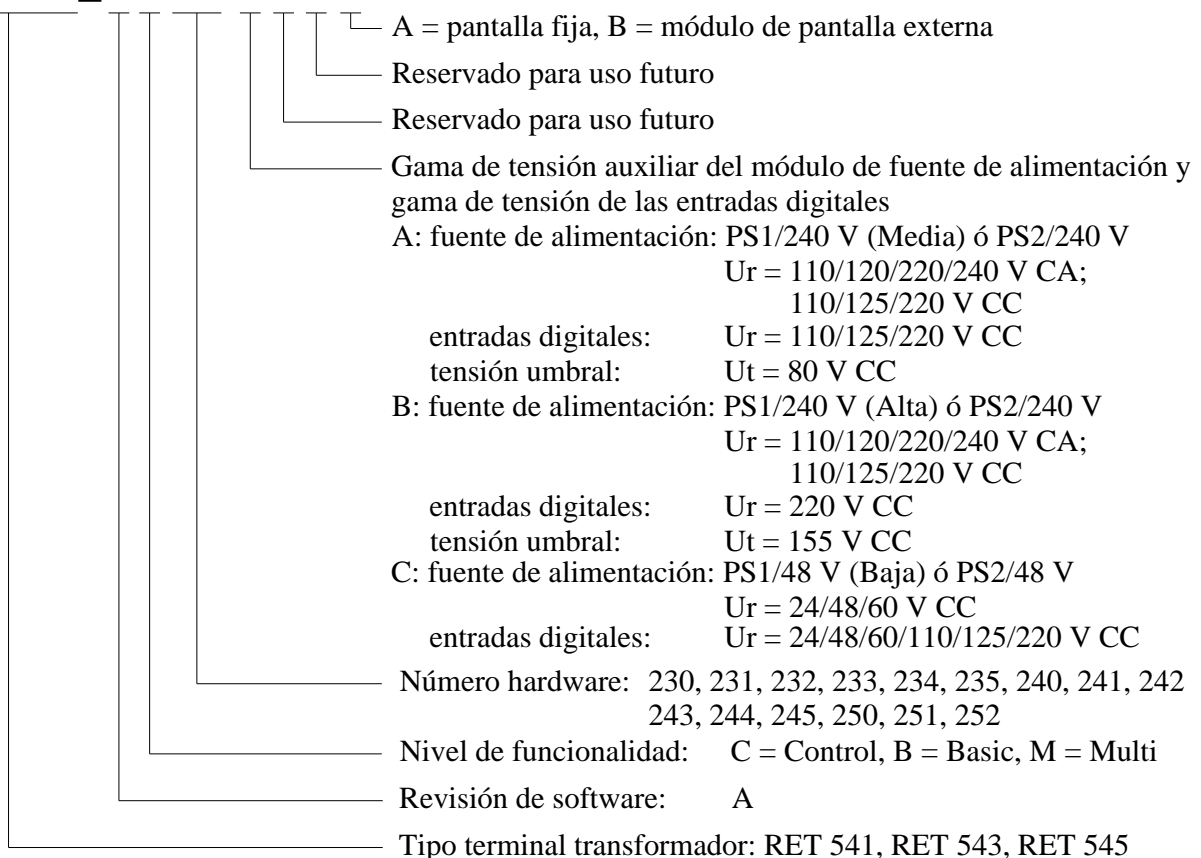
Fuente: Tree Tech. Technical Manual - Voltage Regulator Relay



4.2 CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ RET 543

Las unidades de protección RET543 están diseñadas para ser utilizadas como protección, control, medida y supervisión de transformadores de potencia. Cada relé de la serie RET 54_ tiene un número de orden de pedido específico que identifica el tipo de unidad, así como el hardware y software según se describe a continuación:

RET54_AB230AAAA



Para propósitos de este trabajo de grado se empleara el relé modelo RET543_AM243AAAA, cuyos datos describen las características del software y hardware del mismo, como se muestra en la tabla 4.6.



		RET543_AM243AAAA	Descripción
HMI	TC 1/5 A	6	Modulo de transformación MIM 603
	TC 0.2/1 A	0	
	TP 100V	3	
CPU		1	Modulo central de procesos
PS1		1	Fuente de alimentación (I/O Binarias)
BIO1		1	Modulo 1 Binario de entradas y salidas
BIO2		1	Modulo 2 Binario de entradas y salidas
RTD1		1	Modulo RTD/Análogo
HMI, LOCAL		1	Interfase Hombre-Maquina

Tabla 4.6 Descripción del hardware del RET543.

Fuente: ABB. Manual Técnico RET54_

4.2.1 Diseño

Las funciones del relé numérico RET 543 se clasifican como:

- Funciones de protección
- Funciones de medida
- Funciones de control
- Funciones de comunicación
- Funciones generales
- Funciones estándar

4.2.1.1 Funciones de Protección

La protección es una de las funciones más importantes del relé numérico RET543. Los bloques de función de protección (por ejemplo, sobrecorriente) son independientes entre ellos y tienen sus propios grupos de ajuste y registro de datos.



4.2.1.2 Funciones de medida

Las funciones de medida se utilizan para indicar los valores de intensidades trifásicas, tensiones fase a fase y fase a neutro, intensidad de neutro, tensión residual, frecuencia, factor de potencia, energía activa y reactiva. Los valores medidos pueden indicarse local y remotamente como valores primarios escalados.

4.2.1.3 Funciones de Control

Las funciones de control se utilizan para indicar la posición de los dispositivos de conmutación, es decir, interruptores y seccionadores, así como también ejecutar las órdenes de apertura y cierre para estos dispositivos controlables en la instalación de distribución.

Además, hay funciones suplementarias para necesidades de lógica de control, como objetos de conmutación On/Off, alarmas en el MIMICO, control de LED, datos numéricos para el MIMICO y selección de posición controlada por lógica entre otros.

Las funciones de control, configuradas usando el Relay Configuration Tool, se pueden asociar a indicadores de posición que forman parte de la representación de configuración del MIMICO visualizado en el HMI (Interfaz Maquina-Humano) del relé. Los indicadores de posición se utilizan para observar los estados de los dispositivos de conmutación mediante la representación grafica en el MIMICO y para poder controlarlos localmente.

4.2.1.4 Funciones Generales

Las funciones adicionales están disponibles para ser utilizadas, en diferentes aplicaciones generales, en lógicas tales como activación de la retroiluminación del HMI, conmutación de grupos y reposición de indicadores de operación, señales de salida autorretenidas, registros y registrador de perturbaciones.



4.2.1.5 Funciones de Comunicación

El Relé RET543 proporciona los protocolos de comunicación serie CEI_103, Modbus, DNP 3.0, SPA y LON (Red local de operación).

4.2.1.6 Funciones Estándar

Las funciones estándar se utilizan para lógicas, tales como; enclavamiento, alarmas y secuencias de control. El uso de las funciones lógicas no está limitado, y las funciones se pueden interconectar entre ellas, al igual que con funciones de protección, medida, calidad de potencia, control, monitorización de condición y generales. Adicionalmente las entradas y salidas digitales, así como las entradas y salidas LON se pueden conectar a funciones estándar usando el “Relay Configuration Tool”.

4.2.1.7 Otras Funciones del Relé RET543

4.2.1.7.1 Indicación de Tensión Auxiliar Baja

El Relé RET 543 está provisto de una indicación de alimentación de tensión auxiliar baja. El módulo de la alimentación del relé emite una señal de alarma interna (“ACFail”, activa en nivel bajo) cuando se detecta una caída en la tensión de la fuente de suministro. La señal de alarma se activa si la tensión de alimentación del relé cae alrededor del 10% por debajo de la mínima tensión nominal de entrada del módulo de la fuente de alimentación.

La indicación de una tensión de alimentación auxiliar baja está disponible en la configuración del relé numérico RET543 y se puede conectar a cualquier salida de señalización del mismo para que de la advertencia.

4.2.1.7.2 Indicación de Exceso de Temperatura

El relé numérico RET 543 incluye una función de supervisión de temperatura interna. El módulo de fuente de alimentación emite una señal de alarma interna cuando se ha detectado un exceso de temperatura dentro del encapsulado del relé. La señal de alarma se activará una vez que la temperatura dentro del encapsulado del relé alcance los $+78^{\circ}\text{C}$ ($+75^{\circ}\dots+83^{\circ}\text{C}$). La indicación de exceso de temperatura está disponible en la configuración de este relé y se puede conectar a cualquier salida de señalización del mismo.

4.2.1.8 Conexiones del Relé RET543

Todos los circuitos externos son conectados a los bloques de bornes del relé en el panel posterior. Ver la figura 4.10. El bloque de bornes para los transformadores de medida está formado por terminales de tornillos fijos. La tabla 4.7 muestra el número de entradas y salidas disponibles en el relé RET543.

Número de entradas/salidas	RET 543
Entradas digitales	25
Entradas de supervisión del circuito de disparo	2
Salidas de potencia (NO un solo polo)	2
Salidas de potencia (NO doble polo)	9
Salidas de señales (NO)	2
Salidas de señales (NO/NC)	5
Salidas de autosupervisión	1

Tabla 4.7 Numero de entradas/salidas digitales.

Fuente: ABB. Manual Técnico RET54_

La interfaz serie RS-232 en el panel posterior se utiliza para conectar el relé al SPA bus, al IEC_103, DNP 3.0 ó Modbus. El SPA/IEC_103 se conecta vía un módulo de conexión tipo RER 123 encajado en el conector subminiatura tipo D de nueve pines y atornillado al panel posterior. El DNP 3.0 /Modbus se conecta vía un módulo de conexión, tipo RER 133.

La interfaz serie RS-485 en el panel posterior se utiliza para conectar el relé al SPA bus o al LON bus. El SPA/LON bus se conecta vía un módulo de conexión tipo RER 103 unido al conector miniatura tipo D de nueve pines y atornillado al panel posterior.

Los contactos de entrada y salida digital del RET543 son conectados a los terminales multipolares. La protección de tierra se conecta al tornillo marcado con el símbolo de aterramiento en la parte posterior del relé. En el esquema 4.1 se pueden observar el diagrama de las conexiones y terminales al relé RET543 provenientes de los TC's y el TP.

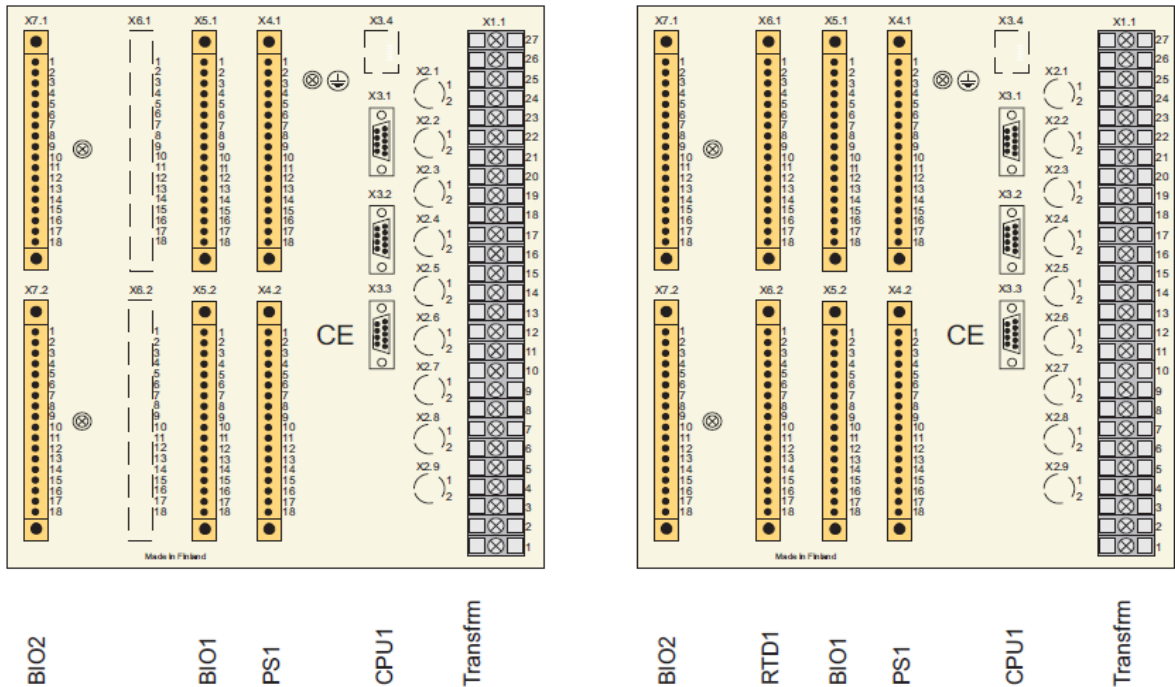


Figura 4.10 Conexiones del rele RET543.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

**Fuente de alimentación**

Entrada	Terminales	Descripción
PS1_4_BI2	X4.1: 1	Alimentación DC (+)
PS1_4_BI3	X4.1: 2	Alimentación DC (-)

Tabla 4.8 Terminales de alimentación RET543.
Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_

Entradas de los TC's y del TP:

Entrada	Terminales	Descripción
IL1 (R)	X1.1: 17-18*	Corriente de línea proveniente del TC
IL1 neutro	X1.1: 16	Corriente de neutro proveniente del TC
IL2 (S)	X1.1: 20-21*	Corriente de línea proveniente del TC
IL2 neutro	X1.1: 19	Corriente de neutro proveniente del TC
IL3 (T)	X1.1: 23-24*	Corriente de línea proveniente del TC
IL3 neutro	X1.1: 22	Corriente de neutro proveniente del TC
II1 (r)	X1.1: 2-3*	Corriente de línea proveniente del TC
II1 neutro	X1.1: 1	Corriente de neutro proveniente del TC
II2 (s)	X1.1: 5-6*	Corriente de línea proveniente del TC
II2 neutro	X1.1: 4	Corriente de neutro proveniente del TC
II3 (t)	X1.1: 8-9*	Corriente de línea proveniente del TC
II3 neutro	X1.1: 22	Corriente de neutro proveniente del TC
UL (r)	X1.1: 12-25	Alimentación proveniente del TP
UL (s)	X1.1: 10-15	Alimentación proveniente del TP
UL (t)	X1.1: 13-27	Alimentación proveniente del TP

Tabla 4.9 Terminales de entradas de los TC's y TP RET543.
Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_



(*) En caso de que los transformadores de corriente tengan relación de transformación de 1A se energizan estos terminales.

Entradas binarias:

Entrada	Terminales	Descripción
PS1_4_BI2	X4.2: 4-5	Interruptor Q0.1 presión de gas
PS1_4_BI3	X4.2: 6-7	Interruptor Q0.1 Carga del Resorte
BIO1_5_BI1	X5.1: 1-2	Seccionador Q10 Abierto
BIO1_5_BI2	X5.1: 3-2	Seccionador Q10 Cerrado
BIO1_5_BI3	X5.1: 4-5	Interruptor Q0.1 Abierto
BIO1_5_BI4	X5.1: 6-5	Interruptor Q0.1 Cerrado
BIO2_7_BI1	X7.1: 1-2	Disparo Gas del relé Buchholtz
BIO2_7_BI2	X5.1: 3-2	Disparo del relé de temperatura
BIO2_7_BI3	X7.1: 4-5	Indicador del Nivel de Aceite
BIO2_7_BI4	X5.1: 6-5	Disparo del relé de Presión
BIO1_5_SO2	X5.2: 5-6	Alarma de disparo de la función diferencial
BIO1_5_SO4	X5.2: 10-11	Alarma de disparo de la función diferencial
BIO1_5_SO5	X5.2: 13-14	Alarma de disparo de la función diferencial
BIO1_5_SO1	X5.2: 3-4	Alarma de disparo de la función 50, 50N, 51 y 51N de AT
BIO1_5_SO3	X5.2: 7-8	Alarma de disparo de la función 50, 50N, 51 y 51N de AT
BIO1_5_SO6	X5.2: 16-17	Alarma de disparo de la función 51 BT

Tabla 4.10 Terminales de las entradas binarias RET543.
Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_

**Entradas Analógicas:**

Entrada	Terminales	Descripción
RTD1_6_AI1	X6.1: 1-4	Posición del cambiador de tomas
RTD1_6_AI2	X6.1: 4-7	Temperatura del aceite del transformador (Nivel Superior)
RTD1_6_AI3	X6.1: 8-11	Temperatura del aceite del transformador (Nivel Inferior)

Tabla 4.11 Terminales de entradas analógicas RET543.**Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_****Salidas Binarias:**

Salida	Terminales	Descripción
PS1_4_HSPO1	X4.1: 10,11,12,13	Disparo manual y apertura remota del Interruptor Q.01
PS1_4_HSPO2	X4.1: 15,16,17,18	Disparo del Interruptor Q10
PS1_4_HSPO3	X4.1: 6,7,8,9	Cierre manual y apertura remota del Interruptor Q.01
PS1_4_HSPO4	X4.1: 8,9,10,11	Disparo de protección del Interruptor de falla del lado de alto voltaje

Tabla 4.12 Terminales de salidas binarias RET543.**Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_**



4.2.1.8.1 Canales Analógicos

El Relé RET543 mide las señales analógicas necesarias para protección, medida, control entre otros, a través de transformadores adaptadores con separación galvánica. El RET543 dispone de 9 canales analógicos, y además incluye canales analógicos virtuales para calcular las corrientes y tensiones residuales a partir de las corrientes y tensiones de fase. Tanto la amplitud como el ángulo de fase son calculados para el uso de estos canales.

Los canales analógicos del relé RET543 son configurados mediante el software CAP 505 Relay Product Engineering Tools. Se puede ajustar un factor de escala separado para cada canal analógico. Los factores permiten arreglar las diferencias entre los valores nominales del relé y del dispositivo de medida (corrección de relaciones de los TC y TP). El valor de ajuste 1.00 significa que el valor nominal del relé es exactamente el mismo que el del dispositivo de medida.

4.2.1.8.2 Entradas Digitales

Las entradas digitales del relé numérico están controladas por tensión y aisladas ópticamente con tres tensiones umbrales definidos. La función de una entrada digital se puede invertir. El tiempo de filtrado programable elimina rebotes y perturbaciones cortas en la entrada. Este tiempo se puede ajustar separadamente para cada entrada.

Algunas entradas digitales específicas se pueden programar para operar como entradas digitales, contadores de pulsos o usadas para sincronización horaria. Cuando una entrada digital se programa para operar como contador de pulsos, la frecuencia del conteo de pulsos puede ser de hasta 100 Hz.



4.2.1.8.3 Entradas Analógicas/RTD

El relé numérico RET 543 está equipado con un módulo analógico/RTD (RTD1) que tienen ocho entradas analógicas de propósito general para la medida de CC. Las entradas analógicas/RTD están aisladas galvánicamente de la fuente de alimentación y del encapsulado del relé. Sin embargo, las entradas tienen una tierra común. Estas entradas de propósito general aceptan señales de tipo tensión, corriente o resistencia.

Para cada modo de medida, se proporciona un parámetro separado para la elección entre los márgenes de medida disponibles. Las entradas analógicas /RTD se pueden aplicar a la medida de temperatura por ejemplo.

4.2.1.8.4 Salidas Digitales

Las salidas digitales del Relé RERT543 se categorizan del siguiente modo:

- .HSPO: Salida de potencia de alta velocidad, contacto de doble polo, preferentemente destinado a disparo y control de interruptor y seccionador.
- .PO: Salida de potencia, contacto tanto de un sólo polo como de doble polo, preferentemente para control de interruptor y seccionador.
- .SO: Salida de señal, contacto tanto NO (Normalmente Abierto) como NO/NC (Normalmente Abierto/Normalmente Cerrado).

El contacto de salida es un contacto de carga normal y no puede ser usado para el control de grandes cargas como la de un interruptor.



4.2.1.8.5 Salidas Analógicas

El relé numérico RET 543 cuenta con un módulo analógico/RTD el cual tienen cuatro salidas de corriente analógicas de 0...20 mA de propósito general. Todas las salidas están aisladas galvánicamente del suministro, del encapsulado del relé y entre ellas.

Las salidas analógicas se pueden utilizar para transferir cualquier medida o información calculada a paneles de medida o por ejemplo PLCs.

4.2.2 Frontal de Visualización (MIMIC o MIMICO)

El Relé RET543 cuenta con una pantalla fija o bien con un módulo de visualización externo. El módulo de visualización externo requiere un suministro de tensión propio de origen común con la unidad principal. La pantalla está formada por 19 líneas divididas en dos ventanas: una ventana principal de 17 líneas y una ventana de asistencia de 2 líneas.

La pantalla gráfica presenta información detallada a modo de MIMICO, objetos, eventos, medidas, alarmas de control y parámetros. La ventana de asistencia se usa para indicaciones y alarmas en dependencia con el relé y mensajes de ayuda. Ver Figura 4.11

Adicionalmente, el panel incluye los siguientes elementos de HMI:

- Tres pulsadores para el control de objeto (I, O, selección de objeto).
- Ocho (8) LEDs de alarma libremente programables con diferentes colores y modos de acuerdo con la configuración.
- Un indicador LED para el control del enclavamiento.
- Tres (3) indicadores LED de protección.
- Una agrupación de pulsadores de HMI con cuatro (4) pulsadores de flecha y pulsadores para salir y entrar.

- Un puerto de comunicaciones serie ópticamente aislado.
- Un pulsador (F) libremente programable, que se puede usar en la configuración del relé.
- Un pulsador de control remoto/local.
- El HMI tiene dos niveles principales, el nivel de usuario y el nivel técnico. El nivel de usuario se orienta a la visualización y medidas del "día a día", mientras que el nivel técnico está dedicado a la programación avanzada del relé. Se puede prevenir el acceso no autorizado mediante claves de acceso.

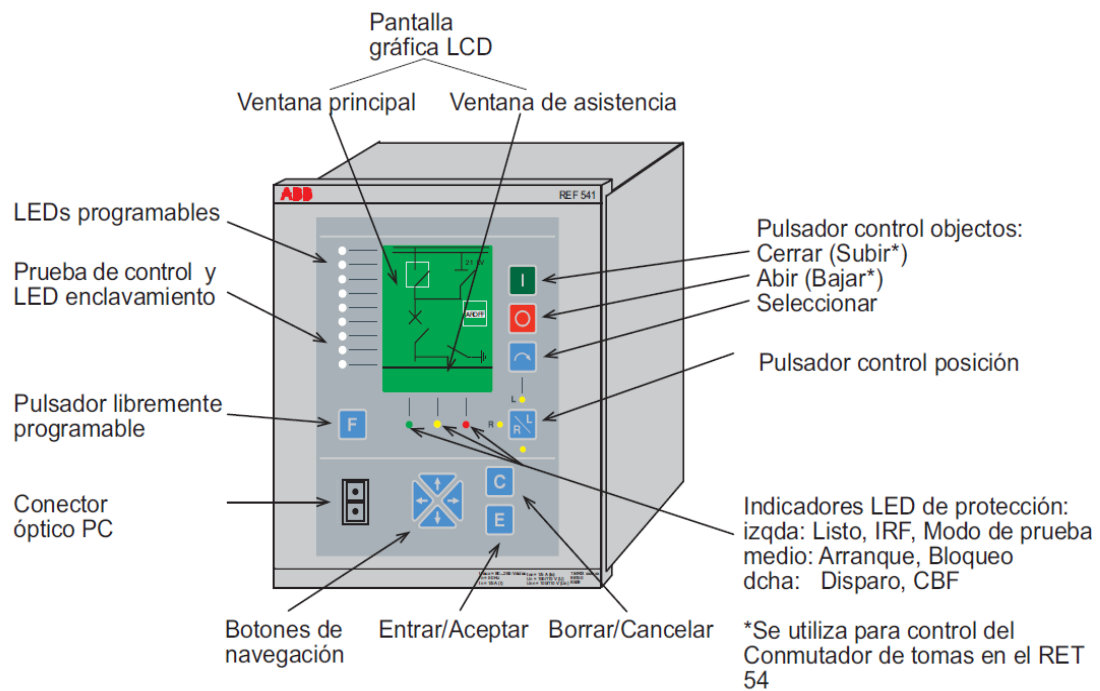


Figura 4.11 MIMICO del Relé RET543.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

4.2.2.1 Indicadores LED de Alarma

El Relé RET543 ofrece ocho (8) indicadores LED de alarma a ser configurados con el “Relay Mimic Editor” mediante el software CAP 505. Los colores de los LED (verde, amarillo y rojo),



su uso y los textos de estado ON y OFF pueden ser libremente definidos. Se ofrecen tres modos de operación básicos: no autorretenido, autorretenido fijo y autorretenido parpadeante.

Las alarmas pueden ser reconocidas remotamente, localmente o usando la lógica del relé digital. Los canales de alarma incluyen el marcado de tiempo para alarmas detectadas. El principio de marcado de tiempo usado depende del modo de operación.

4.2.3 Comunicación Serial

El Relé RET543 tiene tres puertos de comunicación serial, uno en el panel frontal y dos en el panel posterior.

4.2.3.1 El Conector Óptico Estándar de ABB

El conector óptico estándar de ABB (conector RS-232) en el panel frontal está dedicado a la conexión de una PC para la configuración del relé con las herramientas del software CAP 505. La interfaz frontal utiliza el protocolo SPA bus.

4.2.3.2 Comunicación SPA/CEI_103/DNP 3.0/ Modbus (Conector Posterior X3.2)

El conector macho tipo D de nueve pines (conexión RS-232) en el panel posterior conecta el RET543 al sistema de automatización de distribución vía el SPA bus, IEC_103, DNP 3.0 ó Modbus. El módulo interfaz de fibra óptica tipo RER 123 se utiliza para conectar el relé al bus de comunicación de fibra óptica para los protocolos SPA y IEC_103. El módulo interfaz RS-485 RER 133 se utiliza para conectar el relé al bus de comunicación de RS-485 para DNP 3.0 y Modbus.



4.2.3.3 Comunicación LON/SPA (Conector Posterior X3.3)

El conector tipo hembra D de nueve pines (conexión RS-485) en el panel posterior conecta el relé al sistema de automatización de la subestación vía el SPA bus o el LON bus. El módulo interfaz de fibra óptica tipo RER 103 se utiliza para conectar el relé al bus de comunicación de fibra óptica. El módulo RER 103 soporta tanto la comunicación SPA bus como la LON bus. El SPA-ZC 302 es un módulo interfaz que proporciona conectividad hacia el bus de campo Profibus DP y el módulo interfaz SPA-ZC 400 proporciona conectividad hacia el bus de Estación IEC 61850-8-1.

4.2.4 Parámetros de Comunicación

4.2.4.1 Protocolo de Comunicación SPA

El protocolo SPA bus utiliza un protocolo de comunicación asíncrona en serie (1 bit de inicio, 7 bits de datos, paridad par, 1 bit de parada), con tasa ajustable de transferencia de datos, velocidad de transmisión (por defecto 9.6 kbps) y la dirección de SPA (número de esclavos).

Los parámetros de comunicación SPA son los mismos para la comunicación a través de la óptica frontal RS-232 y RS-485 conectores traseros. La dirección de SPA es el mismo de la comunicación transparente de SPA en la LON.

Parámetros	Valor	Por Defecto	Descripción
Dirección SPA	0-999	1	Numero esclavo para la comunicación.
Velocidad de Transmisión (Baud Rate)	4800;9600;19200 bps	9600	Velocidad de transferencia de datos.

Tabla 4.13. Configuración protocolo SPA.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_



4.2.4.2 Protocolo de Comunicación LON

Los Parámetros ajustables LON de comunicación en serie son el número de subred, el número de nodo y la tasa de bits. Ver tabla 4.14.

Parámetros	Valor	Por Defecto	Descripción
Subnet number	1...255	1	Numero subred LON.
Node number	1...127	1	Numero de nodo LON.
Bit rate	78.1;1250 kbps	1250	Velocidad de comunicación LON.

Tabla 4.14. Configuración protocolo LON.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

La velocidad de bits de 1250 kbps en el protocolo LON se utiliza para la red de comunicaciones ópticas en serie con el conector RER 103 módulo conectado al conector X3.3 del relé. Dicho protocolo no será utilizado en este trabajo de grado.

4.2.4.3 Protocolo de Comunicación IEC_103

El protocolo IEC_103 se utiliza para la red de comunicaciones ópticas en serie con el conector RER 123 módulo conectado al conector X3.2 del relé.

La dirección de la unidad se utiliza para identificar el dispositivo desde el punto de vista del protocolo. Para la obtención de mayores detalles consulte la “Guía Técnica” del relé RET543 página 93. Dicho protocolo no será utilizado en este trabajo de grado.

4.2.5 Configuración del Relé RET543

El “Relay Configuration Tool”, basado en el estándar IEC 61131-3 y que se incluye en el CAP505 “Relay Product Engineering Tools”, se utiliza para configurar los bloques de función de



protección y lógica, las funciones de control y medida, los temporizadores y otros elementos funcionales incluidos en la categoría de funciones lógicas.

El sistema programable del Relé RET 543 permite que los contactos de salida sean operados de acuerdo con el estado de las entradas y salidas lógicas de las funciones de protección, control, medida y monitorización de condición. Las funciones de PLC (por ejemplo lógica de enclavamiento y alarma) son programadas con funciones Booleanas, temporizadores, contadores, comparadores y básculas. La programación se escribe en un lenguaje gráfico de diagrama de bloques de función usando el software de configuración.

4.2.6. Parametrización del Relé RET543

Los parámetros del relé se pueden ajustar tanto sobre el HMI como externamente vía la comunicación serial utilizando el “Relay Engineering Tools” del software CAP505.

4.2.6.1 Parametrización Local

Los parámetros se pueden ajustar localmente, haciendo uso de la HMI (interfaz hombre máquina), que incluye una pantalla LCD con diferentes vistas, lo cual hace que el uso local del RET 543 sea seguro y fácil. La HMI instruye al usuario sobre cómo debe proceder, los de ajuste se pueden escoger desde la estructura del menú jerárquico.

4.2.6.1.2 Ventana Principal

La ventana principal informa al usuario mediante distintas vistas y menús, por ejemplo:

En el nivel de usuario:

- Configuración del MÍMICO, estado de interruptores, seccionadores y otros.

- Eventos.
- Mediciones.
- Alarmas.

En el nivel técnico:

- Configuración de parámetros.
- Datos registrados.
- Datos de entrada/salida de funciones.

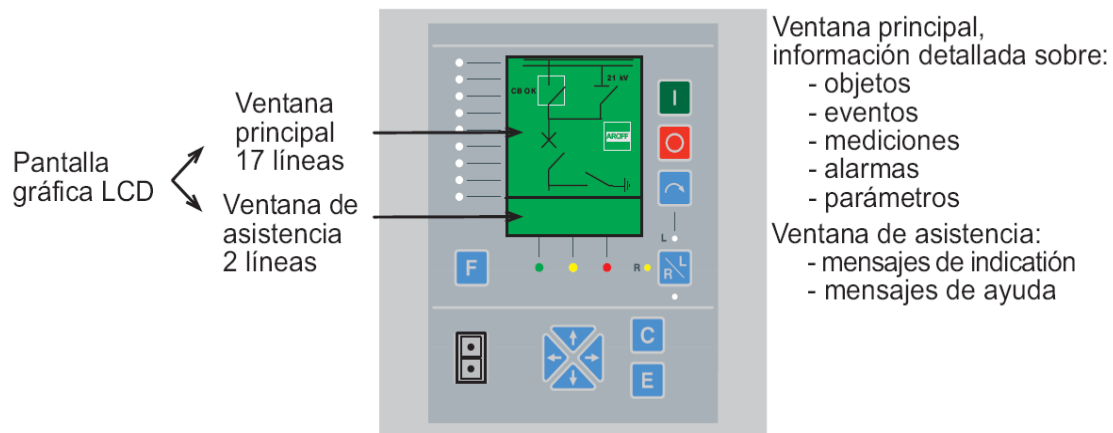


Figura 4.12. Pantalla RET543.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

Ventana de asistencia

La ventana de asistencia proporciona dos clases de mensajes con datos detallados del relé, funciones de protección, entre otros:

- Mensajes de ayuda al usuario durante el funcionamiento.
- Mensajes de indicación.

4.2.6.1.3 Teclas

Teclas de navegación, eliminación y entrada de datos

La HMI incluye teclas para el manejo del terminal. A nivel técnico, una pulsación rápida de la tecla [↑] o [↓] se interpreta como:

- Un paso hacia arriba o hacia abajo en el menú.
- Si el cursor está sobre la línea superior, al pulsar [↑], el cursor se mueve a la última línea del menú.
- Si el cursor está en la última línea, al pulsar [↓], el cursor se mueve a la línea superior del menú.
- El mínimo incremento o decremento en modo de configuración de un parámetro (dígito, carácter, enumerador, etc.).

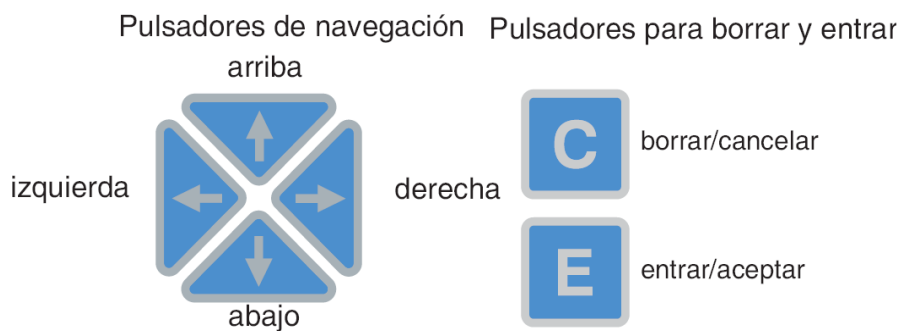


Figura 4.13. Teclas de navegación, eliminación y entrada de datos.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

Izquierda/ Derecha

Nivel de usuario:

- ✓ Moverse entre vistas.
- ✓ Saltar a datos registrados y volver de la vista de eventos.



Nivel técnico:

- ✓ Seleccionar el nivel correspondiente del menú: PRINCIPAL, Grupo, Subgrupo o Parámetro.
- ✓ Activar un dígito de un parámetro numérico/una cadena de Caracteres.

Arriba/Abajo

Nivel de usuario:

- ✓ Seleccionar un evento de la vista de eventos y desplazarse por los datos registrados.
- ✓ Ajustar el contraste de la pantalla.

Nivel técnico:

- ✓ Mover el cursor hacia arriba o abajo para seleccionar la opción que desee de un menú.
- ✓ Desplazarse hasta el parámetro enumerador que desee.
- ✓ Desplazarse hasta el valor que desee para un carácter/dígito activo de un parámetro numérico o de una cadena de caracteres.
- ✓ Ajustar el contraste de la pantalla.

Borrar/ Cancelar

Nivel de usuario:

- ✓ Borrar indicadores LED y cualquier mensaje de indicación activo.
- ✓ Borrar eventos o alarmas en función de la vista seleccionada.

Nivel técnico:

- ✓ Cancelar el modo de configuración.
- ✓ Borrar cualquier tipo de mensaje de indicación (pulsar [C] durante al menos dos segundos).

Entrar datos

Nivel de usuario:

- ✓ Entrar en el MENÚ PRINCIPAL en el nivel técnico desde la vista del MÍMICO estando en el nivel de usuario (pulsando [E] durante dos segundos).
- ✓ Alternar entre los modos de visualización de eventos.

Nivel técnico:

- ✓ Entrar en la vista del MÍMICO del nivel de usuario desde el MENÚ PRINCIPAL del nivel técnico (pulsando [E] durante dos segundos).
- ✓ Activar el modo de configuración de un parámetro en el menú de parámetros.
- ✓ Confirmar el valor seleccionado.

Tecla de control de posición

La tecla de control de posición [R/L] se emplea para seleccionar un modo de control. Cuando el modo de control se cambia con la tecla [R/L], la posición de control seleccionada se almacena.

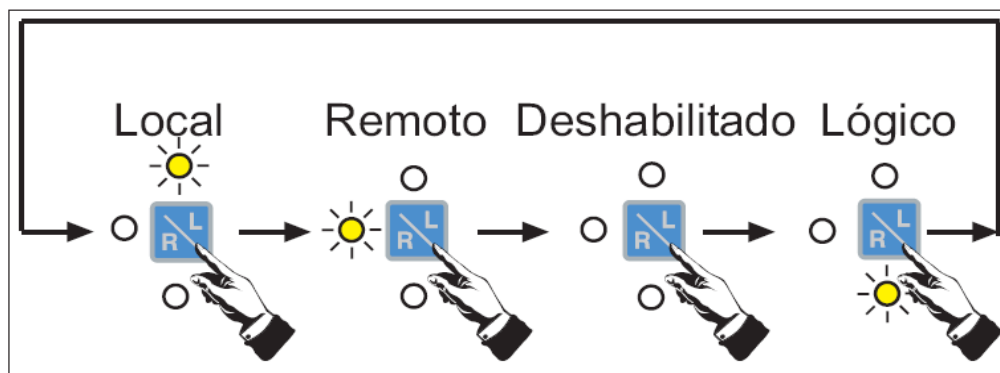


Figura 4.14. Secuencia de selección de posición de control.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

Control de un objeto en la vista del MÍMICO

Los objetos se pueden controlar con las teclas [select], abrir [O] y cerrar [I]. El objeto seleccionado permanece iluminado hasta que se da un comando de control o el intervalo de tiempo ha transcurrido. El usuario puede configurar el intervalo de tiempo en MENÚ PRINCIPAL/Control/General/Seleccionar intervalo. Ver tabla 4.15.





Seleccionar		1. Pulse esta tecla para recorrer los objetos disponibles hasta que se ilumine el objeto que desee. El objeto permanece iluminado hasta que se da un comando de control o hasta que haya transcurrido el intervalo de tiempo.
Cerrar (Subir)		2. Pulse [I] para cerrar el objeto seleccionado si éste está abierto (en el RET 543, esta tecla se puede utilizar también para subir el Conmutador de Tomas).
Abrir (Bajar)		3. Pulse [O] para abrir el objeto seleccionado si éste está cerrado (en el RET 543, esta tecla se puede utilizar también para bajar el Conmutador de Tomas).
Programable Librementemente		La tecla [F] puede programarse para diferentes fines.

Tabla 4.15. Teclas de control del MIMICO RET543
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

4.2.6.1.4 Niveles de Funcionamiento de la HMI

La HMI tiene dos niveles principales: el nivel de usuario y el nivel técnico. El nivel de usuario es para mediciones y monitorización, mientras que el nivel técnico se utiliza para la programación y parametrización del terminal.

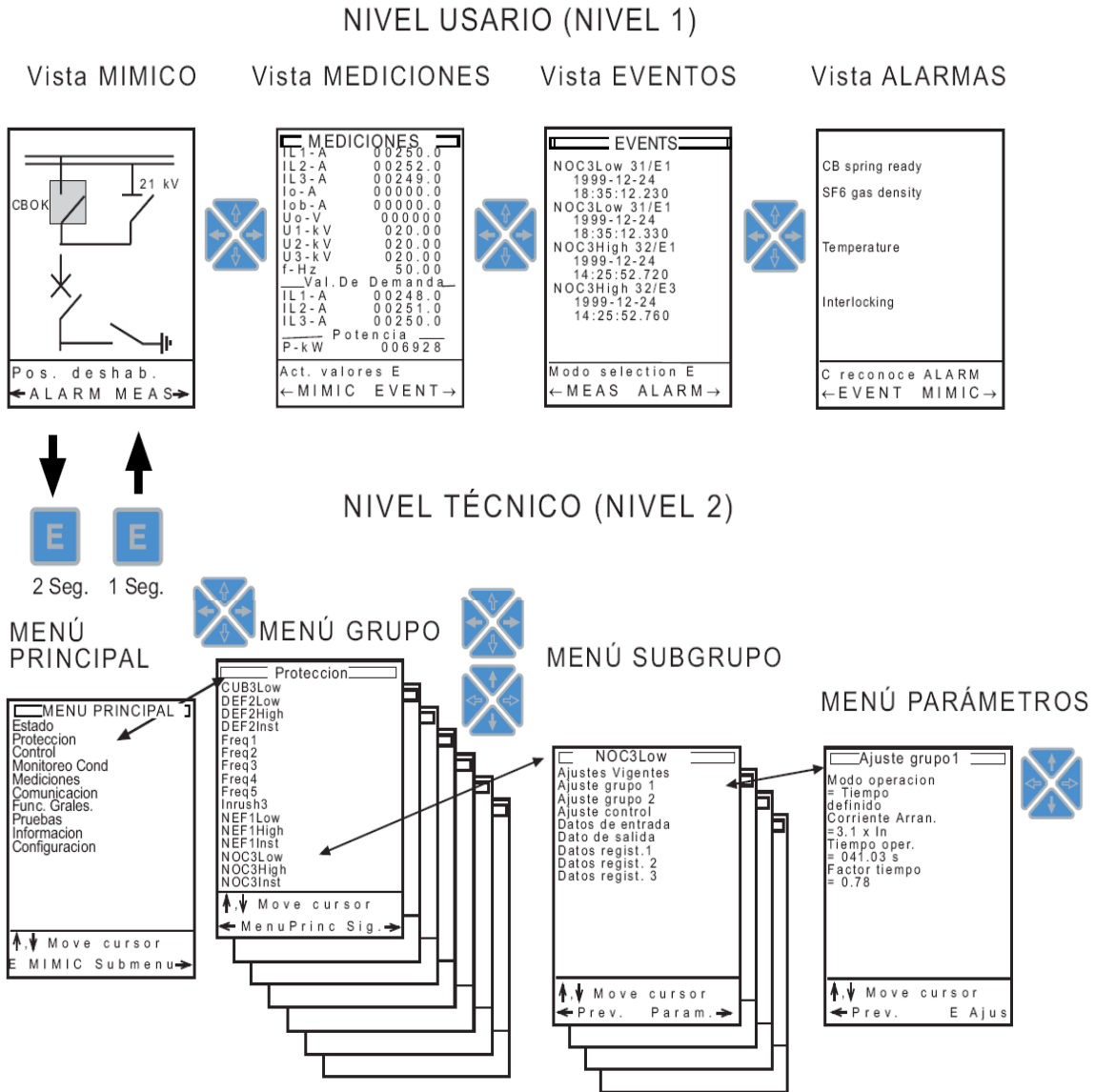


Figura 4.15 Estructura y niveles de funcionamiento de la HMI.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_



4.2.6.1.5 Contraseñas

La HMI incluye tres contraseñas para usos diferentes. Por omisión, las contraseñas 1 y 3 están deshabilitadas:

Contraseña	Aplicación	Estado	Por defecto
Contraseña 1 (MÍMICO)	Selección de local/remoto/deshabilitado/lógico con la tecla [R\L]. . La contraseña se reinicia transcurrido el límite de tiempo predefinido (tiempo de retroiluminación) y debe reintroducirse antes de volver a utilizar la tecla [R\L]. . La contraseña se repone al entrar en el nivel técnico.	Habilitada/ Deshabilitada (puede ponerse en uso)	100000
Contraseña 2 (parámetro)	Entrar en el modo de configuración de parámetros con nivel técnico. . La contraseña estará en vigor mientras el usuario permanezca en el nivel técnico o hasta que expire el tiempo de retroiluminación.	Siempre Habilitada	200000
Contraseña 3 (Nivel HMI)	Entrar al nivel técnico desde la vista del MÍMICO al MENÚ PRINCIPAL	Habilitada/ Deshabilitada (puede ponerse en uso)	300000

Tabla 4.16. Contraseñas RET543.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

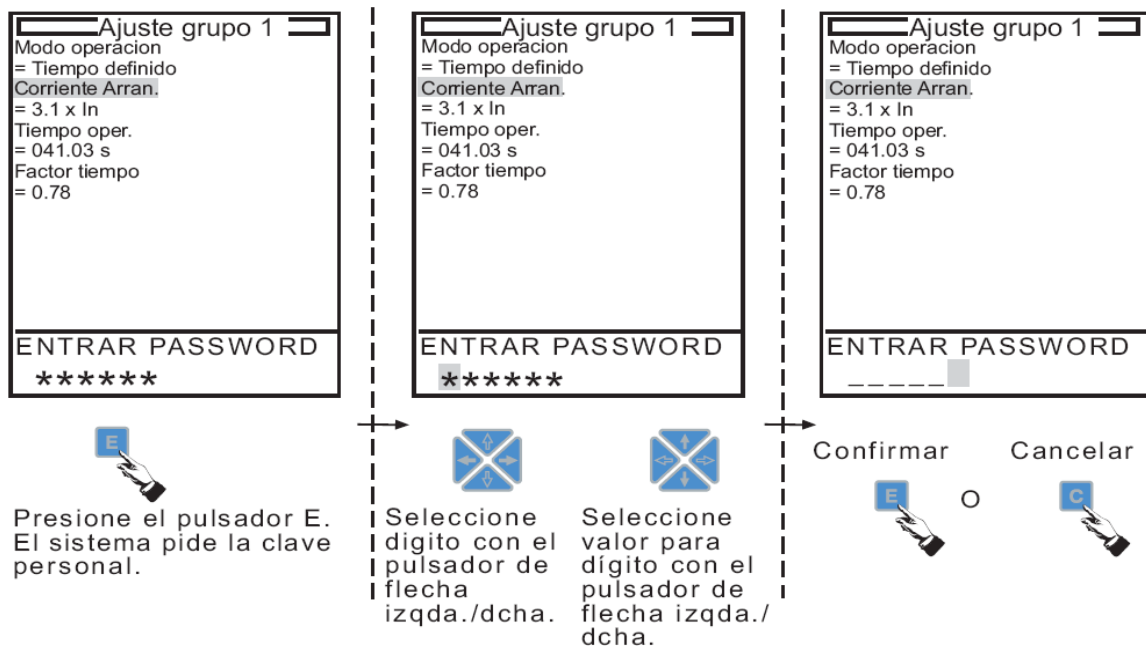


Figura 4.16 Introducir una contraseña.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

4.2.6.1.6 Sistema de Menús

Los menús del nivel técnico se emplean para la lectura y configuración de los parámetros, lectura de valores registrados, etc. El sistema de menús está dividido en tres o cuatro niveles (en función del nivel de acceso):

- Menú principal
- Menú de grupo
- Menú de subgrupo
- Menú de parámetros



4.2.6.1.7 Configuración de Parámetros

Los parámetros pueden configurarse en el último nivel de menú, el menú de parámetros. Un parámetro consta de 2 líneas:

1. línea: texto del parámetro.
2. línea: el valor de configuración (valor numérico, cadena de caracteres, enumerador).

Para configurar un parámetro

1. En el menú de parámetros, pulse [↓] o [↑] para seleccionar un parámetro (el cursor se mueve dos líneas a la vez).
2. Cuando esté resaltado el parámetro adecuado, pulse [E] durante dos segundos.
3. Introduzca la contraseña y pulse [E]. (Sólo se requiere la contraseña para configurar el primer parámetro y se aplicará durante el tiempo que el usuario permanezca en el nivel técnico o transcurra el tiempo límite de retroiluminación).
4. Configure el parámetro:
 - ✓ En el caso de que el valor sea un enumerador (parpadea todo el texto), pulse [↓] o [↑] hasta encontrar la opción que desee.
 - ✓ En el caso de que sea un valor numérico o una cadena de caracteres (parpadea el primer dígito/carácter):
 - I. Pulse [→] o [←] para seleccionar un dígito/carácter.
 - II. Pulse [↓] o [↑] hasta encontrar el dígito/carácter que desee.
 - III. Repita I y II para definir otros dígitos/caracteres.
5. Pulse [E] para confirmar el nuevo valor introducido o [C] para restaurar el valor de configuración previo.
 - ✓ Cuando se confirma un cambio de parámetro pulsando la tecla [E], el nuevo valor de configuración se habilita inmediatamente.

- ✓ Si se confirma un valor de configuración no permitido, un mensaje en la ventana de asistencia indica al usuario que el valor está fuera de los límites permitidos, manteniéndose invariables el valor previo del parámetro.

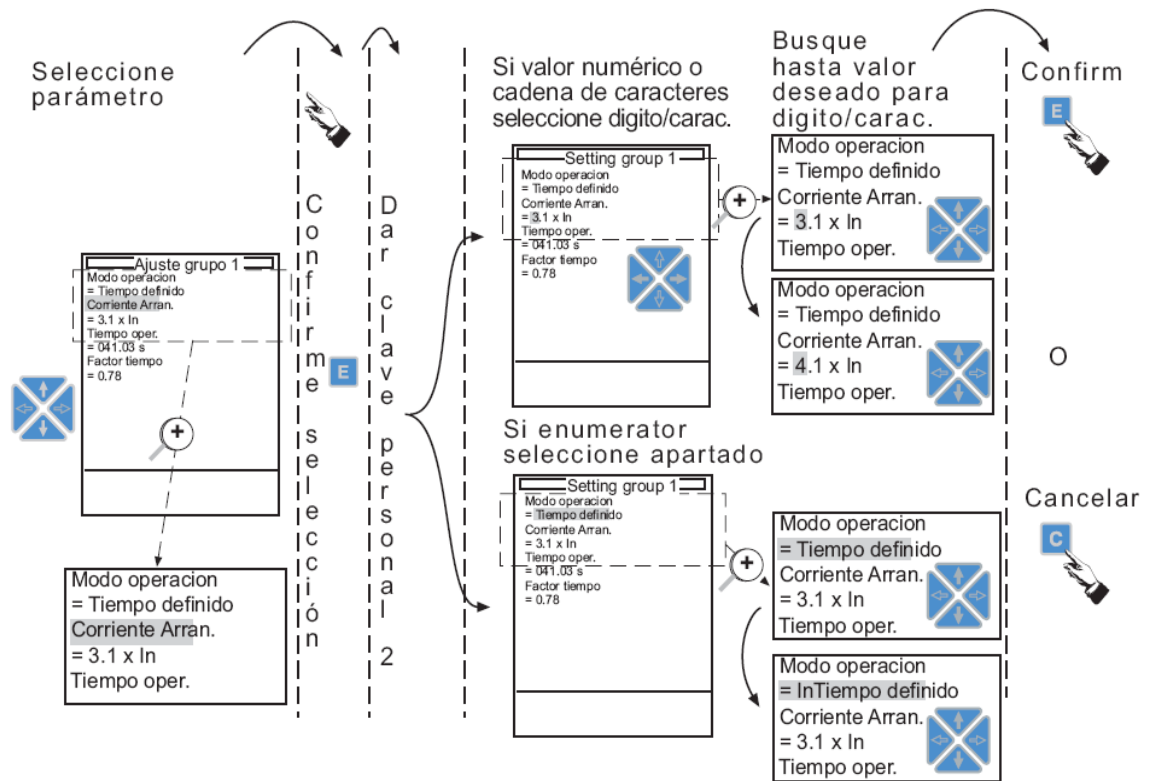


Figura 4.17 Configuración de parámetros.
Fuente: ABB. Manual del operador RET54_

4.2.6.2 Parametrización Externa

Se utiliza la herramienta Relay Setting Tool presente en el CAP505 para parametrizar y ajustar externamente este relé. Los parámetros se pueden ajustar fuera de línea (off-line) en el ordenador y descargarlos al RET543 a través de un puerto de comunicación frontal presente en el mismo. La estructura del menú de la herramienta de ajuste, incluyendo pantallas para parametrización y ajustes, es la misma que la estructura de menú del relé.



4.2.6.2.1 Características del Software CAP 505

El paquete de herramientas de configuración y ajuste de Relés CAP505 se ha creado para la puesta en marcha, mantenimiento, servicio y monitorización del los relés numéricos de ABB en subestaciones de distribución.

Características Generales:

- Ingeniería en línea (on-line) y fuera de línea (off-line).
- Estructura para herramientas de relés.
- Gestión de herramientas cómoda para el usuario.
- Gestión de proyectos.
- Programación gráfica para módulos de control y protección.
- Programación gráfica para panel mímico.
- Creación de documentación para el programa de aplicación.
- Generación automática del código de programa de aplicación.
- Carga del código de programa, configuración mímica y parámetros en el relé.
- Carga de parámetros desde el relé.
- Carga (recogida) de valores registrados.
- Histórico de edición.
- Comparación de ajustes actuales y guardados.

Instalación y Puesta en Marcha

Para la instalación se recomienda seguir los pasos del manual “Installation and Commissioning Manual” el cual viene incluido en el CD de instalación del programa.



4.2.6.2.2 Guía de Inicio Rápido del CAP505

En el CAP505, los proyectos permiten la construcción de representaciones de las centrales, sus protecciones y control de dispositivos.

El navegador le permite construir y operar estos proyectos por medio de una estructura de árbol jerárquico. La estructura está compuesta por nodos donde cada nodo es una instancia de un tipo de objeto. Inicialmente, todos los proyectos están vacíos, lo que significa que el árbol del proyecto solo contiene un nodo raíz (ROOT) que le da un punto de partida para la construcción de un proyecto.

Elementos de la interfaz de usuario

Barra de Leyenda: Muestra el nombre de la vista actual. En la figura. 4.18, se observa la vista de Diseño principal. También contiene los comandos de la ventana para las tareas de minimizar, maximizar y cerrar la ventana.

Barra de menús: Contiene las opciones de Archivo (File), Editar (Edit), Vista (Views), Herramientas del sistema (System Tools) y el menú Ayuda (Help).

Barra de herramientas: La barra de herramientas contiene accesos directos para un rápido acceso a la funciones de uso frecuente.

Objeto herramientas lista: Presenta una lista de selección de las herramientas que se encuentran disponibles para el objeto seleccionado actualmente en el proyecto.

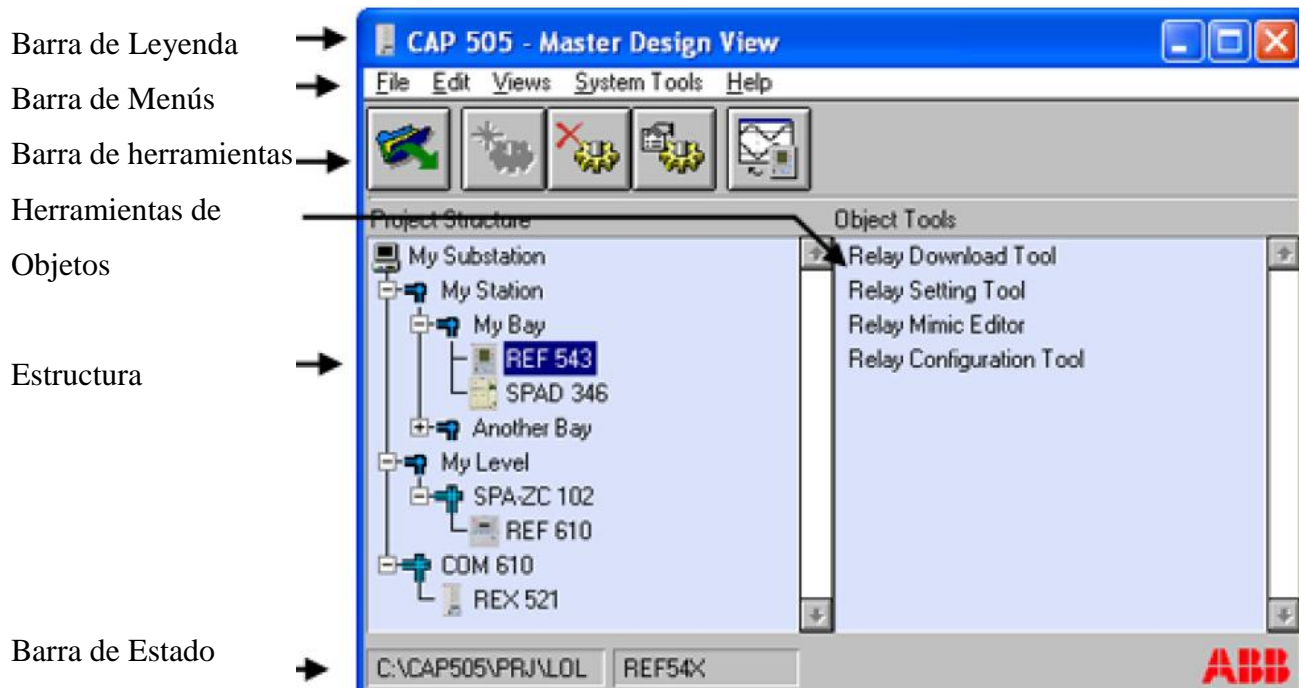


Figura 4.18 Interfaz de usuario del navegador.
Fuente: Propia

Estructura: Muestra la estructura de los objetos en la ventana del proyecto actual.

La barra de estado: Muestra la ruta de acceso del proyecto actual y el tipo de objeto, seleccionado en la estructura del proyecto.

4.2.6.2.3 Ejemplo de Inicio Rápido

Para la elaboración de un proyecto nuevo se debe ir a la barra de menús en “File” y hacer clic en “Organize Projects” como se muestra en la figura 4.19.

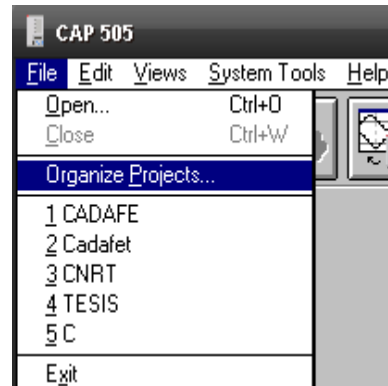


Figura 4.19 Menú de Archivo “File”.
Fuente: Propia

Luego se abrirá una ventana “Project Export/Import” con varias opciones, para crear un proyecto nuevo se debe ir a la opción inferior “Create” e introducir el nombre del proyecto y sus características en la ventana de “Create Project”. Ver figura 4.20.

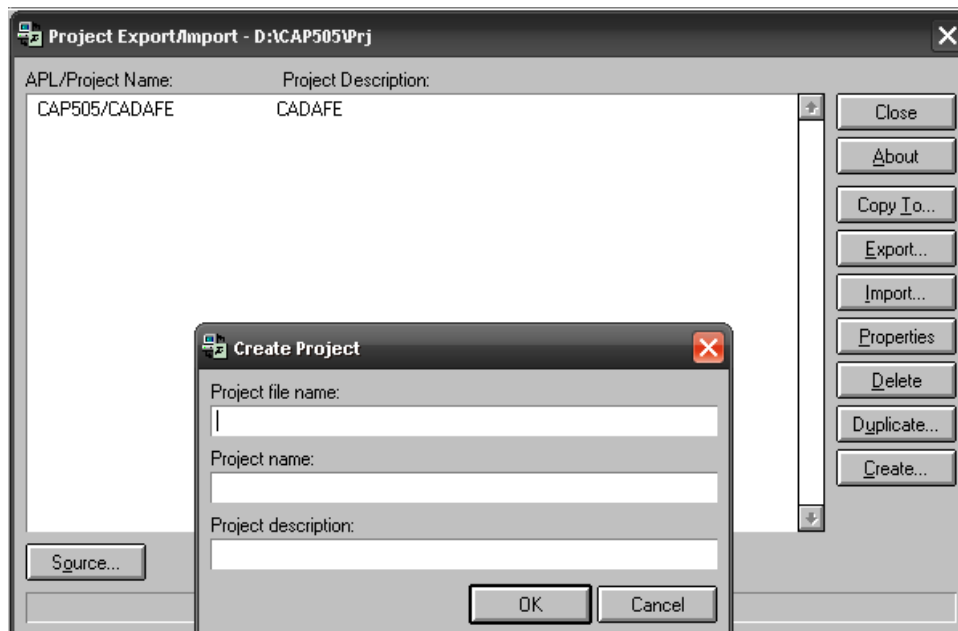


Figura 4.20 Introducción de información a la opción de nuevo usuario
Fuente: Propia

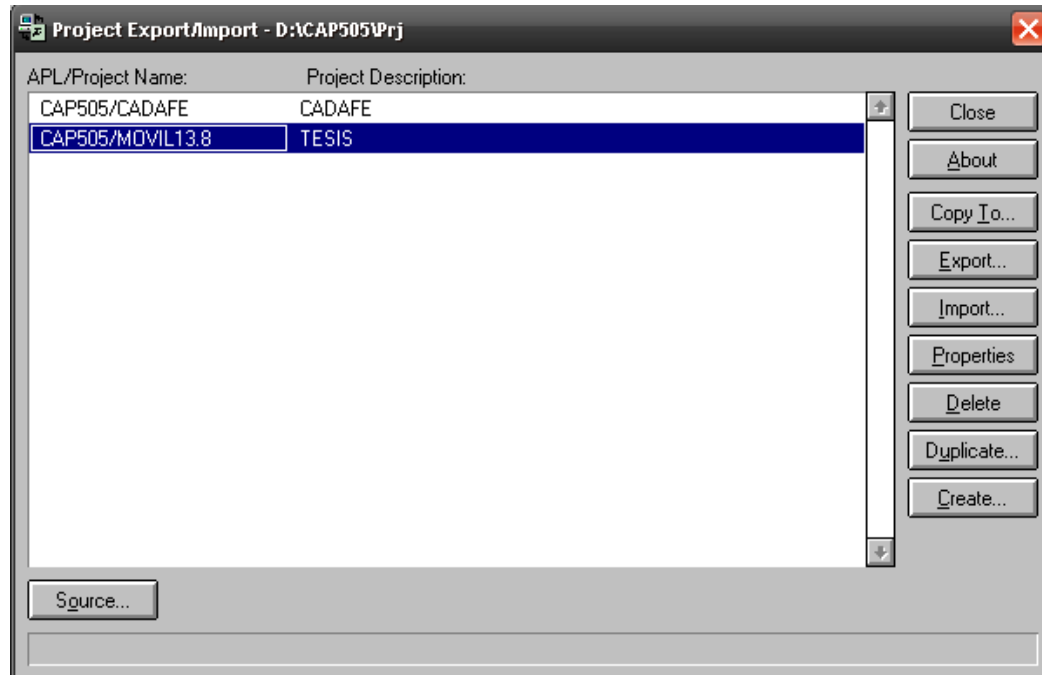


Figura 4.21. Ventana de Project Export/Import.
Fuente: Propia

Seguidamente de asignarle el nombre al proyecto se cierra la ventana de “Project Export/Import”. En la barra de menús desplegamos la pestaña de “File” y hacemos clic en “Open” y se selecciona el proyecto creado. Ver Figura 4.22.

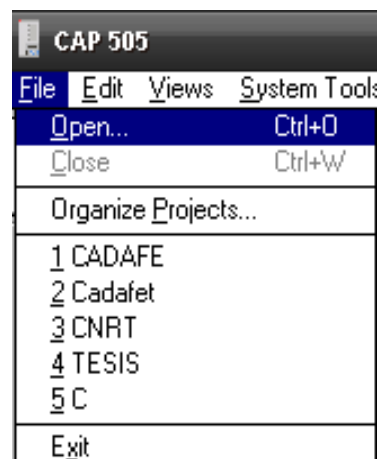


Figura 4.22 Menú de Archivo. Open.
Fuente: Propia

En este punto, el proyecto contiene sólo el nodo raíz (Root). Haga clic en el nodo raíz con el ratón, para que el navegador sepa dónde insertar el nuevo objeto en la estructura del proyecto. A continuación, elija Insertar objeto en el navegador de Edición (Edit) o en la barra de herramientas como se muestra en la figura 4.23.

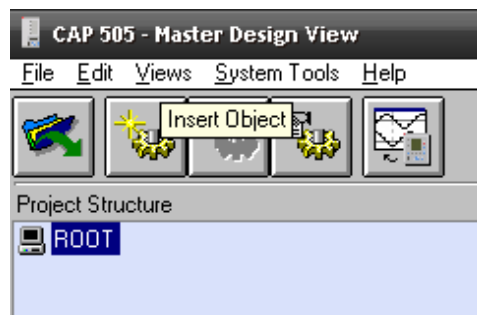


Figura 4.23. Insert Object.
Fuente: Propia

A continuación se muestra la ventana de dialogo agregar proyecto, “Add Project Object” la cual contiene cuatro tipos de grupos de objetos. Ver Figura 4.24.

Estructura del usuario: los tipos de objetos de este grupo sirven para la estructuración del proyecto.

Estructura de planta: los tipos de objetos de este grupo sirven para MicroSCADA y estructuración de proyectos compatibles.

Gateway: los tipos de objetos de este grupo sirven para la estructuración del proyecto y la representación de la comunicación de dispositivos de puerta de enlace.

Protección y Control: los tipos de objetos de este grupo constituyen la protección y control de dispositivos.

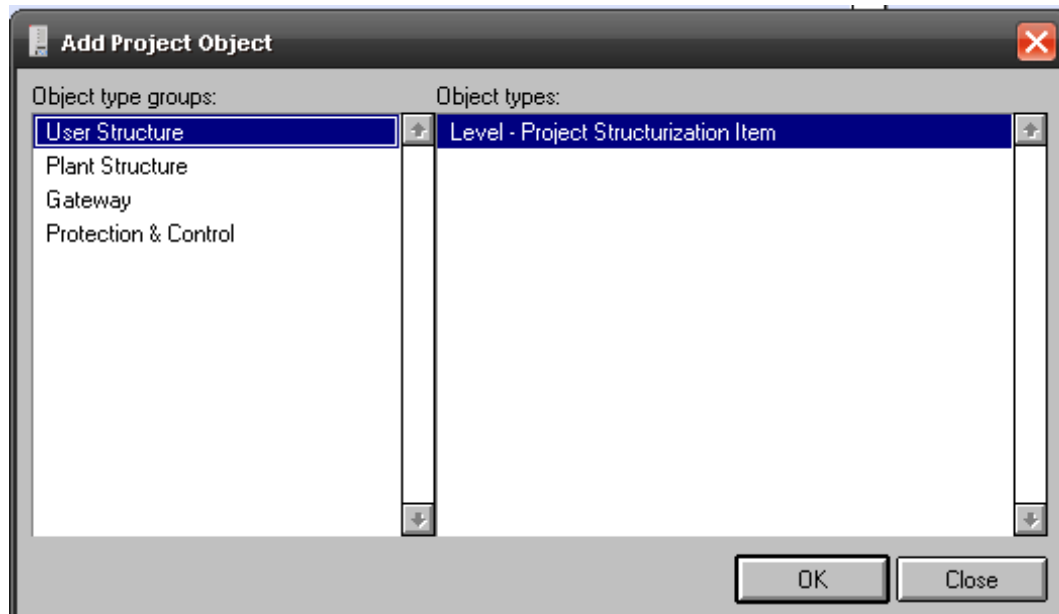


Figura 4.24 Ventana Add Project Object.
Fuente: Propia

Para la continuación de la construcción de nuestro proyecto seleccionar “User Structure”. Para insertarlo, haga clic en “Ok”, que abre el cuadro de diálogo Nuevo objeto de Propiedades para introducir el nombre del objeto y título. Escriba el nombre y título y haga clic en Aceptar. El diálogo se cierra y el objeto se inserta en el nodo raíz. El título del objeto se muestra en las vistas del proyecto. Ahora su proyecto debe ser similar a la que se muestra en la figura. 4.25.

Repita este procedimiento de inserción pero seleccione el grupo de objeto "Protección y control". Seleccione el RET54X como nuevo objeto como se muestra en la figura 4.25. Su proyecto ahora debe ser similar a la que se muestra en la figura. 4.26.

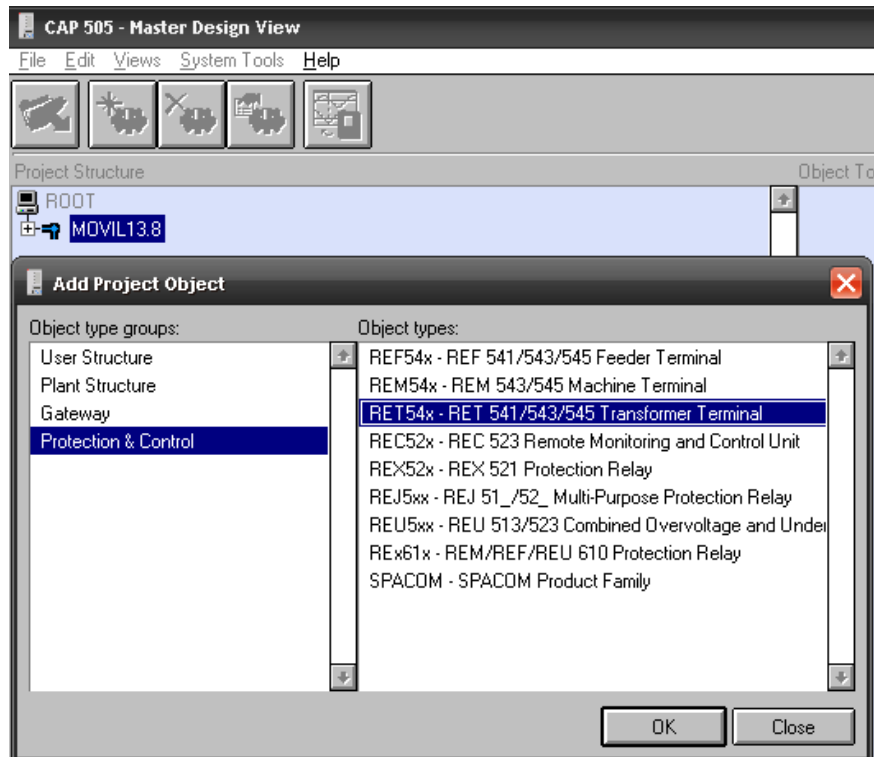


Figura 4.25 Ventana de agregar objeto, Protección y Control.
Fuente: Propia

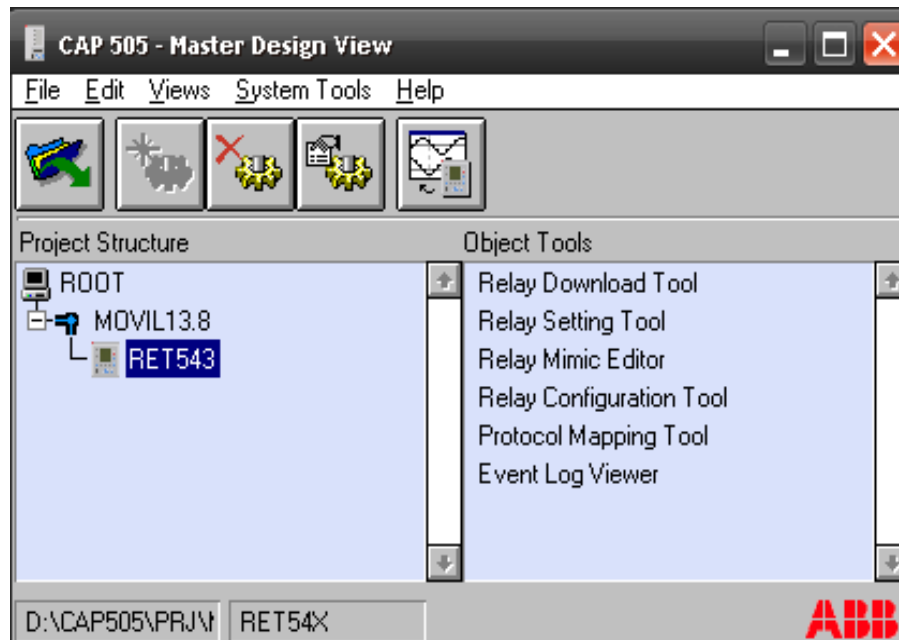


Figura 4.26 Interfaz de usuario del navegador.
Fuente: Propia

Configuración del sistema

El sistema de comunicación también se debe configurar. Este tiene que realizarse antes de establecer la configuración de la comunicación en el dispositivo (RET543). Se debe tomar las definiciones básicas de comunicación para los puertos seriales y canales. En el menú Herramientas del sistema, seleccionar el elemento Sistema de Configuración (Object Properties). Ver Figura 4.27.

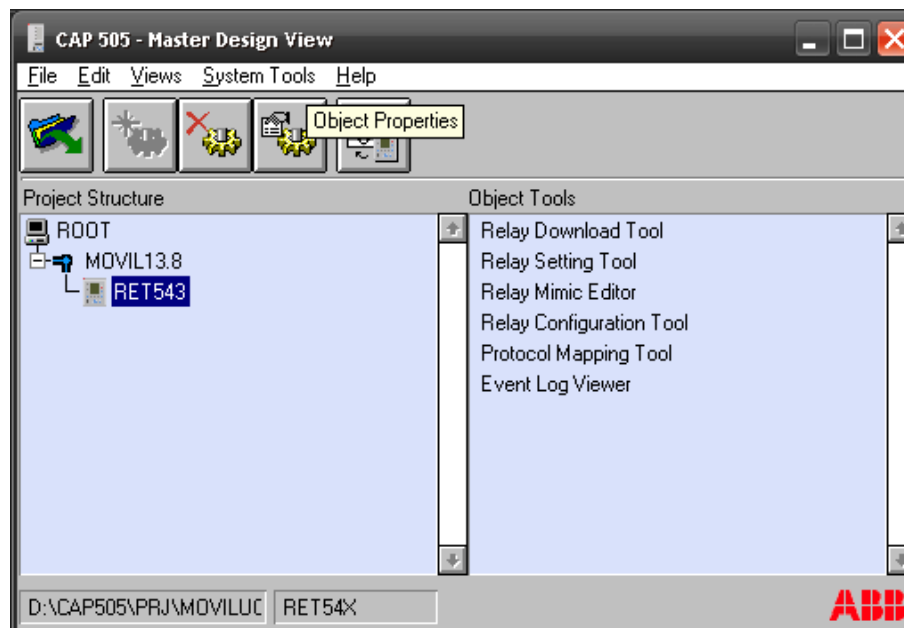


Figura 4.27 Object Properties.
Fuente: Propia

Para continuar con el ejemplo, es necesario configurar los objetos de dispositivo en el orden que aparecen en el proyecto. La comunicación debe parametrizarse como se indica en la sección 4.2.4.1 del presente proyecto.

Para continuar, seleccione “Object Properties” donde se mostrara la ventana de atributos generales de objetos, situado en la pestaña “General”, ver figura 4.28. Para configurar el dispositivo RET543, haga clic en Atributos y entrar en el RET543 donde se debe configurar el cuadro de dialogo que se presenta a continuación como se muestra en la figura 4.29.

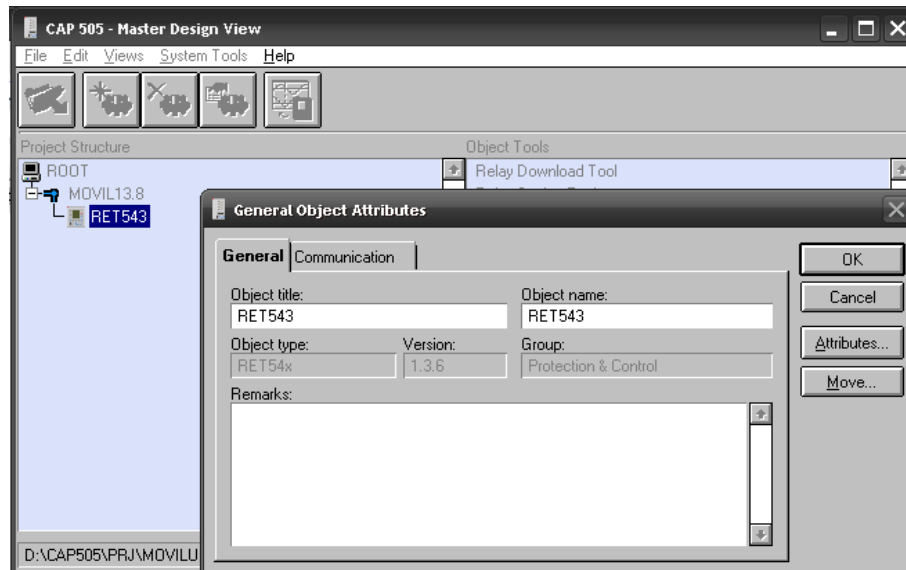


Figura 4.28 Ventana de atributos generales.

Fuente: Propia

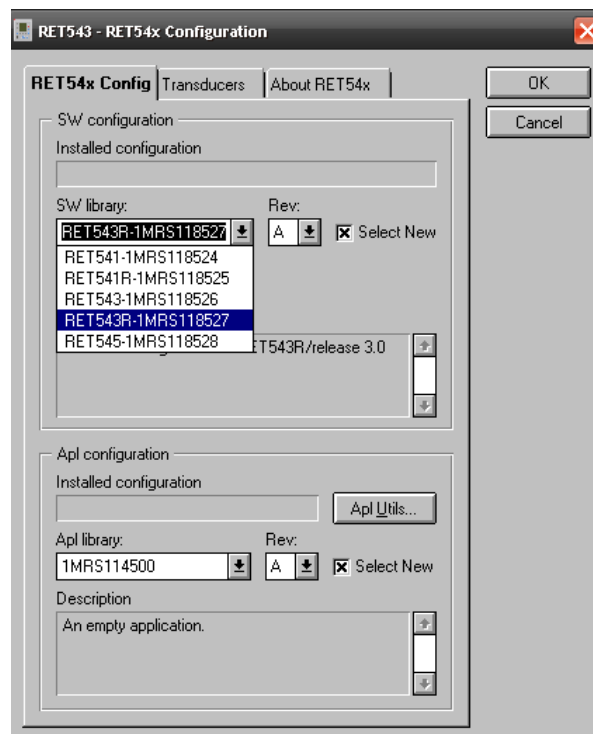


Figura 4.29 Diálogo de configuración de objetos de dispositivo RET54x.

Fuente: Propia

Para poder realizar la instalación de la comunicación debe seleccionar la pestaña de “Communication”, asignar el protocolo SPA y el puerto serial y la dirección de SPA configurada en el relé, como se muestra en la figura 4.30.

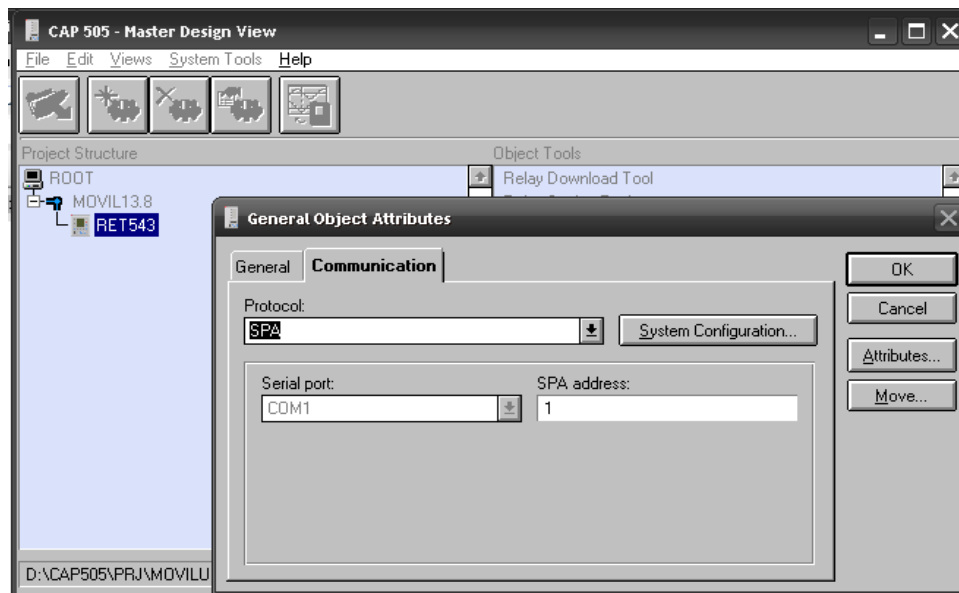


Figura 4.30. Ventana de atributos Comunicación.

Fuente: Propia

A continuación debe hacer clic en “System Configuration” y configurar los parámetros de “Serial Ports” como se muestra en la figura 4.31. Luego de terminados estos ajustes el programa está listo para enlazarse con el relé RET543, así descargar y subir parámetros según sea las necesidades del usuario. También se encuentra listo para configurar los parámetros a través del “Relay Setting Tool” presente en la herramienta de objetos del dispositivo.

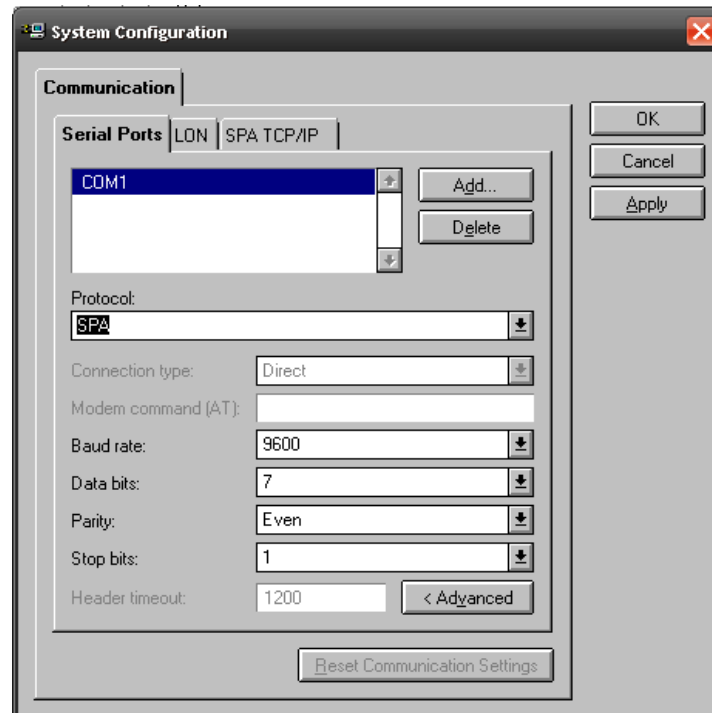


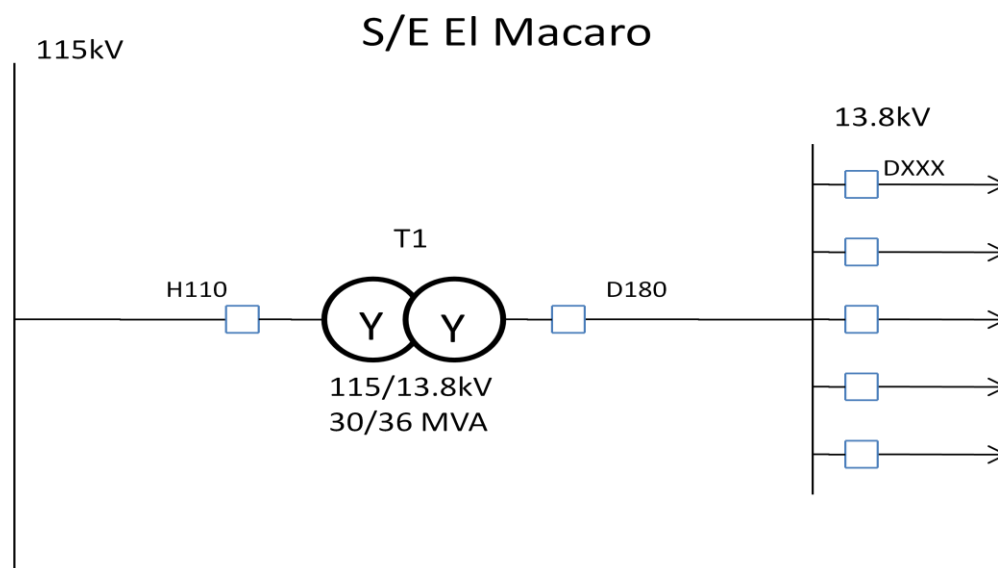
Figura 4.31. Configuración de la Comunicación.
Fuente: Propia

4.3 CÁLCULOS DE LOS VALORES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8KV DE CAPACIDAD 30/36 MVA.

Cuando un transformador queda fuera de servicio en la subestación en estudio (puede ser por mantenimiento preventivo, salida de emergencia, entre otras.), los niveles de corriente de carga y cortocircuito cambian con respecto a los existentes. Para calcular los valores de las protecciones presentes en la subestación móvil ABB se deben tomar en cuenta las condiciones en las que opera el sistema eléctrico, para ello se consideraran diferentes configuraciones:

- **Configuración 1:** Subestación Radial.
- **Configuración 2:** Subestación radial con funcionamiento en paralelo con otros transformadores.
- **Configuración 3:** Conectada en una subestación con un generador acoplado a la barra principal de 13.8kV.

4.3.1 Configuración 1: Subestación Radial (Grupo1)



Esquema 4.2. S/E El Macaro.
Fuente: Propia



4.3.1.1 Definición del Sistema

Para los cálculos de esta configuración se ha tomado la subestación fija El Macaro (Esquema 4.2) ubicada en el Estado Aragua, para ello la subestación móvil ABB suplantara un transformador conectado en la barra de 115kV, que poseen una conexión estrella-estrella y dicho transformador alimentará la barra de 13.8kV.

Se ha tomado esta subestación como referencia para los ajustes debido a que es una de las de mayor nivel de cortocircuito y similares a otras subestaciones de gran capacidad ubicadas en el país, y por lo tanto nos servirá para usar la subestación móvil sin hacer cambios en sus ajustes en otras subestaciones fijas de características similares.

4.3.1.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo1

Para realizar la coordinación y ajuste de los equipos de protección a nivel de 115/13.8 kV se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se consideraron valores de corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas.

La siguiente tabla muestra los niveles de cortocircuito de la S/E El Macaro según datos suministrados por el despacho de carga de CORPOELEC:

Fallas Trifásicas	Nivel de cortocircuito en (MVA):	
	MVA 3 ϕ	MVA 1 ϕ
Subestación El Macaro		
Barra 13,8kV	369.65	114.72
Barra 115kV	3301.649	901.196

Tabla 4.17. Nivel de cortocircuito de barra.
Fuente: CORPOELEC



- Se habilitan solamente las funciones 87T, 51-AT y 51-BT del relé RET543.
- El valor de corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente de fase de tiempo inverso en el relé RET543, debe ser mayor al valor de corriente nominal del transformador de 36 MVA.
- Se consideró despejar fallas monofásicas y trifásicas en el lado de alta del transformador T1 mediante el relé RET 543 en un tiempo mínimo de coordinación de 140 ms (40 mseg de actuación para los niveles de cortocircuito calculados + 100 mseg de apertura del interruptor).
- Se considero un tiempo margen (t_{margen}) de 0,3 segundos para la coordinación de la función de sobrecorriente del relé RET543 para los lados de 115 kV y 13,8 kV del transformador.
- El tiempo de operación del relé RET543 para la función de sobrecorriente en la barra de 13,8kV debe ser mayor al de los relés de salida de línea.

$$t_{\text{op}} \text{DXXX} < t_{\text{op}} \text{D180}$$

4.3.1.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)

a) Ajuste de la Relación de Arranque

El ajuste de la relación de arranque es calculado como la suma de las precisiones de los TCs en ambos lados, el rango de regulación del cambiador de toma, la exactitud de la operación del relé (4%) y el margen deseado (5%).

Los TCs en ambos lados del transformador son 5P20 (es decir, el error máximo es del 5% para cada uno) y el rango del cambiador de tomas es de $\pm 9 \times 1,67\%$, el cual es tomado en cuenta cuando no funciona con la regulación automática, es decir, que este cambio se hace manualmente.



Para este caso se propone utilizar la regulación automática con el regulador de voltaje (AVR). Por lo tanto, el rango del cambiador de tomas se elimina reduciendo el porcentaje en el ajuste de la relación de arranque. El cálculo de la relación de arranque es:

Ajuste de la Relación de Arranque = 5% (TC- AT) + 5% (TC- BT) + 4% (relé) + 10% (margen deseado)= 24%.

b) Ajuste Básico

Teniendo en cuenta el área de operación dada por la configuración de relación de arranque del inicio de la corriente de polarización ($I_{\text{Polarización}}$), $I_{\text{Polarización}} = 0,5 \times I_n$, y las pérdidas sin carga del transformador, se obtiene:

Ajuste básico = $0,5 \times \text{relación de arranque} + P' + \text{margen deseado}$

Donde, P' representa las pérdidas sin carga del transformador a la tensión máxima. En nuestro caso, los datos fueron suministrados por el fabricante del transformador (ABB) y corresponde a unas pérdidas del 10%.

Si el ajuste de la relación de arranque es del 24% y las pérdidas del transformador sin carga son del 10%. El ajuste básico calculado es:

Ajuste básico = $0,5 \times 24\% + 10\% + 8\% = 30\%$

c) Ajuste del Punto de Inflexión 2

En una aplicación de protección de transformadores de potencia el punto de inflexión 2 se elige normalmente en el rango de 1,5 a 2. Para la configuración de la móvil ABB el ajuste se

seleccionara en el rango 2, debido a que este proporciona una protección más sensible en una zona de falla.

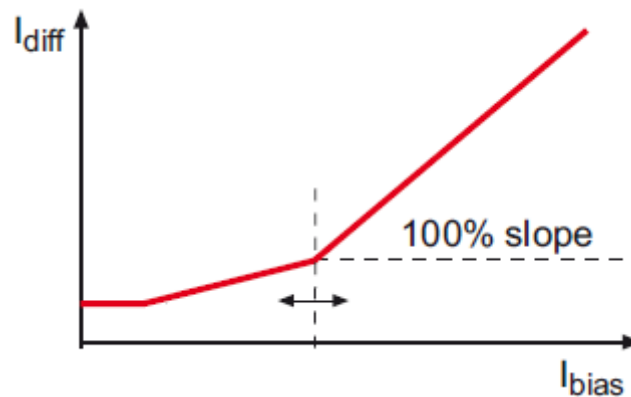


Figura 4.32 Efecto del punto de inflexión 2. Ajuste.
Fuente: ABB. Application and Setting Guide RET54_

Ajuste del valor de disparo de la etapa instantánea

En la protección de transformadores de potencia el valor de ajuste de la etapa de la corriente diferencial instantánea es normalmente de 6 a 10 veces la corriente nominal. Se ajustara en 10 veces la corriente nominal para tener una posibilidad menor de que se active un disparo erróneo durante la energización del transformador.

Ajuste de la Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2^{do} armónico)

El valor recomendado por el fabricante para bloquear el segundo armónico es del 15% de la corriente de Inrush en la protección de transformadores de potencia. También se recomienda utilizar el valor predeterminado de fábrica para el ajuste de bloqueo del segundo armónico. El valor predeterminado de fábrica es "With Deblock". Esta configuración permite que un algoritmo especial inhabilite el bloqueo del segundo armónico en caso de que el algoritmo detecte una falla en el interior del área protegida.



Ajuste de la relación I_{5f}/I_{1f} (bloqueo y desbloqueo del 5^{to} armónico)

Por lo general, la característica de magnetización del transformador de potencia no se conoce, y por lo tanto no se recomienda, según el fabricante, ajustar el bloqueo del quinto armónico.

A continuación se muestra un resumen de los ajustes de la protección diferencial:

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Ajuste básico	35%	30%
Relación de arranque	30%	24%
Punto de inflexión 2	2	2
Valor de disparo de la etapa instantánea	10	10
Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2 ^{do} armónico)	With Deblock	With Deblock
Relación I_{5f}/I_{1f} (Bloqueo del 5 ^{to} armónico)	No se ajusta	No se ajusta

Tabla 4.18. Resumen de ajustes de la protección DIFF6T.
Fuente: Propia

4.3.1.4 Protección 51-BT sobrecorriente no direccional (NOC3LowB)

Para la elaboración de este cálculo de coordinación se tomo en consideración una salida de línea en 13.8kV modelo de CORPOELEC, suministrada por la Gerencia de Operaciones del mismo, con las siguientes características:



$$I_{carga} = 232 A$$

$$\text{Relación de los TCs} = 600/5$$

$$I_{falla} = 3096 A$$

Modo de operación de la curva: Extremadamente Inversa IEC

$$I_{arranque} = 120\% \times I_{carga} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 232 = 278.4 A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 278,4 \times \frac{5}{600} = 2.32 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{3096 \times 0,8}{278,4} = 8.89 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$t_{operación} = 0.1 s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.098 \approx 0.1 \quad \text{Ecuación 4.6}$$

De acuerdo con los cálculos realizados y criterios de CORPOELEC, para la función de sobrecorriente NOC3LowB se obtuvieron los siguientes datos:

Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - BT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1 36MVA) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 1506.13 = 1807.35 A$$



$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 1807.35 \times \frac{1}{1500} = 1.204 \approx 1.2 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{3096.67}{1807.35} = 1.7133 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$t_{operación} = t_{operación(DXXX)} + t_{margen} = 0.1 + 0.3 = 0.4 \text{ s}$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^{\alpha} - 1)}{\beta} = 0.031 \approx 0.05 \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Ajustes del Relé

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Extremadamente inv. IEC	Normal Inversa IEC
Corriente de arranque:	1 x In	1.2 x In
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL IEC)	0.2	0.05
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 1

Tabla 4.19. Resumen del ajuste de la protección NOC3LowB.
Fuente: Propia



4.3.1.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)

De acuerdo con los criterios mencionados anteriormente, se establecen los siguientes ajustes para el relé RET543:

Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - AT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1\ 36MVA)$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 180.73 = 216.88\ A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 216.88 \times \frac{1}{250} = 0.8675 \approx 0.87$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{1855.79}{216.88} = 8.556$$

$$t_{operación} = t_{operación(D180)} + t_{margen} = 0.16 + 0.3 = 0.46\ s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.144 \approx 0.15$$



Ajustes del Relé

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Normal inversa IEC	Normal Inversa IEC
Corriente de arranque:	$0.85 \times I_n$	$0.87 \times I_n$
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL k IEC)	1	0.15
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 1

Tabla 4.20. Resumen del ajuste de la protección NOC3Low
Fuente: Propia

4.3.1.6 Protección de sobrecorriente no direccional trifásica NOC3High (50-AT)

Para ajustar esta protección se puede introducir un tiempo definido o utilizar la característica de tiempo instantáneo.

De acuerdo con los ajustes de CORPOELEC, esta función de protección del relé no se usará en las subestaciones móviles debido a que puede ocasionar un disparo innecesario antes que las protecciones de salida de línea y de distancia de la subestación intervenida actúen, sacando fuera de servicio la subestación móvil y el transformador completamente, afectando de esta manera a más usuarios debido a una falla que debería ser despejada por las protecciones de la subestación fija y mantener en funcionamiento la móvil para no perder toda la carga conectada lo cual traería mayores consecuencias.



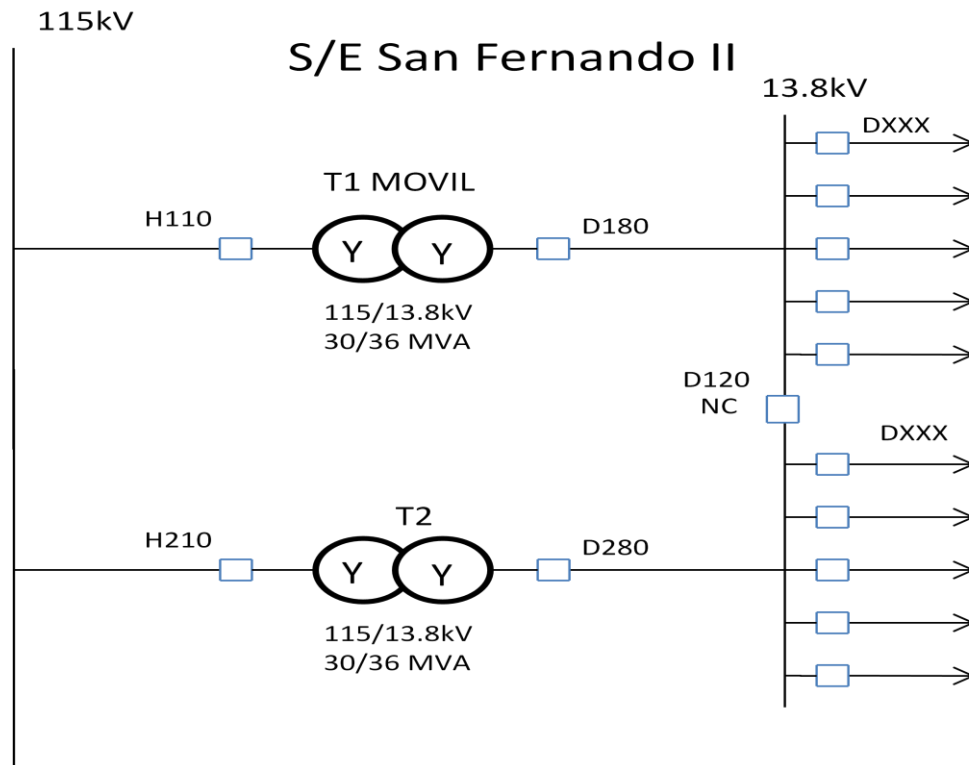
4.3.1.7 Protección 51N de Falla a Tierra no Direccional (NEF1Low)

Esta función no se habilitara en el relé RET543 para no sobrecargar de información al mismo, debido que al activar tantas funciones de protección y monitoreo se puede causar un retardo en el momento del procesamiento de la información, ante una falla, de todas las señales, ocurriendo retardos no deseados del relé.

4.3.1.8 Protección 50N de Falla a Tierra no Direccional (NEF1High)

De acuerdo con los ajustes de CORPOELEC, esta protección no se habilitara en el relé para las subestaciones móviles debido a que una falla a tierra en la red la cual no puede ser permanente sino temporal podría ocasionar un disparo y sacar el transformador fuera de servicio afectando a otros usuarios que estén conectados al mismo y no tengan que ver con la falla en otro circuito. Esta falla en la red debe ser vista por las protecciones de impedancia de la subestación intervenida y efectuar el disparo solo del circuito que presente la misma.

4.3.2 Configuración 2: Subestación Radial con Funcionamiento en Paralelo con Otros Transformadores.



Esquema 4.3. Diagrama Unifilar S/E San Fernando II.
Fuente: Propia

4.3.2.1 Definición del Sistema

Para los cálculos de esta configuración se ha tomado la subestación fija San Fernando II (Esquema 4.3) ubicada en el Estado Apure, donde la subestación móvil suplantara uno de los transformadores que se encuentran conectados en paralelo a las barras de 115kV T-I y T-II, estos poseen una conexión estrella-estrella. Los transformadores alimentan la barra de 13,8kV.



Cuando un transformador queda fuera de servicio en la subestación en estudio (puede ser por mantenimiento preventivo, salida de emergencia, etc.), los niveles de corriente de carga y cortocircuito cambian con respecto a los existentes cuando están los dos transformadores operando en paralelo. La situación más desfavorable se presenta, para los relés asociados a los interruptores D180 y D280, cuando hay 2 transformadores en servicio, sobre todo en caso de falla en la barra de 13.8kV. Cuando están los dos transformadores en servicio, la corriente de los interruptores D120, D180 y D280 es la mitad de la corriente de la línea.

Considerando lo anterior, y debido a que se dispone de la facilidad en la protección numérica RET543 de utilizar diferentes grupos de ajustes para las diferentes condiciones topológicas de la red, se concluye que lo más conveniente es utilizar 2 grupos de ajustes de parámetros en los relés asociados al interruptor de enlace de barra D120, y a los interruptores de llegada de transformador D180 y D280, es decir, 2 etapas de coordinación para cada condición de funcionamiento.

La necesidad de cambios de ajustes de parámetros en el sistema para las diferentes condiciones de operación mencionadas, se basa en cambiar de conjunto de ajustes en el mismo instante a los relés de los interruptores involucrados, cuando el sistema esté trabajando con un solo transformador.

La lógica consiste en lo siguiente: Cuando el sistema funciona normalmente (dos transformadores en servicio) los relés involucrados deben funcionar bajo el grupo de ajustes 2, el cual se caracteriza principalmente porque la corriente de los interruptores D120, D180 y D280 es la mitad de la corriente según la línea en funcionamiento; y cuando el sistema trabaja con un solo transformador los relés deben funcionar bajo el grupo de ajustes 1, el cual se basa en que las corrientes de los relés D180 ó D280 son iguales a la corriente en de línea del circuito.



4.3.2.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo2

Para realizar la coordinación y ajuste de los equipos de protección a nivel de 115/13.8 kV se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se consideraron valores de corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas.

La siguiente tabla muestra los niveles de cortocircuito de la S/E San Fernando II según datos suministrados por el despacho de carga de CORPOELEC:

Fallas Trifásicas	Nivel de cortocircuito en (MVA):	
	MVA 3 ϕ	MVA 1 ϕ
Subestación San Fernando II		
Barra 13,8kV	418.217	155.977
Barra 115kV	1059.72	480.998

Tabla 4.21. Nivel de cortocircuito de en barras de la S/E San Fernando II
Fuente: CORPOELEC

- La condición de operación normal de este sistema será con los transformadores T1 Móvil y T2 operando en paralelo para alimentar la barra de 13.8kV.
- En caso de que salga fuera de servicio el transformador T-II, la subestación móvil debe ser capaz de mantenerse en condiciones operacionales, por lo tanto los ajustes del relé RET543 deben ser reprogramados por el operador de guardia o algún personal técnico capacitado, para que las protecciones actúen acorde a esta nueva condición.
- Se habilitan solamente las funciones 87T, 51-AT y 51-BT del relé RET543.
- El valor de corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente de fase de tiempo inverso en el relé RET543, debe ser mayor al valor de corriente nominal del transformador de 36 MVA.



- Se considero un tiempo margen (t_{margen}) de 0,3 segundos para la coordinación de la función de sobrecorriente del relé RET543 para los lados de 115 kV y 13,8 kV del transformador.
- El tiempo de operación para la función de sobrecorriente del relé RET543 en la barra de 13,8kV debe ser mayor al del relé de enlace del interruptor D120 en caso de que los transformadores T1 y T2 estén en paralelo.

$$t_{\text{op}} \text{ D120} < t_{\text{op}} \text{ D180}$$

4.3.2.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)

La protección diferencial mantendrá los ajustes a los calculados para el grupo 1 a continuación se muestra la tabla resumen para el mismo.

A continuación se muestra un resumen de los ajustes de la protección diferencial:

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Ajuste básico	35%	30%
Relación de arranque	30%	24%
Punto de inflexión 2	2	2
Valor de disparo de la etapa instantánea	10	10
Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2 ^{do} armónico)	With Deblock	With Deblock
Relación I_{5f}/I_{1f} (Bloqueo del 5 ^{to} armónico)	No se ajusta	No se ajusta

Tabla 4.22. Resumen de ajustes de la protección DIFF6T.

Fuente: Propia



4.3.2.4 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)

Para la elaboración de este cálculo de coordinación se tomo en consideración una salida de línea en 13.8kV modelo de CORPOELEC, suministrada por la Gerencia de Operaciones del mismo, con las siguientes características:

$$I_{carga} = 232 A$$

$$\text{Relación de los TCS} = 600/5$$

$$I_{falla} = 3499 A$$

Modo de operación de la curva: Extremadamente Inversa IEC

$$I_{arranque} = 120\% \times I_{carga} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 232 = 278.4 A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 278,4 \times \frac{5}{600} = 2.32 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{3499 \times 0,8}{278,4} = 23,33 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$t_{operación} = 0.1 s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.125 \approx 0.13 \quad \text{Ecuación 4.6}$$

De acuerdo con los cálculos realizados y criterios de CORPOELEC, para la función de sobrecorriente NOC3LowB se obtuvieron los siguientes datos:



Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - BT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1\ 36MVA) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 1506.13 = 1807.35\ A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 1807.35 \times \frac{1}{1500} = 1.204 \approx 1.2 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{8748}{1807.35} = 4,84 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$t_{operación} = (t_{operación(DXXX)} + t_{operación(D120)}) + t_{margen} = 0.255 + 0.3 = 0.555\ s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.127 \approx 0.13$$

Ajustes del Relé

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Extremadamente inv. IEC	Normal inversa IEC
Corriente de arranque:	1 x In	1.2 x In
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL IEC)	0.2	0.13
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 2

Tabla 4.23. Resumen del ajuste de la protección NOC3Low
Fuente: Propia



4.3.2.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)

De acuerdo con los criterios mencionados anteriormente, se establecen los siguientes ajustes para el relé RET543:

Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - AT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1\ 36MVA)$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 180.73 = 216.88\ A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 216.88 \times \frac{1}{250} = 0.8675 \approx 0.87$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{1049.7}{216.88} = 4,84$$

$$t_{operación} = t_{operación(D180)} + t_{margen} = 0.568 + 0.3 = 0.87\ s$$

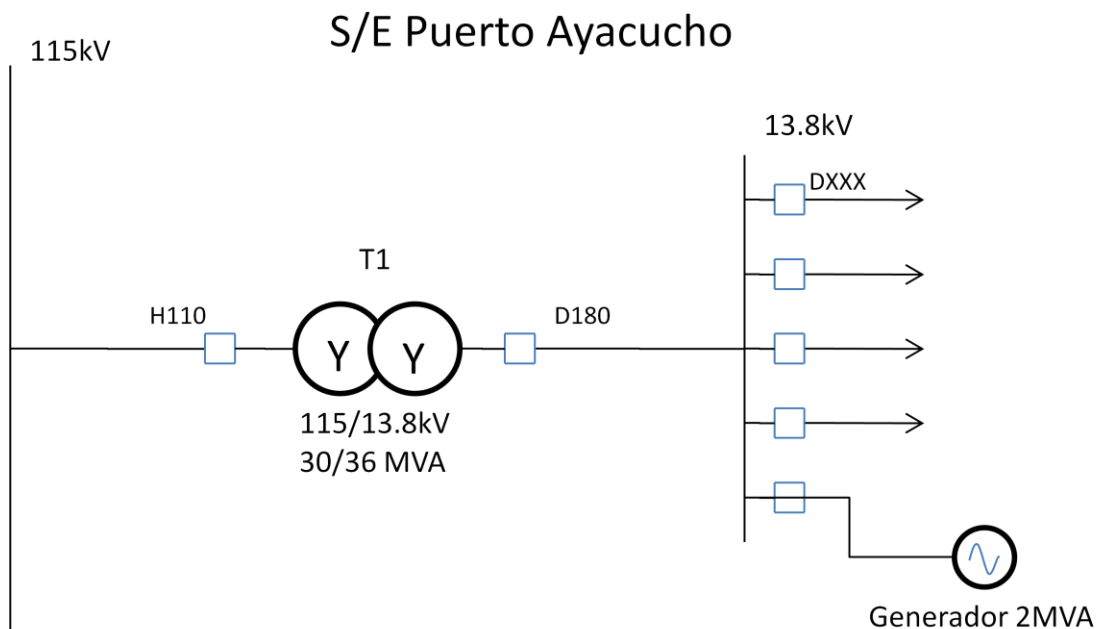
$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.199 \approx 0.2$$

**Ajustes del Relé**

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Normal inversa IEC	Inversa IEEE
Corriente de arranque:	$0.85 \times I_n$	$0.87 \times I_n$
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL IEC)	1	0.2
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 1

Tabla 4.24. Resumen del ajuste de la protección NOC3Low**Fuente: Propia**

4.3.3 Configuración 3: Conectada en una Subestación con un Generador Acoplado a la Barra Principal de 13.8kV



Esquema 4.4. Diagrama Unifilar S/E Puerto Ayacucho.
Fuente: Propia

4.3.3.1 Definición del Sistema

Para los cálculos de esta configuración se ha tomado la subestación fija Puerto Ayacucho (Esquema 4.4) ubicada en el Estado Amazonas, donde la subestación móvil ABB suplantara un transformador conectado en la barra de 115kV, que poseen una conexión estrella-estrella y dicho transformador alimentará la barra de 13.8kV donde también está conectado un generador que suministran energía eléctrica al sistema.



4.3.3.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo3

Para realizar la coordinación y ajuste de los equipos de protección a nivel de 115/13.8 kV se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se consideraron valores de corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas.

La siguiente tabla muestra los niveles de cortocircuito de la S/E Puerto Ayacucho según datos suministrados por el despacho de carga de CORPOELEC:

Fallas Trifásicas	Nivel de cortocircuito en (MVA):	
	MVA 3 ϕ	MVA 1 ϕ
Subestación Puerto Ayacucho		
Barra 13,8kV	297.033	113.798
Barra 115kV	190.003	87.017

Tabla 4.25. Niveles de cortocircuito en barra de 13.8kV y 115kV de la S/E Puerto Ayacucho
Fuente: CORPOELEC

- Se habilitan solamente las funciones 87T, 51-AT y 51-BT del relé RET543.
- El valor de corriente de arranque de las funciones de sobrecorriente de fase de tiempo inverso en el relé RET543, debe ser mayor al valor de corriente nominal del transformador de 36 MVA.
- Se consideró despejar fallas monofásicas y trifásicas en el lado de alta del transformador T1 mediante el relé RET 543 en un tiempo mínimo de coordinación de 140 ms (40 mseg de actuación para los niveles de cortocircuito calculados + 100 mseg de apertura del interruptor).
- Se considero un tiempo margen (t_{margen}) de 0,3 segundos para la coordinación de la función de sobrecorriente del relé RET543 para los lados de 115 kV y 13,8 kV del transformador.



- El tiempo de operación del relé RET543 para la función de sobrecorriente en la barra de 13,8kV debe ser mayor al de los relés de salida de línea. Por ejemplo:

$$t_{op} DXXX < t_{op} D180$$

4.3.3.3 Protección diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)

La protección diferencial mantendrá los ajustes a los calculados para el grupo 1 a continuación se muestra la tabla resumen para el mismo.

A continuación se muestra un resumen de los ajustes de la protección diferencial:

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Ajuste básico	35%	30%
Relación de arranque	30%	24%
Punto de inflexión 2	2	2
Valor de disparo de la etapa instantánea	10	10
Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2 ^{do} armónico)	With Deblock	With Deblock
Relación I_{5f}/I_{1f} (Bloqueo del 5 ^{to} armónico)	No se ajusta	No se ajusta

Tabla 4.26. Resumen de ajustes de la protección DIFF6T.

Fuente: Propia

4.3.3.4 Protección 51-BT de Sobrecorriente Trifásica no Direccional (NOC3LowB)

Para la elaboración de este cálculo de coordinación se tomo en consideración una salida de línea en 13.8kV modelo de CORPOELEC, suministrada por la Gerencia de Operaciones del mismo, con las siguientes características:

$$I_{carga} = 232 A$$

$$\text{Relación de los TCS} = 600/5$$

$$I_{falla} = 2755 A$$

Modo de operación de la curva: Extremadamente Inversa IEC

$$I_{arranque} = 120\% \times I_{carga} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 232 = 278.4 A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 278,4 \times \frac{5}{600} = 2.32 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{2755 \times 0,8}{278,4} = 7.92 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$t_{operación} = 0.1 s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.077 \approx 0.08 \quad \text{Ecuación 4.6}$$

De acuerdo con los cálculos realizados y criterios de CORPOELEC, para la función de sobrecorriente NOC3LowB se obtuvieron los siguientes datos:



Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - BT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1\ 36MVA)$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 1506.13 = 1807.35\ A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 1807.35 \times \frac{1}{1500} = 1.204 \approx 1.2$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{2755.5}{1807.35} = 2.206$$

$$t_{operación} = t_{operación(DXXX)} + t_{margen} = 0.1 + 0.3 = 0.4\ s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.024 \approx 0.05$$

Ajustes del Relé

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Extremadamente inv. IEC	Normal inversa IEC
Corriente de arranque:	1 x In	1.2 x In
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL IEC)	0.2	0.05
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 3

Tabla 4.27. Resumen del ajuste de la protección NOC3Low
Fuente: Propia



4.3.3.5 Protección 51-AT sobrecorriente no direccional (NOC3Low)

De acuerdo con los criterios mencionados anteriormente, se establecen los siguientes ajustes para el relé RET543:

Modo de operación: Normal Inversa IEC

$$I_{arranque}(51 - AT - RET543) = 120\% \times I_n(TR1\ 36MVA)$$

$$I_{arranque} = 1.2 \times 180.73 = 216.88\ A$$

$$TAP = I_{arranque} \times \frac{1}{RTC} = 216.88 \times \frac{1}{250} = 0.8675 \approx 0.87$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{1653.5}{216.88} = 7.62$$

$$t_{operación} = t_{operación(D180)} + t_{margen} = 0.17 + 0.3 = 0.47\ s$$

$$DIAL(k) = \frac{t_{operación} \times (M^\alpha - 1)}{\beta} = 0.139 \approx 0.14$$



Ajustes del Relé

Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Modo de operación:	Normal inversa IEC	Inversa IEEE
Corriente de arranque:	$0.85 \times I_n$	$0.87 \times I_n$
Tiempo de operación en modo DT	0.05 s	0.05 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT (DIAL IEC)	1	0.14
Seleccionador de tiempo IEEE (DIAL)	0.5	0.5
Grupo en uso	Grupo 1	Grupo 2

Tabla 4.28. Resumen del ajuste de la protección NOC3Low.

Fuente: Propia



4.4 PROGRAMACIÓN DE LAS CONFIGURACIONES DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8KV DE CAPACIDAD 30/36 MVA CON LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE CAP 505.

A través del programa CAP505 se pueden programar las configuraciones de protecciones más destacadas de la subestación móvil pertenecientes al relé RET543 y modificar los parámetros, al igual que los ajustes del mismo, mediante de la conexión a una computadora.

A continuación se explica cómo se configuran las protecciones de la subestación móvil con el relé RET543 a través del programa CAP505.

4.4.1 Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)

Para configurar la protección diferencial se deben seguir los siguientes pasos:

Ubicarse en el programa CAP505, luego abrir el archivo del relé que fue creado previamente como se explica anteriormente en este proyecto, se abrirá el menú del relé RET543 “relay setting tool”

En el menú de “relay setting tool” se puede observar las protecciones que posee el relé RET543 y las configuraciones que se pueden ajustar para cada una de ellas.

En el caso de la protección diferencial, primero se debe abrir la pestaña de esta protección llamada “Diff6T” donde se muestran las opciones de configuración de la misma.

Para hacer el ajuste del Grupo 1, hacer clic en la pestaña “setting group1” como se muestra en la figura 4.33, donde se pueden configurar el ajuste básico de la protección diferencial del relé, la relación de arranque, el ajuste del punto de inflexión 2, el valor de disparo de la etapa instantánea, la configuración del segundo y quinto armónico y otras configuraciones.

En la figura 4.33 se observan las descripciones de las funciones que se configuraran para este grupo seleccionado, el nombre (código) asignado por el programa para cada ajuste del relé, los valores que posee actualmente el relé para cada ajuste, el nuevo valor que se desea introducir o modificar, y por último, el rango para cada valor de ajuste.

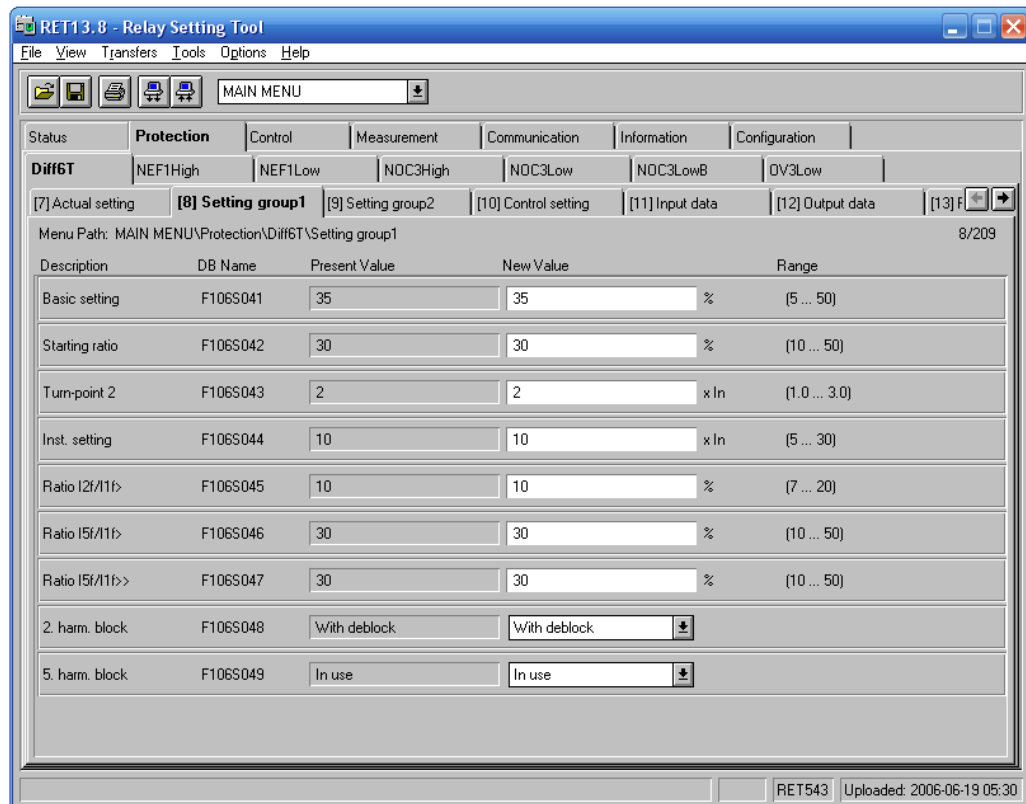


Figura 4.33. Configuración del grupo utilizando el software CAP505.

Fuente: Propia

En la figura 4.34, se detalla la configuración para establecer un nuevo valor en la función seleccionada de este grupo, como por ejemplo, el ajuste básico, el cual consiste en la menor relación entre la corriente diferencial y la nominal para provocar un disparo en la subestación debido a la actuación de dicha protección.

Haciendo clic en el campo “New Value” de “Basic setting” del grupo 1 se abrirá la ventana mostrada en la figura 4.34 la cual permite introducir el nuevo valor que se desea. Luego de este paso introducir el valor deseado en la ventana del nuevo ajuste “New Value” y hacer clic en aceptar (OK), quedando de esta manera modificado el nuevo valor para esta función del grupo 1, y listo para luego ser transferido a la configuración del relé.

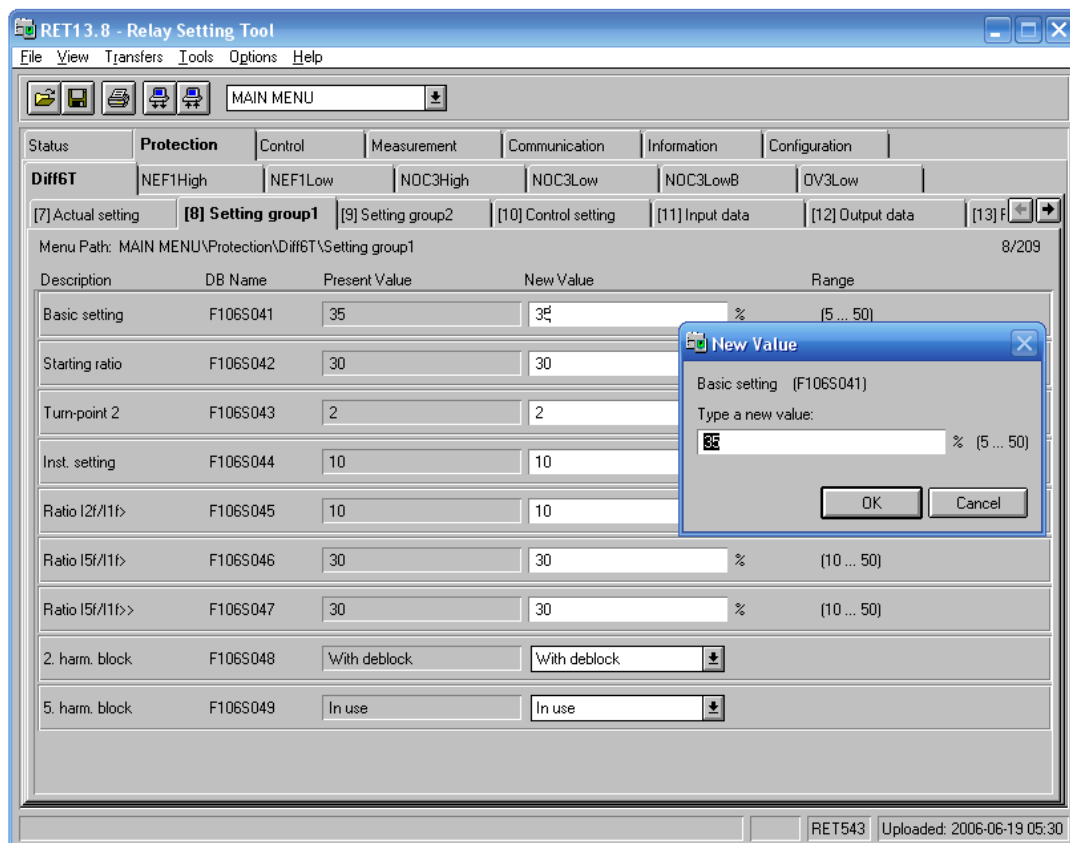


Figura 4.34. Configuración del grupo (ajustes).
Fuente: Propia

Las otras funciones, las cuales no son de tipo numérico se configurara a través de menús desplegables donde se contienen opciones para cada función. Por ejemplo, para ajustar la función de bloqueo del segundo armónico, ver figura 4.35, la opciones son: habilitado “In use”, deshabilitado “No in use” y la función “With deblock”, el cual es el valor de fabrica del relé

predefinido para esta función. Una vez seleccionada la opción deseada se guarda y esta lista para ser transferida al relé con el resto de los ajustes que se hayan realizado.

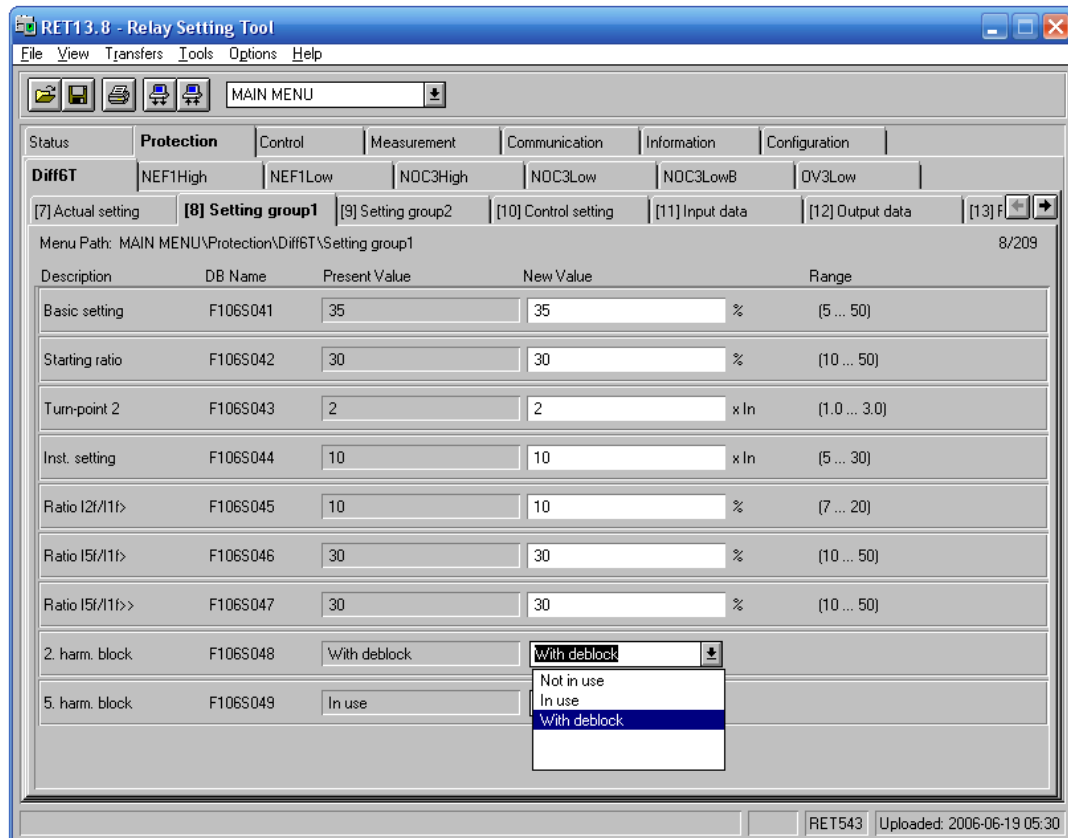


Figura 4.35. Ajuste de parámetros de la función de protección diferencial Diff6T.
Fuente: Propia

Para los otros ajustes de la protección diferencial (Diff6T) hacer clic en la pestaña “Control setting” (figura 4.36 y figura 4.37) la cual muestra las siguientes funciones y opciones: Modo de operación, selección del grupo, grupo activo, señal de disparo, pulso de disparo, tiempo CBFP, tipo de conexión de los TC’s, tipo de conexión el lado de alta y el lado de baja tensión, el número del reloj, eliminación de I_0 , los ajustes del TAP para la regulación de tensión, activación de pruebas de disparo y por último los eventos.

En la figura 4.36 y la figura 4.37 se muestra la pestaña “Control setting”, en la cual se activa la protección diferencial, seleccionando en el campo “Operation mode” la opción “In use”. Haciendo clic en la pestaña “Group selection” se selecciona el grupo que se quiere activar de acuerdo al tipo de subestación que se tenga y la configuración que se haya hecho para cada tipo.

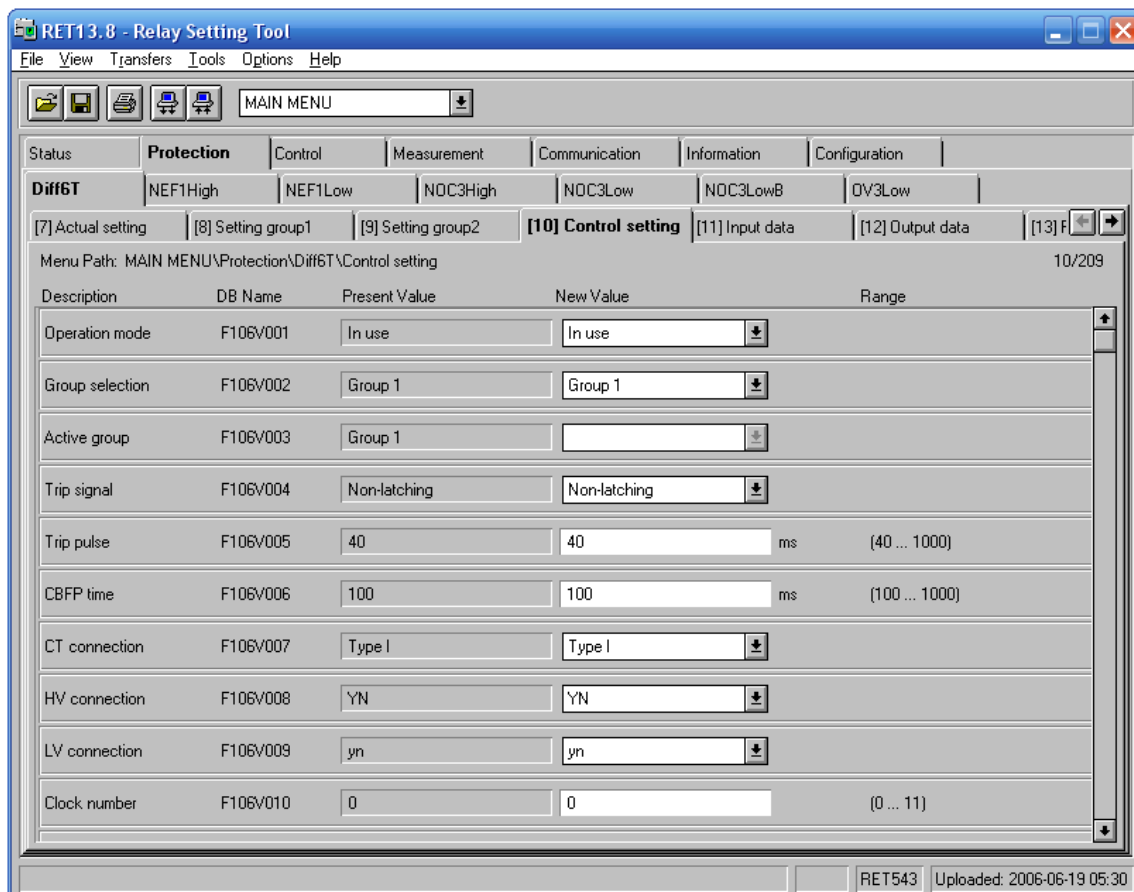


Figura 4.36. Pestaña del control de la protección diferencial.
Fuente: Propia

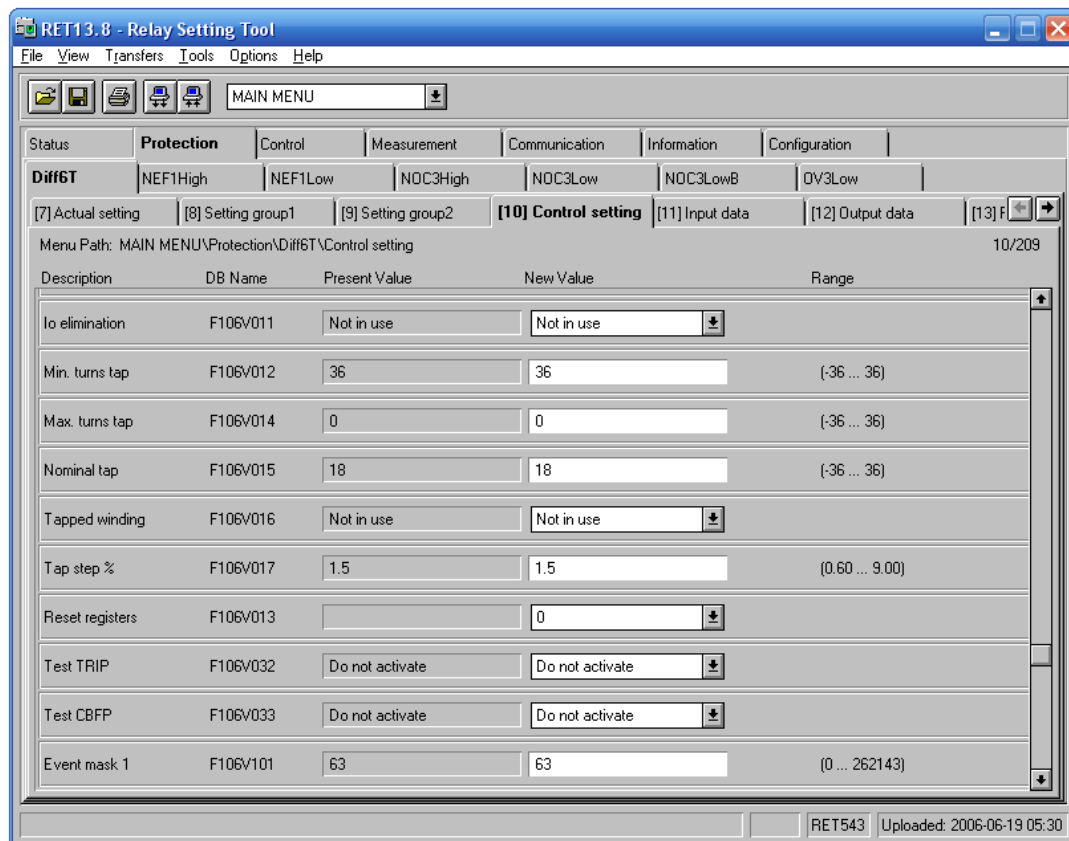


Figura 4.37. Ajustes del control de la protección diferencial.
Fuente: Propia

4.4.2 Demás Funciones de Protección del Relé.

Para todas las demás protecciones el modo de programación de cada una y sus funciones se realizan como se mostró anteriormente en la configuración de la protección diferencial.

4.5 PRUEBAS REALIZADAS MEDIANTE SIMULACIONES AL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL RELÉ RET543 DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB.

Para verificar el correcto funcionamiento del relé RET543 se realizaron simulaciones a través de la inyección de corrientes de manera de evaluar el comportamiento de las funciones más importantes del relé al momento de una falla tomando como referencia los ajustes calculados en el presente proyecto, para ello se siguió el protocolo de pruebas que se describe a continuación.

4.5.1 Protocolo de Pruebas del Relé RET 543

Para las pruebas del Relé RET543 y verificación de su buen funcionamiento, se utilizó la unidad CMC 256 marca Omicron, ver figura 4.42, facilitada por la división de protección y medición, Región 2 de CORPOELEC. Este cuenta con seis fuentes de corriente (modo trifásico: hasta 12.5 A / 860 VA por canal) con una gama dinámica y cuatro salidas de tensión (4 x 300V), además de salidas de señales analógicas, binarias, contadores entre otros.



Figura 4.38. Unidad CMC 256.
Fuente: OMICRON Electronics

Para la elaboración de estas pruebas se siguieron las normas de la empresa CORPOELEC e instrucciones del Ing. Jorge Borges de la división de protecciones eléctricas sección de estudios, pruebas, mejoras, ingeniería e información de la zona 2 (Aragua, Miranda, Guárico y Apure) de la empresa anteriormente mencionada.



Para la realización de esta se conectaron el relé RET543 y la unidad CMC 256 de la siguiente manera:

1. Se conecto la alimentación del relé RET543 de la siguiente forma:

Entrada	Terminales	Descripción
PS1_4_BI2	X4.1: 1	Alimentación DC (+)
PS1_4_BI3	X4.1: 2	Alimentación DC (-)

Tabla 4.29. Terminales de alimentación RET543.

Fuente: ABB. Functional description of configuration solution for RET54_

2. Se conectaron las salidas de corriente de la unidad CMC 256 a los terminales del relé de la siguiente manera:

Entradas de corriente y tensión del relé RET543	Terminales del relé RET543	Omicron CMC 256	Descripción
IL1 (Fase R)	X1.1: 17-18*	Salida de corriente A.1	Terminales de alimentación del TC1
IL1 neutro	X1.1: 16	Salida de corriente A.N	Terminales de alimentación del TC1
IL2 (Fase S)	X1.1: 20-21*	Salida de corriente A.2	Terminales de alimentación del TC2
IL2 neutro	X1.1: 19	Salida de corriente A.N	Terminales de alimentación del TC2
IL3 (Fase T)	X1.1: 23-24*	Salida de corriente A.3	Terminales de alimentación del TC3
IL3 neutro	X1.1: 22	Salida de corriente A.N	Terminales de alimentación del TC3
II1 (Fase r)	X1.1: 2-3*	Salida de corriente B.1	Terminales de alimentación del TC4
II1 neutro	X1.1: 1	Salida de corriente B.N	Terminales de alimentación del TC4
II2 (Fase s)	X1.1: 5-6*	Salida de corriente B.2	Terminales de alimentación del TC5
II2 neutro	X1.1: 4	Salida de corriente B.N	Terminales de alimentación del TC5



II3 (Fase t)	X1.1: 8-9*	Salida de corriente B.3	Terminales de alimentación del TC6
II3 neutro	X1.1: 7	Salida de corriente B.N	Terminales de alimentación del TC6

Tabla 4.30. Conexiones relé RET543 y CMC 256.

Fuente: Propia

(*) En caso de que los transformadores de corriente tengan relación de transformación de 1A se energizan los terminales señalados con asterisco.

3. Se conectaron las entradas binarias del CMC 256 a los terminales de salidas binarias correspondientes del relé RET543 para simular los disparos de los interruptores de alta y/o baja tensión en la subestación.

Salidas binarias del relé RET54	Terminales del relé RET543	Entradas binarias del Omicron CMC 256	Descripción
PS1_4_HSPO2	X4.1: 17,18	Entrada binaria 1	Disparo del Interruptor de alta tensión (Q10)
BIO1_5_SO6	X5.2: 16,17	Entrada binaria 2	Disparo del Interruptor de baja tensión

Tabla 4.31. Conexión terminales de disparos RET543 y CMC256.

Fuente: Propia

4. Se utilizó el programa de la unidad de prueba CMC 256 “Test Universe” para manipular el equipo y hacer las inyecciones de corrientes correspondientes, así como observar los tiempos de disparo. Ver figura 4.39.

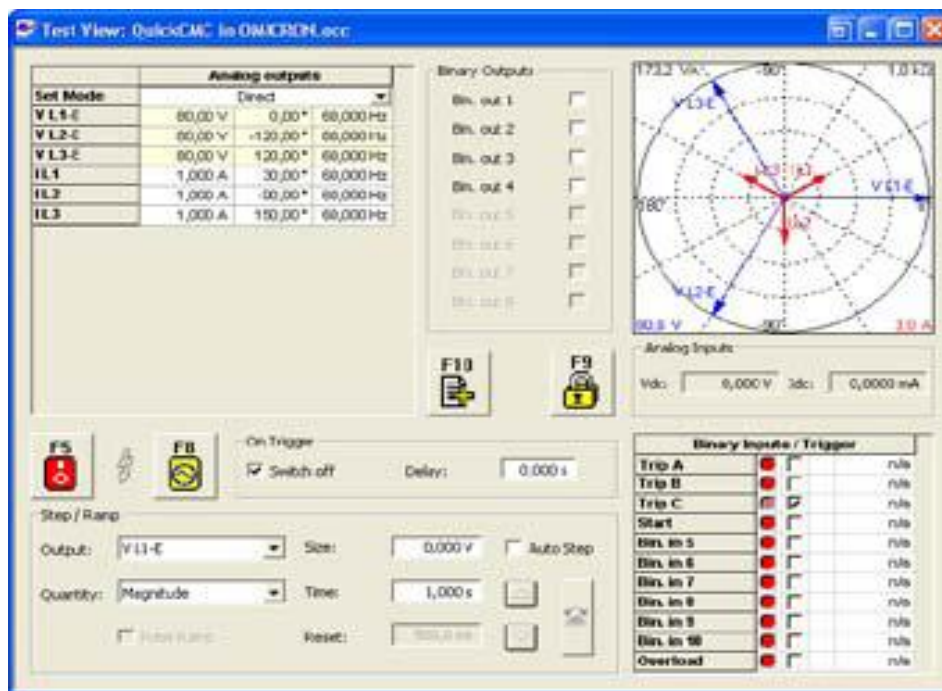


Figura 4.39 Programa “Test universe”.
Fuente: OMICRON

4.5.1.2 Pruebas para la Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)

Prueba de inyección secundaria para la función Diff6T

a) Determinación del valor mínimo de corriente de operación.

Para la realización de esta prueba se debe inyectar corriente a la fase “R” del relé RET543 fijando primero un valor de corriente en las entradas II1, II2 e II3 de cero amperios (0 A) y luego se incrementa el valor de corriente de la entrada IL1 hasta obtener la actuación del relé proporcionando de esta manera el valor mínimo para la corriente de operación. Este procedimiento debe repetirse para las demás fases de alta y baja tensión.

Los resultados serán introducidos en una tabla como se muestra a continuación:

DIFF6T		Corriente Inyectada				Tiempo de actuación t(ms)
		Teórica		Medida		
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A	
R	X1.1:17	1,75	87,5			
S	X1.1:20					
T	X1.1:23					
r	X1.1:2					
s	X1.1:5					
t	X1.1:8					

Tabla 4.32. Prueba de valor mínimo de corriente de operación DIFF6T
Fuente: Propia

b) Prueba de Estabilidad para la Función Diff6T.

Para esta prueba se inyecta corrientes a las fases de alta y baja tensión del relé RET543 fijando primero un valor de corriente para las mismas y luego se incrementa el valor de corriente en una de ellas hasta obtener la actuación del relé. Las mediciones realizadas serán anotadas como se muestra en la tabla 4.33 realizando distintas mediciones.

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	3,6	180		
S	X1.1:20	3,6	180		
T	X1.1:23	3,6	180		
r	X1.1:2	6,01	1803		
s	X1.1:5	6,01	1803		
t	X1.1:8	6,01	1803		
Tiempo de operación del relé (ms)					

Tabla 4.33 Prueba de estabilidad para la función DIFF6T
Fuente: Propia



Además de estas pruebas, que serían las monofásicas, se deben realizar las pruebas bifásicas y trifásicas respectivamente con un procedimiento igual al anterior pero incrementando dos fases para la prueba de estabilidad bifásica e incrementado tres fases para la prueba de estabilidad trifásica. Este procedimiento se realiza tanto en alta como en baja tensión respectivamente.

4.5.1.3 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)

Para la realización de esta prueba se inyectan los valores de corriente calculados y mostrados en la tabla 4.34 de la fase “r” del relé RET543 fijando un valor de corriente en las demás entradas de manera de provocar la actuación del relé que activa la señal de disparo, de manera de medir el tiempo de operación del mismo y compararlo con los valores teóricos.

Los resultados serán registrados en la siguiente tabla:

Fase	Bornes	UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
		Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53		
		1,75	2635,73	8,79		
		2	3012,26	10,04		

Tabla 4.34. Prueba para los ajustes de la función de sobrecorriente NOC3LowB
Fuente: Propia

Este procedimiento se repite para las demás fases de baja tensión. Además de estas pruebas que serían las monofásicas, se realizan las pruebas bifásicas y trifásicas respectivamente con un procedimiento igual al descrito anteriormente, pero inyectando dos fases para la prueba de sobrecorriente bifásica e inyectando tres fases simultáneas para la prueba de sobrecorriente trifásica.



4.5.1.4 Protección 51-AT de Sobrecorriente Trifásica no Direccional (NOC3Low)

Para ejecutar esta prueba se inyectan los valores de corriente calculados y mostrados en la tabla 4.35 de la fase “R” del relé RET543 fijando un valor de corriente en las demás entradas, de manera de provocar la actuación del relé que activa la señal de disparo y medir el tiempo de operación del mismo para compararlo con los valores teóricos.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23			
		2,5	451,84	9,04			
		3	542,21	10,84			

Tabla 4.35 Prueba para los ajustes de la función de sobrecorriente NOC3Low
Fuente: Propia

Este procedimiento se repite para las demás fases de alta tensión. Además de estas pruebas que serían las monofásicas, se deben realizar las pruebas bifásicas y trifásicas respectivamente con un procedimiento igual al descrito anteriormente, pero inyectando dos fases para la prueba de sobrecorriente bifásica e inyectando tres fases simultáneas para la prueba de sobrecorriente trifásica.

4.5.2 Análisis de resultados de las pruebas realizadas

4.5.2.1 Pruebas para la Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)

Para la realización de esta prueba al relé se le suministraron los ajustes propuestos y fueron comparados con los ajustes actuales de la subestación móvil en estudio. Ver tabla 4.36



Tipo de ajuste	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Ajuste básico	35%	30%
Relación de arranque	30%	24%
Punto de inflexión 2	2	2
Valor de disparo de la etapa instantánea	10	10
Relación I_{2f}/I_{1f} (Bloqueo del 2 ^{do} armónico)	With Deblock	With Deblock
Relación I_{5f}/I_{1f} (Bloqueo del 5 ^{to} armónico)	No se ajusta	No se ajusta

Tabla 4.36. Resumen de ajustes de la protección DIFF6T.
Fuente: Propia

a) Determinación del valor mínimo de corriente de operación.

Los resultados para esta prueba se muestran en las siguientes tablas:

DIFF6T		Corriente Inyectada				Tiempo de actuación t(ms)
		Teórica		Medida		
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A	
R	X1.1:17	1,75	87,5	1,76	88	61,60
S	X1.1:20	1,75	87,5	1,76	88	58,50
T	X1.1:23	1,75	87,5	1,76	88	75,40
r	X1.1:2	1,75	525	1,76	528	71,50
s	X1.1:5	1,75	525	1,76	528	75,20
t	X1.1:8	1,75	525	1,76	528	72,30

Tabla 4.37 Prueba de valor mínimo de corriente de operación DIFF6T, ajustes actuales
Fuente: Propia



DIFF6T		Corriente Inyectada				Tiempo de actuación
		Teórica		Medida		
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A	t(ms)
R	X1.1:17	1,5	75	1,51	75,5	66,60
S	X1.1:20	1,5	75	1,51	75,5	83,20
T	X1.1:23	1,5	75	1,51	75,5	69,30
r	X1.1:2	1,5	450	1,51	453	56,60
s	X1.1:5	1,5	450	1,51	453	63,00
t	X1.1:8	1,5	450	1,51	453	72,00

Tabla 4.38 Prueba de valor mínimo de corriente de operación DIFF6T, ajustes propuestos
Fuente: Propia

Se observa que en los ajustes actuales, la corriente de actuación es 88 A, ver tabla 4.37 que representa el 35% del ajuste básico de la corriente diferencial, para el ajuste propuesto el valor obtenido es de 75,5 A el cual representa el 30% del ajuste básico configurado. Los valores de tiempo de actuación para las fallas provocadas estuvieron por debajo de los 100ms, lo que indica un buen tiempo de actuación para el relé RET543 perteneciente a la subestación móvil ABB.

b) Prueba de Estabilidad para la Función Diff6T.

Los resultados para esta prueba se realizaron tomando en cuenta las distintas configuraciones presentes en este trabajo de grado, realizando inyecciones de corrientes tanto del lado de alta como del lado de baja correspondientes al transformador hasta obtener el tiempo de actuación de la función, como se puede observar en la tabla de resultados 4.39. Los demás resultados de los ensayos se muestran en el anexo C.



DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	3,6	180	3,6	180
S	X1.1:20	3,6	180	3,6	180
T	X1.1:23	3,6	180	3,6	180
r	X1.1:2	6,01	1803	6,04	1812
s	X1.1:5	6,01	1803	6,04	1812
t	X1.1:8	6,01	1803	6,04	1812
Tiempo de operación del relé (ms)					84,2

Tabla 4.39. Prueba de estabilidad para los ajustes actuales de la función de protección DIFF6T
Fuente: Propia

Los ajustes actuales en el relé RET543, presentan un gran margen de corriente diferencial ajustada para las fallas que pueda presentar la móvil poniendo en riesgo el equipo, bajo circunstancias de fallas. Se pudo comprobar que los ajustes teóricos propuestos coinciden con los valores prácticos teniendo un óptimo funcionamiento del relé RET543, ver tabla 4.40.

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	3,6	180	3,6	180
S	X1.1:20	3,6	180	3,6	180
T	X1.1:23	3,6	180	3,6	180
r	X1.1:2	5,7	1710	5,72	1716
s	X1.1:5	5,7	1710	5,72	1716
t	X1.1:8	5,7	1710	5,72	1716
Tiempo de operación del relé (ms)					74,1

Tabla 4.40 Prueba de estabilidad para los ajustes propuestos de la función de protección DIFF6T
Fuente: Propia

4.5.2.2 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)

Los resultados para esta prueba se realizaron tomando en cuenta las distintas configuraciones presentes en este trabajo de grado:

En la tabla 4.41 se observan los tiempos de actuación para los valores actuales de la función NOC3LowB perteneciente al relé RET543, teniendo como resultado tiempos de actuación que no respetan la coordinación con las salidas de líneas de 13.8 kV para las distintas configuraciones presentadas, cabe destacar que los tiempos prácticos obtenidos en las pruebas fueron similares a los tiempos teóricos como se muestra en dicha tabla.

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,25	
		1,75	2635,73	8,79	1,94	1,98	
		2	3012,26	10,04	1,33	1,37	

Tabla 4.41. Prueba para los ajustes actuales de la función de sobrecorriente NOC3LowB
Fuente: Propia

En el caso de los valores propuestos se obtuvieron resultados satisfactorios, como se muestra en las tablas 4.42, tabla 4.43 y la tabla 4.44, logrando una coordinación con las salidas de línea de 13.8 kV en las configuraciones del sistema radial y la configuración con un generador acoplado a la barra de 13.8 kV. También se verificó una correcta coordinación de la configuración con subestaciones en paralelo con el relé de enlace de la barra en 13.8 kV respetando los criterios de coordinación seleccionados.



Fase	Bornes	UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
		Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,60
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93
		2	3012,26	10,04	0,68	0,73

Tabla 4.42. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E El Macaro de la función NOC3LowB
Fuente: Propia

Fase	Bornes	UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
		Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,48
		1,75	2635,73	8,79	2,03	2,04
		2	3012,26	10,04	1,50	1,53

Tabla 4.43. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E San Fernando de la función NOC3LowB
Fuente: Propia

Fase	Bornes	UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
		Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,61
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93
		2	3012,26	10,04	0,68	0,72

Tabla 4.44. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E Puerto Ayacucho de la función NOC3LowB
Fuente: Propia

Los demás resultados de los ensayos se muestran en el anexo C y las graficas de coordinación se muestran en el anexo A.

4.5.2.3 Protección 51-AT de Sobrecorriente Trifásica no Direccional (NOC3Low)

Los resultados para esta prueba se realizaron tomando en cuenta las distintas configuraciones presentes en este trabajo de grado:

En la tabla 4.45 se observan los tiempos de actuación para los valores actuales de la función NOC3Low teniendo como resultado tiempos de actuación excedidos, que ponen en riesgo la subestación móvil debido al margen de tiempo establecido, para las distintas configuraciones presentadas, cabe destacar que los tiempos prácticos obtenidos en las pruebas fueron similares a los tiempos teóricos como se muestra en dicha tabla.

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	12,99	13,02
		2,5	451,84	9,04	9,15	9,17
		3	542,21	10,84	7,36	7,41

Tabla 4.45. Prueba para los ajustes actuales de la función de sobrecorriente NOC3Low
Fuente: Propia

En el caso de los valores propuestos se obtuvieron resultados satisfactorios, como se muestra en las tablas 4.46, tabla 4.47 y la tabla 4.48, para las distintas configuraciones presentadas, logrando una coordinación con la función de protección NOC3LowB del lado de 13.8 kV de la subestación móvil, respetando los criterios de coordinación seleccionados.

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,09
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,45
		3	542,21	10,84	1,14	1,17

Tabla 4.46. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E El Macaro de la función NOC3Low
Fuente: Propia



NOC3LOW	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,73	2,77	
		2,5	451,84	9,04	1,89	1,93	
		3	542,21	10,84	1,51	1,54	

Tabla 4.47. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E San Fernando de la función NOC3Low
Fuente: Propia

NOC3LOW	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	1,91	1,95	
		2,5	451,84	9,04	1,33	1,36	
		3	542,21	10,84	1,06	1,1	

Tabla 4.48. Prueba para los ajustes propuestos de la S/E Puerto Ayacucho de la función NOC3Low
Fuente: Propia

Los demás resultados de los ensayos se muestran en el anexo C y las graficas de coordinación se muestran en el anexo A.



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Del estudio de coordinación de protecciones eléctricas realizado en la empresa CORPOELEC en las instalaciones del C.N.R.T ubicado en Villa de Cura, estado Aragua, se logró realizar un estudio detallado de la situación actual del sistema de protecciones de las móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA utilizando el relé RET543 a través de una extensa recopilación de datos del mismo y de otros equipos de protección instalados en la subestación móvil, los cuales representaron un útil instrumento para evaluar las condiciones actuales del sistema de protecciones de la subestación, y así estos también podrían servir como base para estudios futuros.

Realizado el estudio de la subestación móvil y sus protecciones, como fruto de una exhaustiva investigación, se obtuvieron los manuales de operación de la móvil, del relé de protecciones RET543 y otras protecciones, los valores de cortocircuito del sistema en los niveles de tensión 115 kV y 13.8 kV que se emplearon para evaluar y hacer la nueva propuesta de coordinación de las protecciones de sobrecorriente del relé.

Se evaluaron las características del relé RET543, sus funciones, protecciones y señalizaciones, llegando así a obtener un estudio detallado del mismo, recopilando la información necesaria para realizar el estudio de coordinación de protecciones eléctricas, referentes a las funciones de sobrecorriente y función diferencial, las ecuaciones y curvas características especificadas por el fabricante, así como los valores ajustados a cada protección.



Organizada toda la información relacionado a los dispositivos de sobrecorriente, se creó una base de datos en Microsoft Excel, con todos los datos necesarios para graficar las curvas características tiempo corriente de la protección de la salida de línea de 13.8 kV, la curva de daño del transformador y las ajustadas al relé RET543. De acuerdo al nivel de tensión, a las base de datos de Excel se le incorporo la relación de transformación de los TC's y del transformador de potencia de la subestación móvil, para obtener las curvas de coordinación referidas a un mismo nivel de tensión.

Se realizaron los cálculos de la nueva propuesta para las distintas configuraciones planteadas en este proyecto donde pueda utilizarse esta subestación móvil, a través de las porciones de los diagramas unifilares de las configuraciones planteadas y los datos suministrados por CORPOELEC (Despacho de carga 2009). Estos fueron introducidos a la base de datos de Excel para la realización de las curvas de coordinación de sobrecorriente. Se observó que la empresa no existía un estudio de coordinación de protecciones para la subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36MVA, por lo que a través de este proyecto se establecieron cada uno de los ajustes protecciones del relé RET543 utilizado en esta móvil para distintos tipos de configuraciones y situaciones planteadas.

Para establecer los criterios de la nueva propuesta y determinar los ajustes de las funciones de protección de sobrecorriente y protección diferencial del relé RET543, se tuvo que consultar la opinión del personal encargado del área de protecciones y referencias de otras subestaciones para así llegar a un criterio que brinde las características necesarias, adecuadas y actualizadas del sistema de protecciones de la subestación móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA.

Se realizó el análisis de coordinación de protecciones por sobrecorriente del relé RET543 en los niveles de tensión de 115 kV y 13.8 kV, al igual que se determinaron los distintos escenarios de fallas para las configuraciones planteadas y cuyas coordinaciones se muestran en los anexos.



Culminada la etapa de análisis de las curvas de coordinación de protecciones por sobrecorriente, se elaboraron tablas resumen con todos los ajustes existentes para estas, en el relé RET543, encontrándose problemas de selectividad o falta de coordinación entre los dispositivos de protección de fase. Estos hallazgos condujeron a plantear una serie de alternativas y ajustes nuevos para solucionar los problemas de selectividad presentes en el sistema de protección. Los ajustes planteados para este problema fueron realizados en el capítulo IV y graficados en los anexos, sin embargo, como una guía rápida para el personal encargado de calibrar el sistema de protección de la subestación móvil, se elaboraron tablas resumen con los ajustes actuales y los propuestos, como se mostraron en las tablas para cada función de protección de sobrecorriente y diferencial en el capítulo IV.

Después de graficar las curvas de coordinación con los valores actuales de las funciones de protección por sobrecorriente del sistema de protecciones del relé RET543 de la subestación móvil, se concluye que no existía un criterio unificado para la selección de las mismas trayendo consigo ausencia de coordinación y selectividad entre ellos.

Con los ajustes actuales de la función diferencial y los ajustes propuestos para las funciones de sobrecorriente del relé RET543, se realizaron simulaciones funcionales del mismo mediante la inyección de corrientes a través del banco de pruebas Omicron CMC 256 suministrado por la división de medición y protecciones de CORPOELEC, siguiendo el protocolo de pruebas presentado en el capítulo IV, obteniendo de esta forma los valores de corriente y tiempos de actuación para los ajustes nombrados. Las tablas resumen de estas pruebas se muestran en los anexos.

A través del análisis y las simulaciones realizadas se diagnosticó la situación actual del sistema de protecciones, lo cual sirvió para evaluar, recomendar y proponer mejores ajustes que garanticen una mejor continuidad del servicio de energía eléctrica.



5.2 RECOMENDACIONES

- Validar los ajustes propuestos para cada función de protección del relé RET543, de manera de implementarlos en las subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA pertenecientes al C.N.R.T.
- Realizar una revisión de los ajustes del sistema de protecciones de la subestación móvil al menos cada dos (2) años ya se observa un crecimiento en la demanda, lo cual conlleva a la desactualización de los ajustes realizados.
- Mantener en funcionamiento el regulador de voltaje automático AVR de la subestación móvil, de manera que la regulación del cambiador de tomas sea automática, para que exista la menor posibilidad de error y ocurrencia de un disparo no deseado.
- Se recomienda recopilar todos los Set-Files de los relés RET543 y colocarlos en una base de datos.
- Adiestrar al personal técnico del C.N.R.T para capacitarlos en la programación y ajuste de las funciones de protecciones del relé RET543.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Montesinos, David (2003) Balance de mayor apagón en los Estados Unidos de los últimos 26 años. Diario El País. Madrid, España.
- [2] Arteaga, Napoleón y Maninat Pedro (2000). PROTECCIONES ELÉCTRICAS. Universidad de Carabobo, Facultad de Ingeniería. Valencia, Venezuela.
- [3] Puche, Luis (2008). SUBESTACIONES. Universidad de Carabobo, Facultad de Ingeniería. Valencia, Venezuela.
- [4] Gaceta Oficial N° 225,194 y 145 de fecha 18/11/2003. NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD.
- [5] Palacio, A. (2006), “PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA”. Edición 2006, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [6] ANSI/IEEE Std 242-1986, Normas para recomendaciones prácticas para la protección y coordinación de los sistemas de potencia industriales y comerciales, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- [7] Soto T., Carmen E. (2005), “ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN TRES CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN TURÉN EN 13,8 kV”. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- [8] Lukostchuk M., Alejandro. (2002), “FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA”, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.



- [9] Blackburn, Lewis J. y Domin, Thomas J. (2006), “PROTECTIVE RELAYING Principles and Application”. Tercera Edición, Editorial Taylor & Francis Group, Florida, Estados Unidos.
- [10] Grainger, John J., Stevenson, William D. (2007), “ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA”. Edición 2007, Editorial McGraw-Hill, México.
- [11] Yamoza R., Jessika D. (2007), “ESTUDIO DE LAS PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA C.A ELEGGUA FILIAL DE LA EDC”. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- [12] AES America Energy Service, Sistemas de Protecciones Eléctricas. [En red]. (Febrero 2009), Disponibles en: <http://www.aesmexico.com/sistemas.html>
- [13] 1MRS 755916. Differential Protection. Application and Setting Guide. ABB
- [14] 1MRS755222-MUM. Diff6T Stabilized three-phase differential protection for transformers. Version: C/10.08.2005. ABB
- [15] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (2005), “CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL SEIN”. Perú
- [16] Fecha de Consulta: 15/06/2010. Fabricante de Subestaciones Móviles
<http://www.iem.com.mx/ES/Productos/Paginas/Subestacionesm%C3%B3viles.aspx>
- [17] 1MRS755225. Transformer Terminal. Technical Reference Manual, General RET54_. ABB

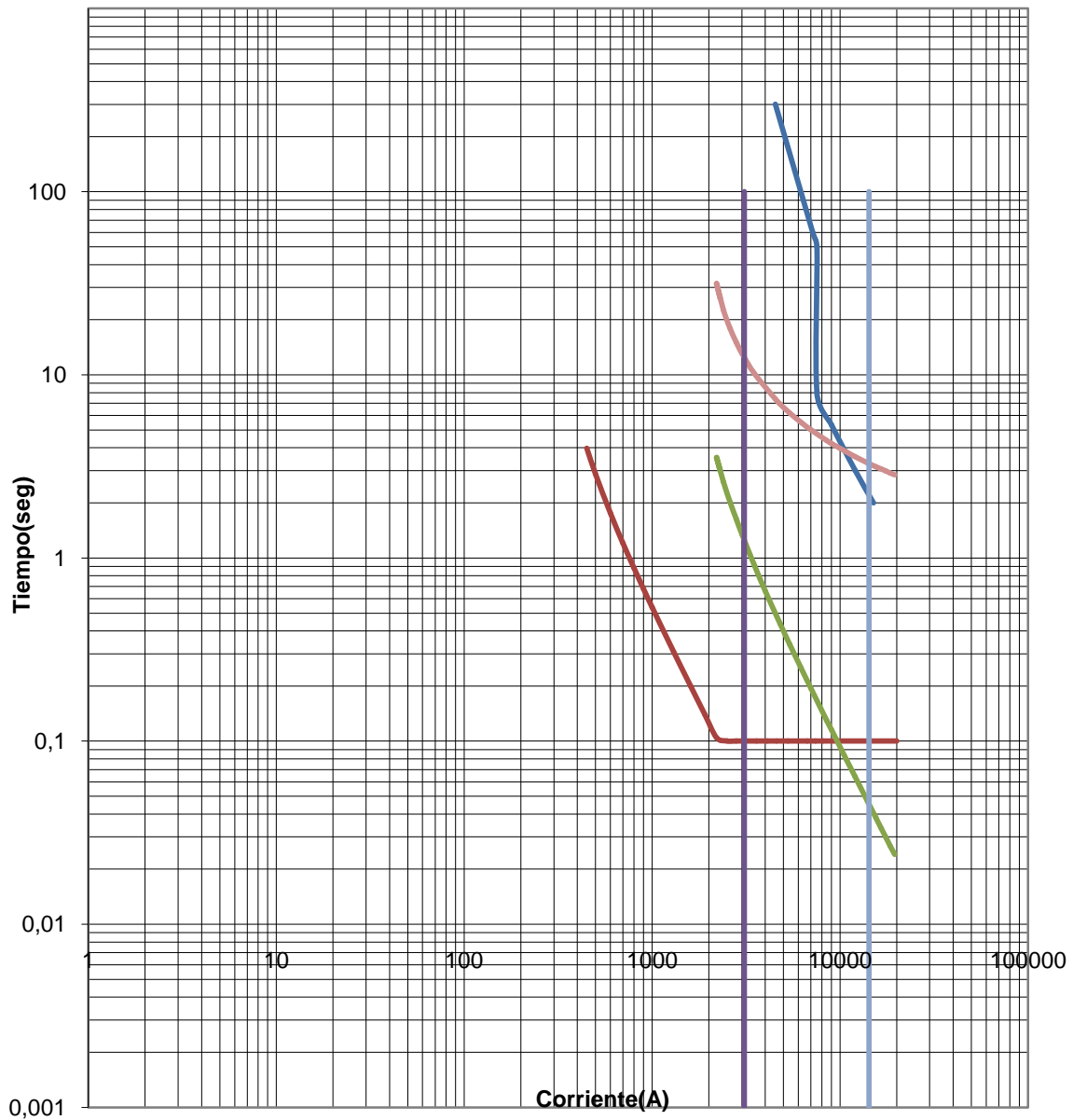


ANEXO A

**Curvas de Coordinación de las configuraciones actuales y configuraciones
propuestas.**

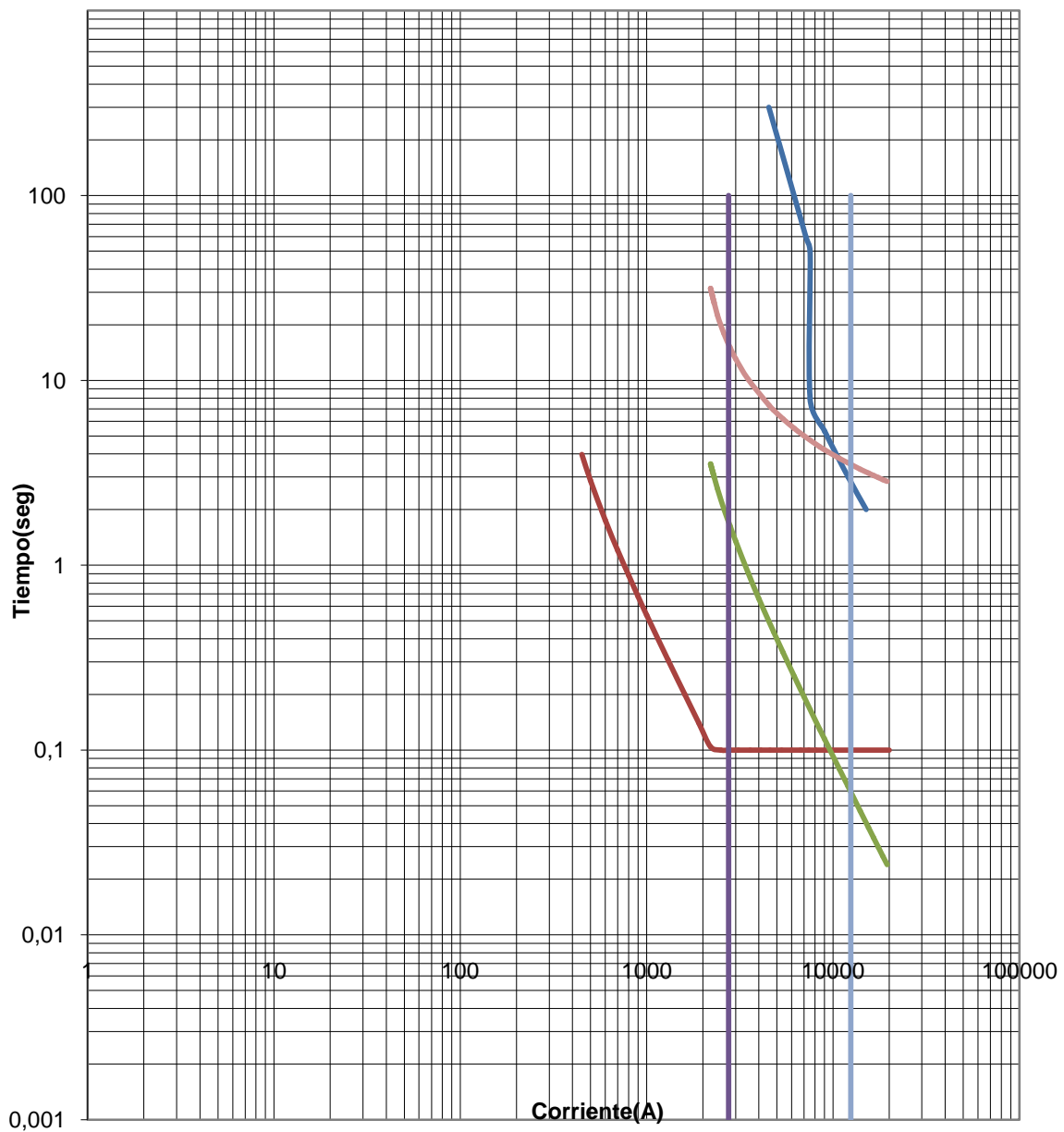


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de los Ajustes Actuales



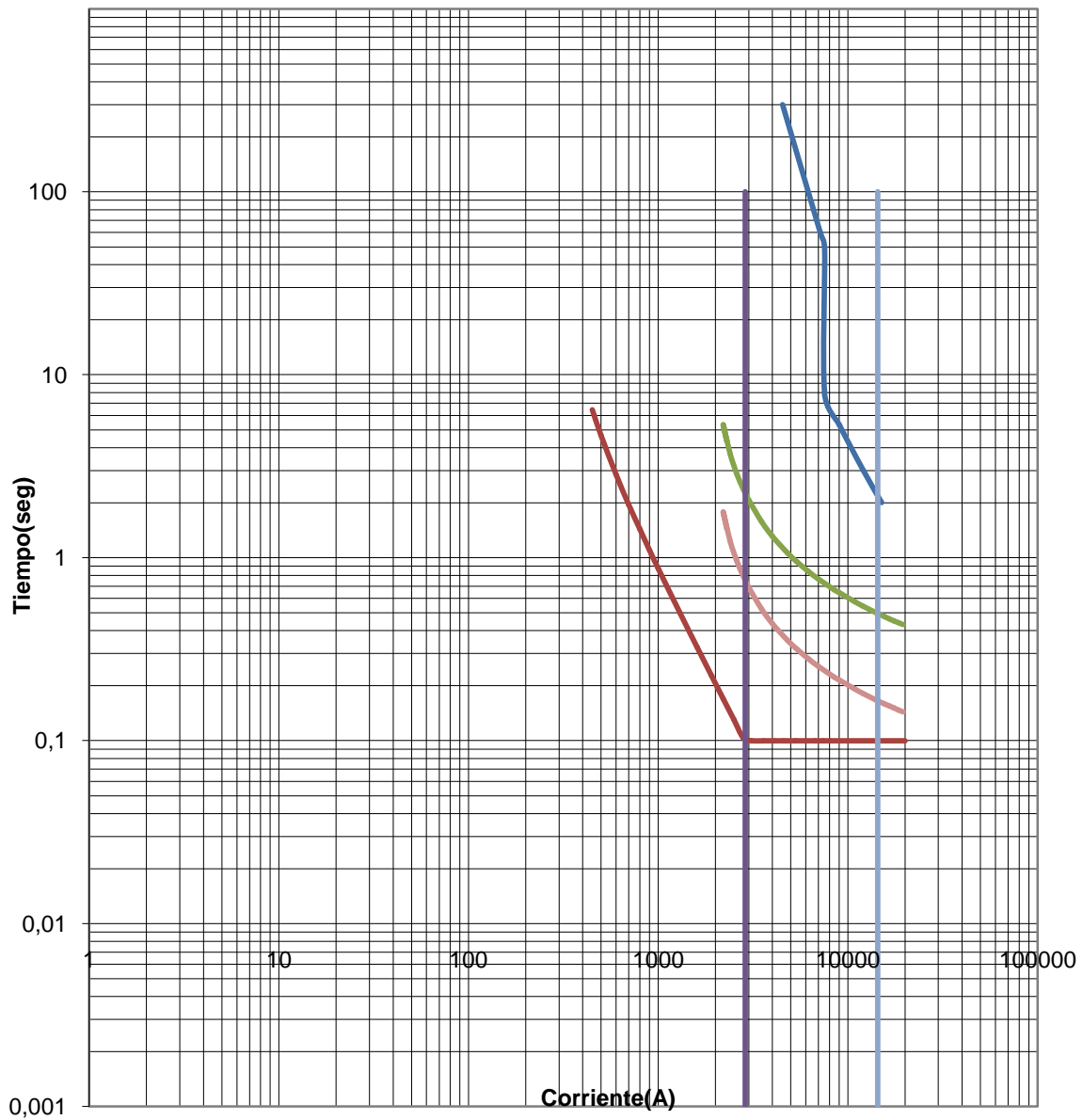


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de los Ajustes Actuales



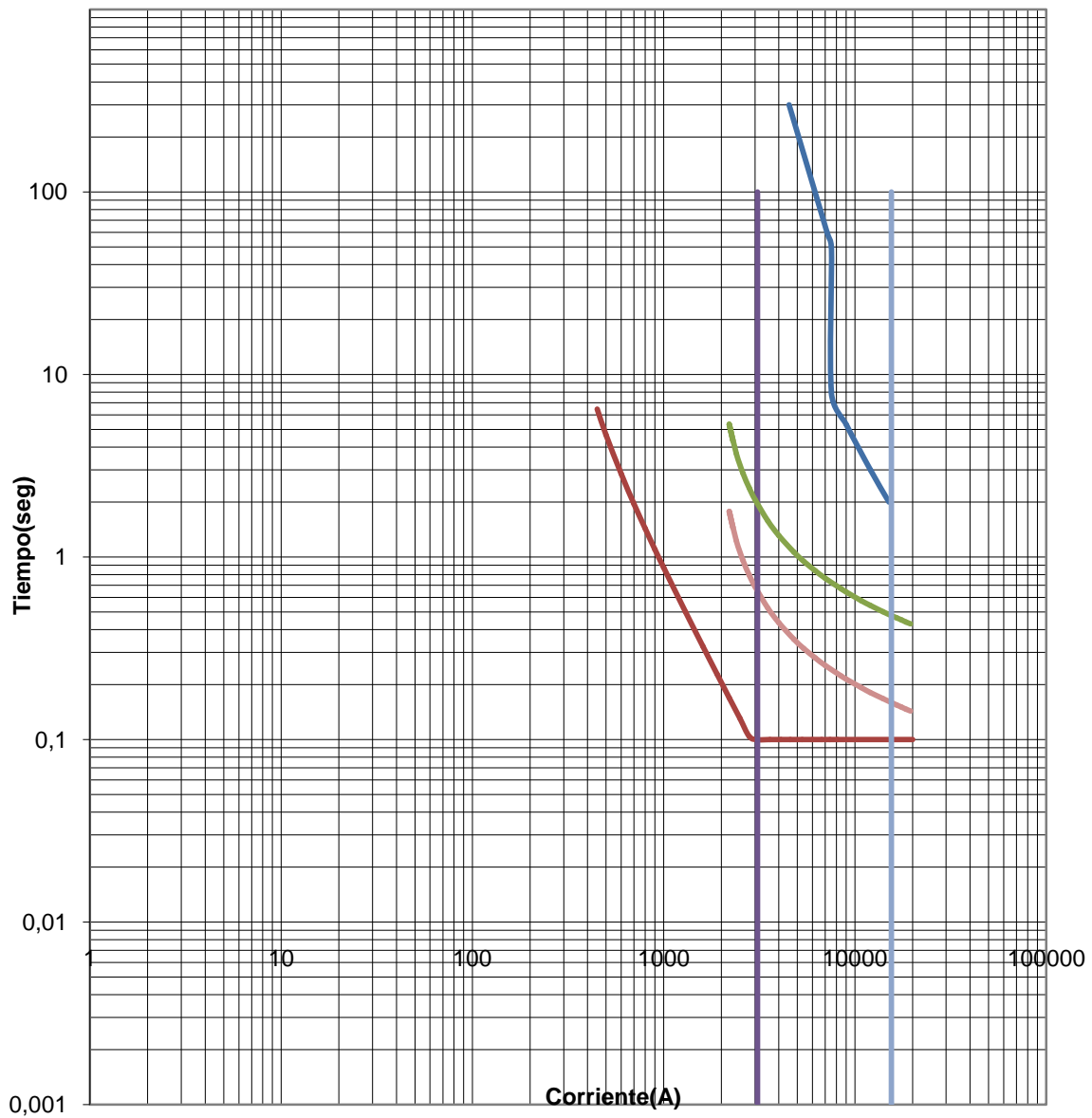


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de la S/E El Macaro



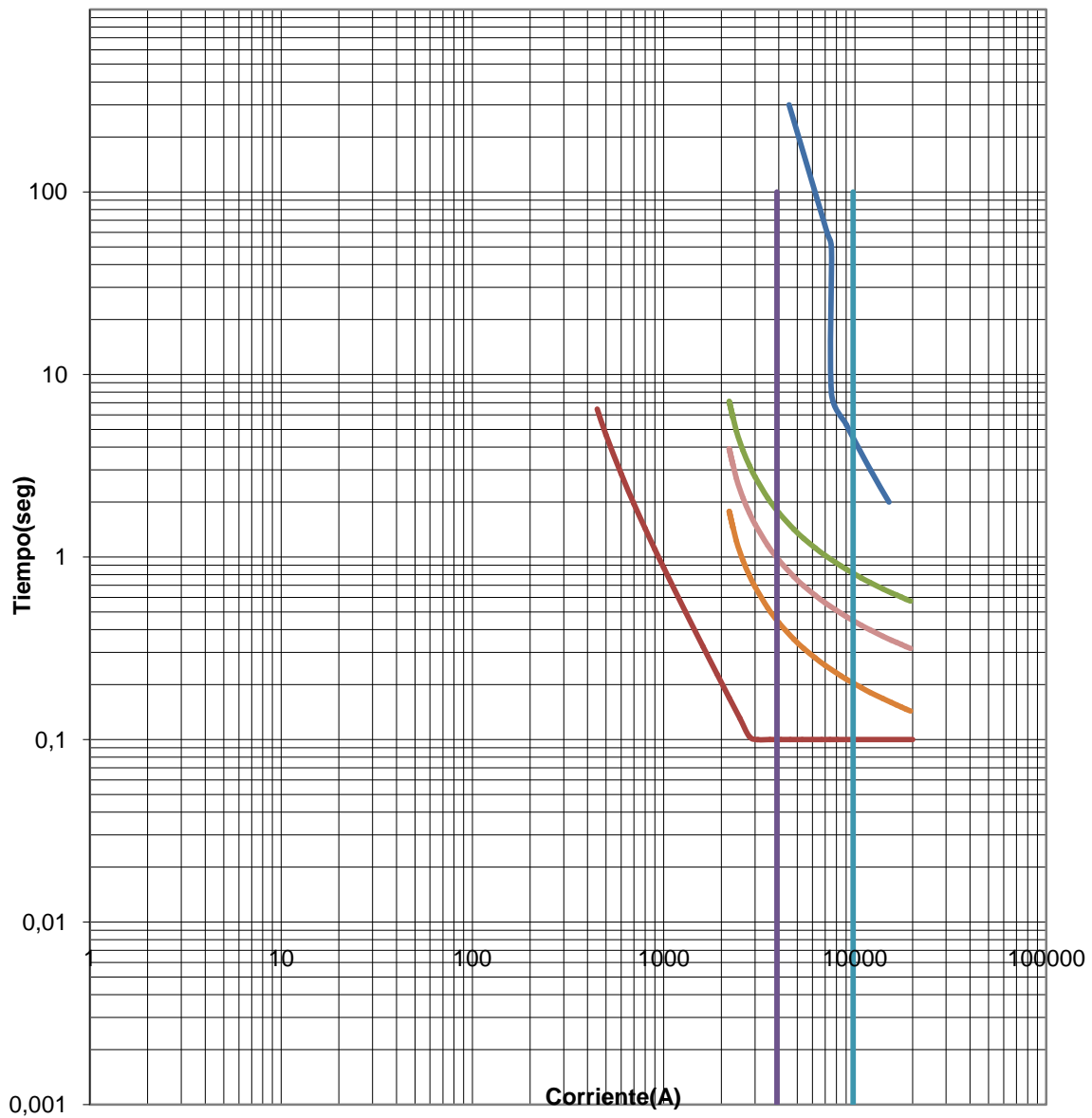


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de la S/E El Macaro



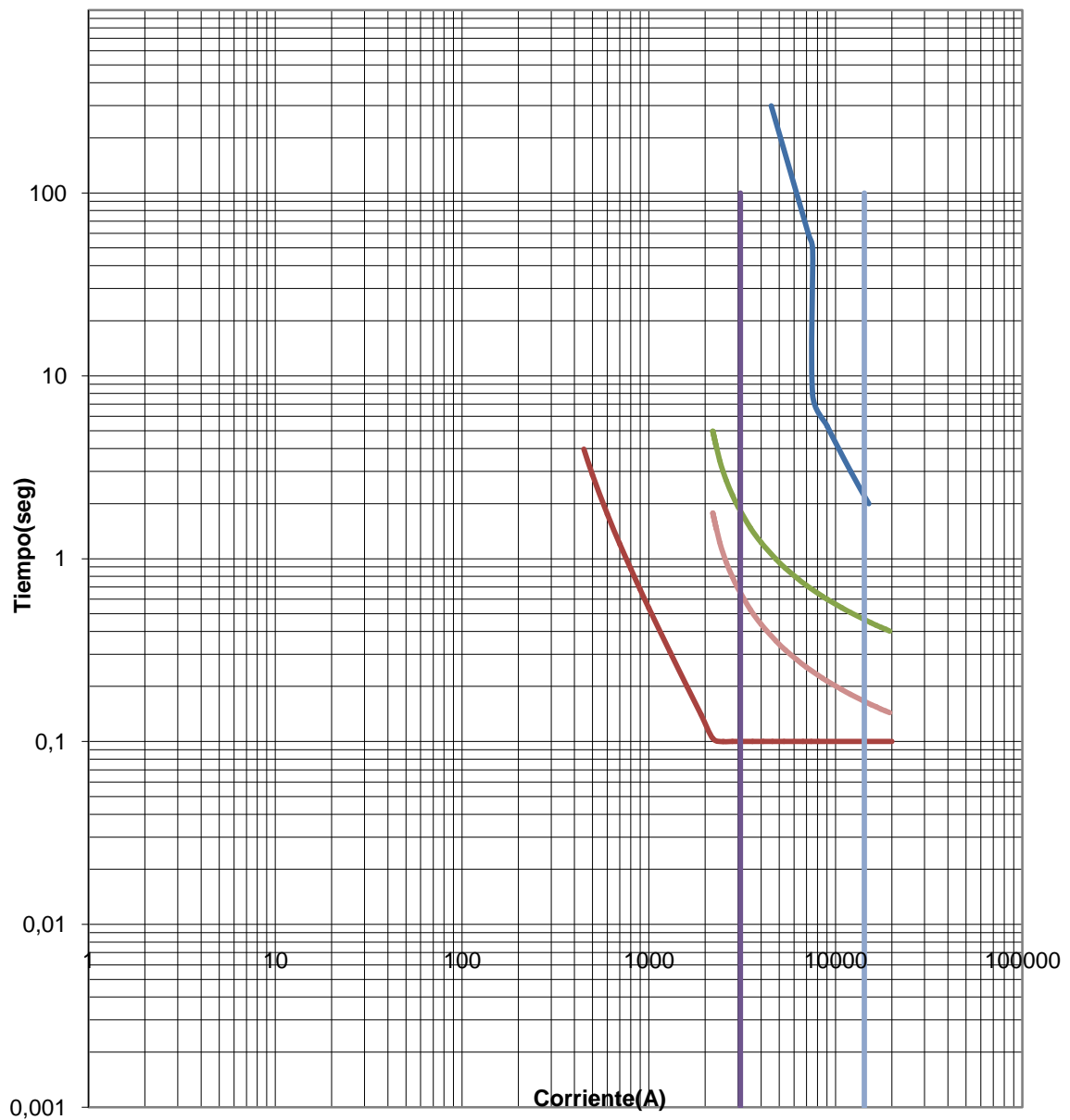


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de la S/E San Fernando II



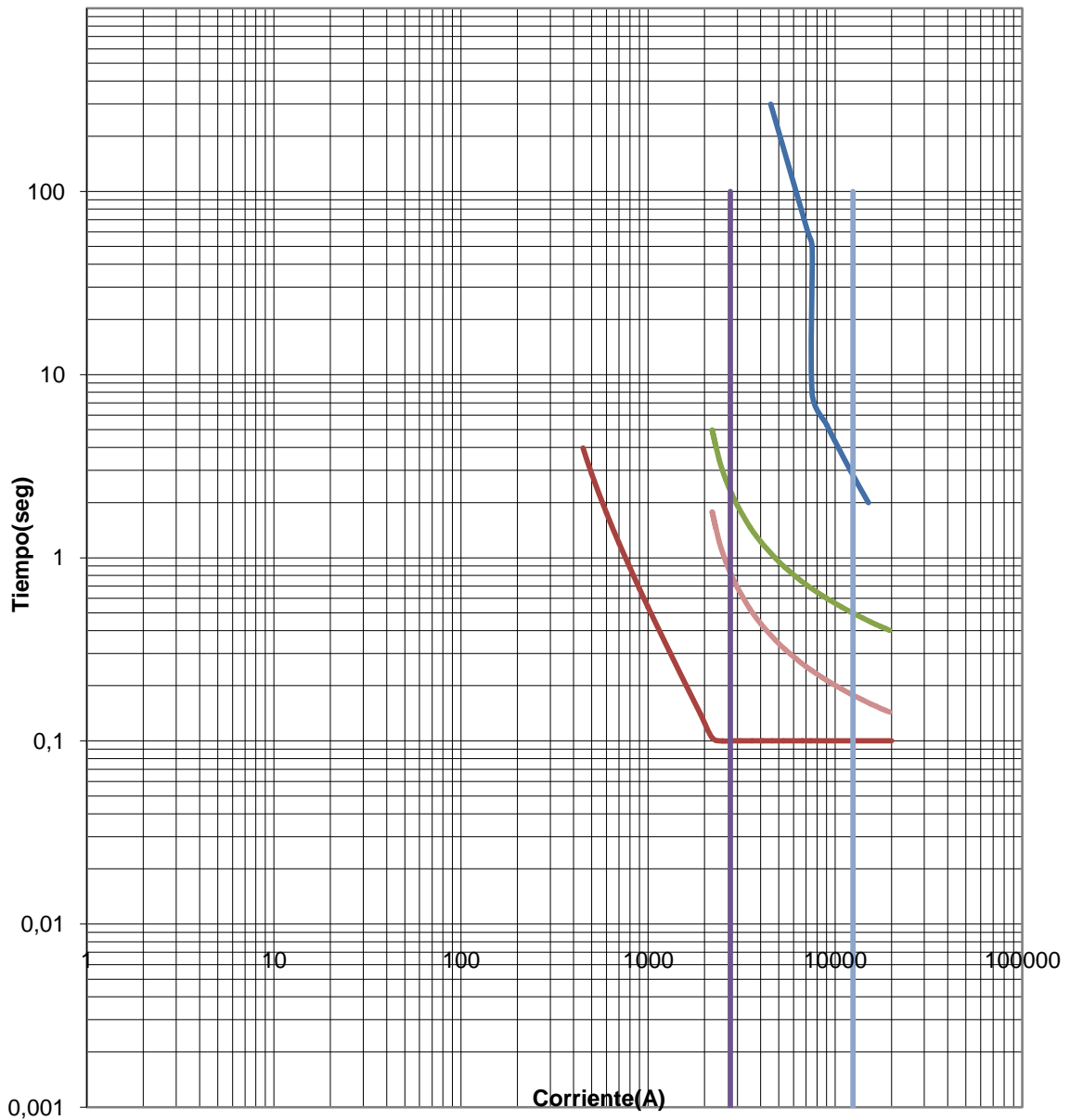


Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de la S/E Puerto Ayacucho





Coordinación de las Protecciones a nivel de 115/13.8 kV de la S/E Puerto Ayacucho





ANEXO B

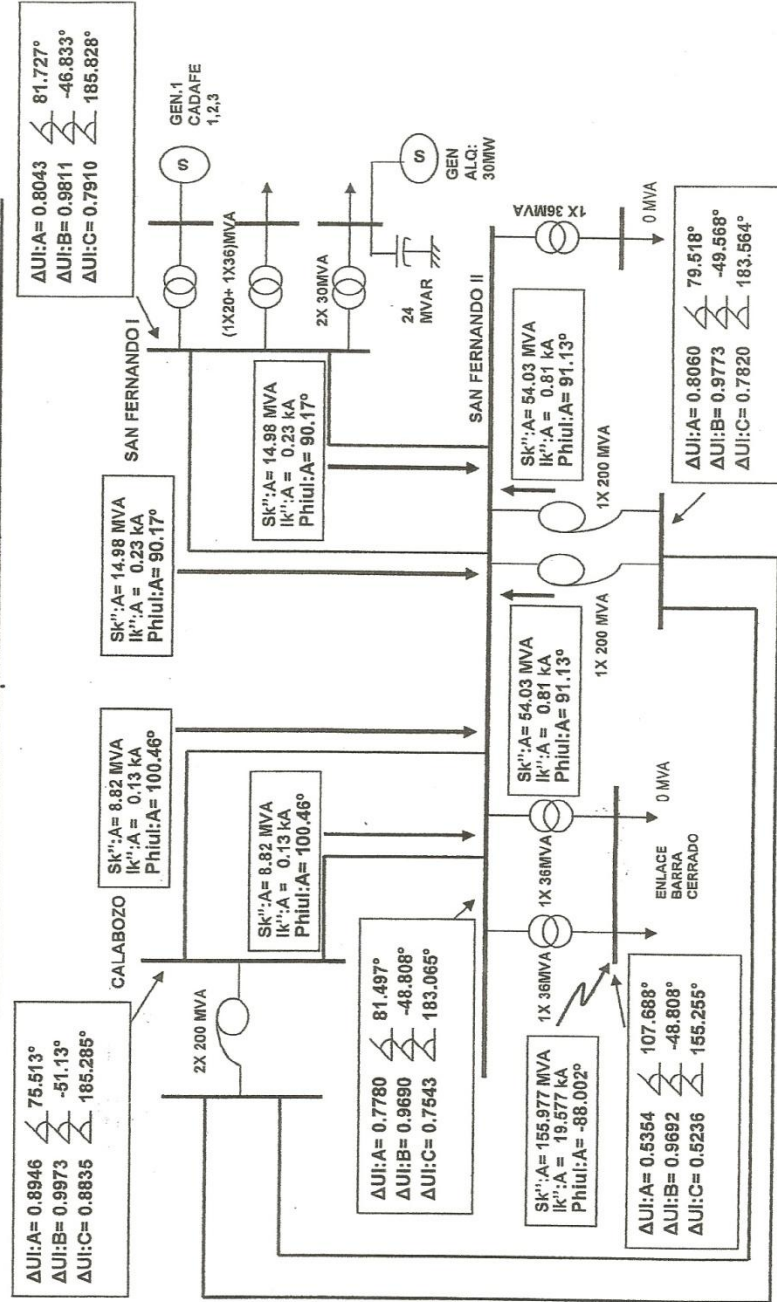
Diagramas Unifilares S/E San Fernando II



GERENCIA DE OPERACIONES
G.T. INGENIERÍA DE OPERACIONES



CORTOCIRCUITO MONOFASICO, EN LA BARRA 13.8 KV

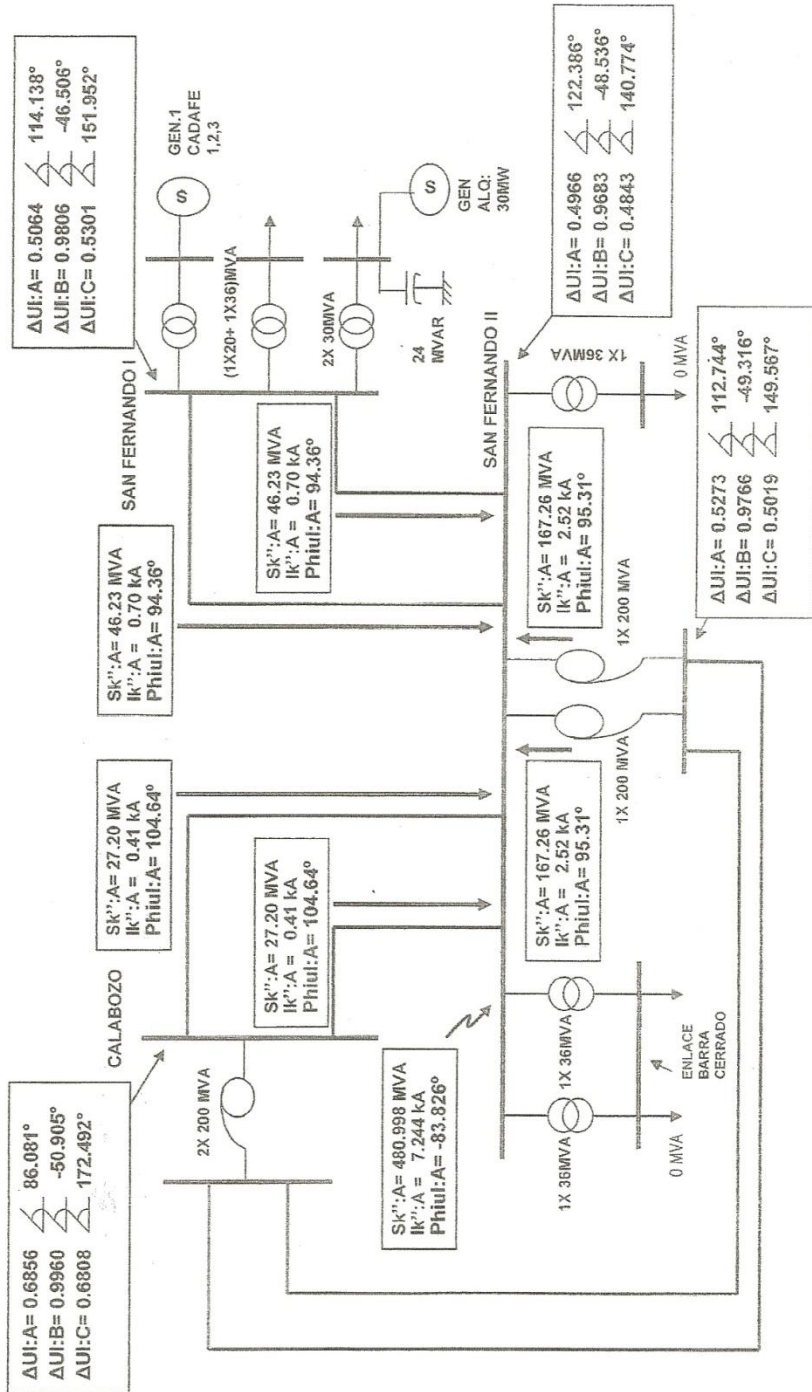




GERENCIA DE OPERACIONES
G.T. INGENIERÍA DE OPERACIONES



CORTOCIRCUITO MONOFASICO, EN LA BARRA 115KV

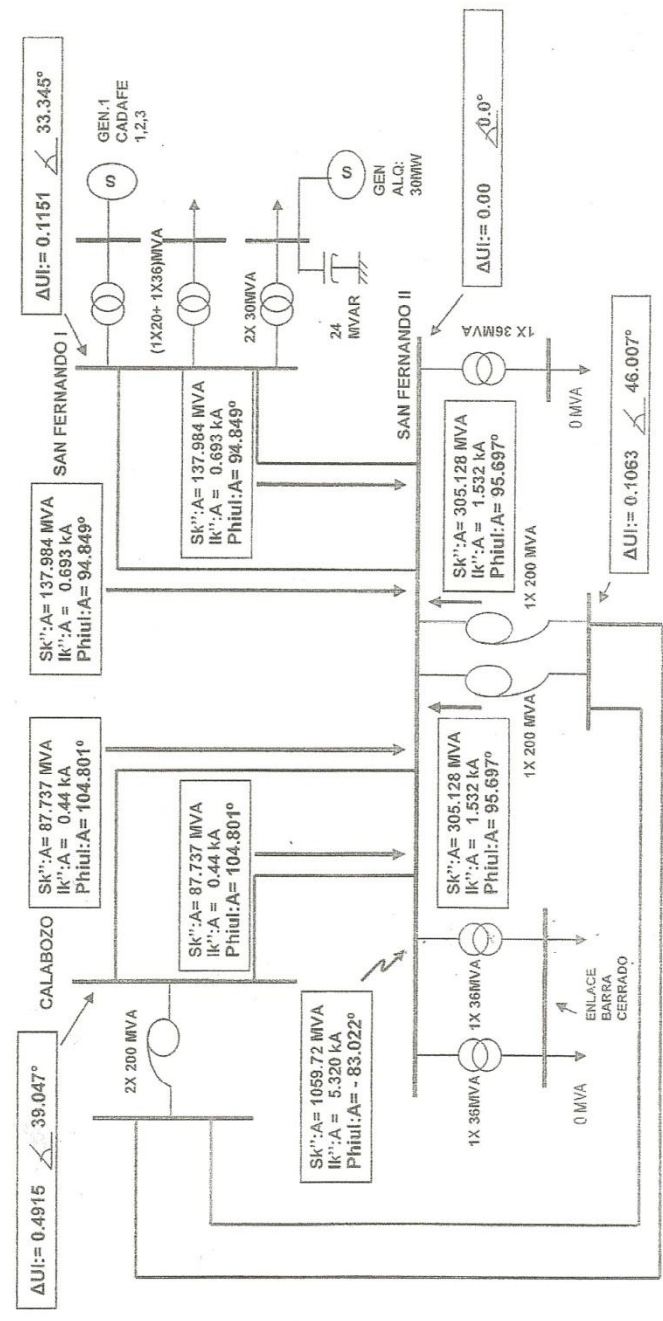




GERENCIA DE OPERACIONES
G.T. INGENIERÍA DE OPERACIONES
CADAFE

CORPOELES
CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO, EN LA BARRA 115KV

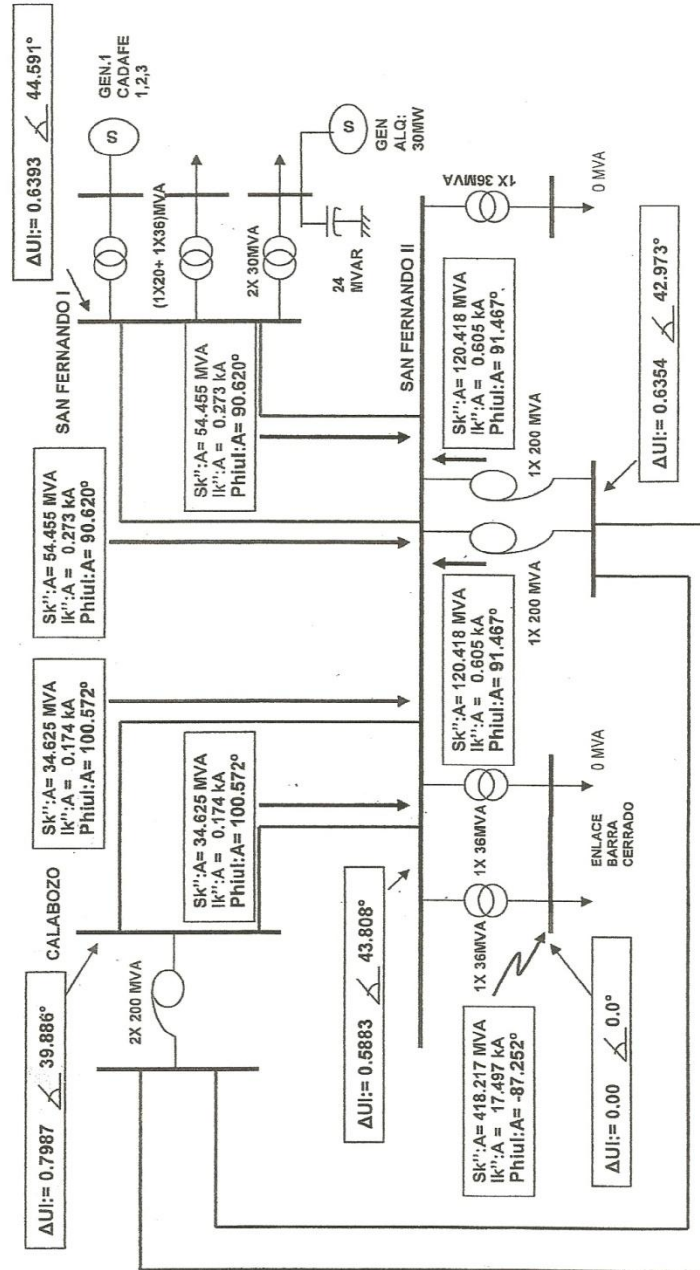




GERENCIA DE OPERACIONES
G.T. INGENIERÍA DE OPERACIONES



CORTOCIRCUITO TRIFASICO, EN LA BARRA 13.8 KV





ANEXO C

**Resultados de las Simulaciones Realizadas a las funciones de protección
DIFF6T, NOC3LOWB, NOC3LOW**



Prueba de la corriente de arranque para los Ajustes Actuales de la función de protección DIFF6T

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,75	87,5	1,76	88
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					61,6

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	1,75	87,5	1,76	88
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					58,5

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	1,75	87,5	1,76	88
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					75,4



DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	1,75	525	1,76	528
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					75,2

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	1,75	525	1,76	528
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					72,3

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	1,75	525	1,76	528
Tiempo de operación del rele(ms)					71,6



DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,75	87,5	1,76	88
S	X1.1:20	1,75	87,5	1,76	88
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					59,5

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,75	87,5	1,76	88
S	X1.1:20	1,75	87,5	1,76	88
T	X1.1:23	1,75	87,5	1,76	88
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					70,7



**Prueba de la corriente de arranque para los ajustes propuestos de la función de protección
DIFF6T**

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,5	75	1,51	75,5
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					66,6

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	1,5	75	1,51	75,5
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					83,2



DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	1,5	75	1,51	75,5
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					69,3

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	1,5	450	1,51	453
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					56,6

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	1,5	450	1,51	453
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					63



DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	0	0	0	0
S	X1.1:20	0	0	0	0
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	1,5	450	1,51	453
Tiempo de operación del relé(ms)					72

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,5	75	1,51	75,5
S	X1.1:20	1,5	75	1,51	75,5
T	X1.1:23	0	0	0	0
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					67,4

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	1,5	75	1,51	75,5
S	X1.1:20	1,5	75	1,51	75,5
T	X1.1:23	1,5	75	1,51	75,5
r	X1.1:2	0	0	0	0
s	X1.1:5	0	0	0	0
t	X1.1:8	0	0	0	0
Tiempo de operación del relé(ms)					76,3

**Prueba de Estabilidad para los Ajustes Actuales de la función de protección DIFF6T**

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	4,45	222,5	4,6	230
S	X1.1:20	4,45	222,5	4,6	230
T	X1.1:23	4,45	222,5	4,6	230
r	X1.1:2	2,5	750	2,5	750
s	X1.1:5	2,5	750	2,5	750
t	X1.1:8	2,5	750	2,5	750
Tiempo de operación del relé(ms)					71,2

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	3,6	180	3,6	180
S	X1.1:20	3,6	180	3,6	180
T	X1.1:23	3,6	180	3,6	180
r	X1.1:2	6,01	1803	6,04	1812
s	X1.1:5	6,01	1803	6,04	1812
t	X1.1:8	6,01	1803	6,04	1812
Tiempo de operación del relé(ms)					84,2

**Prueba de estabilidad para los ajustes propuestos de la función de protección DIFF6T**

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	4,36	218	4,37	218,5
S	X1.1:20	4,36	218	4,37	218,5
T	X1.1:23	4,36	218	4,37	218,5
r	X1.1:2	2,5	750	2,5	750
s	X1.1:5	2,5	750	2,5	750
t	X1.1:8	2,5	750	2,5	750
Tiempo de operación del relé(ms)					81,5

DIFF6T		Corriente Inyectada			
		Teórica		Medida	
Fase	Bornes	RTC	A	RTC	A
R	X1.1:17	3,6	180	3,6	180
S	X1.1:20	3,6	180	3,6	180
T	X1.1:23	3,6	180	3,6	180
r	X1.1:2	5,7	1710	5,72	1716
s	X1.1:5	5,7	1710	5,72	1716
t	X1.1:8	5,7	1710	5,72	1716
Tiempo de operación del relé(ms)					74,1



Prueba para los ajustes actuales de la protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,25
		1,75	2635,73	8,79	1,94	1,98
		2	3012,26	10,04	1,33	1,37

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
s	X1.1:5	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,24
		1,75	2635,73	8,79	1,94	1,97
		2	3012,26	10,04	1,33	1,36

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
t	X1.1:8	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,22
		1,75	2635,73	8,79	1,94	1,95
		2	3012,26	10,04	1,33	1,38



NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,21	
		1,75	2635,73	8,79	1,94	1,96	
	X1.1:5	2	3012,26	10,04	1,33	1,34	

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s, t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,20	3,22	
		X1.1:5	1,75	2635,73	8,79	1,94	1,97
	X1.1:8	2	3012,26	10,04	1,33	1,35	

Prueba para los ajustes propuestos de la S/E El Macaro de la función NOC3LowB

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,60	
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93	
		2	3012,26	10,04	0,68	0,73	



NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
s	X1.1:5	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,58
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,95
		2	3012,26	10,04	0,68	0,72

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
t	X1.1:8	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,60
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93
		2	3012,26	10,04	0,68	0,70

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,58
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,94
	X1.1:5	2	3012,26	10,04	0,68	0,68

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s, t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,61
	X1.1:5	1,75	2635,73	8,79	0,92	0,92
	X1.1:8	2	3012,26	10,04	0,68	0,70

**Prueba para los ajustes propuestos de la S/E San Fernando de la función NOC3LowB**

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,48	
		1,75	2635,73	8,79	2,03	2,04	
		2	3012,26	10,04	1,50	1,53	

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
s	X1.1:5	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,45	
		1,75	2635,73	8,79	2,03	2,04	
		2	3012,26	10,04	1,50	1,55	

NOC3LOWB	UNIDAD TEMPORIZADA RET543						
	Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
			I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
t	X1.1:8	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,44	
		1,75	2635,73	8,79	2,03	2,06	
		2	3012,26	10,04	1,50	1,51	



NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,45
		1,75	2635,73	8,79	2,03	2,06
	X1.1:5	2	3012,26	10,04	1,50	1,52

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s, t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	3,44	3,44
	X1.1:5	1,75	2635,73	8,79	2,03	2,05
	X1.1:8	2	3012,26	10,04	1,50	1,51

Prueba para los ajustes propuestos de la S/E Puerto Ayacucho de la función NOC3LowB

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,61
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93
		2	3012,26	10,04	0,68	0,72

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
s	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,57
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,95
		2	3012,26	10,04	0,68	0,70



NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,60
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,92
		2	3012,26	10,04	0,68	0,72

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,61
		1,75	2635,73	8,79	0,92	0,96
	X1.1:5	2	3012,26	10,04	0,68	0,73

NOC3LOWB		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
r, s, t	X1.1:2	1,5	2259,20	7,53	1,56	1,58
	X1.1:5	1,75	2635,73	8,79	0,92	0,93
	X1.1:8	2	3012,26	10,04	0,68	0,70

Prueba para los ajustes actuales de la función de sobrecorriente NOC3Low

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	12,99	13,02
		2,5	451,84	9,04	9,15	9,17
		3	542,21	10,84	7,36	7,41



NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
S	X1.1:20	2	361,47	7,23	12,99	13,00
		2,5	451,84	9,04	9,15	9,16
		3	542,21	10,84	7,36	7,38

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
T	X1.1:23	2	361,47	7,23	12,99	13,01
		2,5	451,84	9,04	9,15	9,16
		3	542,21	10,84	7,36	7,39

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S	X1.1:17	2	361,47	7,23	12,99	13,00
		2,5	451,84	9,04	9,15	9,17
	X1.1:20	3	542,21	10,84	7,36	7,38

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S, T	X1.1:17	2	361,47	7,23	12,99	13,02
	X1.1:20	2,5	451,84	9,04	9,15	9,16
	X1.1:23	3	542,21	10,84	7,36	7,39

**Prueba para los ajustes propuestos de la S/E El Macaro de la función NOC3Low**

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,09
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,45
		3	542,21	10,84	1,14	1,17

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
S	X1.1:20	2	361,47	7,23	2,05	2,07
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,47
		3	542,21	10,84	1,14	1,15

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
T	X1.1:23	2	361,47	7,23	2,05	2,08
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,45
		3	542,21	10,84	1,14	1,19

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R,S	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,06
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,44
	X1.1:20	3	542,21	10,84	1,14	1,15



NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S, T	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,07
	X1.1:20	2,5	451,84	9,04	1,42	1,43
	X1.1:23	3	542,21	10,84	1,14	1,17

Prueba para los ajustes propuestos de la S/E San Fernando de la función NOC3Low

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,73	2,77
		2,5	451,84	9,04	1,89	1,93
		3	542,21	10,84	1,51	1,54

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
S	X1.1:20	2	361,47	7,23	2,73	2,78
		2,5	451,84	9,04	1,89	1,90
		3	542,21	10,84	1,51	1,54

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
T	X1.1:23	2	361,47	7,23	2,73	2,75
		2,5	451,84	9,04	1,89	1,92
		3	542,21	10,84	1,51	1,55



NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,06
		2,5	451,84	9,04	1,42	1,43
	X1.1:20	3	542,21	10,84	1,14	1,15

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S, T	X1.1:17	2	361,47	7,23	2,05	2,06
	X1.1:20	2,5	451,84	9,04	1,42	1,45
	X1.1:23	3	542,21	10,84	1,14	1,16

Prueba para los ajustes propuestos de la S/E Puerto Ayacucho de la función NOC3Low

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R	X1.1:17	2	361,47	7,23	1,91	1,95
		2,5	451,84	9,04	1,33	1,36
		3	542,21	10,84	1,06	1,1

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
S	X1.1:20	2	361,47	7,23	1,91	1,96
		2,5	451,84	9,04	1,33	1,35
		3	542,21	10,84	1,06	1,09



NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
T	X1.1:23	2	361,47	7,23	1,91	1,94
		2,5	451,84	9,04	1,33	1,33
		3	542,21	10,84	1,06	1,07

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S	X1.1:17	2	361,47	7,23	1,91	1,92
		2,5	451,84	9,04	1,33	1,35
	X1.1:20	3	542,21	10,84	1,06	1,06

NOC3LOW		UNIDAD TEMPORIZADA RET543				
Fase	Bornes	Corriente			Tiempo(s)	
		I/IB	Inyectada (A)	RTC	Teórico	Medido
R, S, T	X1.1:17	2	361,47	7,23	1,91	1,91
	X1.1:20	2,5	451,84	9,04	1,33	1,36
	X1.1:23	3	542,21	10,84	1,06	1,08



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA
SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA, MEDIANTE LA
UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

CASTILLO, RAÚL

SPINELLO, JUAN

NOVIEMBRE, 2011



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA
SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA, MEDIANTE LA
UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB.**

CASTILLO, RAÚL

SPINELLO, JUAN

NOVIEMBRE, 2011

ÍNDICE

CAPÍTULO I	Pág.
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 Justificación	4
1.4 Alcance	6
1.5 Delimitaciones	6
CAPÍTULO II	
2.1 Antecedentes de la Investigación	8
2.2 Bases Teóricas	10
2.2.1 Sistema de potencia	10
2.2.1.1 La subestación como parte de un sistema de potencia	11
2.2.1.2 Tipos básicos de subestaciones	12
2.2.2 Composición eléctrica de una subestación	13
2.2.3 Subestación Móvil	13
2.2.4 Descripción de la subestación Móvil ABB	14
2.2.4.1 Sector de entrada de la línea de Alta Tensión (A.T)	16
2.2.4.1.1 Pararrayos (F2R, F2S, F2T)	16
2.2.4.1.2 Modulo hibrido aislado en SF6 – 115KV (Q10+Q10t+Q0.1)	16
2.2.4.2 Transformador de potencia	17
2.2.4.3 Sistemas	19
2.2.4.4 Sector de baja tensión B.T	20
2.2.4.4.1 Transformador de potencial (T1R, T1S, T1T)	20

2.2.4.4.2 Fusibles de B.T (F3R, F3S, F3T)	21
2.2.4.4.3 Seccionador 13,8 KV (Q20)	21
2.2.4.4.4 Pararrayos salida de B.T	22
2.2.5 Sistema de Protección	22
2.2.5.1 Características de los sistemas de protección	24
2.2.6 Protección Primaria	25
2.2.7 Protección de Respaldo	26
2.2.8 Proteccion Secundaria	27
2.2.9 Anormalidades de un Sistema de Potencia	27
2.2.9.1 Falla	28
2.2.9.2 Detección e Interrupción de Fallas	28
2.2.10 Cortocircuitos	30
2.2.10.1 Consecuencias del cortocircuito	31
2.2.11 Relés	31
2.2.11.1 Clasificación de los Relés	32
2.2.11.2 Tipos de Relés	33
2.2.12 Relés Digitales	35
2.2.13 Relé RET 543	37
2.2.13.1 Principio de operación de relé RET543	38
2.2.13.2 Funciones de protección de los relés	39
2.2.13.2.1 Protección diferencial trifásica de transformador (ANSI 87T)	39
2.2.13.2.2 Protección de Sobrecorriente	40
2.2.13.2.2.1 Protección de sobrecorriente de tiempo definido (ANSI 51-TD)	41
2.2.13.2.2.2 Protección instantánea de sobrecorriente de valor pico (ANSI 50)	41
2.2.13.2.2.3 Protección de sobrecorriente de retardo (ANSI 51)	41
2.2.13.2.2.4 Función de sobrecorriente de falla a tierra	42
2.2.13.2.3 Protección de Sobretensiones	42
2.2.13.2.3.2 Sobrevoltaje de valor máximo (ANSI 59,27)	43

2.2.13.2.4 Protección de sobre temperatura (ANSI 49)	43
2.2.13.2.5 Protección de frecuencia	43
2.2.13.2.6 Protección de sobre flujo (ANSI 24)	44
2.2.14 Coordinación	44
2.2.14.1 Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección	44
2.2.14.2 Coordinación de sobrecorriente	45
2.2.14.3 Ajuste de las protecciones de corriente	46
2.2.15 Construcción de la curva de tiempo-corriente	46
2.2.16 Flujo de Potencia	49
2.2.16.1 Corriente de flujo de carga	50
2.2.16.2 Máximas y Mínimas Corrientes de Fallas	50
2.2.17 Curva de Daño en Transformadores de Potencia	51
2.2.18 Transformadores de Medida	53
2.2.18.1 Transformadores de Corriente	53
2.2. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	57

CAPÍTULO III

3.1 Diseño y tipo de investigación	60
3.2 Población y muestra	61
3.3 Técnicas de recolección de datos y análisis de la información	62
3.4 Técnicas de procesamiento, análisis de datos y presentación	63
3.5 Fases metodológicas	64

CAPÍTULO IV

4.1 Composición Del Sistema De Protecciones De La Subestación Móvil ABB 115/13.8Kv	66
4.1.1 Funciones de Protección del Relé RET 543	66
4.1.1.1 Protección 87T Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	67

4.1.1.2 Elementos de Protección de Sobrecorriente	74
4.1.1.2.1 Protecciones 51 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Temporizadas .	74
4.1.1.2.2 Protecciones 50 de Sobrecorriente Trifásicas no Direccionales Instantáneas ...	77
4.1.1.3 Protección de la Corriente de Inrush Para el Transformador (Inrush3)	77
4.1.1.4 Protección 59-BT de Sobrevoltaje (OV3Low)	78
4.1.2 Dispositivo de Protección de la Subestación Móvil Externos al RET543	78
4.1.2.1 Protección 26 de Sobrepresión de Aceite o Termómetro de aceite (ITO)	78
4.1.2.2 Protección 63T de Sobrepresión o Relé Buchholz (RB)	84
4.1.2.3 Protección 49 de Imagen Térmica (IT)	84
4.1.2.4 Relé regulador de tensión (AVR)	85
4.2 Características del Relé RET 543	89
4.2.1 Diseño	90
4.2.1.1 Funciones de Protección	90
4.2.1.2 Funciones de medida	91
4.2.1.3 Funciones de Control	91
4.2.1.4 Funciones Generales	91
4.2.1.5 Funciones de Comunicación	92
4.2.1.6 Funciones Estándar	92
4.2.1.7 Otras Funciones del Relé RET543	92
4.2.1.7.1 Indicación de Tensión Auxiliar Baja	92
4.2.1.7.2 Indicación de Exceso de Temperatura	93
4.2.1.8 Conexiones del Relé RET543	93
4.2.1.8.1 Canales Analógicos	99
4.2.1.8.2 Entradas Digitales	99
4.2.1.8.3 Entradas Analógicas/RTD	100
4.2.1.8.4 Salidas Digitales	100
4.2.1.8.5 Salidas Analógicas	101
4.2.2 Frontal de Visualización (MIMIC o MIMICO)	101

4.2.2.1 Indicadores LED de Alarma	102
4.2.3 Comunicación Serial	103
4.2.3.1 El Conector Óptico Estándar de ABB	103
4.2.3.2 Comunicación SPA/CEI_103/DNP 3.0/ Modbus (Conector Posterior X3.2)	103
4.2.3.3 Comunicación LON/SPA (Conector Posterior X3.3)	104
4.2.4 Parámetros de Comunicación	104
4.2.4.1 Protocolo de Comunicación SPA	104
4.2.4.2 Protocolo de Comunicación LON	105
4.2.4.3 Protocolo de Comunicación IEC_103	105
4.2.5 Configuración del Relé RET543	105
4.2.6. Parametrización del Relé RET543	106
4.2.6.1 Parametrización Local	106
4.2.6.1.2 Ventana Principal	106
4.2.6.1.3 Teclas	108
4.2.6.1.4 Niveles de Funcionamiento de la HMI	111
4.2.6.1.5 Contraseñas	113
4.2.6.1.6 Sistema de Menús	114
4.2.6.1.7 Configuración de Parámetros	115
4.2.6.2 Parametrización Externa	116
4.2.6.2.1 Características del Software CAP 505	117
4.2.6.2.2 Guía de Inicio Rápido del CAP505	118
4.2.6.2.3 Ejemplo de Inicio Rápido	119
4.3 Cálculos de los Valores del Sistema de Protecciones de la Subestación Móvil	129
ABB115/13.8 kV de Capacidad 30/36 MVA	
4.3.1 Configuración 1: Subestación Radial (Grupo1)	129
4.3.1.1 Definición del Sistema	130
4.3.1.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo1	130
4.3.1.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)	131

4.3.1.4 Protección 51-BT sobrecorriente no direccional NOC3LowB	134
4.3.1.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	137
4.3.1.6 Protección de sobrecorriente no direccional trifásica NOC3High (50-AT)	138
4.3.1.7 Protección 51N de falla a tierra no direccional NEF1Low	139
4.3.1.8 Protección 50N de falla a tierra no direccional (NEF1High)	139
4.3.2 Configuración 2: Subestación Radial con Funcionamiento en Paralelo con Otros Transformadores.	140
4.3.2.1 Definición del Sistema	140
4.3.2.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo2	142
4.3.2.3 Protección diferencial estabilizada e instantánea del transformador (Diff6T)	143
4.3.2.4 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	144
4.3.2.5 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	146
4.3.3 Configuración 3: Conectada en una Subestación con un Generador Acoplado a la Barra Principal de 13.8Kv	148
4.3.3.1 Definición del Sistema	148
4.3.3.2 Criterios de Coordinación de los Equipos de Protección para el Grupo3	149
4.3.3.3 Protección diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	150
4.3.3.4 Protección 51-BT de Sobrecorriente Trifásica no Direccional (NOC3LowB)	151
4.3.3.5 Protección 51-AT sobrecorriente no direccional NOC3Low	153
4.4 Programación de las Configuraciones de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de Capacidad 30/36 MVA con la Utilización del Software Cap505	155
4.4.1 Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	155
4.4.2 Demás Funciones de Protección del Relé	160
4.5 Pruebas Realizadas Mediante Simulaciones al Sistema de Protecciones del Relé RET543 de la Subestación Móvil ABB	161
4.5.1 Protocolo de Pruebas del Relé RET 543	161
4.5.1.2 Pruebas para la Protección Diferencial Estabilizada e Instantánea del Transformador (Diff6T)	164

4.5.1.3 Protección 51-BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	166
4.5.1.4 Protección 51-AT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3Low)	167
4.5.2 Análisis de resultados de las pruebas realizadas	167
4.5.2.1 Pruebas para la Protección Diferencia Estabilizada e Instantánea del Transformador (DIFF6T)	167
4.5.2.2 Protección 51.BT de sobrecorriente trifásica no direccional (NOC3LowB)	171
4.5.2.3 Protección 51-AT de sobrecorriente Trifásica no direccional (NOC3Low)	173

CAPÍTULO V

5.1 Conclusiones	175
5.2 Recomendaciones	178
Referencias Bibliográficas	179
ANEXOS	181

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia han venido creciendo en los últimos años de manera acelerada debido a que cada día existe mayor demanda en el sector eléctrico, por lo que es necesario tener un sistema más robusto, mayor disponibilidad de equipos, capacidad y un mejor funcionamiento del sistema de protecciones y mayor respuesta ante una falla que se presente. Para esto se requiere de un sistema de protección que proporcione calidad y continuidad del servicio eléctrico, al igual que brinde seguridad y confiabilidad no solo a los equipos del sistema, sino también al personal que opera.

Cualquiera de los elementos que forman parte del sistema de potencia pueden fallar afectando al sistema, y por tanto, a los consumidores durante todo el tiempo que dicho elemento permanezca fuera de servicio, es por tal motivo que surge la necesidad de disponer de un sistema de protecciones bien diseñado e implementado en estas subestaciones móviles.

Las protecciones eléctricas son todos aquellos equipos destinados a proteger los diferentes elementos del sistema de potencia que conforman las llamadas zonas de protección: generadores, transformadores, líneas, barras y motores, con la finalidad de detectar condiciones anormales y ordenar el aislamiento del sector del sistema eléctrico afectado, evitando que condiciones puntuales se extiendan a otras zonas o dañen equipos. Estas protecciones deben contar con las siguientes propiedades básicas: selectividad, confiabilidad, sensibilidad, velocidad y seguridad.

Para fines de este proyecto el caso en estudio corresponde al Centro Nacional de Recuperación de Transformadores (C.N.R.T) (Filial de Corpoelec) el cual se encarga del mantenimiento de transformadores, reparación e instalación de subestaciones móviles en casos de emergencia donde sean requeridas, y es por esto que el C.R.N.T posee varias subestaciones móviles ABB de 115/13,8 kv de 30/36 MVA para estos caso al igual que otras la cuales no serán objeto de estudio en este proyecto.

Hoy en día la demanda a nivel nacional de electricidad ha aumentado considerablemente, debido al crecimiento industrial, comercial y residencial que se ha venido presentado en los últimos años, y como consecuencia al haber mayor cantidad de equipos, subestaciones y demanda, también hay mas fallas y requerimientos de unidades de transformación para emergencias son requeridos para solventar de manera rápida ante un problema mientras se repara o resuelve la situación.

Es por tal motivo que el C.N.R.T debe poseer subestaciones móviles a fin de poder responder en caso de fallas, para aumentar temporalmente la capacidad suministrada en alguna zona, para integrar servicios de comunicaciones junto con servicios eléctricos para instalaciones permanentes y semipermanentes en el sistema en cualquier parte del país donde sea requerida y que cada subestación móvil tenga un esquema de protecciones seguro, rápido y confiable para realizar la coordinación correcta para su uso ante cualquier situación o lugar y por eso es que se requiere una revisión de dichos sistemas y protecciones de dichas subestaciones para finalmente realizar la coordinación y optimizar el sistema de la misma en niveles de tensión de 115kV y 13.8kV, cumpliendo así con el objetivo general de este proyecto.

Para el desarrollo de los objetivos específicos de este proyecto, en primer lugar se debe identificar la composición del sistema de protecciones de la subestación móvil ABB 115/13.8KV de capacidad de 30/36MVA, las características del relé RET543 que compone el sistema de protecciones y sus funciones, los sistemas de transmisión y distribución donde trabajara dicha subestación y los niveles de tensión a los cuales será utilizada para así tener conocimiento del sistema de protecciones de las subestaciones en estudio. Los ajustes actuales del relé serán cargados en una base de datos para de esta forma tener rápido y fácil acceso a dichos ajustes. Luego se realizará el análisis de coordinación del sistema de protecciones de la subestación y crearán los grupos para los cuales trabajará la subestacion con los ajustes actuales y calculando niveles de cortocircuito en los puntos de interés para finalmente diseñar el esquema de protecciones por sobrecorriente y así desarrollar el análisis de coordinación, para hacer las propuestas y recomendaciones de mejora al sistema de protecciones de la misma, estos ajustes

propuestos al igual que los ajustes actuales serán colocados en el proyecto y comparados a través de tablas y cuadros resumen.

Este proyecto está dividido en 5 capítulos:

En el primer capítulo se definen el planteamiento del problema, los objetivos a cumplir durante el desarrollo de este proyecto, la justificación donde se indica la importancia de la investigación y las delimitaciones donde se especifica el límite y alcance del estudio.

En el segundo capítulo se muestran los antecedentes en los que se respalda la investigación, de igual forma se muestran las bases teóricas del estudio que se utilizarán como referencias fundamentales y que sustentan la propuesta.

El tercer capítulo describe el marco metodológico, donde se definen cada una de las fases que indican la secuencia y la línea de trabajo requerida para cumplir con los objetivos.

El cuarto capítulo muestra los resultados de cada una de las fases o etapas previstas en el marco metodológico, así como los cálculos realizados y el manejo del programa asociado al relé y también el uso y manejo del mismo. Los resultados obtenidos indican los niveles de cortocircuito y los ajustes realizados, así como los análisis de los gráficos de coordinación para la situación propuesta.

En el quinto y último capítulo se presentan las conclusiones a las que se llega luego de finalizado el análisis, las propuestas y recomendaciones finales para la solución del problema.



RESUMEN



OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL ABB 115/13.8kV DE CAPACIDAD 30/36 MVA, MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL RELE RET 543 MARCA ABB.

Juan Spinello

Tutor: Alejandro Sierra

Raúl Castillo

El sistema de distribución el C.N.R.T tiene actualmente seis (06) subestaciones móviles para suplir fallas o contingencias de marca ABB (Asea Brown Boveri, S.A) de niveles de transformación 115/13.8 kV y 115/34.5 kV, con una capacidad de 30/36 MVA. Actualmente estas presentan diversas dificultades en el sistema de protección al momento de su instalación, lo cual hace que se retrase hasta 24 horas la puesta en funcionamiento, lo que representa un tiempo considerablemente largo, afectando a los suscriptores del servicio eléctrico. Estos inconvenientes surgen principalmente al hacer la programación de sus protecciones las cuales dependen del relé modelo RET543. El objetivo de este trabajo especial de grado consiste en optimizar el sistema de protecciones eléctricas de la Subestación Móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA, mediante la utilización del relé RET543. Se Evaluaran las características del relé RET543 y se establecerán los valores que definen la actuación del sistema de protecciones de las subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad de 30/36 MVA utilizando dicho relé, considerando los esquemas de una subestación radial, una subestación radial con transformadores en paralelo y una subestación con un generador acoplado a la barra de 13,8 kV. De esta manera se podrán programar las configuraciones más destacadas de la subestación con la utilización del software CAP505 del relé RET543 y ser implementada en las mismas, pudiendo así, suministrar valores de configuración para una óptima actuación del sistema de protecciones de la subestación móvil, a través de los cálculos respectivos y de las distintas configuraciones y/o grupos de ajustes. De esta forma se puede verificar si el sistema, cuenta con una coordinación adecuada para las protecciones principales y de respaldo, capaz de actuar y despejar las fallas de manera rápida y eficaz, sin que se produzcan daños irreparables en los equipos de la subestación móvil y del sistema de potencia. Finalmente con los ajustes propuestos de la función diferencial y los ajustes para las funciones de sobrecorriente del relé RET543, se realizaron simulaciones funcionales del mismo mediante la inyección de corrientes a través del banco de pruebas Omicron CMC 256 suministrado por la división de medición y protecciones de CORPOELEC, siguiendo el protocolo de pruebas presentado en el trabajo especial de grado, obteniendo de esta forma los valores de corriente y tiempos de actuación para los ajustes nombrados.

CONCLUSIONES

Del estudio de coordinación de protecciones eléctricas realizado en la empresa CORPOELEC en las instalaciones del C.N.R.T ubicado en Villa de Cura, estado Aragua, se logró realizar un estudio detallado de la situación actual del sistema de protecciones de las móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA utilizando el relé RET543 a través de una extensa recopilación de datos del mismo y de otros equipos de protección instalados en la subestación móvil, los cuales representaron un útil instrumento para evaluar las condiciones actuales del sistema de protecciones de la subestación, y así estos también podrían servir como base para estudios futuros.

Realizado el estudio de la subestación móvil y sus protecciones, como fruto de una exhaustiva investigación, se obtuvieron los manuales de operación de la móvil, del relé de protecciones RET543 y otras protecciones, los valores de cortocircuito del sistema en los niveles de tensión 115 kV y 13.8 kV que se emplearon para evaluar y hacer la nueva propuesta de coordinación de las protecciones de sobrecorriente del relé.

Se evaluaron las características del relé RET543, sus funciones, protecciones y señalizaciones, llegando así a obtener un estudio detallado del mismo, recopilando la información necesaria para realizar el estudio de coordinación de protecciones eléctricas, referentes a las funciones de sobrecorriente y función diferencial, las ecuaciones y curvas características especificadas por el fabricante, así como los valores ajustados a cada protección.

Organizada toda la información relacionado a los dispositivos de sobrecorriente, se creó una base de datos en Microsoft Excel, con todos los datos necesarios para graficar las curvas características tiempo corriente de la protección de la salida de línea de 13.8 kV, la curva de daño del transformador y las ajustadas al relé RET543. De acuerdo al nivel de tensión, a las base de datos de Excel se le incorporo la relación de transformación de los TC's y del transformador de

potencia de la subestación móvil, para obtener las curvas de coordinación referidas a un mismo nivel de tensión.

Se realizaron los cálculos de la nueva propuesta para las distintas configuraciones planteadas en este proyecto donde pueda utilizarse esta subestación móvil, a través de las porciones de los diagramas unifilares de las configuraciones planteadas y los datos suministrados por CORPOELEC (Despacho de carga 2009). Estos fueron introducidos a la base de datos de Excel para la realización de las curvas de coordinación de sobrecorriente. Se observó que la empresa no existía un estudio de coordinación de protecciones para la subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36MVA, por lo que a través de este proyecto se establecieron cada uno de los ajustes protecciones del relé RET543 utilizado en esta móvil para distintos tipos de configuraciones y situaciones planteadas.

Para establecer los criterios de la nueva propuesta y determinar los ajustes de las funciones de protección de sobrecorriente y protección diferencial del relé RET543, se tuvo que consultar la opinión del personal encargado del área de protecciones y referencias de otras subestaciones para así llegar a un criterio que brinde las características necesarias, adecuadas y actualizadas del sistema de protecciones de la subestación móvil ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA.

Se realizó el análisis de coordinación de protecciones por sobrecorriente del relé RET543 en los niveles de tensión de 115 kV y 13.8 kV, al igual que se determinaron los distintos escenarios de fallas para las configuraciones planteadas y cuyas coordinaciones se muestran en los anexos.

Culminada la etapa de análisis de las curvas de coordinación de protecciones por sobrecorriente, se elaboraron tablas resumen con todos los ajustes existentes para estas, en el relé RET543, encontrándose problemas de selectividad o falta de coordinación entre los dispositivos de protección de fase. Estos hallazgos condujeron a plantear una serie de alternativas y ajustes nuevos para solucionar los problemas de selectividad presentes en el sistema de protección. Los ajustes planteados para este problema fueron realizados en el capítulo IV y graficados en los

anexos, sin embargo, como una guía rápida para el personal encargado de calibrar el sistema de protección de la subestación móvil, se elaboraron tablas resumen con los ajustes actuales y los propuestos, como se mostraron en las tablas para cada función de protección de sobrecorriente y diferencial en el capítulo IV.

Después de graficar las curvas de coordinación con los valores actuales de las funciones de protección por sobrecorriente del sistema de protecciones del relé RET543 de la subestación móvil, se concluye que no existía un criterio unificado para la selección de las mismas trayendo consigo ausencia de coordinación y selectividad entre ellos.

Con los ajustes actuales de la función diferencial y los ajustes propuestos para las funciones de sobrecorriente del relé RET543, se realizaron simulaciones funcionales del mismo mediante la inyección de corrientes a través del banco de pruebas Omicron CMC 256 suministrado por la división de medición y protecciones de CORPOELEC, siguiendo el protocolo de pruebas presentado en el capítulo IV, obteniendo de esta forma los valores de corriente y tiempos de actuación para los ajustes nombrados. Las tablas resumen de estas pruebas se muestran en los anexos.

A través del análisis y las simulaciones realizadas se diagnosticó la situación actual del sistema de protecciones, lo cual sirvió para evaluar, recomendar y proponer mejores ajustes que garanticen una mejor continuidad del servicio de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

- Validar los ajustes propuestos para cada función de protección del relé RET543, de manera de implementarlos en las subestaciones móviles ABB 115/13.8 kV de capacidad 30/36 MVA pertenecientes al C.N.R.T.
- Realizar una revisión de los ajustes del sistema de protecciones de la subestación móvil al menos cada dos (2) años ya se observa un crecimiento en la demanda, lo cual conlleva a la desactualización de los ajustes realizados.
- Mantener en funcionamiento el regulador de voltaje automático AVR de la subestación móvil, de manera que la regulación del cambiador de tomas sea automática, para que exista la menor posibilidad de error y ocurrencia de un disparo no deseado.
- Se recomienda recopilar todos los Set-Files de los relés RET543 y colocarlos en una base de datos.
- Adiestrar al personal técnico del C.N.R.T para capacitarlos en la programación y ajuste de las funciones de protecciones del relé RET543.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Montesinos, David (2003) Balance de mayor apagón en los Estados Unidos de los últimos 26 años. Diario El País. Madrid, España.
- [2] Arteaga, Napoleón y Maninat Pedro (2000). PROTECCIONES ELÉCTRICAS. Universidad de Carabobo, Facultad de Ingeniería. Valencia, Venezuela.
- [3] Puche, Luis (2008). SUBESTACIONES. Universidad de Carabobo, Facultad de Ingeniería. Valencia, Venezuela.
- [4] Gaceta Oficial N° 225,194 y 145 de fecha 18/11/2003. NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD.
- [5] Palacio, A. (2006), “PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA”. Edición 2006, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [6] ANSI/IEEE Std 242-1986, Normas para recomendaciones prácticas para la protección y coordinación de los sistemas de potencia industriales y comerciales, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- [7] Soto T., Carmen E. (2005), “ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES EN TRES CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN TURÉN EN 13,8 kV”. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- [8] Lukostchuk M., Alejandro. (2002), “FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA”, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.

[9] Blackburn, Lewis J. y Domin, Thomas J. (2006), "PROTECTIVE RELAYING Principles and Application". Tercera Edición, Editorial Taylor & Francis Group, Florida, Estados Unidos.

[10] Grainger, John J., Stevenson, William D. (2007), "ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA". Edición 2007, Editorial McGraw-Hill, México.

[11] Yamoza R., Jessika D. (2007), "ESTUDIO DE LAS PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA C.A ELEGGUA FILIAL DE LA EDC". Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.

[12] AES America Energy Service, Sistemas de Protecciones Eléctricas. [En red]. (Febrero 2009), Disponibles en: <http://www.aesmexico.com/sistemas.html>

[13] 1MRS 755916. Differential Protection. Application and Setting Guide. ABB

[14] 1MRS755222-MUM. Diff6T Stabilized three-phase differential protection for transformers. Version: C/10.08.2005. ABB

[15] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (2005), "CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DEL SEIN". Perú

[16] Fecha de Consulta: 15/06/2010. Fabricante de Subestaciones Móviles
<http://www.iem.com.mx/ES/Productos/Paginas/Subestacionesm%C3%B3viles.aspx>

[17] 1MRS755225. Transformer Terminal. Technical Reference Manual, General RET54_. ABB