

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA
DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 34,5 kV Y 13,8 kV DEL ÁREA PESADO,
DISTRITO MORICHAL, PDVSA”**

REALIZADO POR:

José Reinaldo Ortiz Barreto

Trabajo de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente Como Requisito Parcial
para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Octubre 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA
DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 34,5 kV Y 13,8 kV DEL ÁREA PESADO,
DISTRITO MORICHAL, PDVSA”**

Revisado y Aprobado por:

Ing. Hernán Parra
Asesor Académico

Ing. Víctor Figueroa
Asesor Industrial

Barcelona, Octubre 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA
DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 34,5 kV Y 13,8 kV DEL ÁREA PESADO,
DISTRITO MORICHAL, PDVSA”**

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Hernán Parra
Asesor Académico

Prof. Manuel Maza
Jurado Principal

Prof. Luis Suarez
Jurado Principal

Barcelona, Octubre 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado: “*Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al consejo universitario*”.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a las personas que más amo, que a lo largo de mi vida han guiado todos mis pasos, me han hecho de mí cada día una mejor persona y me han apoyado para que pueda alcanzar todas las metas que me he propuesto, con especial cariño:

A mis padres Reinaldo José Ortiz Osorio y Carmen Damelis Barreto Márquez.

A mis hermanas Rosana y Rosanny.

A Angela.

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso y a mi Virgen del Valle por siempre estar a mi lado y haberme dado la fuerza, salud y motivación para superar todos los obstáculos que se me presentaron en mi vida y en la realización de este trabajo de grado.

A mi padre Reinaldo Ortiz por darme todo su cariño, sus consejos, apoyarme y ayudarme en todo momento a realizar cada proyecto que decido emprender y lo más importante que siempre depositaste ese voto de confianza en mí. Se que te sientes feliz y muy orgulloso de mí. Gracias PAPÁ Te quiero Mucho..!!! Ah ya tienes dos profesionales te falta una para ver cumplir tu sueño y ese sueño se te hará realidad te lo aseguro.

A mi madre Carmen Damelis Barreto por estar allí en cada momento cuando te necesite eres al igual que mi padre lo más importante y preciado que tengo en mi vida. Te Amo Mucho tenlo presente siempre.

A mis hermanas Rosana y Rosanny, por todo su cariño, estar a mi lado y darme ánimos cuando estaba haciendo mis pasantías. Faltas tu Rosanny yo confié mucho en ti y se que no me vas a defraudar. Las Adoro Mucho.

A ti mi Angela por creer en mí, estar allí justo en el momento que más te necesite y compartir tantos momentos bonitos a mi lado, gran parte de este logro te lo debo a ti por las cosas que he aprendí contigo y por la fortaleza que me diste. Todos los días le doy gracias a Dios por haberte puesto en mi camino. TE AMO Mucho mi vida no lo olvides..!!!

A Vicente Martínez y a toda su familia por haberme recibido como un hijo en su casa y ayudarme cuando estaba por allá.

A mi asesor académico Hernán Parra por haberme asesorado en este trabajo, aprendí mucho con usted.

A la Universidad de Oriente y el Departamento de Electricidad por permitirme formarme como ingeniero y ser mi segunda casa.

A los profesores Luis Suarez, Santiago Escalante, Pedro López, Pedro Rodríguez por brindarme su amistad e impartir sus conocimientos durante mi carrera.

A Carmencita la mejor Secretaria que ha tenido el depa, por toda su paciencia y la ayuda prestada desde que llegue a la Unversidad de Oriente Núcleo Anzoátegui.

A mis amigos Alexander Ortiz (Mi Hermanito), EL Stalito, Cedeño, El Regue, Jota, Reivis, Julio, Juan Francisco, Neyfi, Eduardo (Gordo), Daniel (Culebra), Dos Santos, por enseñarme el valor de la amistad y estar siempre cuando los necesite, por todos los buenos momentos vividos siempre serán parte importante de mi vida.

A la Empresa PDVSA Distrito Morichal y a la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal, por darme la oportunidad de desarrollar mí trabajo de grado e iniciarme profesionalmente en el campo de laboral.

A la familia Rodríguez Guerra por haberme ayudado cuando necesitaba hospedarme en Puerto la Cruz.

Si de algún modo dejo pasar a alguien y no le agradezco aquí, tengan presente que a Dios si es verdad que no se le escapa nada y pues Él les recompensará.

A todos MUCHISIMAS GRACIAS....!

José Reinaldo Ortiz Barreto.

RESUMEN

El estudio desarrollado en este trabajo permitió realizar la Coordinación de Protecciones en las Subestaciones a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Producción de Crudo Pesado del Distrito Social Morichal, PDVSA. Para alcanzar este objetivo se recolectó toda la información referente a la situación actual y ajustes de las unidades de protección, además se realizó un estudio de flujo de carga y cortocircuito, para observar el comportamiento de la red de distribución en condiciones normales de operación, conocer las corrientes máxima de carga y los niveles de cortocircuito, utilizando la herramienta computacional ETAP en su versión 5.01. Se establecieron criterios de protección óptimos tomando como base las propuestas de los estándares IEEE C37.113, IEEE 242, ANSI C84.1, que permitieron considerar las condiciones más adversas en cuanto a los requerimientos de protección para luego proceder a realizar el ajuste de los dispositivos de protección y la respectiva coordinación entre ellos.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|------|
| RESOLUCIÓN | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTOS | vi |
| RESUMEN..... | viii |
| TABLA DE CONTENIDO..... | ix |
| LISTA DE TABLAS | xvii |
| LISTA DE FIGURAS..... | xx |
| INTRODUCCIÓN | xxii |
| CAPITULO I..... | 1 |
| DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EL PROBLEMA..... | 1 |
| 1.1 Reseña Histórica | 1 |
| 1.2 Objetivos de la Empresa..... | 3 |
| 1.3 Valores de PDVSA | 4 |
| 1.4 Misión de PDVSA | 5 |
| 1.5 Visión de PDVSA | 5 |
| 1.6 Ubicación de la Empresa..... | 6 |
| 1.7 Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal..... | 7 |
| 1.7.1 Misión | 7 |
| 1.7.2 Visión..... | 8 |
| 1.7.3 Organigrama de la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal | 8 |
| 1.8 Planteamiento del Problema..... | 9 |

| | |
|--|-----------|
| 1.9 Objetivos del Proyecto | 10 |
| 1.9.1 Objetivo General | 10 |
| 1.9.2 Objetivos Específicos..... | 10 |
| 1.10 Justificación e Importancia del Proyecto | 11 |
| CAPITULO II | 12 |
| FUNDAMENTOS TEÓRICOS | 12 |
| 2.1 Protecciones Eléctricas..... | 12 |
| 2.1.1 Características de los Sistemas de Protección..... | 12 |
| 2.1.2 Componentes de un Sistema de Protecciones | 14 |
| 2.1.2.1 Relés de Protección | 15 |
| 2.1.2.2 Circuitos de Control | 15 |
| 2.1.2.3 Transformadores de Medida (TM)..... | 15 |
| 2.1.2.3.1 Transformadores de Corriente (TC)..... | 16 |
| 2.1.2.3.1.1 Transformadores de Medición | 16 |
| 2.1.2.3.1.2 Transformadores de Protección..... | 16 |
| 2.1.2.3.2 Transformadores de Potencial (TP) | 17 |
| 2.2 Sistema de Protección | 17 |
| 2.2.1 Zona De Protección..... | 19 |
| 2.2.2 Protección Principal | 19 |
| 2.2.3 Protección Secundaria | 20 |
| 2.2.4 Protección de Respaldo | 21 |
| 2.2.5 Protección Falla Interruptor | 21 |
| 2.3 Esquemas de Protección y Relés de Protección | 22 |

| | |
|--|----|
| 2.4 Relés de Sobrecorriente de Falla a Tierra y de Fases Temporizados e Instantáneos (Dispositivos 50/51 y Dispositivos 50N/51N) | 28 |
| 2.4.1 Relé de Sobrecorriente Instantáneo (Dispositivo 50)..... | 28 |
| 2.4.2 Relé de Sobrecorriente con Retraso de Tiempo (Dispositivo 51)..... | 29 |
| 2.4.2.1 Tiempo Definido | 29 |
| 2.4.2.2 Tiempo Inverso | 29 |
| 2.4.2.3 Tiempo Muy Inverso..... | 30 |
| 2.4.2.4 Tiempo Extremadamente Inverso | 30 |
| 2.5 Coordinación por Ajustes de Corriente..... | 32 |
| 2.6 Coordinación por Ajuste del Tiempo | 34 |
| 2.7 Relés de Sobrecorriente del Transformador..... | 35 |
| 2.8 Relé de Recierre | 36 |
| 2.9 Fusibles | 38 |
| 2.10 Fallas en los Sistemas Eléctricos de Potencia..... | 40 |
| 2.11 Detección e Interrupción de Fallas..... | 41 |
| 2.12 Causas que Influyen en el mal Funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia..... | 42 |
| 2.12.1 Armónicas | 43 |
| 2.12.2 Sobretensiones Transitorias | 43 |
| 2.12.3 Sobretensiones de Maniobra | 43 |
| 2.12.4 Sobretensiones Atmosféricas | 44 |
| 2.12.5 Corrientes de Cortocircuitos | 44 |
| 2.13 Estudio de Cortocircuito | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 2.13.1 Aplicaciones del Estudio de Cortocircuito..... | 48 |
| 2.13.1.1 Momentary Duty..... | 49 |
| 2.13.1.2 Interrupting Duty..... | 50 |
| 2.13.2 Fuentes que Contribuyen a la Corriente de Falla..... | 50 |
| 2.13.2.1 Empresa de Suministro Eléctrico..... | 51 |
| 2.13.2.2 Generadores Sincrónicos..... | 51 |
| 2.13.2.2.1 Reactancia Subtransitoria (X_d'')..... | 53 |
| 2.13.2.2.2 Reactancia Transitoria (X_d')..... | 53 |
| 2.13.2.2.3 Reactancia Sincrónica (X_d)..... | 53 |
| 2.13.2.3. Motores Sincrónicos..... | 54 |
| 2.13.2.4. Motores de Inducción..... | 54 |
| 2.13.3 Tipos de cortocircuitos..... | 55 |
| 2.14 Estudio de Flujo de Carga..... | 56 |
| 2.14.1 Objetivos de los Estudios de Flujo de Carga..... | 56 |
| 2.14.2 Método para el Cálculo de Flujo de Carga..... | 57 |
| 2.14.2.1 Método Newton-Raphson..... | 58 |
| 2.14.2.2 Método Fast-Decoupled..... | 59 |
| 2.14.2.3 Método Acelerado Gauss-Seidel..... | 60 |
| CAPITULO III..... | 61 |
| DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO..... | 61 |
| 3.1 Sistema de Transmisión del Distrito Morichal..... | 61 |
| 3.2 Sistema Eléctrico de Distribución del Área Pesado..... | 62 |
| 3.2.1 Subestación 3 Morichal 34.5 kV..... | 63 |

| | |
|---|----|
| 3.2.1.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 64 |
| 3.2.1.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones | 65 |
| 3.2.2 Subestación 20 | 67 |
| 3.2.2.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 68 |
| 3.2.2.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección | 68 |
| 3.2.3 Subestación 3 Morichal 13.8 kV | 70 |
| 3.2.3.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 71 |
| 3.2.3.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones | 71 |
| 3.2.4 Subestación Jobo Norte..... | 73 |
| 3.2.4.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 74 |
| 3.2.4.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones | 74 |
| 3.2.5 Subestación 10 | 76 |
| 3.2.5.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 77 |
| 3.2.5.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección | 77 |
| 3.2.6 Subestación 14 | 79 |
| 3.2.6.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 80 |
| 3.2.6.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección | 80 |
| 3.2.7 Subestación 5 | 82 |
| 3.2.7.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 83 |
| 3.2.7.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección | 83 |
| 3.2.8 Subestación Amoven..... | 85 |
| 3.2.8.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 86 |
| 3.2.8.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección | 86 |

| | |
|---|------------|
| 3.2.9 Subestación Temblador | 88 |
| 3.2.9.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 89 |
| 3.2.9.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones | 89 |
| 3.2.10 Subestación 8 | 92 |
| 3.2.10.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 93 |
| 3.2.10.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección..... | 93 |
| 3.2.11 Subestación 11 | 95 |
| 3.2.10.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 96 |
| 3.2.10.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección..... | 96 |
| 3.2.12 Subestación 6A | 98 |
| 3.2.12.1 Cargas Eléctricas Asociadas | 99 |
| 3.2.12.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección..... | 99 |
| CAPITULO IV | 101 |
| FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO | 101 |
| 4.1 Estudio de Flujo de Carga | 101 |
| 4.1.1 Introducción | 101 |
| 4.1.2 Metodología Utilizada..... | 101 |
| 4.1.3 Simulación del Flujo de Carga..... | 102 |
| 4.1.3.1 Escenario de Simulación N° 1 (E-1)..... | 102 |
| 4.1.3.2 Escenario de Simulación N° 2 (E-2)..... | 105 |
| 4.1.4 Análisis de Resultado del Flujo de Carga | 107 |
| 4.2 Análisis de Cortocircuito | 108 |
| 4.2.1 Introducción | 108 |

| | |
|--|-----|
| 4.2.2 Programa y Metodología utilizada para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito | 109 |
| 4.2.3 Simulación Para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito | 111 |
| CAPITULO V | 114 |
| COORDINACIÓN DE PROTECCIONES | 114 |
| 5.1 Filosofía de Protección..... | 115 |
| 5.2 Procedimiento para Coordinar Protecciones..... | 116 |
| 5.3 Protección de Transformadores..... | 117 |
| 5.3.1 Protección contra Sobrecarga..... | 117 |
| 5.3.2 Punto de Magnetización del Transformador (Inrush) | 119 |
| 5.3.3 El punto ANSI..... | 120 |
| 5.3.4 Construcción de la Curva de daño del Transformador..... | 121 |
| 5.3.5 Criterios para la Protección de Transformadores por Sobrecorriente | 123 |
| 5.3.5.1 Protección Lado Primario | 123 |
| 5.3.5.2 Protección Lado Secundario | 124 |
| 5.4 Criterios Generales para la Coordinación de Protecciones por Sobrecorriente | 125 |
| 5.4.1 Corriente de Arranque para los Relés de Fase y Neutro en las Salidas de las Subestaciones..... | 125 |
| 5.4.2 Criterios de Selectividad | 127 |
| 5.5 Coordinación de Protecciones..... | 128 |
| CONCLUSIONES | 138 |
| RECOMENDACIONES | 140 |
| BIBLIOGRAFÍA | 142 |

| | |
|---|--------------------------------------|
| ANEXO A..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| -DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL DISTRITO MORICHAL ÁREA PESADO. | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO B..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| -REPORTES DE FLUJO DE CARGA EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO C..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| -REPORTES DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO A ½ Y 30 CICLOS | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO D..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| -AJUSTES PROPUESTOS PARA LAS UNIDADES DE PROTECCIÓN . | ¡Error! Marcador no definido. |
| ANEXO E..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| -COORDINACIÓN PROPUESTA..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO..... | 144 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 2.1 Esquemas de protección..... | 24 |
| Tabla 3.1 Características de los transformadores de la S/E 3 Morichal 34.5 kV..... | 64 |
| Tabla 3.2 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 3 Morichal 34.5 kV..... | 64 |
| Tabla 3.3 Características de los interruptores de la S/E 3 Morichal 34.5 kV.... | 65 |
| Tabla 3.4 Ajustes actuales de las unidades de protección S/E 3 Morichal 34.5 kV..... | 66 |
| Tabla 3.5 Características del transformador de la S/E 20..... | 67 |
| Tabla 3.6 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 20..... | 68 |
| Tabla 3.7 Características de los interruptores de la S/E 20..... | 68 |
| Tabla 3.8 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 20..... | 69 |
| Tabla 3.9 Características de los transformadores de la S/E 3 Morichal 13.8 kV..... | 70 |
| Tabla 3.10 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 3 Morichal 13.8 kV..... | 71 |
| Tabla 3.11 Características de los interruptores de la S/E 3 Morichal 13.8 kV.. | 71 |
| Tabla 3.12 Ajustes actuales de las unidades de protección S/E 3 Morichal 13.8 kV..... | 72 |
| Tabla 3.13 Características de los transformadores de la S/E Jobo Norte..... | 73 |
| Tabla 3.14 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Jobo Norte..... | 74 |
| Tabla 3.15 Características de los interruptores de la S/E Jobo Norte..... | 74 |
| Tabla 3.16 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Jobo Norte..... | 75 |
| Tabla 3.17 Características del transformador de la S/E 10..... | 76 |
| Tabla 3.18 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 10..... | 77 |
| Tabla 3.19 Características de los interruptores de la S/E 10..... | 77 |
| Tabla 3.20 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 10..... | 78 |

| | |
|--|----|
| Tabla 3.21 Características del transformador de la S/E 14..... | 79 |
| Tabla 3.22 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 14..... | 80 |
| Tabla 3.23 Características de los interruptores de la S/E 14..... | 80 |
| Tabla 3.24 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 14..... | 81 |
| Tabla 3.25 Características del transformador de la S/E 5..... | 82 |
| Tabla 3.26 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 5..... | 83 |
| Tabla 3.27 Características de los interruptores de la S/E 5..... | 83 |
| Tabla 3.28 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 5..... | 84 |
| Tabla 3.29 Características del transformador de la S/E Amoven..... | 85 |
| Tabla 3.30 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Amoven..... | 86 |
| Tabla 3.31 Características de los interruptores de la S/E Amoven..... | 86 |
| Tabla 3.32 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Amoven.. | 87 |
| Tabla 3.33 Características de los transformadores de la S/E Temblador..... | 88 |
| Tabla 3.34 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Temblador..... | 89 |
| Tabla 3.35 Características de los interruptores de la S/E Temblador..... | 90 |
| Tabla 3.36 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Temblador..... | 91 |
| Tabla 3.37 Características del transformador de la S/E 8..... | 92 |
| Tabla 3.38 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 8..... | 93 |
| Tabla 3.39 Características del interruptor de la S/E 8..... | 93 |
| Tabla 3.40 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 8..... | 94 |
| Tabla 3.41 Características del transformador de la S/E 11..... | 95 |
| Tabla 3.42 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 11..... | 96 |
| Tabla 3.43 Características de los interruptores de la S/E 11..... | 96 |
| Tabla 3.44 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 11..... | 97 |
| Tabla 3.45 Características del transformador de la S/E 6A..... | 98 |
| Tabla 3.46 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 6A..... | 99 |
| Tabla 3.47 Características de los reconectores de la S/E 6A..... | 99 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 3.48 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 6A..... | 100 |
| Tabla 4.1 Valores de voltajes según norma ANSI C84.1-1995..... | 102 |
| Tabla 4.2 Valores obtenidos en el escenario N° 1..... | 103 |
| Tabla 4.3 Valores obtenidos en el escenario N° 2..... | 105 |
| Tabla 4.4 Niveles de cortocircuito a ½ ciclo..... | 112 |
| Tabla 4.5 Niveles de cortocircuito a 30 ciclos..... | 113 |
| Tabla 5.1. Factores de Sobrecarga para Transformadores..... | 119 |
| Tabla 5.2. Valores Típicos de Corriente Inrush..... | 120 |
| Tabla 5.3. Punto ANSI para Transformadores..... | 121 |
| Tabla 5.4. Categoría de los Transformadores de acuerdo a las Normas ANSI. | 122 |
| Tabla 5.5. Puntos de la Curva ANSI para Transformadores..... | 122 |
| Tabla 5.6. Margen de Tiempo agregado para la Coordinación según la IEEE.. | 129 |
| Tabla 5.7 Mínimos Intervalos de Tiempo para la Coordinación en Sistemas de Media Tensión según la IEEE..... | 129 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Petrolero Morichal..... | 7 |
| Figura 1.2 Organigrama de la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal..... | 9 |
| Figura 2.1 Componentes de un sistema de protecciones..... | 14 |
| Figura 2.2 Transformador de corriente..... | 16 |
| Figura 2.3 Transformador de potencial..... | 17 |
| Figura 2.4 Zonas de protección..... | 19 |
| Figura 2.5 Esquemas de protección para una salida de 34.5 kV y 13.8 kV..... | 22 |
| Figura 2.6 Grupos de esquemas de protección..... | 25 |
| Figura 2.7 Curvas características de los relés de protección..... | 31 |
| Figura 2.8 Curvas Tiempo-Corriente representativa de los relés de sobrecorriente..... | 31 |
| Figura 2.9 Sistema de distribución radial..... | 32 |
| Figura 2.10 Taps de un relé..... | 33 |
| Figura 2.11 Características de Tiempo Vs Corriente de los relés de sobrecorriente..... | 33 |
| Figura 2.12 Sistema de distribución ajustado para actuar al mismo valor de corriente..... | 34 |
| Figura 2.13 Curvas de operación de tiempo inverso..... | 35 |
| Figura 2.14 Fusibles típicos..... | 38 |
| Figura 2.15 Características de operación de los fusibles..... | 39 |
| Figura 2.16 Diagrama de bloques de un sistema de protección..... | 42 |
| Figura 2.17 Fallas monofásicas y trifásicas..... | 45 |
| Figura 2.18 Características de las corrientes de cortocircuito..... | 46 |
| Figura 2.19 Corriente para dimensionamiento de equipos..... | 50 |
| Figura 2.20 Corriente para ajustes de relés..... | 50 |
| Figura 2.21 Oscilogramas de las corrientes en las tres fases de un generador | |

| | |
|--|-----|
| cuando se aplica un cortocircuito..... | 52 |
| Figura 2.22 Tipos de cortocircuito..... | 55 |
| Figura 3.1 Red de transmisión del Distrito Morichal..... | 62 |
| Figura 3.2 Diagrama del sistema de distribución del Área Pesado..... | 63 |
| Figura 3.3 Esquemas de protecciones de la S/E 3 Morichal 34.5 kV..... | 65 |
| Figura 3.4 Esquemas de protecciones de la S/E 20..... | 69 |
| Figura 3.5 Esquemas de protecciones de la S/E 3 Morichal 13.8 kV..... | 72 |
| Figura 3.6 Esquemas de protecciones de la S/E Jobo Norte..... | 75 |
| Figura 3.7 Esquemas de protecciones de la S/E 10..... | 78 |
| Figura 3.8 Esquemas de protecciones de la S/E 14..... | 81 |
| Figura 3.9 Esquemas de protecciones de la S/E 5..... | 84 |
| Figura 3.10 Esquemas de protecciones de la S/E Amoven..... | 87 |
| Figura 3.11 Esquemas de protecciones de la S/E Temblador..... | 90 |
| Figura 3.12 Esquemas de protecciones de la S/E 8..... | 94 |
| Figura 3.13 Esquemas de protecciones de la S/E 11..... | 97 |
| Figura 3.14 Esquemas de protecciones de la S/E 6A..... | 100 |
| Figura 5.1. Curva ANSI para Transformadores..... | 123 |
| Figura 5.2 Barra de herramienta del módulo Star-Device..... | 129 |
| Figura 5.3 Ventana para la selección del tipo de TC..... | 130 |
| Figura 5.4 Ventana para asignar la relación de transformación del TC..... | 130 |
| Figura 5.5 Ventana para la asignación de los TC's..... | 131 |
| Figura 5.6 Ventana para la asignación de dispositivos a abrir..... | 131 |
| Figura 5.7 Ventana para la asignación de los ajustes del relé..... | 132 |
| Figura 5.8 Ventana para especificar los niveles de cortocircuito en los relés... | 132 |
| Figura 5.9 Selección sobre el diagrama unifilar del sub-sistema a coordinar... | 133 |
| Figura 5.10 Vista del grafico tiempo-corriente [arriba]. Descripción de la barra de herramientas [abajo]..... | 134 |
| Figura 5.11 Vista de la herramienta Time Difference..... | 135 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.12 Vista de la ventana para exportar los ajustes de los dispositivos... | 135 |
| Figura 5.13 Ventana para insertar la data de los fusibles..... | 136 |
| Figura 5.14 Ventana de la librería de fusibles del ETAP..... | 136 |
| Figura 5.15 Ventana para especificar los niveles de cortocircuito en los fusibles..... | 137 |
| Figura 5.16 Vista de modificación de ajuste para los dispositivos de protección..... | 137 |

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de protección tienen como función principal salvaguardar a las instalaciones eléctricas y al personal que labore en ella, de los efectos destructivos que se presentan en condiciones anormales en los sistemas eléctricos, tales como sobrecargas, cortocircuito, sobre temperatura y/o pérdidas de fase.

Bajo condiciones de fallas, la pronta actuación y detección de las condiciones anormales de funcionamiento debe ser en forma segura y oportuna, para luego ordenar la actuación de los dispositivos de interrupción. Se busca de esta manera aislar, lo más pronto posible, los elementos que fallan de las fuentes de suministro, garantizando de esta manera la permanencia del servicio o prolongando la vida útil de los demás equipos.

Los Estudios de Coordinación y Ajustes de Protecciones de sistemas eléctricos como el tratado en este trabajo, están orientados a garantizar que las protecciones sean selectivas y brinden un alto grado de seguridad y confiabilidad para el desarrollo de las actividades comunes de la empresa, en este caso PDVSA Distrito Morichal.

El siguiente trabajo intenta atender el llamado a mejorar los sistemas de protección necesarios para respaldar las operaciones con selectividad y confiabilidad a la hora de presentarse una falla o condición anormal de operación, garantizando la vida humana y que la producción de la empresa no se detenga.

Esta investigación se presenta mediante el siguiente orden de capítulos. En el capítulo I: se describe la empresa PDVSA, La Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal, allí mismo se expone el problema objeto de estudio, los objetivos a seguir para la solución de dicho problema y la importancia del proyecto. En el capítulo II: se

detallan las bases teóricas y las distintas variables para la comprensión del estudio. En el capítulo III: se describe el sistema eléctrico en estudio, así como toda la data de los sistemas y equipos de protecciones. En el capítulo IV: se procede a realizar el estudio de flujo de carga y un análisis de las corrientes de cortocircuito, estudios esenciales para la coordinación de protecciones. En el capítulo V: se definen los criterios para realizar el ajuste y la respectiva coordinación entre los dispositivos de protección. Finalmente se presentarán las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EL PROBLEMA

1.1 Reseña Histórica

Los primeros intentos de explotación comercial del petróleo de Venezuela tuvieron lugar hacia la mitad del siglo XIX. Venezuela desarrollaba su vida económica sobre la base de la agricultura y la ganadería. En 1886, la compañía minera Petrolia del Táchira, comenzó a explotar el suelo en busca de la promisoría riqueza. En 1912, veintiséis años después de iniciar sus actividades, la producción diaria apenas alcanzaba a unos 60 barriles, por lo que se tomó la decisión de disolver la compañía.

Ya en 1914 la Caribbean Petroleum Company, haciendo uso de las técnicas más avanzadas de la época, explota el primer pozo comercial de Venezuela: el de “*Mene Grande*”. En ese mismo año esta empresa es adquirida por la Royal-Dutch Shell, gigante de entonces. En 1920, la Standard Oil Company llega a Venezuela y en el curso de escasos años, en sus manos estaban concentradas excelentes tierras petrolíferas, trabajadas por varias compañías: Lago Petroleum Corporation, Creole Petroleum Company, Vacuum Oil Company, Standard Oil de Venezuela, Richmond Petroleum Company, entre otras. Además se instalaron empresas petroleras, no filiales de la Standard Oil Company, en el país debido al gran potencial del apreciado mineral.

A partir de enero de 1976 Venezuela, de acuerdo a la ley que reserva al estado la industria y comercio de los hidrocarburos, nacionaliza la industria petrolera, constituyéndose así Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), teniendo como subsidiarias al grupo integro de compañías operadoras de petróleo existente en

Venezuela para esa fecha, de manera que las empresas existentes dieron paso a las conocidas desde entonces filiales de PDVSA: Lagoven, Maraven, Meneven, Corpoven y otras.

Pero es el 1 de Junio de 1986 cuando, por decisión de la casa matriz (PDVSA), que la empresa S.A. Meneven y Corpoven, S.A., se fusionaron en una sola empresa conservando un solo nombre de Corpoven, S.A., bajo un nuevo esquema de organización capacitada con todas las estructuras para llevar a cabo con éxito la totalidad de las operaciones petroleras, y las actividades de: Exploración, explotación, producción, refinación, transporte y comercialización nacional e internacional, tanto de crudos, gas natural y productos refinados.

A partir de Enero de 1998, la principal industria del país asume un nuevo reto de transformación, el cual rompe con el esquema tradicional de la distribución de las principales actividades, con la fusión de sus filiales más importantes (Corpoven, Lagoven y Mareven), asume el reto de mantenerse competitivamente rentable frente a los nuevos tiempos. La transformación de PDVSA tiene como unas de sus bases fundamentales la reestructuración de la corporación con el propósito de reconfigurar su estructura operativa. El nuevo esquema de la corporación proporciona mayor capacidad económica y técnico-operativa y está representada básicamente por cuatro empresas funcionales:

- ✓ PDVSA Exploración y Producción
- ✓ PDVSA Manufactura y Mercadeo
- ✓ PDVSA Comercialización y Servicios
- ✓ PDVSA Gas

PDVSA es la casa matriz de la corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera,

petroquímica, carbonífera y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el Exterior. Lleva adelante actividades en materia de explotación y producción para el desarrollo de petrolero y gas, bitumen y crudo pesado de la Faja de Orinoco, producción y manufactura de Orimulsión, así como explotación de yacimientos de carbón. Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercadeo abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Además, realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Como corporación de alcance global, PDVSA maneja sus inversiones en los Estados Unidos a través de oficinas en la ciudad de Nueva York. Es propietaria, en ese país de CITGO Petroleum Corporation, empresa de refinación, mercadeo y transporte con sede en Tulsa, Oklahoma. Se trata de la principal filial en el Exterior. Tiene capacidad para refinar más de un millón de barriles diarios de petróleo, a través de la red de refinerías que han sido adquiridas en el suelo Estadounidense para suplir al mercado interno de este país norteamericano.

En Europa, la corporación tiene participación en un 50% en Ruhr Oel GmbH, en asociación con Veba Oel AG, la empresa más grande de refinación en Alemania, la cual suministra derivados y productos petroquímicos a este importante mercado. Así mismo, PDVSA y Neste Corporation, de Finlandia, son socios con un 50% cada uno, en la empresa AB Nynas Petroleum, la cual opera refinerías en Suecia, Bélgica y el Reino Unido. Por medio de su asociación con AB Nynas, corporación con una importante participación en el mercado de asfalto de Europa Occidental.

1.2 Objetivos de la Empresa

Los objetivos de la empresa pueden ser resumidos en:

- ✓ La coordinación, supervisión y control de las actividades de las demás empresas del sector petrolero.
- ✓ El control de las actividades de exploración, explotación, refinación, comercialización, transporte y cualquier otra relativa al sector petrolero, y de la ejecución eficiente de las mismas.
- ✓ Promover, como accionista o no, otras sociedades que tengan por objeto realizar actividades en materia de recursos energéticos, fósiles, de petroquímica, carboquímica y similares, y asociarse con personas naturales o jurídicas a fin de la consecución de sus fines.
- ✓ Realizar todas aquellas operaciones, contratos y actos comerciales que sean necesarios o convenientes a fin de cumplir sus objetivos.
- ✓ Aprovechar nuevas oportunidades de mercadeo con el desarrollo de nuevos negocios con terceros, haciendo especial énfasis en proseguir con la política de fomentar la explotación de los recursos de la Faja del Orinoco.
- ✓ Apoyar a las comunidades profundizando la inversión social y los convenios de asistencia a las diferentes organizaciones con la finalidad de crear sólidas bases para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan con sus áreas operativas.

1.3 Valores de PDVSA

Por mandato de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela S.A. pertenecen al Estado

Venezolano, en razón de la estrategia Nacional y la soberanía económica y política, ejercida por el pueblo Venezolano.

En ese sentido, PDVSA está subordinada al Estado Venezolano y por lo tanto, actúa bajo los lineamientos trazados en los Planes de Desarrollo Nacional y de acuerdo a las políticas directrices, planes y estrategias para el sector de los hidrocarburos, dictadas por el Ministerio de Energía y Petróleo. PDVSA, cuenta con trabajadores comprometidos con la defensa de la soberanía energética.

1.4 Misión de PDVSA

Garantizar la seguridad y la preservación del patrimonio de PDVSA a través del manejo preventivo de los riesgos contribuyendo a la continuidad del negocio como factor clave del desarrollo del país.

1.5 Visión de PDVSA

Ser reconocida internacionalmente como la Corporación energética de referencia mundial por excelencia, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nueva tecnología; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además la de ser la organización líder en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo, mediante la actualización e integración continua de información técnica, estratégicas y económicas del país, para ser reconocido como el mejor equipo a nivel energético de referencia mundial por excelencia.

1.6 Ubicación de la Empresa

La empresa PDVSA, tiene su sede principal en la ciudad de Caracas y está presente en todos los estados petroleros a lo largo de la geografía nacional como lo son Falcón, Zulia, Lara, Barinas, Guárico, Anzoátegui, Monagas, y próximamente Sucre.

Las zonas de trabajo están divididas en distritos operacionales que se encuentran liderados por una Gerencia Distrital, estructuradas organizativamente en unidades básicas de producción y procesos.

El área operativa de PDVSA Oriente está conformada por cinco distritos operacionales: Refinación (Puerto La Cruz), Anaco, Norte (Punta de Mata y Maturín), San Tome y Barinas y por la división Faja del Orinoco formada por los Distritos Operacionales Múcura, Morichal y Cabrutica.

El Distrito Social Morichal, se encuentra ubicado al suroeste del Estado Monagas, en los Municipios Libertador, Uracoa y Sotillo. En la **Figura 1.1** se muestra la ubicación geográfica del Campo Petrolero Morichal.

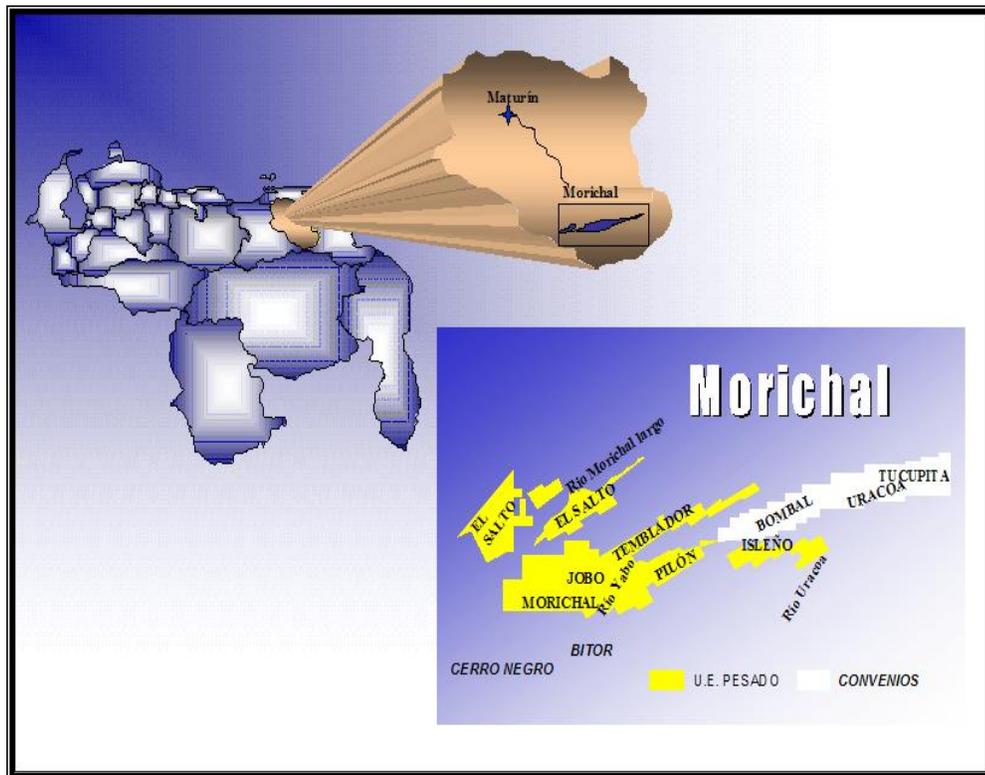


Figura 1.1 Ubicación Geográfica de Campo Petrolero Morichal.

Los principales elementos de la producción petrolera requieren un consumo elevado de energía eléctrica para todos los procesos, por lo que se hace necesario el establecimiento de una gerencia encargada del suministro eléctrico, como lo es la **Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal**, lugar donde fue desarrollada la tesis de grado orientada específicamente al Distrito Social Morichal.

1.7 Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal

1.7.1 Misión

El Departamento de Servicios Eléctricos Morichal, tiene como Misión ser una Organización responsable de Planificar, Operar y Mantener, en forma eficiente la

Transmisión y Distribución de la energía y velar por la confiabilidad del Sistema Eléctrico, para contribuir con la continuidad operacional de las Instalaciones Petroleras, con visión del entorno, en sintonía con los Lineamientos Corporativos y el Proyecto País.

1.7.2 Visión

El Departamento de Servicios Eléctricos Morichal, tiene como visión ser la gerencia líder que permita dar respuesta oportuna, eficiente y segura a los requerimientos de energía eléctrica a todos los procesos operativos de la Industria Petrolera Venezolana cumpliendo los niveles más elevados de regulación, estándares de calidad y confiabilidad, fortaleciendo el Desarrollo de la Nación, aplicando las nuevas tecnologías y adelantos de investigación.

El Departamento de Servicios Eléctricos Morichal, se encuentra ubicado al Suroeste del Estado Monagas, específicamente, en el galpón de Talleres Centrales del Campo Petrolero Morichal.

1.7.3 Organigrama de la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal

La Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal está conformada por cinco superintendencias: Planificación y Gestión, Transmisión Eléctrica, Distribución Eléctrica, Optimización e Infraestructura y por último está la superintendencia de Protecciones y Mediciones Eléctricas, las cuales son encargadas de realizar acciones dirigidas a mantener y garantizar que el sistema eléctrico del Distrito Social Morichal opere con alto grado de confiabilidad. En la **Figura 1.2** se muestra la estructura organizativa de la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal.

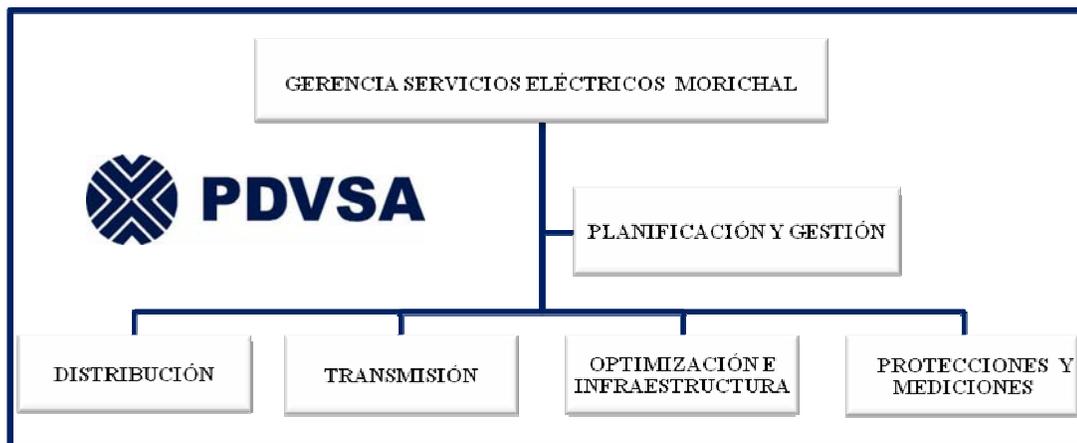


Figura 1.2. Organigrama de la Gerencia de Servicios Eléctricos Distrito Morichal.

1.8 Planteamiento del Problema

El Distrito Morichal está dividido en dos zonas de producción de crudo: Área Extrapesado y Pesado. Esta última cuenta con tres S/E`s principales, S/E 15 Morichal, S/E Jobo Norte y S/E Temblador con niveles de tensión en 115/34,5 kV, encargadas de suplir toda la energía necesaria al resto de las S/E`s de distribución, que alimentan con distintos niveles de tensión a los diferentes pozos, macollas, estaciones de bombeo y otras instalaciones. Esta área de producción ha tenido un aumento en la carga eléctrica, como consecuencia del incremento de la producción en forma acelerada en los últimos años, y por ende esto también ha producido cambios en la topología del sistema eléctrico de potencia. Por esta causa los ajustes de los dispositivos de protección han perdido vigencia y requieren una nueva coordinación entre ellos.

Las protecciones son fundamentales en todo sistema eléctrico ya que permiten aislar automáticamente un elemento o parte del sistema que ha experimentado una falla, para garantizar que el sistema eléctrico opere con las siguientes características: confiabilidad, selectividad, sensibilidad, y rapidez. Dado que se han realizado

modificaciones y cambios en las subestaciones que conforman el sistema eléctrico a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV, La Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal requiere coordinar las protecciones asociadas al Área Pesado para así proponer los mejores ajustes, la normalización del sistema y la actualización de las protecciones para que operen eficientemente de acuerdo a las características antes mencionadas.

Por lo expuesto anteriormente, se realizará un análisis detallado de toda la red de distribución y los esquemas de protecciones existentes en el Área Pesado, incluyendo el estudio de flujo de carga y cálculo de cortocircuito utilizando el software ETAP Power Station (Electrical Transient Analysis Program) que permitirá conocer diferentes parámetros (corrientes de cortocircuito y corrientes de carga) para obtener el tiempo de despeje de las fallas, con el que se adaptarán los ajustes existentes de los relés de protección.

1.9 Objetivos del Proyecto

1.9.1 Objetivo General

Coordinar las protecciones eléctricas en el sistema de distribución a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV del Área Pesado, Distrito Morichal, PDVSA.

1.9.2 Objetivos Específicos

- ✓ Recopilar información sobre la situación actual de las protecciones a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV del sistema de distribución del Área Pesado del Distrito Morichal.
- ✓ Realizar estudios de flujo de carga y cortocircuito, utilizando el software computacional ETAP® (Electrical Transient Analysis Program) versión 5.0.1.

- ✓ Definir los criterios de ajuste de los elementos de protección en base a los Estándares Nacionales e Internacionales.
- ✓ Realizar la coordinación de las unidades de protección de acuerdo a los criterios establecidos.

1.10 Justificación e Importancia del Proyecto

La necesidad de las protecciones para la vida humana y para los equipos instalados en una planta, es de gran importancia para un sistema de potencia. El suministro en forma continua y segura de la energía eléctrica, se logra diseñando o coordinando un sistema de protección que garantice la rápida acción ante fallas o perturbaciones que pongan en riesgo la continua producción de la empresa. Un sistema confiable debe estar preparado para operar ante las posibles fallas generadas por errores al hacer operaciones, equipos defectuosos o simplemente por condiciones anormales en el ambiente.

La Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal, es la encargada de mantener la continuidad del servicio eléctrico y garantizar el suministro de energía a todos los procesos llevados a cabo por la empresa, para de esta manera permitir que la producción de la misma sea óptima.

Es por ello que esta gerencia requiere coordinar el sistema de protección del área de producción de crudo pesado para los niveles de tensión de 34.5 kV y 13.8 kV a fin de que las protecciones del sistema eléctrico, actúen correcta y eficientemente, y que solo sea despejada la zona fallada, de manera que el resto del sistema no se vea afectado, logrando así mantener el sistema en óptimas condiciones.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Protecciones Eléctricas

Son dispositivos que detectan condiciones anormales en un circuito y actúan para despejar las fallas presentadas. Para que un Sistema Eléctrico opere de forma confiable debe contar con las protecciones adecuadas. En la medida que el sistema sea más importante o de mayor nivel de tensión, requerirá de esquemas de protecciones que involucren diferentes funciones que garanticen la detección temprana de fallas en la red, a fin de eliminar cualquier posible anomalía en el menor tiempo posible, disminuyendo de esta forma los daños y cortes de energía que pudieran ser ocasionados por fallas en el sistema.

La finalidad de las protecciones es detectar condiciones anormales y ordenar la separación del sector del sistema involucrado por intermedio de los interruptores asociados a este, para evitar que condiciones puntuales se extiendan a otras zonas que estén operando correctamente.

Las protecciones eléctricas determinan si el sistema se encuentra en condiciones fuera de los parámetros normales de operación, cuando la lógica de esta compara los ajustes colocados con los parámetros reales que continuamente miden.

2.1.1 Características de los Sistemas de Protección

La protección ideal será aquella que actúa solamente ante los disturbios para los que ha sido instalada, que lo hiciera en el menor tiempo posible y que su precio fuera

mínimo. Evidentemente, este ideal no es fácil de conseguir por lo que es menester valorar una serie de aspectos que generalmente son opuestos entre sí.

Dependiendo de la importancia de la subestación, las protecciones deben seleccionarse de acuerdo con las siguientes características:

- ✓ **Sensibilidad:** Según esta característica, el relé debe detectar y operar con pequeñas señales.

- ✓ **Selectividad:** Cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin cortar la energía que alimenta otras áreas del sistema, seleccionando los interruptores necesarios que liberan la falla.

- ✓ **Velocidad:** La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

- ✓ **Confiabilidad:** La confiabilidad junto con la velocidad son muy importantes, pues un relé debe ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar, por lo cual de nada serviría. Por esto, deben tener un buen mantenimiento, estar bien ajustados y en general ofrecer la seguridad que no van a fallar cuando más se necesite su operación.

- ✓ **Seguridad:** Para que no operen en condiciones que no represente una falla, o para que no saque de servicio una determinada zona cuando la falla no es en dicha zona.

✓ **Precio:** El precio de una protección es un factor poco importante, se si compara con el costo del resto de los equipos de una instalación, por lo que debe tratar de adquirirse la mejor calidad posible.

2.1.2 Componentes de un Sistema de Protecciones

La protección de un equipo eléctrico puede ser tan simple como un fusible o tan compleja como los modernos relés de tipo numérico, que hacen uso de enlaces de radio, microondas o fibra óptica para transmitir la información de un punto a otro. Por esta razón, una definición de Sistema de Protecciones debe ser lo suficientemente amplia como para incluirlas a todas.

Un *Sistema de Protecciones* es el conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento de la red eléctrica o emitiendo una señal o ambas cosas. Bajo la perspectiva de esta definición, los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la **Figura 2.1**, son los siguientes:

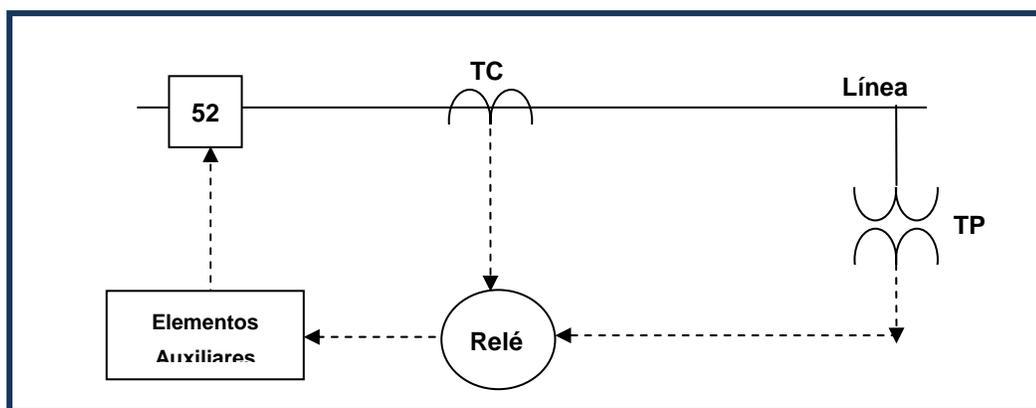


Figura 2.1. Componentes de un sistema de protecciones.

2.1.2.1 Relés de Protección

Son los elementos que reciben la información de los transformadores de medida y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción (“opera”), generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de potencia.

2.1.2.2 Circuitos de Control

Conjunto de elementos que interconectan los transformadores de medida, relés de protección y los interruptores de potencia. Entre estos elementos se puede mencionar: cables de control, regletas de conexiones o borneras, switches, relés auxiliares, relés temporizadores, lámparas de señalización, dispositivos anunciadores, etc. Se analizarán a continuación, las principales características de los distintos elementos que componen los sistemas de protecciones.

2.1.2.3 Transformadores de Medida (TM)

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones operacionales de un sistema de potencia, en la forma de señales secundarias de corriente o de tensión proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP), para diferenciarlos de los transformadores comunes.

2.1.2.3.1 Transformadores de Corriente (TC)

Es un transformador que consta de una o varias espiras en primario, conectadas en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir, como se muestra en la **Figura 2.2**. El secundario posee muchas vueltas y alimenta los circuitos de intensidad de uno o varios dispositivos de protección o medición.

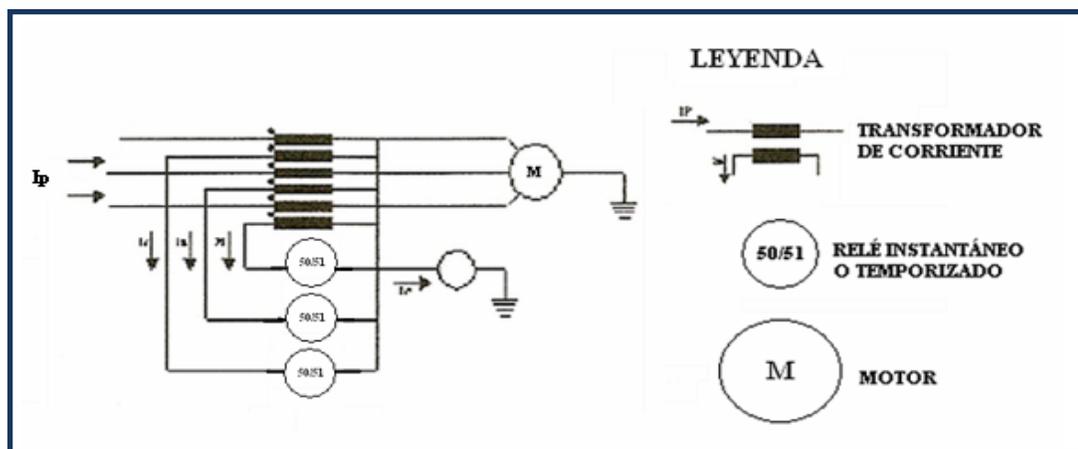


Figura 2.2. Transformador de corriente.

Existen dos clases de transformadores de corriente:

2.1.2.3.1.1 Transformadores de Medición

Se emplean para alimentar los instrumentos de medición, tales como amperímetros, voltímetros, etc.

2.1.2.3.1.2 Transformadores de Protección

Son diseñados para alimentar dispositivos de protecciones, son más precisos y, soportan aproximadamente, 20 veces más su corriente nominal antes que se sature.

2.1.2.3.2 Transformadores de Potencial (TP)

Su función principal es la de transformar el voltaje real en un voltaje adecuado para la alimentación de los equipos de medida y protección del sistema de potencia.

En condiciones normales de uso, la tensión en el secundario es prácticamente proporcional a la primaria y desfasada, en relación con la misma, un ángulo aproximado a cero para un sentido apropiado de las conexiones. En la **Figura 2.3** se observa la representación de un transformador de potencial

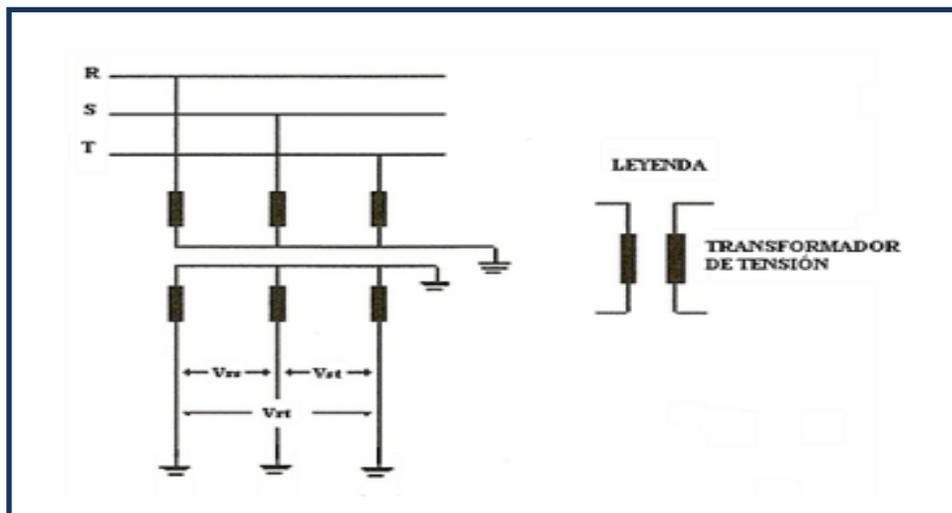


Figura 2.3. Transformador de potencial.

2.2 Sistema de Protección

Para proceder a determinar las protecciones necesarias de una instalación o dispositivos, es preciso disponer de la información completa de éstos y conocer debidamente la importancia de los mismos sobre el resto del sistema eléctrico al que están conectados. Consecuentemente, se debe proceder a una planificación general de los Sistemas de Protección. Éste sistema queda determinado cuando se han

establecido los esquemas de protección que deben incluir los dispositivos de Reducción (TC's, TP's), Detección (Relés) y de Interrupción (Interruptores) para un elemento específico de la red.

Por lo tanto, se puede decir que para establecer un Sistema de Protección se deben tener presente una serie de pasos entre los cuales tenemos:

- ✓ Conocimiento detallado de la Red o instalación que haya que proteger.
- ✓ Definición de las zonas de protección y su comportamiento para los tipos de alteraciones presentes en el sistema (**Figura 2.4**).
- ✓ Definición de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección.
- ✓ Definición de las protecciones de Respaldo, estableciendo cuales son de respaldo local y cual es de respaldo remoto.

De modo siguiente, para realizar los ajustes y coordinación de protecciones se debe tener conocimiento de:

- ✓ Diagrama unifilar de la red a estudiar.
- ✓ Los niveles de cortocircuito en los diferentes puntos de interés.
- ✓ Conocer el funcionamiento y características técnicas de cada uno de los Relés y su ubicación en la red.
- ✓ La relación de transformadores de corriente y/o tensión según sea el caso.

- ✓ Establecer los criterios lógicos para el despeje de fallas, según la importancia técnica del circuito, a objeto de reducir los cortes de energía en las áreas no afectadas.

2.2.1 Zona De Protección

Debido a lo complejo y extenso que puede ser un sistema, se hace necesario dividirlo en zonas independientes una de la otra, esto con en el fin de desenergizar y desconectar dicha zona bajo falla del resto del sistema. Siempre es deseable limitar la cantidad de sistemas desconectados o puestos fuera de servicio a causa de una falla, por lo que cada zona tiene un relé de protección asociado para determinar la existencia de la falla en la misma y desconectarla del resto del sistema por medio de un interruptor de maniobras, sin embargo, consideraciones económicas, frecuentemente limitan el numero de interruptores requeridos para la operación normal del sistema, comprometiendo al relé de protección.

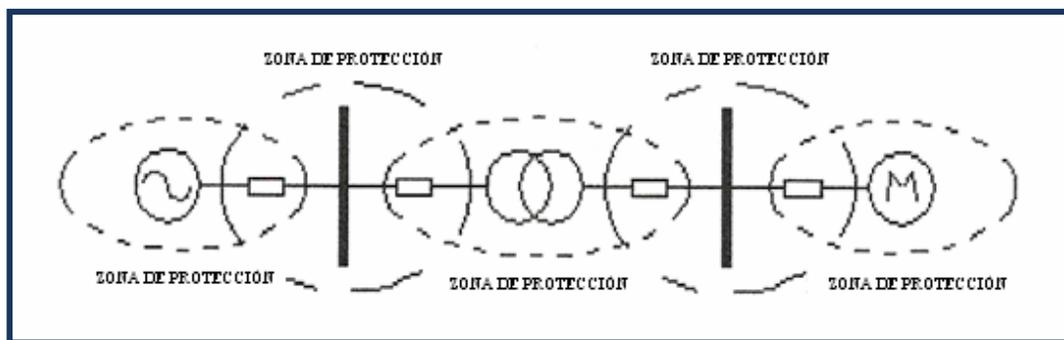


Figura 2.4. Zonas de protección.

2.2.2 Protección Principal

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.

Al establecerse esta protección se establecen zonas de protección alrededor de cada elemento del sistema con el fin de abrir todos los interruptores que están asociados a esa zona si una falla ocurre dentro de ella, es la primera protección que tiene que actuar.

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.

2.2.3 Protección Secundaria

Este dispositivo de protección tiene características de respuesta y funciones similares o inferiores a las de la protección primaria, puede actuar igual que esta,

tanto en tiempo como alcance, pero su función principal es servir de apoyo cuando la protección primaria esta fuera de servicio.

2.2.4 Protección de Respaldo

Es el dispositivo de protección que interviene sólo cuando no actúan las protecciones primarias y secundarias. Puede ser seleccionada con unas características de respuesta y funciones similares, diferentes o inferiores a las protecciones primarias y secundarias. Pueden estar en una misma ubicación o en la zona de protección siguiente.

Estas protecciones se clasifican como **Locales** cuando se hallan en la misma zona que la protección principal, también se conocen como **Secundarias** cuando están asociadas al mismo interruptor que la protección principal. Cuando la protección de respaldo está ubicada en otra dependencia se califica como **Remota**.

2.2.5 Protección Falla Interruptor

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 y baterías de control.

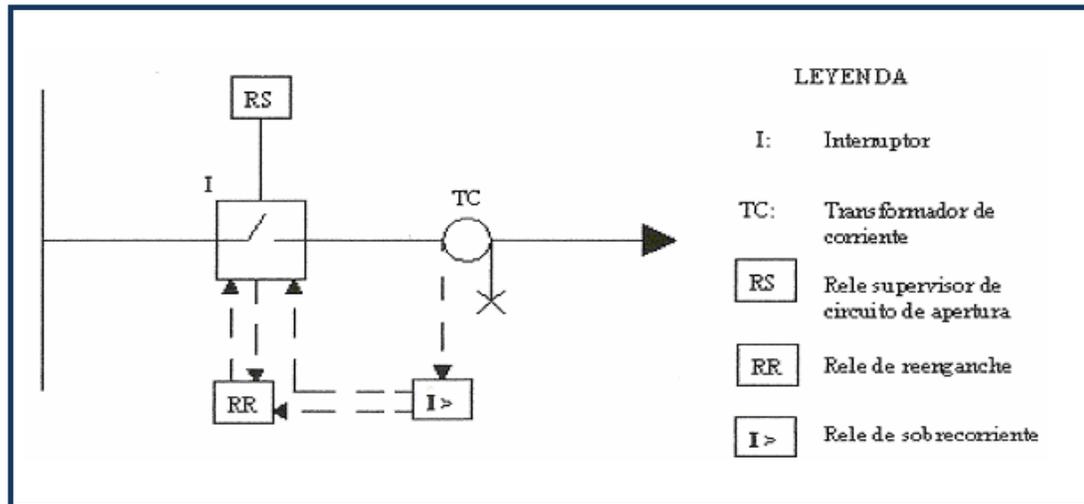


Figura 2.5. Esquema de protección para una salida de 34,5 kV y 13,8 kV.

2.3 Esquemas de Protección y Relés de Protección

El propósito básico es proteger todos los circuitos y equipos de condiciones eléctricas anormales así como minimizar los efectos de las fallas.

Un pre-requisito al uso de los relés de protección es la presencia de los dispositivos sensitivos (transformadores de corriente) y dispositivos de desconexión (breaker o seccionadores operados remotamente, etc.). Por lo tanto, la selección de un esquema de protección es inherentemente dependiente del arreglo del circuito así como del equipo, el proceso a ser protegido y de la continuidad del circuito requerido.

Los relés y otros dispositivos de protección son usados para detectar fallas y anomalías en el voltaje y frecuencia tales como sobrevoltajes, bajo voltajes, operación monofásica y baja frecuencia. Los ajustes de los relés de protección y el rango de los fusibles son determinados y coordinados con los dispositivos de protección de la fuente de suministro para aislar el segmento fallado del sistema tan

rápidamente como sea posible para permitir que la parte no fallada del sistema continúe operando.

La aplicación de los relés de protección es acompañada por una división de los circuitos eléctricos en zonas de protección las cuales pueden ser organizadas de manera económica usando varios esquemas de protección. Estas zonas de protección son seleccionadas sobre la base de las características individuales de cada instalación.

Algunas de las consideraciones son:

- ✓ Características eléctricas de los circuitos de suministro de energía, especialmente la distribución de las corrientes de falla.
- ✓ Los requerimientos de continuidad y capacidades de la carga.
- ✓ Daños de equipos.
- ✓ Duración de las fallas y la holgura de los voltajes asociados.
- ✓ Probabilidad de los disturbios debido a la longitud del circuito, tipos de equipos, etc.
- ✓ Requerimientos estándar de la fuente de suministro establecida para asegurar la máxima calidad de servicio a sus usuarios.
- ✓ Disponibilidad de los equipos de protección con debidas consideraciones económicas

- ✓ Estabilidad de los motores, generadores y otras características de cargas pertinentes.
- ✓ Requerimientos de recierre.
- ✓ Requerimientos de localización de fallas.
- ✓ Diseño físico
- ✓ Requerimiento de mantenimiento.

Los esquemas de protección usados en una planta industrial en combinación con las líneas principales de suministro son descritos bajo siete grupos descritos en la **Tabla 2.1** y representados en la **Figura 2.6**.

Tabla 2.1. Esquemas de protección.

| Esquemas de protección | Grupos |
|--------------------------------|--------|
| Línea Suplidora | A |
| Servicio de Entrada | B |
| Transformador Suplidor | C |
| Secundario del Transformador | D |
| Circuito alimentador de planta | E |
| Generación interna | F |
| Protección de barra | G |

Esta localización de los dispositivos de protección no son siempre bien definidos debido a diferencias entre las instalaciones y en algunos casos uno o más grupos pueden no existir, por ejemplo, cuando la empresa suplidora alimentan a 208Y/120V, 480Y/277V, o un 4.16kV o mas alto, ningún transformador es requerido y el Grupo C es omitido. El grupo D es omitido cuando ningún interruptor de protección secundaria existe y el grupo F está presente solo con generación interna en la planta. El grupo G aunque no se muestra en la figura esta asociado intrínsecamente a la protección de la barra.

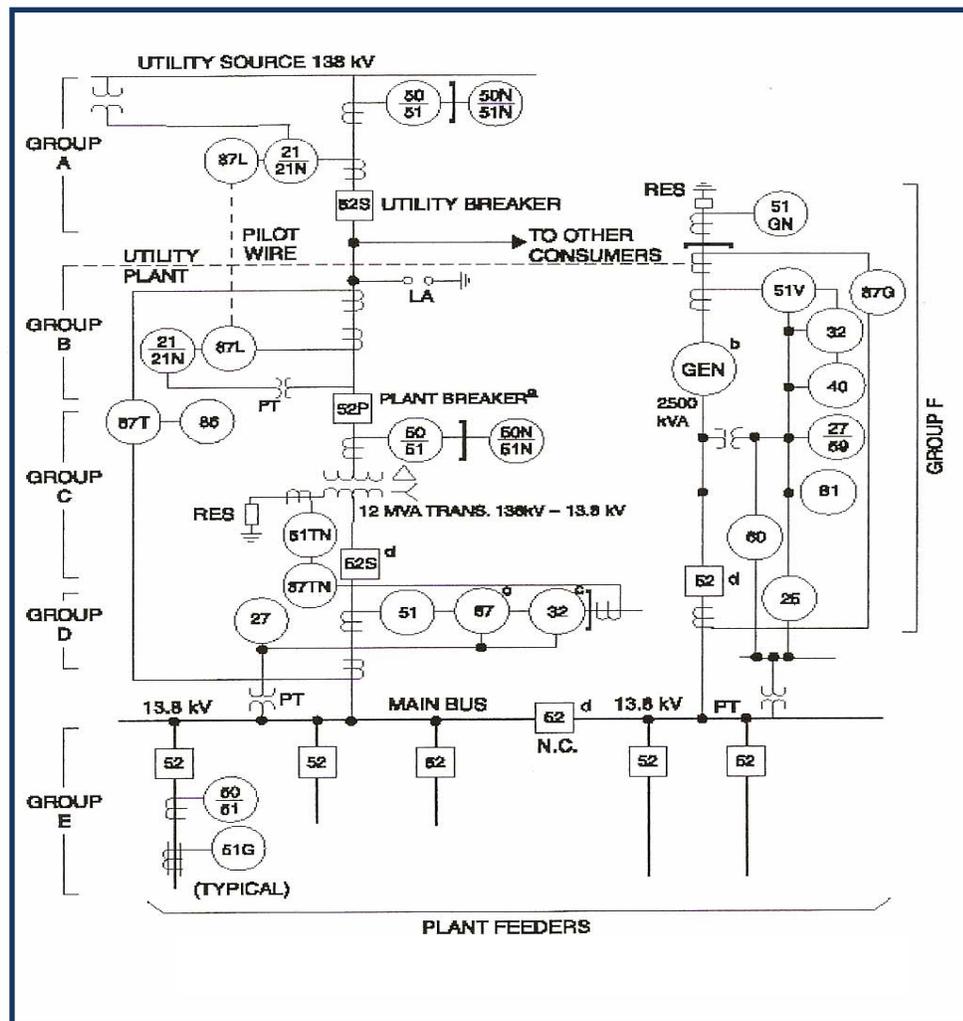


Figura 2.6. Grupos de esquemas de protección.

Los grupos A y B serán discutidos a continuación por ser de principal interés para la investigación.

Grupo A. *Protección de línea de Suministro.* Su propósito principal es para proteger el circuito principal de suministro de los efectos adversos de falla entre el interruptor de la fuente de suministro y el equipo de entrada al otro terminal. La meta es despejar fallas sobre las líneas rápidamente, más que comprometer el servicio de todos los usuarios alimentados de la barra fuente. Otra función es respaldar la protección del servicio de entrada y prevenir disturbios dentro de la planta al afectar la barra fuente de suministro

Grupo B. *Protección de servicio de entrada.* Usado normalmente, opera el dispositivo de interrupción principal. Sin embargo, cuando los fusibles son usados, los fusibles proveen la función de ambos, de sensar e interrumpir. En este caso, las características requeridas y el ajuste debería ser seleccionado basado sobre la operación selectiva de los consumidores y los dispositivos de protección de la empresa suplidora del servicio y cuando son apacibles, sobre los códigos gubernamentales pertinentes.

Los dispositivos de protección de servicio de entrada funcionan para desconectar la línea de suministro del sistema de los consumidores para ciertas fallas dentro de las conexiones del primario y secundario del transformador suplidor y para servir como un respaldo a los dispositivos de protección asociados con el secundario del transformador o línea de suministro de la empresa suplidora.

Distintos esquemas pueden ser utilizados para abrir los interruptores de la fuente de suministro dentro del grupo A cuando ningún interruptor primario está en la planta y las corrientes de falla no son suficientes para operar los relés del grupo A. La meta es combinar al usar switch de tierra de alta velocidad o al emplear esquemas de

disparo transferido a través del uso de hilo piloto, corriente portadora, audio tono, señales microondas, etc. Generalmente, estos métodos de disparo del interruptor de la línea del lado de la fuente deberían ser permitidos solo si la línea sirve un consumidor. Donde la línea sirve varios consumidores, cada consumidor es responsable de despejar la falla en su sistema sin interrumpir el servicio a los demás consumidores. En estos casos, un breaker u otros dispositivos interruptores de fallas son requeridos en la planta.

Hay varias técnicas de protección comúnmente usadas para las líneas de transmisión asociadas con los grupos A y B, pero su aplicación varía ampliamente según las características, configuraciones y relativa importancia de los circuitos:

- ✓ Relés de sobrecorriente de falla a tierra y de fases temporizados e instantáneos. (Dispositivos 50/51 y dispositivos 50N/51N).

- ✓ Relés de sobrecorriente direccionales (dispositivos 67).

- ✓ Relés de distancia (dispositivos 21/21N).

- ✓ Relés diferenciales (dispositivos 87L).

Este estudio se enfoca directamente a la coordinación de protecciones mediante los dispositivos de protección de sobrecorriente temporizados e instantáneos de fase y neutro, pues es a lo que está delimitado el proyecto.

2.4 Relés de Sobrecorriente de Falla a Tierra y de Fases Temporizados e Instantáneos (Dispositivos 50/51 y Dispositivos 50N/51N)

Los relés de sobrecorriente se clasifican de acuerdo a sus características tiempo-corriente en dos formas básicas de diseño: el tipo instantáneo y el relé con retraso de tiempo.

2.4.1 Relé de Sobrecorriente Instantáneo (Dispositivo 50)

Este tipo de relé se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relé. El rango de tiempo en la operación de éste tipo de relé varía en un rango entre 0.016 segundos y 0.10 segundos; su característica se expresa mediante un diagrama tiempo-corriente como el que se muestra en la **Figura 2.7**.

En sistemas radiales al ocurrir una falla muy cercana a la fuente, el relé instantáneo asegura el despeje de la misma ya que los relés temporizados debido a su tiempo de ajuste actuarán con retraso. La selectividad de estos relés se logra mediante el ajuste de corriente de disparo en forma escalonada. Su ajuste se realiza 20, 30, 35 veces la corriente nominal.

El relé instantáneo (*dispositivo 50*) debería ser empleado sólo donde la coordinación aguas abajo no es requerida. Estos relés deberían ser ajustados a un arranque en un nivel de corriente suficientemente alto así que ellos no operen para las fallas asimétricas máximas en la localización de los próximos dispositivos de protección de sobrecorriente aguas abajo, típicamente 1.6 veces la corriente de falla simétrica en esa localización. Sin embargo, los relés instantáneos frecuentemente alcanzan cargas, transformadores conectados a la línea. En algunas ocasiones

involucrando líneas cortas, relés instantáneos no pueden ser coordinados y no deberían ser utilizados.

2.4.2 Relé de Sobrecorriente con Retraso de Tiempo (Dispositivo 51)

Este tipo de relé presenta una característica de tiempo definido e inverso, el cual opera cuando la corriente excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente implica menor tiempo para enviar la señal de disparo. Algunas de las características relevantes de este tipo de relé que se deben considerar se muestran en la **figura 2.7**, las cuales son las siguientes:

2.4.2.1 Tiempo Definido

Los relés con este tipo de curva se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre un valor máximo y un valor mínimo, o bien, entre una falla local o en una barra remota.

2.4.2.2 Tiempo Inverso

En instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos) se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de relé con este tipo de curva.

2.4.2.3 Tiempo Muy Inverso

En instalaciones eléctricas, en donde, para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles; esta característica resulta ser la adecuada.

2.4.2.4 Tiempo Extremadamente Inverso

Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la mejor que se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aérea.

Son usados siempre que sea conveniente debido a la simplicidad y economía. Los relés extremadamente inversos son algunas veces usados cuando la coordinación con fusibles es requerida o cuando las corrientes inrush altas son necesarias sobre la restauración de la potencia después de la salida del servicio. Las características del relé de tiempo obtenido, inverso y muy inverso, pueden también ser usados por una variedad de razones; ejemplo, cuando la magnitud de corriente de cortocircuito es dependiente en gran forma sobre la capacidad de generación en la falla. Cuando la fuente de suministro usa un relé de tiempo definido sobre la línea de servicio industrial, una característica de relé menos inversa sobre el sistema industrial puede ser preferida.

En la siguiente gráfica podemos observar las diferentes curvas características de operación de los relés de protección:

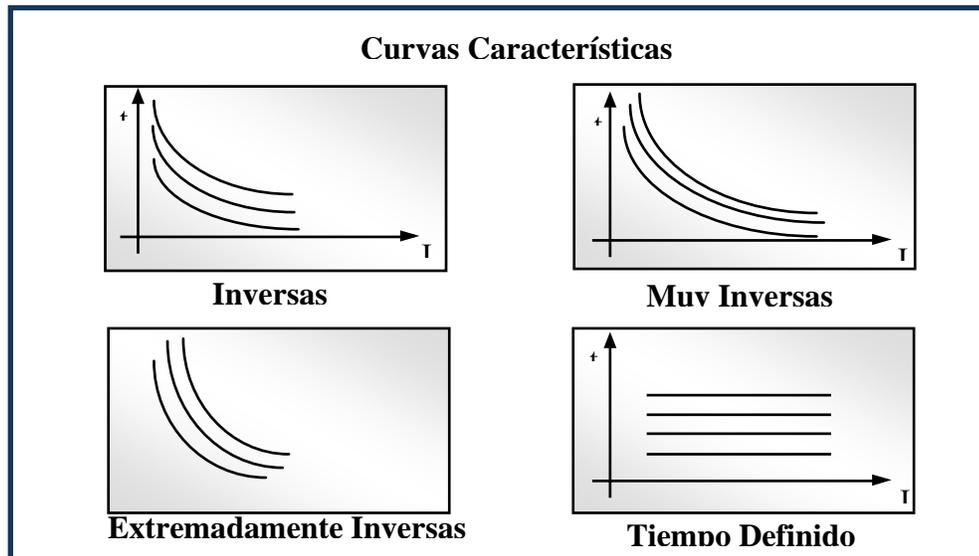


Figura 2.7. Curvas características de operación de los relés.

Si se grafican en un mismo plano los tiempos de operación de los relés según sus curvas características, se observa una visible diferencia entre ellas, como se muestra a continuación en la **Figura 2.8**.

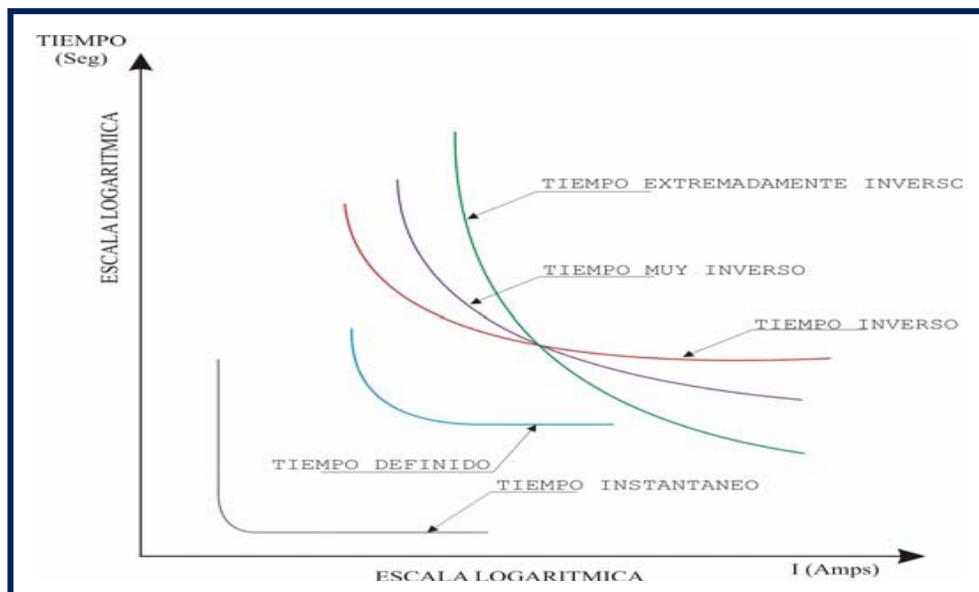


Figura 2.8. Curvas Tiempo-Corriente representativas de los relés de sobrecorriente.

2.5 Coordinación por Ajustes de Corriente

El ajuste de corriente de un relé es el concepto más simple de coordinación. Los relés vienen definidos en función de curvas de operación de tiempo inverso, esto garantiza que al ocurrir una falla, por ejemplo, de 250 A en el lado de la carga no se disparen los tres relés, esto se debe a que a mayor corriente menor es el tiempo de operación.

En la **Figura 2.9** se puede observar un sistema radial de distribución, cuyos relés están ajustados para corrientes de 50, 100, 200 A, si ocurre una falla de 80 A en el lado de la carga el relé de 50 A sería el primero en activarse.

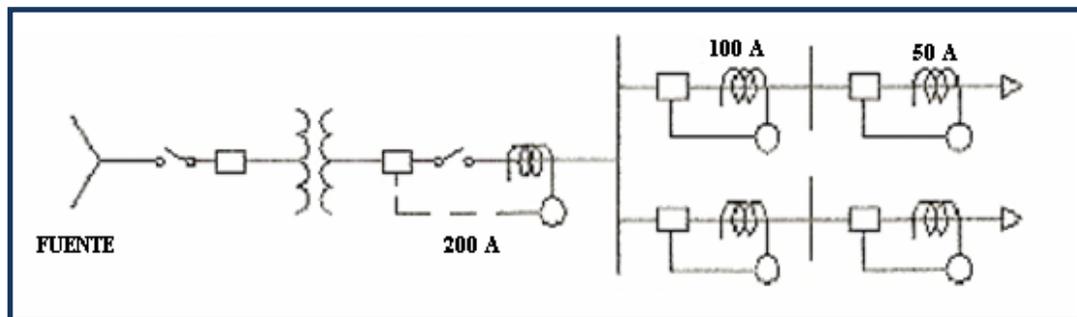


Figura 2.9. Sistema de distribución radial.

La corriente de disparo (pickup, *Tap*) es la corriente necesaria para que arranque el relé y cierre los contactos, esta se ajusta por medio de derivaciones o taps.

$$I_{arr} = 1.2 \times I_n \quad \text{Ec 2.1}$$

Donde;

I_{arr}: corriente de disparo o Pickup

I_n: corriente nominal

La bobina de corriente trae varias derivaciones o “taps”. La fuerza es proporcional al cuadrado del número de espiras, tal como se muestra en la **Figura 2.10**.

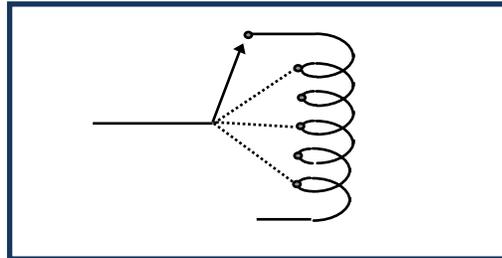


Figura 2.10. Taps de un relé.

Los relés tienen diferentes Taps dependiendo al modelo y marca del equipo, por lo cual general son: 2, 4, 5, 6, 7; una vez obtenida la I_{arr} ésta se expresa en corriente secundaria del transformador de corriente, se lleva a la curva de tiempo inverso y se aproxima al tap más cercano, el cual será el ajuste del relé, por ejemplo, si I_{arr} en el secundario es 4,8 Amp el tap será 5.

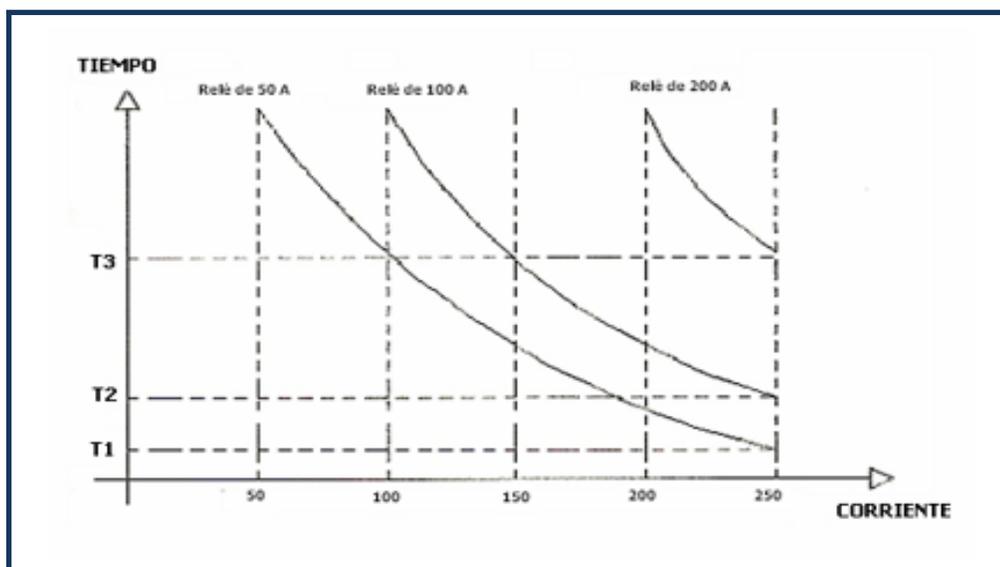


Figura 2.11. Características de Tiempo-Corriente de los relés de sobrecorriente.

2.6 Coordinación por Ajuste del Tiempo

El ajuste del tiempo es para dar un valor específico de disparo unas veces alcanzadas la corriente de arranque. El valor real del tiempo de operación es independiente de la corriente. En un sistema de distribución radial, como se muestra en la **Figura 2.12** que se muestra a continuación, los relés A, B, C, están ajustados para actuar al mismo valor de corriente.

La coordinación se debe realizar aguas abajo, es decir de la carga hacia la fuente, de esta forma el relé A respalda al B y C, en tanto que el relé B respalda al C.

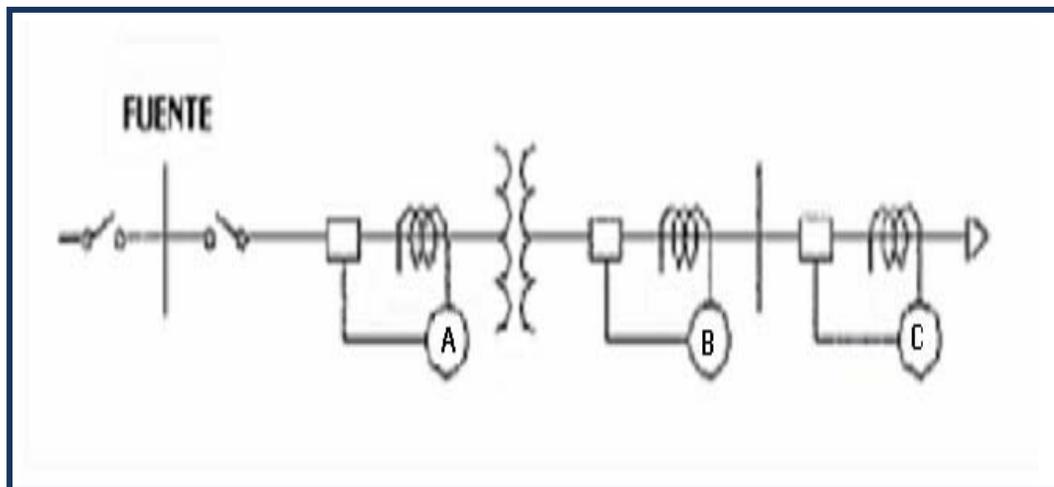


Figura 2.12. Sistema de distribución ajustado para actuar al mismo valor de corriente.

Si los 3 Relés están ajustados al mismo Tap, hay que seleccionar curvas de diferente Dial, en la **Figura 2.13** se observa un modelo de curvas de tiempo inverso:

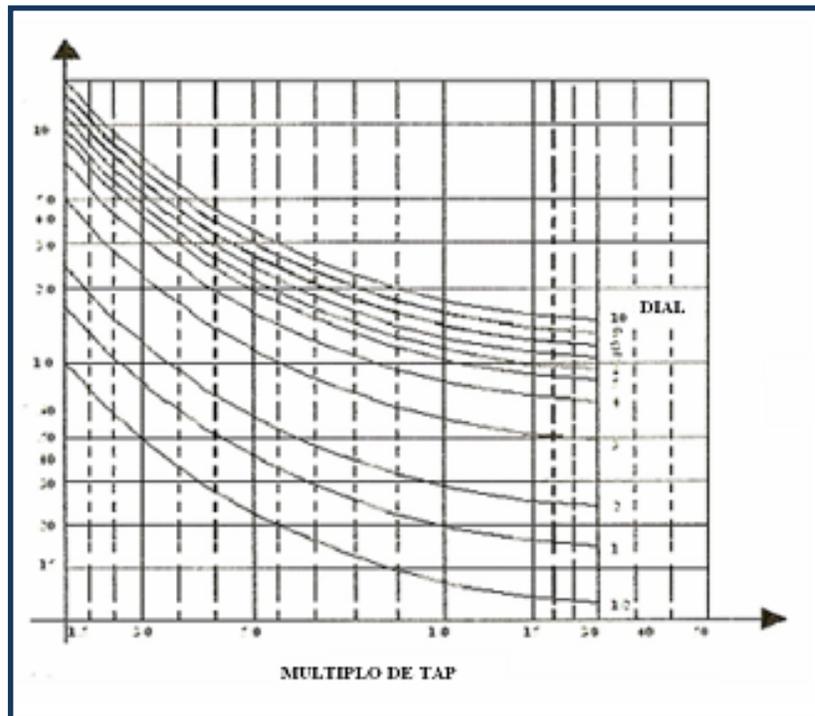


Figura 2.13. Curvas de operación de tiempo inverso.

El *Dial*, es el tiempo de operación del relé, y se puede variar mediante la distancia que tiene que viajar el contacto móvil desde su posición de reposo hasta hacer contacto con el contacto fijo.

El procedimiento de coordinación de protección es un método de ensayo y error, si las curvas se sobreponen o cruzan, si no hay suficiente espacio entre las curvas para garantizar la selectividad, entonces se debe ensayar con distintos dispositivos o distintos ajustes entre los relés utilizados.

2.7 Relés de Sobrecorriente del Transformador

Los relés de sobrecorrientes de fases y tierra del transformador son usados como respaldo de los diferenciales y de los relés de presión súbita, por lo tanto deben

usar alternos disparos auxiliares y alimentaciones de potencia. También provee protección de respaldo a las barras de voltajes medios y relés de sobrecorriente de fases del lado secundario. Aíslan una línea o barra fallada antes de que se pueda producir algún daño en el transformador. En los transformadores pequeños también puede proteger de fallas internas. Puesto que no es usualmente posible con este tipo de relé hacer un ajuste de sensibilidad y rápida operación, la protección de fallas internas es realmente limitada. El arranque (pickup) debe ser lo suficientemente alto para sobrepasar las capacidades de sobrecarga del transformador y ser insensitiva ante una condición de corriente inrush de energización.

Cuando se utilizan los relés de sobrecorriente para protección principal del transformador pueden ocurrir grandes daños en el mismo como producto de una falla interna. El ajuste razonable es 200% a 300% del rango de placa del transformador, cuyo límite superior de ajuste para obtener protección está definido por la curva de daño del transformador que depende de sus propiedades mecánicas y térmicas para resistir corrientes de cortocircuito por un período de tiempo definido.

El tiempo de operación del relé debe ser ajustado de acuerdo a la coordinación con los relés de los equipos que se encuentran aguas abajo.

Donde los fusibles son utilizados como protección de sobrecorriente, ellos deberían ser seleccionados para coordinar con los dispositivos de protección de la fuente de suministro y los dispositivos aguas abajo.

2.8 Relé de Recierre

La mayoría de las fallas en los sistemas de transmisión comerciales son fallas a tierra monofásicas, caracterizada por un arco eléctrico. Este se suele iniciar en aquellos elementos de las cadenas de aisladores que ofrezcan las condiciones para

ello. Si el sistema se encuentra operando con su neutro rígidamente instalado a tierra como es el caso de todas las instalaciones de más de 34.5 kV, el recierre automático adquiere gran importancia.

Una vez que se enciende el arco, como consecuencia de la falla, la protección correspondiente la detecta y trata de interrumpir el suministro de energía con la ayuda de uno o varios interruptores de potencia, según sea el caso. La apertura de los interruptores por espacio de un tiempo muerto, libre de tensión, de 200 a 500 ms, conlleva a que un elevado porcentaje de los casos de falla se extingan. En caso afirmativo el interruptor cierra de nuevo y el suministro de energía continúa en la forma habitual sin que el consumidor sufra mayores consecuencias. Por el contrario si la falla persiste después del tiempo muerto, la línea, al ser reenganchada, es desconectada de nuevo con la ayuda de un relé selectivo de protección.

La regulación selectiva de los interruptores del sistema o sector afectado es controlada por un relé especial, de recierre o reenganche automático, en el cual se ajusta el tiempo de la interrupción o pausa. La pausa, por su parte está sujeta a un compromiso: su límite inferior obedece a la des-ionización del espacio interelectródico afectado por el arco eléctrico, mientras que el superior depende fundamentalmente de la estabilidad del sistema. Es decir, el tiempo de pausa no puede ser muy corto, porque de lo contrario la falla no se extingue, pero a su vez tampoco muy largo ya que se perdería la estabilidad del sistema (operación sincrónica de las máquinas).

La falla podría afectar a una sola de las fases del sistema, en cuyo caso el despeje puede ser monofásico con un tiempo de pausa mayor que el correspondiente al despeje trifásico. Esto se debe a que al desconectar solo una de las fases las otras dos mantienen el acoplamiento sincrónico del sistema, lo cual no implica que el tiempo de pausa sea arbitrario. Este método operacional permite despejar 85% de las

fallas que se presentan en el sistema con neutro rígidamente conectado a tierra y demanda de los interruptores la operación individual de cada polo. El recierre monofásico se justifica debido a su distribución estadística y trae consigo el problema del arco secundario. Este consiste en que al desconectar selectivamente alguna de las fases, el acoplamiento electromagnético respecto a las otras dos hace renacer de nuevo el arco de la falla. Algunas compañías entre ellas, PDVSA, le dan preferencia al recierre automático trifásico por estas razones y además con miras a simplificar la protección y el costo de los interruptores.

2.9 Fusibles

El fusible es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuito o sobrecarga. En general un fusible como es muestra en la **Figura 2.14**, está constituido por un elemento (en adelante, elemento fusible) y un mecanismo soporte de éste. El elemento fusible se funde cuando circula por él, una corriente peligrosa durante un tiempo determinado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco.

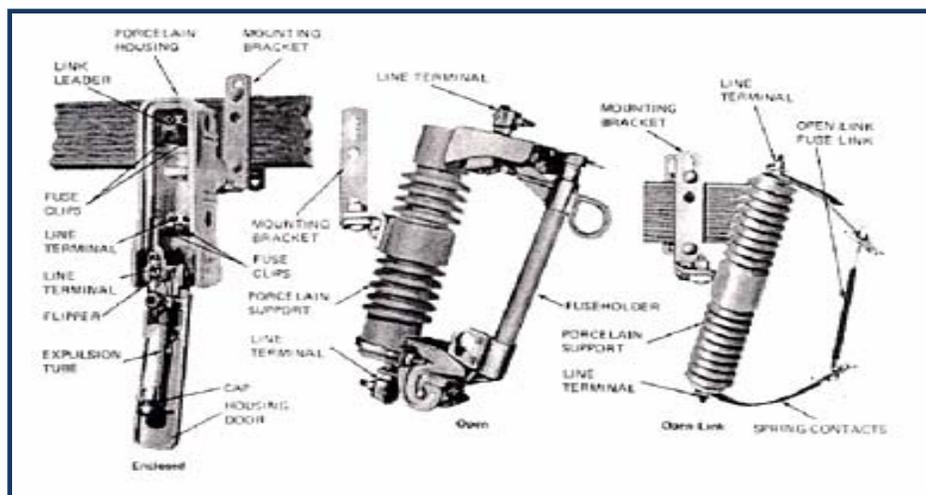


Figura 2.14. Fusibles típicos.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes a 20 °C a 25 °C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la **Figura 2.15**.

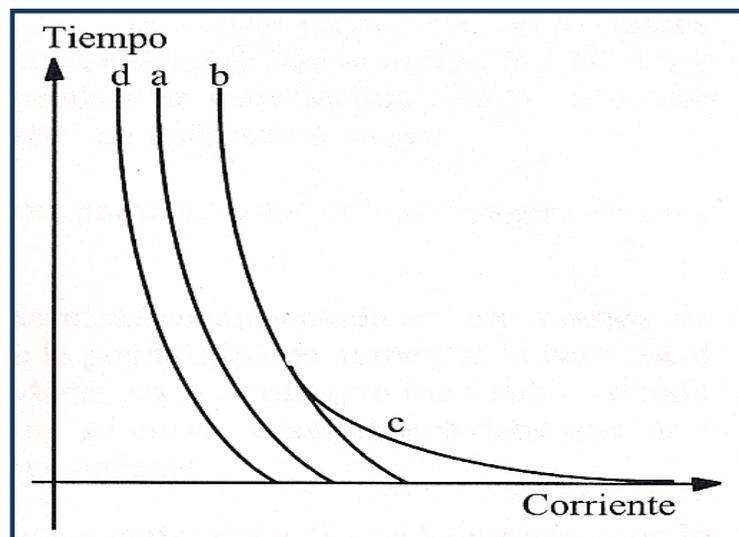


Figura 2.15. Características de operación de los fusibles.

La **a** representa la curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual se funde el fusible.

La **b** representa la curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.

La **c** representa la curva de tiempo total para la extinción del arco: Se obtiene adicionando a la curva b, el tiempo necesario para la completa extinción del arco.

La **d** representa la curva tiempo corriente de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

En general los fusibles se aplican especialmente en el sector industrial, en la protección de transformadores de potencial, de distribución de potencias reducidas y ocasionalmente en protección de ramales. A menudo el fusible puede montarse como seccionador y en algunos casos tienen mecanismos automáticos.

2.10 Fallas en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Es imposible la concepción de un sistema de potencia inmune a fallas, estas pueden presentarse en cualquier momento, ocasionando altos niveles de corrientes, depreciación de voltaje, entre otros efectos. Son precisamente las protecciones las que tienen la tarea de resguardar al sistema, despejando las fallas en los menores tiempos posibles, a fin de evitar daños en los equipos de alta tensión, como transformadores, reactores, líneas, barras etc. Entre las principales causas de fallas podemos nombrar las siguientes:

- ✓ Sobretensiones por descargas atmosféricas. Esta es la causa principal de fallas en líneas aéreas, además de los incendios y la contaminación.

- ✓ Deterioro del aislamiento por sobretensiones, por recalentamiento, por envejecimiento, por la acción de agentes químicos, por esfuerzos mecánicos, entre otros.

- ✓ Maniobras incorrectas o erróneas, como energizar una línea que está puesta a tierra, o energizar una línea muy larga por un extremo, sin tener en cuenta el posible incremento de tensión en el extremo receptor por efectos capacitivos.
- ✓ Accidentes, como árboles que hacen contacto con líneas, animales que hacen contactos a tierra o entre conductores, y otros.
- ✓ Vandalismo, como disparar sobre los aisladores de las líneas y lanzar cadenas contra las barras de una subestación.

2.11 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 2.16** se explica en forma esquemática lo dicho anteriormente.

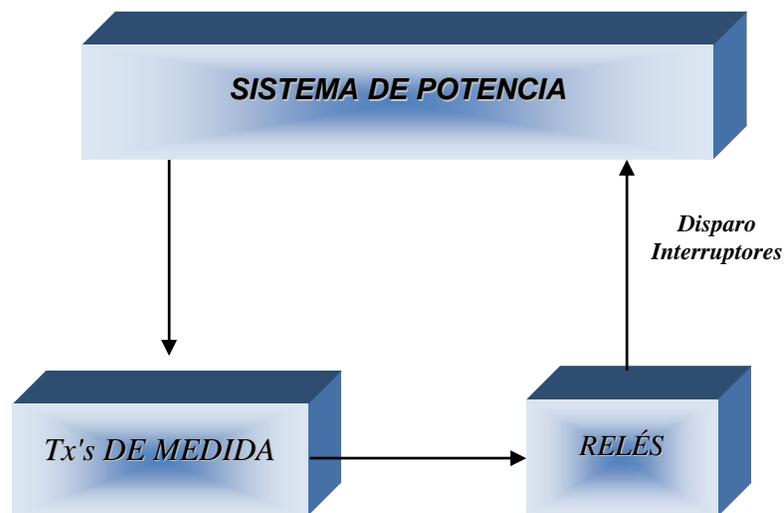


Figura 2.16. Diagrama de bloques de un sistema de protección.

2.12 Causas que Influyen en el mal Funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia

La interrupción de la energía se puede definir como la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha variado por encima o por debajo de los límites establecidos. Esto es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras

posibilidades. Un disturbio o alteración de un Sistema de Potencia es cualquier fenómeno que pueda degradar las características de un dispositivo, equipo o sistema.

2.12.1 Armónicas

Existe un gran número de dispositivos que distorsionan el estado ideal de las redes eléctricas. Algunos de ellos han existido desde la formación de los sistemas de potencia, y otros son producto de la aplicación de dispositivos de electrónica de potencia utilizados para el control moderno de las redes eléctricas, como ejemplo se puede mencionar el convertidor de línea, los inversores y rectificadores con control de ángulo de fase. Las armónicas pueden ser transmitidas a grandes distancias. La presencia de éstas en el voltaje puede ocasionar problemas en el estado ideal de las redes eléctricas.

2.12.2 Sobretensiones Transitorias

Resultan de cambios de configuración de la red, y se presentan ante pérdidas de carga, resonancias, fallas a tierra. Su duración es del orden del tiempo de actuación de los reguladores o las protecciones. El nivel de las sobretensiones depende de la configuración de la red y del punto considerado, y en general es menor cuanto más mallada es la red y cuantas más puestas a tierra se tengan.

2.12.3 Sobretensiones de Maniobra

Se presentan ante los cambios bruscos de configuración de la red. Se trata de rápidos transitorios que dependen de la configuración de la red y de otras circunstancias que obligan a considerarlos aleatorios, tales como la intensidad del rayo, el punto de caída entre otros. Se presentan por interrupciones de carga reactiva, de líneas, de transformadores, durante el cierre y el recierre de interruptores, entre

otros. El valor de estas sobretensiones aumenta por la carga residual de las líneas o por reenganches durante las interrupciones.

2.12.4 Sobretensiones Atmosféricas

Se presentan ante fallas del blindaje dado por el cable de guarda. La sobretensión puede provenir de una línea o producirse en la subestación aunque esta última es poco probable por la superficie relativamente reducida, en comparación a la línea.

Cuando la descarga incide en la torre o en el cable de guarda pero se propaga a los conductores es lo que se conoce como Contorneo Inverso, esta situación es muy poco probable que se presente en la subestación por la baja resistencia de puesta a tierra de la misma, pero es probable en la línea, y de esta manera se originan algunas sobretensiones atmosféricas que penetran a la subestación.

2.12.5 Corrientes de Cortocircuitos

Debido al constante incremento de producción de energía eléctrica, las corrientes de cortocircuitos en los sistemas de transporte y distribución actuales alcanzan valores elevados, que en muchos casos pueden afectar gravemente las instalaciones.

Para determinar las características de los equipos de protección así como la protección misma y los estudios de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica normalmente se efectúan estudios de cortocircuitos para fallas.

- ✓ De línea a tierra (Falla Asimétrica).
- ✓ Trifásica (Falla Simétrica).

En la **Figura 2.17** se muestra gráficamente lo mencionado anteriormente:

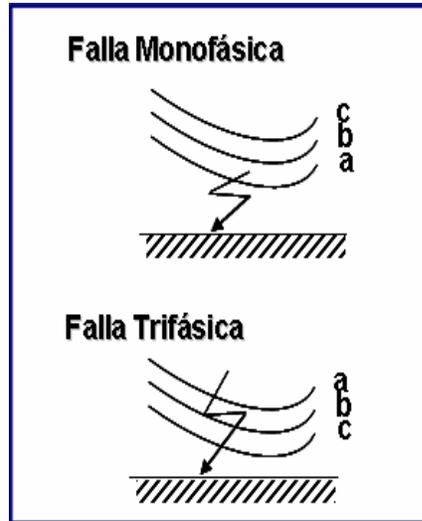


Figura 2.17. Fallas monofásica y trifásica.

La primera, por ser la de mayor ocurrencia y la segunda porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia es la que puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos a los esfuerzos más severos, desde el punto de vista analítico, sus resultados son más fáciles de estudiar y bastante satisfactorios para las distancias aplicadas en instalaciones eléctricas de distribución.

Las causas de las fallas trifásicas son accidentales, esta corriente es la que somete a los equipos de una instalación a sus mayores esfuerzos debido a los efectos térmicos y electrodinámicos productos de las grandes potencias de cortocircuito generadas por la falla.

El cálculo para este tipo de falla resulta más fácil que el de las fallas asimétricas por no presentar desbalance considerado entre las tres fases. En la **Figura 2.18** se observan las características de las corrientes de cortocircuito.

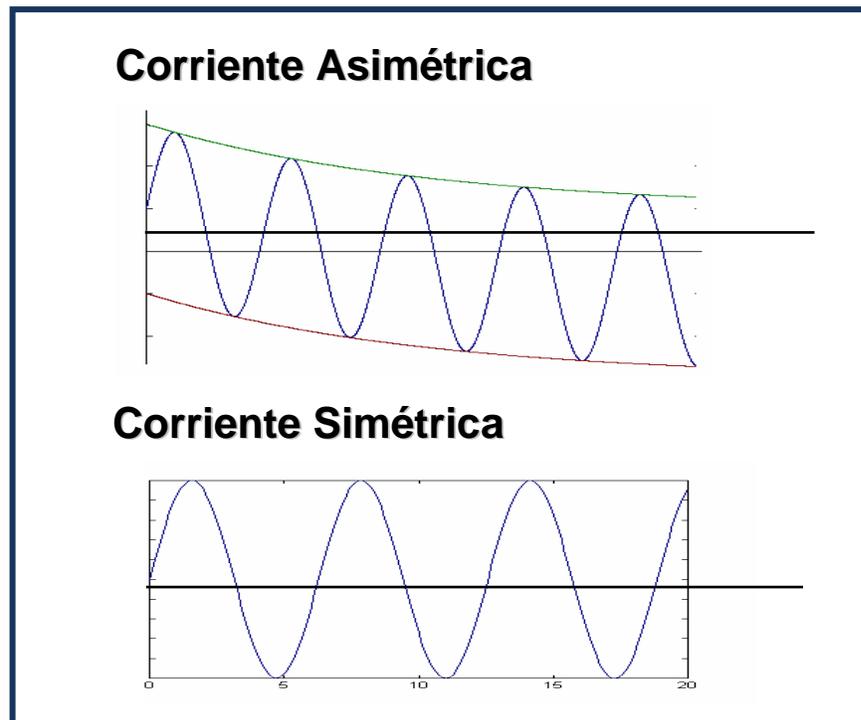


Figura 2.18 Características de las corrientes de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito de una instalación eléctrica, en general, va acompañada, en el momento inicial, de fenómenos transitorios seguidos de una situación permanente.

Los efectos básicos del cortocircuito sobre la instalación se pueden resumir en dos:

Efecto Electrodinámico, debido a la fuerza que aparece en los conductores al ser atravesados por fuertes corrientes y estar bajo campo magnético. El campo magnético lo crea la misma corriente o bien la corriente que circule por los conductores vecinos de la misma o distintas fases. Esta fuerza es proporcional al cuadrado de la intensidad. La fuerza máxima se producirá, por tanto, cuando la corriente tenga el valor máximo.

Efecto Térmico, debido al calor producido por la intensidad (Efecto Joule) y a la capacidad calorífica de la zona donde se haya producido. Dada la escasa duración del cortocircuito, normalmente inferior a 3 segundos, puede afirmarse que no se produce transmisión de calor al medio que rodea al conductor.

2.13 Estudio de Cortocircuito

En la planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia es importante considerar su comportamiento en condiciones normales de funcionamiento y bajo falla, muy especialmente las provocadas por cortocircuitos. El cortocircuito es una situación indeseable en un sistema eléctrico que puede presentarse teniendo como causa diferentes orígenes como lo son: descargas atmosféricas, una falla de aislamiento por envejecimiento prematuro, alguna maniobra errónea. Debido a esto se debe estar en posibilidad de conocer en todos los puntos de una instalación las magnitudes de las corrientes de cortocircuito.

La información que se obtiene con un estudio de cortocircuito es la siguiente:

- ✓ La corriente de cortocircuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red lo cual permite especificar los elementos principales de protección.
- ✓ Las potencias de cortocircuito en los términos del inciso anterior para la especificación y coordinación de las protecciones.
- ✓ Las corrientes de cortocircuito para efectos térmicos y dinámicos usados en el diseño de sistemas de barras, tableros, etc.

Desde el punto de vista del diseño y protección de instalaciones eléctricas es conveniente saber en qué nivel se parte para la realización de estos estudios. Es

común que se efectúen estudios de cortocircuito a nivel de sistemas de alta tensión, por ejemplo, considerando todas las plantas de generación, subestaciones y las líneas de transmisión en 115, 230 y 400 kV estudiando la red a través de programas computacionales para determinar las corrientes y potencias de fallas (por lo general trifásicas y de línea a tierra) en todas las barras, a partir de esos niveles y mediante el equivalente de Thevenin se pueden calcular las corrientes y potencias de fallas en los niveles inferiores de tensión, por ejemplo, un proyecto de una subestación de 400 kV no requiere hacer el estudio de cortocircuito de todo el sistema, basta con que se pregunte a la compañía suministradora de energía eléctrica cuales son las corrientes y potencias de cortocircuito en el punto de instalación y a partir de esa información se hace el estudio de cortocircuito propio de la subestación ó instalación eléctrica de que se trate.

El procedimiento anterior es válido para cualquier nivel de tensión y así por ejemplo si se desea hacer el estudio para una subestación industrial que se conectará a un sistema de distribución 34,5 kV sólo se debe preguntar a la empresa que suministra la energía eléctrica cuales son las potencias de cortocircuito en el punto de la instalación.

2.13.1 Aplicaciones del Estudio de Cortocircuito

El propósito del estudio de cortocircuito es tener una aplicación concreta para dar solución a un problema, la información obtenida es muy valiosa para el diseño de instalaciones eléctricas a fin de proveer los elementos de desconexión adecuados, dispositivos de protección indicados y la coordinación de los mismos, de esta forma minimizar los efectos de cortocircuito. El cortocircuito es una falla que puede dañar y/o quebrantar los sistemas de potencia debido al flujo de corrientes de gran intensidad cuyo origen tiene diferentes causas (descargas atmosféricas, falla de aislamiento, maniobras erróneas), en ocasiones fuera de control humano.

En general, se puede mencionar que un estudio de cortocircuito sirve para:

- ✓ Determinar las características interruptivas de los elementos de desconexión (interrupción) de las corrientes de cortocircuito como son interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- ✓ Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- ✓ Hacer los estudios térmicos y dinámicos debido a los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, barras de fase aislada, etc.
- ✓ Permite diseñar convenientemente la puesta a tierra de las diferentes subestaciones y elementos asociados.

Para el estudio de cortocircuito en cualquier instalación eléctrica es necesario saber en principio que elementos intervienen y en qué forma, así como el nivel de detalle requerido en cada caso, para esto se realizan estudios de los niveles de corriente de cortocircuito a medida del transcurso de la falla, es decir, en el orden desde el $\frac{1}{2}$ ciclo (Momentary Duty), en adelante (Interrupting Duty) hasta los 30 ciclos de duración

2.13.1.1 Momentary Duty

Corresponde al servicio de $\frac{1}{2}$ ciclo y es la corriente calculada que los interruptores deben soportar físicamente (capacidad mecánica del interruptor), tal como se muestra en la **Figura 2.19**.

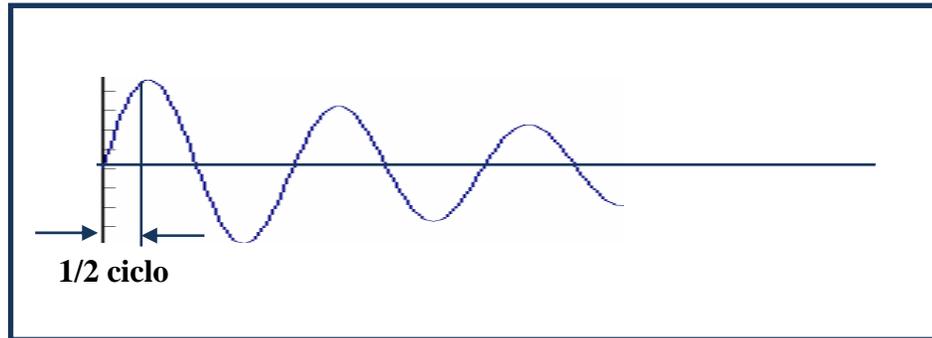


Figura 2.19. Corriente para dimensionamiento de equipos.

2.13.1.2 Interrupting Duty

Corresponde al servicio de interrupción, en el orden de los cinco o seis ciclos para interruptores de última tecnología. La corriente calculada debe ser interrumpida en forma segura y es utilizada a efectos de los ajustes de los relés. En la **Figura 2.20** se muestra el comportamiento de la corriente para ajustes de relés.

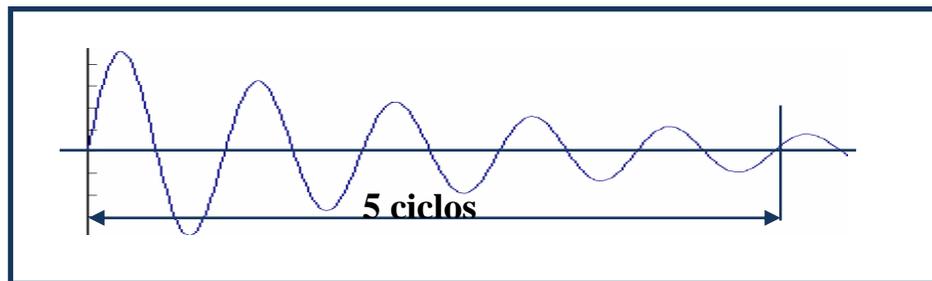


Figura 2.20. Corriente para ajustes de relés.

2.13.2 Fuentes que Contribuyen a la Corriente de Falla

Para evaluar la corriente de cortocircuito de un sistema de potencia es necesario identificar los diferentes equipos que van a contribuir a la corriente de falla. Al producirse un cortocircuito, las corrientes de frecuencia fundamental que circulan por

el sistema de distribución, provienen del sistema de transmisión y de las máquinas eléctricas conectadas.

Hay que tener presente que los condensadores utilizados para compensar reactivos, generan corrientes de falla que pueden llegar a tener una amplitud elevada, pero su frecuencia de descarga es alta, razón por la cual el tiempo de permanencia en el sistema de distribución es bajo y no se consideran en el cálculo de cortocircuitos. Las principales fuentes que contribuyen a aumentar las corrientes de cortocircuito son las que se describen a continuación.

2.13.2.1 Empresa de Suministro Eléctrico

El sistema de suministro público proporciona energía generalmente a través de transformadores reductores de voltajes deseados por el usuario. Aunque algunas veces se considera a los transformadores como fuentes de corriente de cortocircuito, en realidad esto es falso. Los transformadores cambian las magnitudes de voltaje y de corriente pero no los generan.

La corriente de cortocircuito que se proporciona mediante un transformador depende de la realización de un voltaje nominal de su secundario y de su porcentaje de reactancia. También depende de la reactancia de los generadores y del sistema hasta los terminales del transformador, así como la reactancia que tiene el circuito entre el transformador y la falla.

2.13.2.2 Generadores Sincrónicos

En la **Figura 2.21**, se muestra un grupo de oscilogramas típico de las corrientes en la armadura trifásica cuando un generador sincrónico está cortocircuitado. En las tres gráficas es evidente la presencia de una componente de CD, y cuya magnitud de

la corriente directa presente depende del instante en el cual el cortocircuito es aplicado y del factor de potencia del circuito. Como hay tres voltajes a 120° es posible que tenga una componente de corriente directa igual a cero.

Si un cortocircuito se aplica a los terminales de un generador sincrónico, la corriente de cortocircuito comienza con un valor alto y va decayendo a un estado estable en algún momento después de la incidencia del mismo. Como el generador después del cortocircuito sigue recibiendo potencia por su eje mecánico, y el circuito de campo se mantiene excitado con corriente continua, la tensión inducida se mantiene constante y la corriente en el devanado del estator permanece hasta alcanzar estado estacionario o ser despejada por el sistema de protecciones.

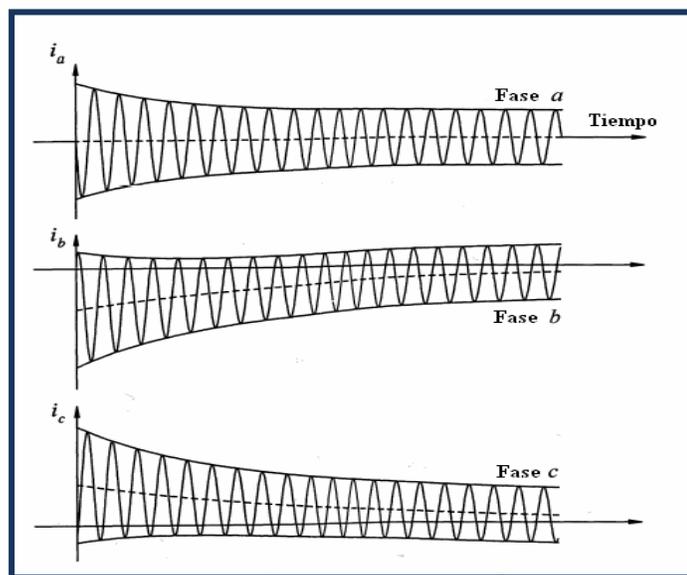


Figura 2.21. Oscilogramas de la corriente en las tres fases de un generador cuando se aplica un cortocircuito.

En un generador, la corriente es limitada por sus reactancias: subtransitoria X_d'' , transitoria X_d' y sincrónica X_d . Las reactancias mencionadas se pueden definir brevemente como siguen

2.13.2.2.1 Reactancia Subtransitoria (X_d'')

Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente que circula en el devanado del estator durante los primeros ciclos mientras dure el cortocircuito (etapa subtransitoria).

2.13.2.2.2 Reactancia Transitoria (X_d')

Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye el factor decisivo. La reactancia transitoria hace sentir sus efectos durante $\frac{1}{2}$ segundo o más, según la construcción de la máquina.

2.13.2.2.3 Reactancia Sincrónica (X_d)

Es la reactancia que determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario. Solo hace sentir sus efectos después de transcurrir algunos segundos desde el instante en que se ha producido el cortocircuito y, por lo tanto, carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la operación de interruptores, fusibles y contactores.

Además, para los generadores sincrónicos, los fabricantes presentan dos tipos de reactancias:

X_{dv}' : a tensión nominal, saturada, más pequeña.

X_{di}'' : a corriente nominal, no saturada, más grande.

Para calcular el nivel de cortocircuito se utiliza X_{dv}'' , como un valor conservador.

2.13.2.3. Motores Sincrónicos

Los motores sincrónicos alimentan a la corriente de cortocircuito tanto como los generadores sincrónicos. Cuando una falla provoca una caída de tensión, el motor sincrónico recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo un voltaje interno hace que la corriente fluya hacia la falla del sistema. La inercia del motor y su carga actúan como impulsores y, con la excitación mantenida, el motor actúa como un generador para contribuir a la corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye en la medida en que el campo magnético en la máquina decae.

Un motor sincrónico tiene las mismas clases de reactancias que un generador, aunque de diferente valor.

2.13.2.4. Motores de Inducción

Según el estándar IEEE 141.1993, un motor de inducción de jaula de ardilla contribuirá con la corriente de cortocircuito de un sistema de potencia. Este es generado por la inercia que maneja el motor en presencia de un flujo de campo producido por inducción desde el estator en vez de provenir de un bobinado de campo de cd. A medida que este flujo decae en pérdida de la fuente de voltaje causada por una falla en los terminales del motor, la contribución de corriente por parte de un motor de inducción se reduce y desaparece completamente luego de un par de ciclos. Debido a que el campo de excitación no se mantiene, no existe valor de estado estacionario como en las máquinas sincrónicas.

Como los motores de inducción no tienen bobinados inductores de campo, pero las barras del rotor actúan como los arrollamientos amortiguadores en un generador; entonces, se considera que estos motores solo tienen reactancias subtransitorias.

2.13.3 Tipos de cortocircuitos

- ✓ Fase a Tierra: (representan el 80% de las fallas).
- ✓ Fase a Fase: (representan el 15% de las fallas). Este tipo de fallas resulta a menudo en una falla trifásica.
- ✓ Trifásica: (representa solamente el 5% de las fallas iniciales). Estas diversas corrientes de cortocircuito se presentan en la **Figura 2.22**.

Como se mencionó anteriormente, en los estudios de cortocircuito, se evalúan las fallas trifásicas pues esta corriente es la que somete a los equipos de una instalación eléctrica a sus mayores esfuerzos debido a las grandes potencias de cortocircuito generadas por la falla. En la siguiente gráfica se observan diferentes tipos de fallas posibles a presentarse en un sistema eléctrico:

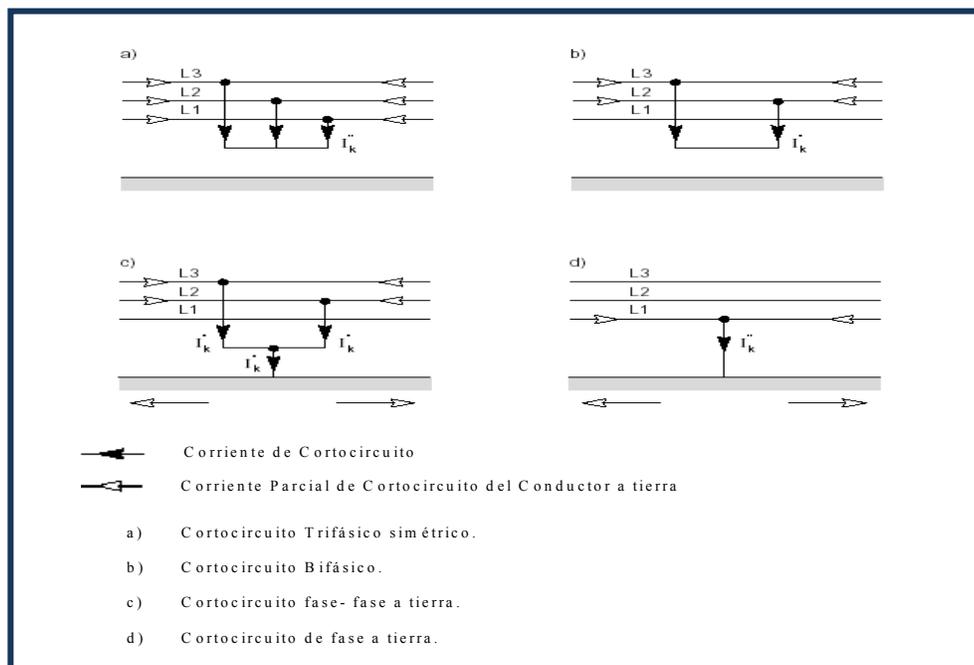


Figura 2.22. Tipos de cortocircuitos.

2.14 Estudio de Flujo de Carga

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas de potencia requieren de cálculos de flujo de carga para evaluar el desempeño en régimen permanente de los sistemas de potencia bajo varias condiciones de operación y para estudiar el impacto del dimensionamiento de equipos y configuración de redes sobre la operación de los sistemas eléctricos.

Los estudios de flujo de carga determinan los voltajes, corrientes, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia en el sistema de potencia. Varias condiciones de operación pueden ser analizadas, incluyendo las condiciones de contingencias tales como la pérdida de la línea de transmisión, un transformador o una carga. Estos estudios alertarán a los usuarios sobre ciertas condiciones que pueden causar sobrecarga de los equipos o niveles de voltaje que excedan los valores mínimos y máximos aceptados. Los estudios de flujo de carga son también usados para determinar la capacidad y la localización de los capacitores para mejorar el factor de potencia.

2.14.1 Objetivos de los Estudios de Flujo de Carga

- ✓ Confirmar que las tensiones en las barras estén dentro de un rango permitido o recomendado de tensión, de acuerdo con requerimientos particulares del Proyecto (Criterios de Diseño) o estándares y normas nacionales e internacionales.

- ✓ Capacidad de las Barras Principales (Amperios).

- ✓ Recomendar el TAP de los transformadores de potencia para mantener estas tensiones dentro del rango.

- ✓ Determinar la carga de los transformadores de potencia y su margen de reserva, para expansiones futuras del sistema.
- ✓ Cálculo de las pérdidas técnicas.
- ✓ Tensión, corriente, potencia activa y reactiva, y factor de potencia en el sistema eléctrico.
- ✓ Determinar, si es necesario, requerimientos de compensación reactiva, para mejorar las tensiones o el factor de potencia.
- ✓ Verificación de la máxima caída de tensión en los alimentadores.
- ✓ Verificar el factor de potencia de la interconexión de una Planta o sistema con el Sistema Eléctrico Nacional, u otro sistema.
- ✓ Verificar que la salida de potencia reactiva del(los) generador(es) esté dentro de los límites definidos y recomendados por las curvas de capacidad del generador.

2.14.2 Método para el Cálculo de Flujo de Carga

El programa ETAP PowerStation proporciona tres métodos para el estudio de flujo de carga los cuales son: Newton-Raphson, Fast-Decoupled y Accelerated Gauss-Seidel. Ellos poseen diferentes características de convergencia y algunas veces uno es más favorable en términos de ejecución y de mejor rendimiento.

Una característica del programa es que emplea un sistema en por unidad con una base de 100 MVA, por lo tanto los datos del sistema deben estar referidos a esta base. El programa permite el deslizamiento, regulación de voltaje y fuentes de

potencia no regulada con múltiples equivalentes externos y conexión de generador. Este controla ambos sistemas, el radial y el mallado y utiliza diferentes métodos para un cálculo más eficiente.

Se puede seleccionar cualquiera de los métodos para realizar el estudio de flujo de carga dependiendo de la configuración del sistema, generación, condición de carga y voltaje inicial de barra.

2.14.2.1 Método Newton-Raphson

Este método formula y resuelve iterativamente la **Ecuación 2.2** de flujo de carga:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ec 2.2}$$

Donde ΔP y ΔQ son la potencia real y la potencia reactiva de barra, además son vectores desiguales entre valores específicos y valores calculados, respectivamente. ΔV y $\Delta \delta$ representan los valores de magnitud y ángulo de voltaje en forma aumentada y $J1$ hasta $J4$ es llamada la matriz Jacobiana.

El método de Newton-Raphson posee una singular característica de convergencia cuadrática. Este por lo general tiene una rápida convergencia comparada con otro método de flujo de carga. Además tiene la ventaja de que el criterio de convergencia es especificado para garantizar la convergencia de las potencias reales y reactivas. El criterio de convergencia por el método de Newton-Raphson es típicamente determinado en el orden de 0.001 de los MW y MVAR.

El método de Newton-Raphson es altamente dependiente de un valor inicial de voltaje de barra. Se recomienda firmemente una selección del valor de voltaje inicial.

2.14.2.2 Método Fast-Decoupled

Este método es derivado del método Newton-Raphson. Este en realidad toma un pequeño cambio en la magnitud del voltaje de barra, no hace variar la potencia real en la barra apreciable, y así mismo, para un cambio pequeño en el ángulo de la fase del voltaje de la barra, la potencia reactiva no cambia apreciablemente. La ecuación de flujo de carga del método Newton-Raphson puede ser simplificada en dos desacoples separados, colocando la Ecuación 2.3 que puede ser resuelta iterativamente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J1 \\ J4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ec 2.3}$$

El método de Fast-Decoupled reduce que se almacene en memoria del computador por aproximadamente la mitad, comparado con el método Newton-Raphson. Este también resuelve las ecuaciones de flujo de carga usando significativamente el menor tiempo del computador que se requiere con el método Newton-Raphson, desde entonces las matrices Jacobianas son constantes.

Con el método Newton-Raphson, el criterio de convergencia del método Fast-Decoupled, está basado en la potencia real y reactiva las cuales son típicamente calculadas a 0.001 en el orden de MW y MVAR.

Aunque el número fijado de iteraciones no es exacto como en el método Newton-Raphson, la economía en el tiempo del computador es más favorable, un criterio de convergencia es muy bueno, sobretodo ejecutado.

En general el método Fast-Decoupled puede ser usado como una alternativa para el método Newton-Raphson, y este definitivamente, da una prueba de que si el método Newton-Raphson ha fallado cuando trata con longitudes de sistemas radiales o sistemas que tienen líneas de transmisión o cables.

2.14.2.3 Método Acelerado Gauss-Seidel

De la **Ecuación 2.4** del sistema nodal de voltaje:

$$[I] = [Y_{BUS}] \cdot [V] \quad \text{Ec 2.4}$$

El método Acelerado Gauss-Seidel deriva la **Ecuación 2.5** y la resuelve iterativamente

$$[P + jQ] = [V^T] \cdot [Y_{BUS}^*] \cdot [V^*] \quad \text{Ec 2.5}$$

Donde P y Q son vectores de la potencia real y reactiva de la barra, V es el vector de voltaje de la barra y Y_{BUS} es la matriz de admitancia del sistema.

El método Acelerado Gauss-Seidel tiene relativamente requisitos de los valores iniciales de voltaje de barra comparado con el método Newton-Raphson y el método Fast-Decoupled. En lugar de usar la potencia real y la potencia reactiva de la barra desigual como criterio de la convergencia, el método Acelerado Gauss-Seidel verifica la tolerancia de la magnitud del voltaje de la barra entre dos iteraciones consecutivas para controlar la precisión de la solución. El valor típico para la precisión de la magnitud del voltaje de la barra es puesto a 0.000001 p.u.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 Sistema de Transmisión del Distrito Morichal

El servicio de energía del sistema eléctrico del Distrito, está constituido por las conexiones con la Subestación (S/E) Palital (EDELCA), por medio de dos líneas en 115 kV que llegan a la S/E Cerro Negro, y a través del sistema CADAFE por la conexión con la S/E Temblador CADAFE y la S/E Temblador PDVSA por el interruptor H-305, y la condición normal de operación de esta interconexión es abierta.

Desde la S/E Cerro Negro salen dos líneas en 115 kV las cuales reciben el nombre de Cerro Negro-Morichal y Cerro Negro-Petromonagas-Morichal, las mismas alimentan a la S/E Petromonagas (Empresa Nacionalizada, antiguamente OCN) y la S/E 15 Morichal, formando un sistema en anillo garantizando los requerimientos de confiabilidad con que se le debe proporcionar energía a la red; ésta última S/E es la principal del Distrito Morichal, y está formada por un arreglo de doble barra con una configuración de interruptor y medio desde donde se derivan cuatro circuitos en 115 kV, uno de ellos con llegada a la S/E Jobo Norte, otro hasta la S/E Temblador PDVSA formando también un sistema en anillo, y los dos circuitos restantes se encargan de alimentar los dos transformadores con nombres Tx1 y Tx2 con los niveles de tensión en 115/34.5 kV, que suplen de energía a la S/E 3 Morichal 34.5 kV. En la **Figura 3.1** se muestra la red de transmisión del Distrito Morichal.

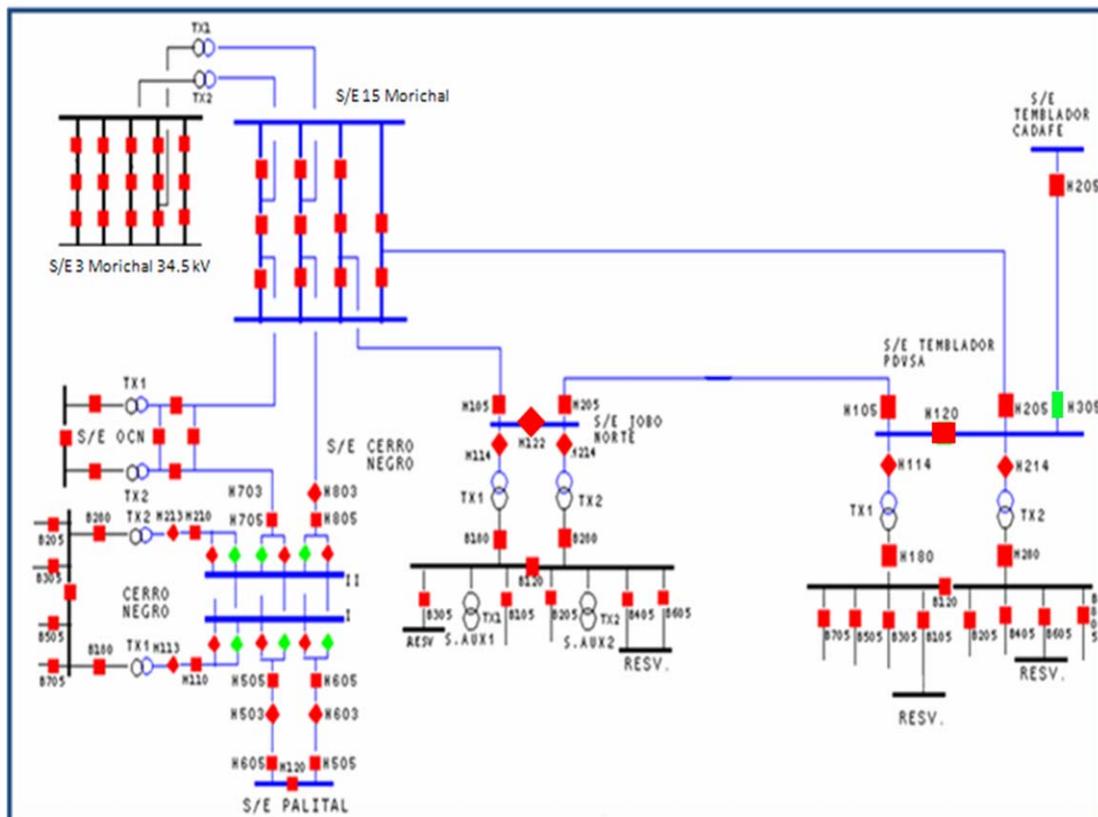


Figura 3.1 Red de transmisión del Distrito Morichal.

3.2 Sistema Eléctrico de Distribución del Área Pesado

El área de producción de crudo pesado del Distrito Morichal está formada por tres subestaciones principales con niveles de tensión en 115/34.5 kV las cuales son: S/E 3 Morichal 34.5 kV, S/E Jobo Norte y la S/E Temblador PDVSA que serán descritas más adelante, las mismas se encargan de suplir de energía al resto de las S/E como se muestra en la **Figura 3.2**. Poseen circuitos de distribución aérea que cubren la demanda de la empresa y contratistas adjuntas a éstas, en los procesos de Exploración, Explotación, Producción y Distribución de crudo, desarrollados por la empresa a diario. Además cuenta con circuitos que cubren la demanda de los

por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. En la **Figura A.1 Anexo A**, se muestra con más detalle el diagrama unifilar de la S/E.

Tabla 3.1 Características de los transformadores de la S/E 3 Morichal 34.5 kV.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|---------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | QA | FA | FOA |
| Tx1 | Toshiba | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 9 | 22 | 25 | 30 |
| Tx2 | Toshiba | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 9.08 | 22 | 25 | 30 |

3.2.1.1 Cargas Eléctricas Asociadas

La S/E se encarga de alimentar normalmente las cargas mostradas en la siguiente tabla, y solo serán estudiados en este trabajo los tres últimos circuitos mostrados en la **Tabla 3.2**, ya que pertenecen al área de producción de crudo pesado.

Tabla 3.2 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 3 Morichal 34.5 kV.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|---------------|--|
| Línea 1 | B-1320 B-1420 | Área O-16 y J-20 (extracción de crudo extrapesado) |
| Línea 2 | B-1420 B-1520 | Área O-16 y J-20 (extracción de crudo extrapesado) |
| Línea 3 | B-220 B-620 | Planta de proceso de crudo extrapesado BITOR |
| Línea 4 | B-520 B-620 | Planta de proceso de crudo extrapesado BITOR |
| Línea 5 | B-120 B-220 | S/E 20 (Campo Residencial) |
| Tx1 | B-1020 B-1120 | S/E 3 Morichal 13.8 kV |
| Tx2* | B-420 B-520 | S/E 3 Morichal 13.8 kV |

* Actualmente este circuito no está operativo debido a que el transformador Tx2 no se encuentra en funcionamiento (Quemado).

3.2.1.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones

Los interruptores que forman parte de la S/E poseen las mismas características y son mostradas en la **Tabla 3.3**, en la **Figura 3.3**, se muestra el esquema de protecciones de la S/E.

Tabla 3.3 Características de los interruptores de la S/E 3 Morichal 34.5 kV.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | FKA-38-22000-6 | Patio 34.5 kV |

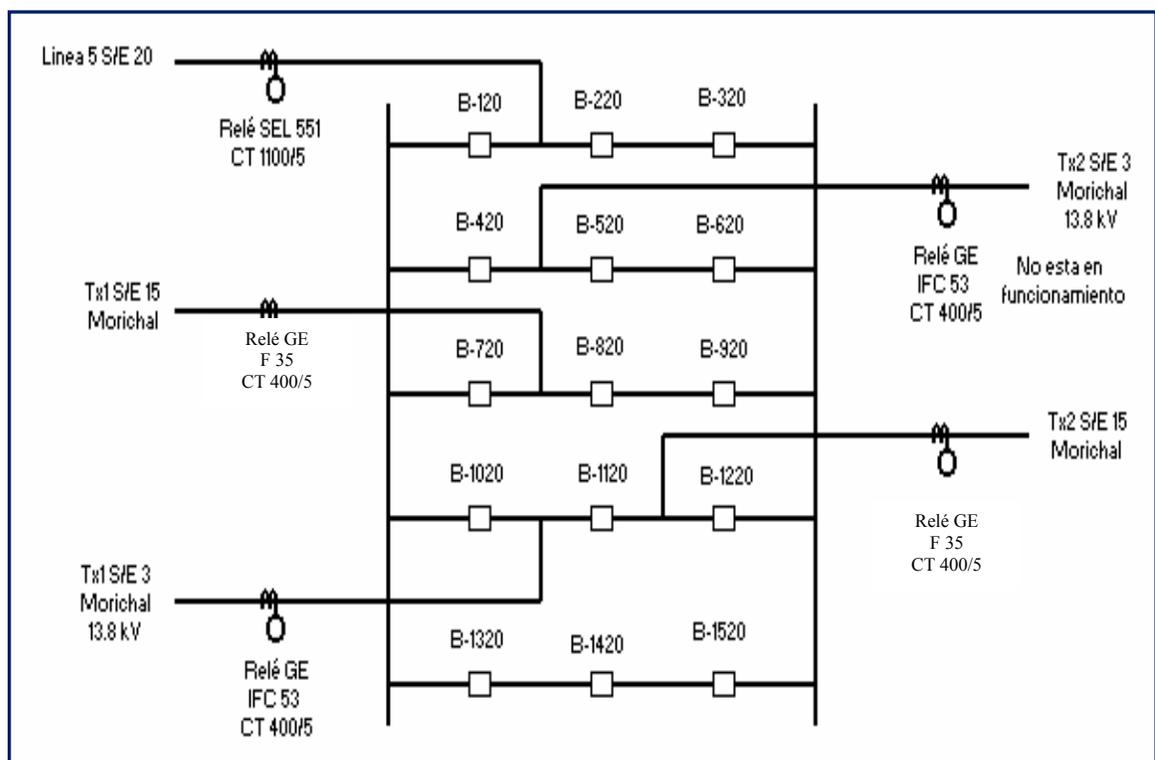


Figura 3.3 Esquema de protecciones de la S/E 3 Morichal 34.5 kV.

Tabla 3.4 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 3 Morichal 34.5 kV.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|------------------|---------------------|------------------|--------|------------|----------|--------------------|--------------------|------|
| | Marca | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-120 B-220 | SEL | 551 | 1100/5 | Fase | 10 | 3 | U3 Very Inversa | 3.5 |
| Neutro | | | | --- | 0.8 | U3 Very Inversa | 4.0 | |
| B-420 B-520 | General Electric | IFC 53 | 400/5 | Fase | 80 | 4 | Very Inversa | 4.25 |
| Neutro | | | | N/A | 1.2 | Very Inversa | 4 | |
| B-720 B-820 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | N/A | 1 | Very Inversa | 1.28 |
| Neutro | | | | N/A | 0.3 | Very Inversa | 2.7 | |
| B-1020 B-1120 | General Electric | IFC 53 | 400/5 | Fase | 80 | 4 | Very Inversa | 4.25 |
| Neutro | | | | N/A | 1.2 | Very Inversa | 4 | |
| B-1120 B-1220 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | N/A | 1 | Very Inversa | 1.28 |
| Neutro | | | | N/A | 0.3 | Very Inversa | 2.7 | |

3.2.2 Subestación 20

La S/E 20 toma la alimentación como se mencionó anteriormente desde la S/E 3 Morichal 34.5 kV por medio de la línea 5, con 4.2 Km de longitud, en configuración horizontal y conductores de Arvidal N° 4/0 y en condiciones de contingencias desde la S/E Jobo Norte, a través del seccionador tripolar T-034, en la **Figura A.2 Anexo A** se muestra con más detalle el diagrama unifilar. Está conformada en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se observan a continuación:

Tabla 3.5 Características del transformador de la S/E 20.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|------------------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|------|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | General Electric | 34.5 | 13.8 | Dyn1 | ± 5 | 2.5 | 5.91 | 10 | 22.5 | 24 |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.4**, se estructura en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Dos salidas de línea (D-105 y D-205).

3.2.2.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.6 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 20.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|-----------------------------|-------------|---|
| Circuito Nuevo Urbanismo | D-105 | Apartamentos, Tráiler Sinovensa, Alumbrado, Otros. |
| Circuito Viejo Urbanismo | D-205 | Casas, Tráiler, Oficinas de Ingeniería, Estadio, Club Social, Panadería, Otros. |

3.2.2.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de esta S/E son de tipo interior conectados a relés General Electric modelo F35 y ABB modelo PCD 2000. Las unidades de potencia poseen las características que se visualizan en la **Tabla 3.7**.

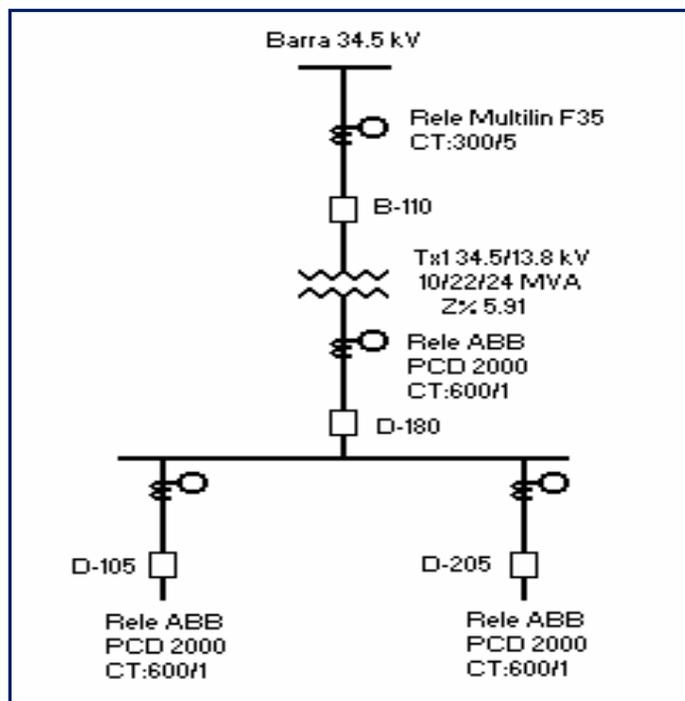
Tabla 3.7 Características de los interruptores de la S/E 20.

| V _n (kV) | I _n (Amp) | KA _{ce} | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------------------|----------------------|------------------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15.5 | 560 | 12 | ABB | VR3S Recloser | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.8** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.4**.

Tabla 3.8 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 20.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|---------|------------------|---------------|-------|------------|---------------|--------|------------------|------|
| | Marca | Modelo | | | X (Pickup 51) | Pickup | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F 35 | 300/5 | Fase | N/A | 0.833 | IEEE Muy Inversa | 1.06 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.333 | IEEE Muy Inversa | 1.64 |
| D-180 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | N/A | 0.7 | IEEE Muy Inversa | 2.3 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.2 | IEEE Muy Inversa | 4.00 |
| D-105 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 4.1 | 0.5 | IEEE Ext Inversa | 2.0 |
| | | | | Neutro | 4.0 | 0.1 | IEEE Ext Inversa | 4.00 |
| D-205 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 4.1 | 0.5 | IEEE Ext Inversa | 2.0 |
| | | | | Neutro | 4.0 | 0.1 | IEEE Ext Inversa | 4.00 |

**Figura 3.4** Esquema de protecciones de la S/E 20.

3.2.3 Subestación 3 Morichal 13.8 kV

Es alimentada por dos líneas provenientes de la S/E 3 Morichal 34.5 kV que suplen de energía a dos transformadores denominados Tx1 y Tx2 (éste último no se encuentra en funcionamiento) con las mismas características y son mostradas en la **Tabla 3.9**. En la **Figura A.3 Anexo A** se muestra con más detalle el diagrama unifilar de la S/E.

Tabla 3.9 Características de los transformadores de la S/E 3 Morichal 13.8 kV.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|---------|------------------|--------------|------|----------|-----|------------|---------------------|--------------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx3 Tx4 | General Electric | 34.5 | 13.8 | Dyn1 | ± 5 | 2.5 | 5.79 | 10 | 13 | 15 |

Su estructura es de bajo perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.5**, se estructura en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Dos bahías de transformación en 34.5/13.8 kV, de las cuales una no se encuentra en funcionamiento como se dijo anteriormente.
- ✓ Dos salidas desde el lado de baja de los transformadores D-180 y D-280.
- ✓ Una barra simple con seccionamiento.
- ✓ Un enlace de barra D-120 (No se encuentra en funcionamiento ya que fue extraído).
- ✓ Diez salidas de línea (Tres de ellas reservas D-105, D-205, D-305).

3.2.3.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.10 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 3 Morichal 13.8 kV.

| Circuito/Interruptor | Cargas |
|----------------------|---|
| D-405 | Zona industrial, Pozos de Extracción de crudo, Otros. |
| D-505 | S/E 2, S/E EPM-1. |
| D-605 | Oficinas Sinovensa, Oficinas EPM-1, SIAE MP-1, Otros. |
| D-705 | Clínica, Edificio sede, Talleres centrales, Otros. |
| D-805 | S/E 2, S/E EPM-1. |
| D-905 | E.F Mor-1, Pozos de Extracción de Crudo, Cto D-1005, Otros. |
| D-1005 | E.F JN 10, Mor-2, Pozos de Extracción de crudo, Otros. |

3.2.3.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones

Los interruptores que forman parte de esta S/E, son tipo celda y extraíble (Carrito) ubicados en celdas de tipo interior, y poseen las características mostradas en la **Tabla 3.11**, y están conectados a relés General Electric modelo Multilin F35.

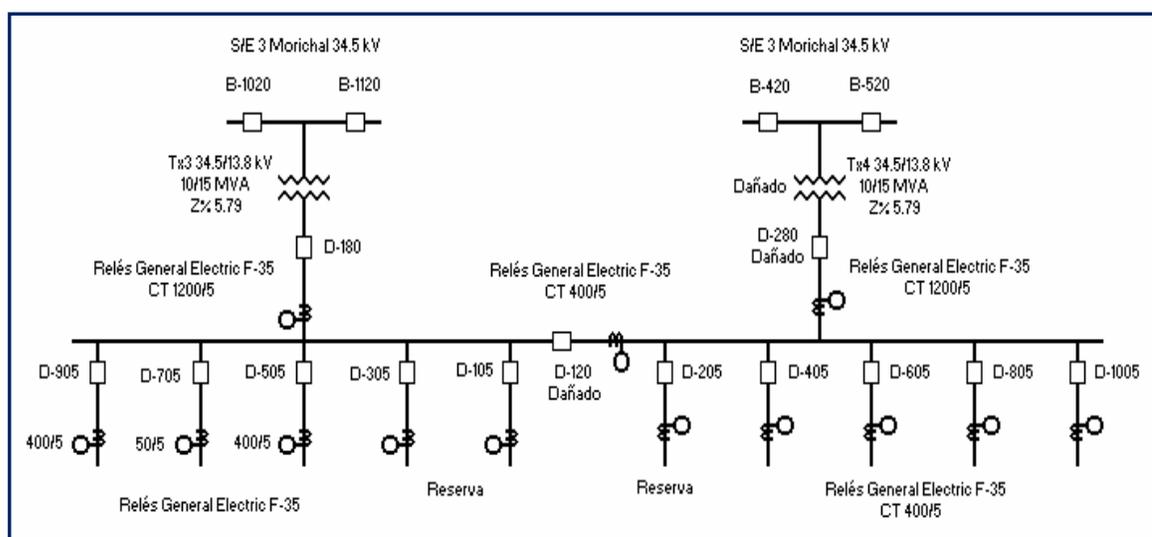
Tabla 3.11 Características de los interruptores de la S/E 3 Morichal 13.8 kV.

| Interruptor | Vn (kV) | In (Amp) | KA _{cc} | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---|---------|----------|------------------|--------------------------|----------------|---------------|
| D-505 D-705 D-905 D-180 D-120 D-280 | 15 | 1200 | 28 | General Electric | AM-13.8-750-5H | Patio 13.8 kV |
| D-605 D-805 D-1005 | 17.5 | 1250 | 25 | AEG Leistungsschalter | 6312/172 | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.12**.

Tabla 3.12 Ajustes actuales de las unidades de protección S/E 3 Morichal 13.8 kV.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 30 | 31 | | |
|---------|------------------|---------------|--------|------------|----------|----------|------------------|------|
| | Marca | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| D-180 | General Electric | Multilin F 35 | 1200/5 | Fase | N/A | 0.420 | IEEE Ext Inversa | 0.6 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.09 | IEEE Ext Inversa | 0.5 |
| D-280 | General Electric | Multilin F 35 | 1200/5 | Fase | -- | -- | -- | -- |
| | | | | Neutro | -- | -- | -- | -- |
| D-120 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | -- | -- | -- | -- |
| | | | | Neutro | -- | -- | -- | -- |
| D-405 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 2.0 | 0.320 | IEEE Ext Inversa | 0.35 |
| | | | | Neutro | 1.0 | 0.06 | IEEE Ext Inversa | 0.30 |
| D-505 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 5.08 | 0.6 | IEEE Ext Inversa | 0.35 |
| | | | | Neutro | 1.0 | 0.06 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| D-605 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 3.0 | 0.320 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| | | | | Neutro | 1.0 | 0.06 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| D-705 | General Electric | Multilin F 35 | 50/5 | Fase | 30.0 | 4.0 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| | | | | Neutro | 8.0 | 0.5 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| D-805 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 2.0 | 0.320 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| | | | | Neutro | 1.0 | 0.06 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| D-905 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 7.0 | 0.6 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| | | | | Neutro | 2.0 | 0.12 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| D-1005 | General Electric | Multilin F 35 | 400/5 | Fase | 2.0 | 0.320 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |
| | | | | Neutro | 1.0 | 0.06 | IEEE Ext Inversa | 0.4 |

**Figura 3.5** Esquema de protecciones de la S/E 3 Morichal 13.8 kV.

3.2.4 Subestación Jobo Norte

Posee dos líneas de llegada en 115 kV provenientes, una de la S/E 15 Morichal y la otra de la S/E Temblador y los interruptores asociados a estas son el H-105 y H-205 respectivamente, cuatro seccionadores (H-103, H-104, H203, H-204), dos de ellos llegan a una barra simple seccionada con un seccionador de enlace (H-122) y dos seccionadores de salida (H-114 y H-214) que llegan al primario de los transformadores de potencia cuyas características se observan en la **Tabla 3.13**. En la **Figura A.6 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E.

Tabla 3.13 Características de los transformadores de la S/E Jobo Norte.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|-------|--------------|------|----------|-----|------------|---------------------|--------------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | Osaka | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 8.8 | 20 | 30 | - |
| Tx2 | Osaka | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 8.6 | 20 | 30 | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección y se estructura en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Dos bahía de transformación en 115/34.5 kV.
- ✓ Dos salidas desde el lado de baja de los transformadores D-180 y D-280.
- ✓ Una barra simple con seccionamiento.
- ✓ Un enlace de barra D-120 (Normalmente Abierto)
- ✓ Cinco salidas de línea (Tres de ellas reservas B-305, B-405, B-605).

3.2.4.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas normalmente a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.14 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Jobo Norte.

| Circuito | Interrupcion | Cargas |
|---------------------------|--------------|-----------------------|
| Amoven-1 | D-105 | S/E Amoven |
| Amoven-2, Torre de enlace | D-205 | S/E 10, S/E 14, S/E 5 |
| Reserva | B-305 | --- |
| Reserva | B-405 | --- |
| Reserva | B-605 | --- |

3.2.4.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones

Los interruptores que forman parte de la S/E son de tipo exterior, poseen las mismas características, y son mostradas en la **Tabla 3.15**, están conectados a relés General Electric modelo Multilin SR760. En la **Figura 3.6** se observa el esquema de protecciones.

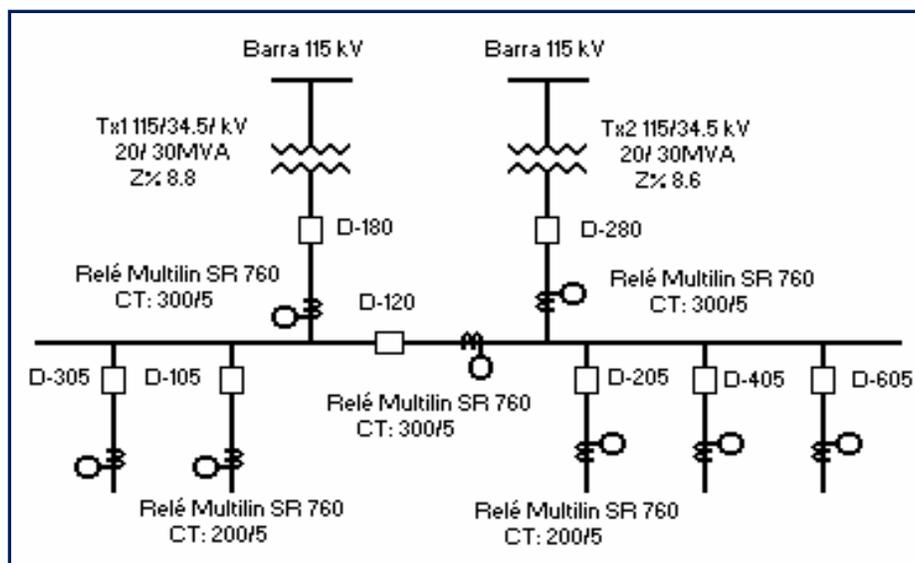
Tabla 3.15 Características de los interruptores de la S/E Jobo Norte.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | FKA-38-22000-6 | Patio 34.5 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.16**.

Tabla 3.16 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Jobo Norte.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|------------|------------------|-----------------|-------|------------|----------|----------|-----------------|------|
| | Marca | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| D-180 | General Electric | Multilin SR 760 | 300/5 | Fase | N/A | 1.50 | IAC Inversa | 3.5 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.4 | IAC Ext Inversa | 8 |
| D-280 | General Electric | Multilin SR 760 | 300/5 | Fase | N/A | 1.50 | IAC Inversa | 3.5 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.4 | IAC Ext Inversa | 8 |
| D-120 | General Electric | Multilin SR 760 | 300/5 | Fase | N/A | 1.1 | IAC Inversa | 3 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.23 | IAC Ext Inversa | 5 |
| D-105 | General Electric | Multilin SR 760 | 200/5 | Fase | 4.00 | 1.20 | IAC Inversa | 2.8 |
| | | | | Neutro | 3.00 | 0.20 | IAC Ext Inversa | 2.5 |
| D-205 | General Electric | Multilin SR 760 | 200/5 | Fase | 4.00 | 1.20 | IAC Inversa | 2.8 |
| | | | | Neutro | 3.00 | 0.120 | IAC Ext Inversa | 2.5 |

**Figura 3.6** Esquema de protecciones de la S/E Jobo Norte.

3.2.5 Subestación 10

La S/E 10 es alimentada desde el circuito B-205 de la S/E Jobo Norte y en caso de contingencias desde el circuito B-105 de la S/E Jobo Norte por medio de la S/E Amoven y por la línea 5 a través del seccionador tripolar T-034 como se observa en la **Figura 3.2**. En la **Figura A.8 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E, está constituida en el lado de 34.5 kV por una barra simple que suple de energía a un transformador de potencia cuyas características se muestran en **Tabla 3.17**.

Tabla 3.17 Características del transformador de la S/E 10.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|----------|--------------|------|----------|-----|------------|---------------------|--------------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx | Delcrosa | 34.5 | 13.8 | Dyn5 | ± 5 | 2.5 | 5.43 | 2.5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.7**, se estructura en la zona de secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Dos salidas de línea (D-105 y D-205).

3.2.5.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.18 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 10.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|-------------|---|
| JN-7 | D-105 | Estación de flujo (E/F) JN-7 |
| Pozos | D-205 | Pozos de extracción de crudo, Estación de Diluyente JN-7, Múltiple de Diluyente JN-7, Múltiple de Diluyente 8, Otros. |

3.2.5.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de esta S/E, son tipo celda y extraíble (Carrito) ubicados en celdas de tipo interior, poseen las características, que se observan en la **Tabla 3.19**, y están conectados a relés General Electric modelo Multilin F35.

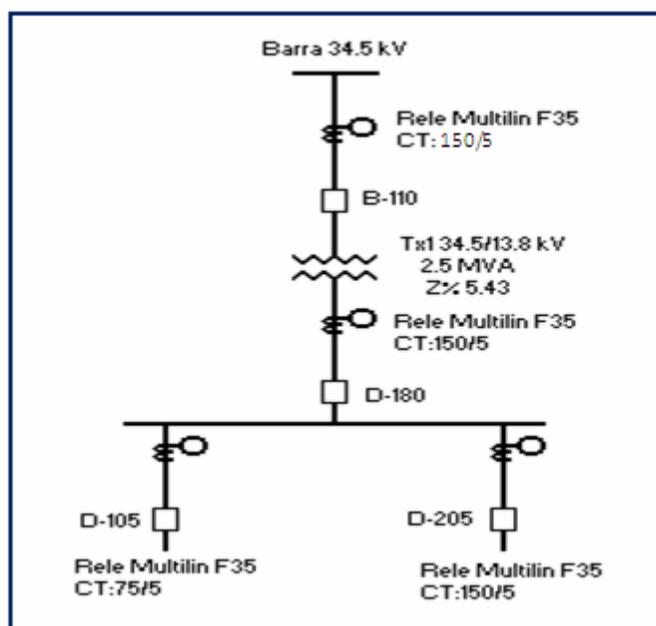
Tabla 3.19 Características de los interruptores de la S/E 10.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA ce | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15 | 1200 | 18 | Whestinhouse | 151D746GS2 | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.20** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.7**.

Tabla 3.20 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 10.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|------------|------------------|---------------|-------|------------|----------|----------|------------------------|------|
| | Marea | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 0.414 | IEEE Muy Inversa | 1.68 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.161 | IEEE Muy Inversa | 1.36 |
| D-180 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 0.9 | IEEE Muy Inversa | 1.6 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.334 | IEEE Muy Inversa | 0.86 |
| D-105 | General Electric | Multilin F-35 | 75/5 | Fase | 16 | 1.4 | IEC curva B | 0.25 |
| | | | | Neutro | 1 | 0.5 | IEEE Mod Inversa | 2.00 |
| D-205 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | 8 | 0.7 | IEC curva B | 0.5 |
| | | | | Neutro | 0.5 | 0.25 | IEEE Mod Inversa | 2.00 |

**Figura 3.7** Esquema de protecciones de la S/E 10.

3.2.6 Subestación 14

La S/E 14 es alimentada de igual manera que la S/E 10 por los seccionadores tripolares T-038 y T-039. En la **Figura A.9 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E. Está formada en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se ilustran en la **Tabla 3.21**.

Tabla 3.21 Características del transformador de la S/E 14.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|---------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | SIEMENS | 34.5 | 13.8 | Dyn5 | ± 5 | 2.5 | 6.00 | 5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Cuenta con una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.8**, está estructurada en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Dos salidas de línea (D-105 y D-205).

3.2.6.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Es encargada de alimentar normalmente las cargas mostradas en la **Tabla 3.22**.

Tabla 3.22 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 14.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|-------------|---|
| MOR-4/5 | D-105 | Estación de flujo MOR-4 Y MOR-5, Pozos de extracción de crudo, Otros. |
| MOR-3 | D-205 | Estación de flujo MOR 3, Pozos de extracción de crudo, Otros. |

Nota: Actualmente a través del circuito D-205 toma parte de la carga del circuito D-905 de la S/E 3 Morichal 13.8 kV desde el seccionador tripolar T-025 cerrado hasta el T-013 abierto, debido a las razones expuestas anteriormente.

3.2.6.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de la S/E, son tipo celda y extraíble (Carrito) ubicados en celdas de tipo interior, poseen las características que se presentan en la **Tabla 3.23**, y están conectados a relés General Electric modelo Multilin F35.

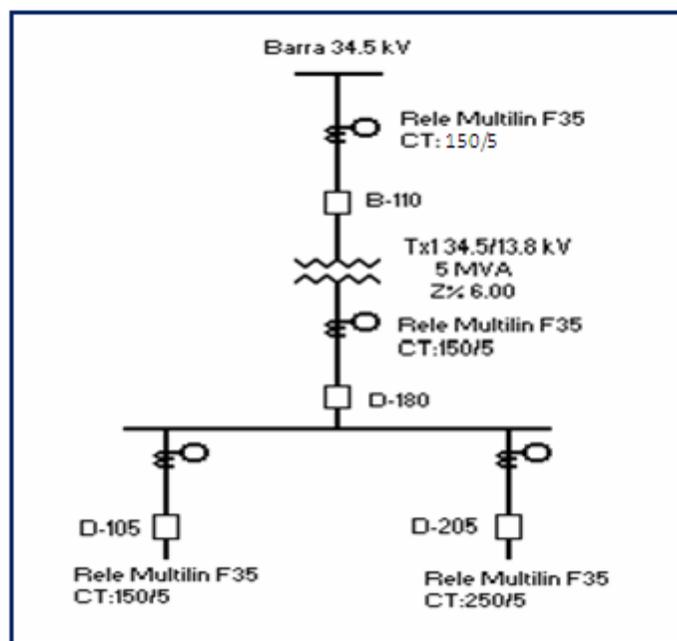
Tabla 3.23 Características de los interruptores de la S/E 14.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15 | 1200 | 18 | General Electric | AM-13.8-500-7H | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.24** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.8**.

Tabla 3.24 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 14.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 31 | | |
|------------|------------------|---------------|-------|------------|----------|----------|------------------|------|
| | Marca | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 0.834 | IEEE Muy Inversa | 0.86 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.34 | IEEE Muy Inversa | 1.08 |
| D-180 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 1.4 | IEC curva C | 0.10 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.6 | IEC curva C | 0.3 |
| D-105 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | 6.7 | 1.00 | IEC curva C | 0.02 |
| | | | | Neutro | 2.7 | 0.20 | IAC Ext Inversa | 0.45 |
| D-205 | General Electric | Multilin F-35 | 250/5 | Fase | 4.00 | 0.6 | IEC curva B | 0.5 |
| | | | | Neutro | 1.6 | 0.120 | IAC Ext Inversa | 0.45 |

**Figura 3.8** Esquema de protecciones de la S/E 14.

3.2.7 Subestación 5

Es alimentada del mismo circuito proveniente de la S/E 14 por los seccionadores tripolares T-039 y T-041, en la **Figura A.10 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E. Está formada en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se ilustran en la **Tabla 3.25**.

Tabla 3.25 Características del transformador de la S/E 5.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|------------------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | General Electric | 34.5 | 13.8 | Dyn11 | ± 5 | 2.5 | 5.91 | 5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Cuenta con una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.9**, está estructurada en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Dos salidas de línea (D-105 y D-205).

3.2.7.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Es encargada de alimentar normalmente las cargas mostradas en la **Tabla 3.26**.

Tabla 3.26 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 5.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|-------------|--|
| JOC-6 | D-105 | Estación de flujo JOC-6 |
| Pozos * | D-205 | Estaciones de flujo JOC-5, JOC-8, Pozos de extracción de crudo, Otros. |

*Actualmente este circuito no está disponible debido a que estalló el interruptor D-205, y la carga asociada a él es alimentada por el interruptor D-105 circuito JOC-6 por medio del seccionador monopolar M-1012 que forma un enlace entre las dos salidas. (Ver **Anexo A Figura A.10**).

3.2.7.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de la S/E, son tipo celda y extraíble (Carrito) ubicados en celdas de tipo interior, poseen las características, que se observan en la **Tabla 3.27**, conectados a relés General Electric modelo Multilin F35.

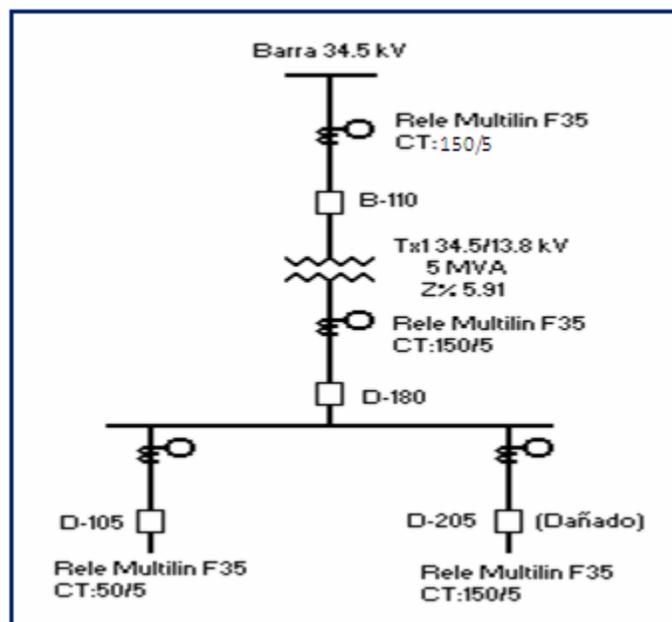
Tabla 3.27 Características de los interruptores de la S/E 5.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15 | 1200 | 18 | General Electric | AM-13.8-500-7H | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.28** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.9**.

Tabla 3.28 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 5.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|---------|------------------|---------------|-------|------------|----------|----------|------------------|------|
| | Marea | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 1.1 | IEEE Muy Inversa | 1 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.3 | IEEE Muy Inversa | 3.08 |
| D-180 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 2.1 | IEEE Muy Inversa | 0.84 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.5 | IEEE Muy Inversa | 1.83 |
| D-105 | General Electric | Multilin F-35 | 50/5 | Fase | 30.00 | 5.00 | IAC Very Inversa | 4 |
| | | | | Neutro | 20.00 | 0.5 | IAC Inversa | 6.00 |
| D-205 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | -- | -- | -- | -- |
| | | | | Neutro | -- | -- | -- | -- |

**Figura 3.9** Esquema de protecciones de la S/E 5.

3.2.8 Subestación Amoven

La S/E Amoven es alimentada normalmente desde el circuito B-105 de la S/E Jobo Norte y en caso de contingencias desde el circuito B-205 de la misma S/E. En la **Figura A.11 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E, está constituida en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se muestran en **Tabla 3.29**.

Tabla 3.29 Características del transformador de la S/E Amoven.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|---------------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | Pauwels Trafo | 34.5 | 13.8 | Dyn5 | ± 5 | 2.5 | 6.96 | 10 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Cuenta con una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.10**, está estructurada en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180 Dañado).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Cuatro salidas de línea (Una de ellas reserva D-405).

3.2.8.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Es encargada de alimentar normalmente las cargas mostradas en la **Tabla 3.30**.

Tabla 3.30 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Amoven.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|-----------|-------------|---|
| Jobo-2 | D-105 | Estación de Principal Jobo-2 |
| Cto Oeste | D-205 | Estaciones de flujo JOC-5, JOC-8, Pozos de extracción de crudo, Otros. |
| Cto Este | D-305 | Pozos de extracción de crudo, Bombas de Achique, Bombas de Agua, Otros. |

3.2.8.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de esta S/E, son de tipo interior, y las unidades de potencia poseen las características mostradas en la **Tabla 3.31**.

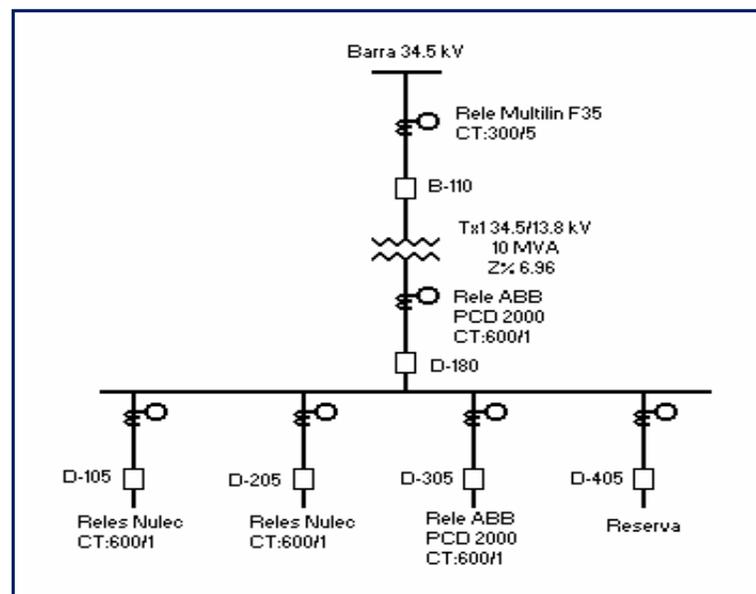
Tabla 3.31 Características de los interruptores de la S/E Amoven.

| Interruptor | V _n (kV) | I _n (Amp) | K _A ee | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|----------------|------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------------|---------------|
| B-110 | 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| D-180 | 15.5 | 560 | 12 | ABB | VR3S Recloser | Patio 13.8 kV |
| D-105 D-205 | 38 | 630 | 31.5 | Schneider Electric | Nulec N36 ACR SF6 3812170 | Patio 13.8 kV |
| D-305 | 15.5 | 560 | 12 | ABB | VR3S Recloser | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.32** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.10**.

Tabla 3.32 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Amoven.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|------------|--------------------|---------------|-------|------------|------------------------------|--------|------------------------|------|
| | Marea | Modelo | | | X (Pickup \rightarrow) | Pickup | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 300/5 | Fase | N/A | 0.661 | IEEE Muy Inversa | 0.52 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.234 | IEEE Muy Inversa | 1.05 |
| D-105 | Schneider Electric | Nulec | 600/1 | Fase | 8.0 | 0.34 | IEEE Ext Inversa | 1.00 |
| | | | | Neutro | 8.00 | 0.08 | IEEE Ext Inversa | 1.00 |
| D-205 | Schneider Electric | Nulec | 600/1 | Fase | 8.0 | 0.34 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |
| | | | | Neutro | 8.0 | 0.08 | IEEE Ext Inversa | 1.00 |
| D-305 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 8.0 | 0.34 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |
| | | | | Neutro | 8.0 | 0.08 | IEEE Ext Inversa | 1.00 |

**Figura 3.10** Esquema de protecciones de la S/E Amoven.

3.2.9 Subestación Temblador

Cuenta con dos líneas de llegada en 115 kV provenientes, una de la S/E Jobo Norte y la otra de la S/E 15 Morichal, dichas líneas poseen los interruptores H-105 y H-205 respectivamente con cuatro seccionadores (H-103, H-104, H203, H-204) dos de ellos llegan a una barra simple seccionada con un interruptor de enlace (H-120) y dos seccionadores de salida (H-114 y H-214) que llegan al primario de los transformadores de potencia cuyas características se muestran en la **Tabla 3.33**. En la **Figura A.12 Anexo A**, se observa el diagrama unifilar de la S/E.

Tabla 3.33 Características de los transformadores de la S/E Temblador.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|-------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | Osaka | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 8.7 | 20 | 30 | - |
| Tx2* | Osaka | 115 | 34.5 | Yyn0 | ± 5 | 2.5 | 8.7 | 20 | 30 | - |

* No se encuentra en funcionamiento (Quemado).

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección y se estructura en la zona de 34.5 kV del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Dos bahía de transformación en 115/34.5 kV.
- ✓ Dos salidas desde el lado de baja de los transformadores D-180 y D-280.
- ✓ Una barra simple con seccionamiento.
- ✓ Un enlace de barra D-120 (Normalmente cerrado)
- ✓ Ocho salidas de línea (Dos de ellas reservas equipadas B-105, B-605).

3.2.9.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas normalmente a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.34 Cargas eléctricas asociadas a la S/E Temblador

| Círculo/ Interruptor | Cargas |
|---------------------------------|---|
| B-105 | Reserva |
| B-205 | S/E 19 |
| B-305 | S/E 9, S/E 8, S/E 11. |
| B-405 | S/E 6A |
| B-505 | S/E SIAE |
| B-605 | Reserva |
| B-705 | S/E 19 |
| B-805 | Tx 34.5/7.2 kV (Estación de Flujo TY 23 y TY 8, Estación de diluyente 23, Otros) |

3.2.9.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protecciones

Los interruptores que forman parte de la S/E son de tipo exterior con iguales características como se muestra en la **Tabla 3.35**, conectados a relés cuyas características y esquema de protecciones se observan en la **Tabla 3.36** y en la **Figura 3.11** respectivamente.

La S/E cuenta en su mayoría con relés electromecánicos muy antiguos y relés electrónicos SEL 551, y cabe destacar que solo una salida de línea (B-305) tiene en funcionamiento un relé de este tipo, mientras que en el resto de las salidas estos relés

no han sido habilitados, estos últimos serán habilitados para efectos de este trabajo y de esta manera se logra actualizar el esquema de protecciones para una mejor eficiencia de las mismas.

Tabla 3.35 Características de los interruptores de la S/E Temblador.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | FKA-38-22000-6 | Patio 34.5 kV |

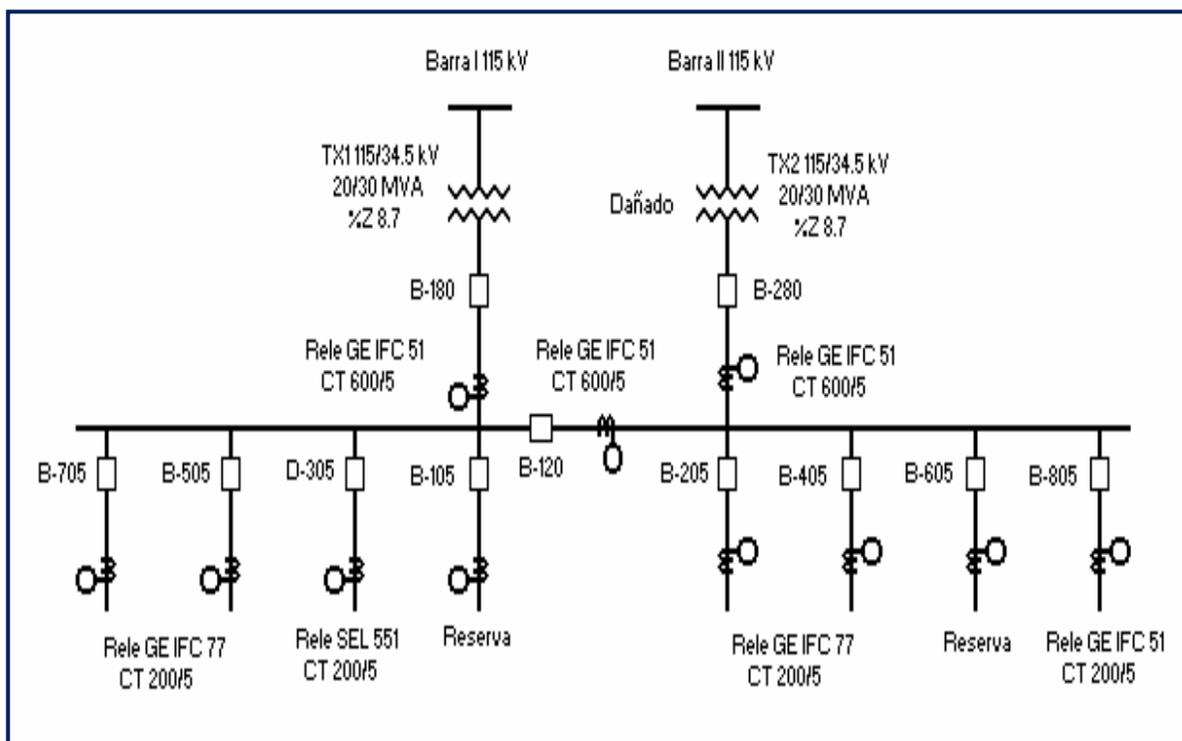


Figura 3.11 Esquema de Protecciones de la S/E Temblador.

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.36**.

Tabla 3.36 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E Temblador.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|---------|------------------|--------|-------|------------|----------|----------|-----------------|------|
| | Marca | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-180 | General Electric | IFC 51 | 600/5 | Fase | N/A | 6.0 | Inversa | 3.0 |
| | | | | Neutro | N/A | 5 | Inversa | 0.5 |
| B-280 | General Electric | --- | 600/5 | Fase | --- | --- | --- | --- |
| | | | | Neutro | --- | --- | --- | --- |
| B-120 | General Electric | IFC 51 | 600/5 | Fase | N/A | 5.0 | Inversa | 1.5 |
| | | | | Neutro | --- | --- | --- | --- |
| B-205 | General Electric | IFC 77 | 200/5 | Fase | 20 | 6.0 | Ext Inversa | 4 |
| | | | | Neutro | 3.0 | 1.0 | Ext Inversa | 0.5 |
| B-305 | SEL | 551 | 200/5 | Fase | 15 | 6.0 | U3 Very Inversa | 1.0 |
| | | | | Neutro | 5.0 | 2.5 | U2 Inversa | 1.0 |
| B-405 | General Electric | IFC 77 | 200/5 | Fase | 15 | 6.0 | Ext Inversa | 1.2 |
| | | | | Neutro | 3.0 | 1.0 | Ext Inversa | 0.5 |
| B-505 | General Electric | IFC 77 | 200/5 | Fase | 40.0 | 6.0 | Ext Inversa | 4.0 |
| | | | | Neutro | 4.5 | 1.0 | Ext Inversa | 0.5 |
| B-705 | General Electric | IFC 77 | 200/5 | Fase | 20.0 | 6.0 | Ext Inversa | 4.0 |
| | | | | Neutro | 3.0 | 1.0 | Ext Inversa | 0.5 |
| B-805 | General Electric | IFC 51 | 200/5 | Fase | N/A | 6.0 | Inversa | 4.0 |
| | | | | Neutro | N/A | 1.0 | Inversa | 0.5 |

3.2.10 Subestación 8

La S/E 8 es alimentada desde el circuito B-305 de la S/E Temblador y en caso de contingencias desde el circuito B-405 de la misma por el seccionador tripolar T-066, y por la S/E Jobo Norte en cualquiera de sus dos salidas a través del seccionador T-044 como se observa en la **Figura 3.2**, es una de las subestaciones más simples en cuanto a estructura que posee el área de producción de crudo pesado como se detalla más adelante. En la **Figura A.13 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E, está constituida en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se muestran en **Tabla 3.37**.

Tabla 3.37 Características del transformador de la S/E 8.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|--------------|--------------|------|----------|-----|---------|------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | Brown Boveri | 34.5 | 13.8 | Dy1 | ± 5 | 2.5 | 6.6 | 5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Cuenta con una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.12**, está estructurada en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Una salida de línea (D-105).

3.2.10.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Es encargada de alimentar normalmente las cargas mostradas en la **Tabla 3.38**.

Tabla 3.38 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 8.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|-------------|--|
| Pozos | D-105 | Estación de flujo JOC-9 y JOC 11, Multiple de Diluyente PICV, Pozos de extracción de crudo, Otros. |

3.2.10.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forma parte de la S/E, son de tipo celda y extraíble (Carrito) ubicado en una celda de tipo interior, y sus características se muestran en la **Tabla 3.39**, conectado a un relé General Electric modelo Multilin F35.

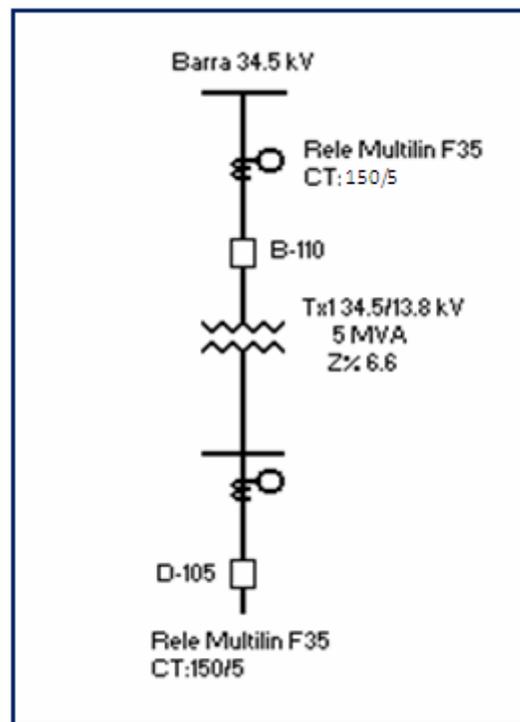
Tabla 3.39 Características del interruptor de la S/E 8.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA ce | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15 | 1200 | 18 | General Electric | AM-13.8-500-7H | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.40** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.12**.

Tabla 3.40 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 8.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|---------|------------------|---------------|-------|------------|----------|----------|------------------|------|
| | Marea | Modelo | | | TAP x CT | TAP x CT | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 0.833 | IEEE Muy Inversa | 1.06 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.333 | IEEE Muy Inversa | 1.64 |
| D-105 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | 5.0 | 1.4 | IEEE Ext Inv | 0.8 |
| | | | | Neutro | 1.3 | 0.6 | IEEE Ext Inv | 1 |

**Figura 3.12** Esquema de protecciones de la S/E 8.

3.2.11 Subestación 11

La S/E 11 es alimentada de igual manera que la S/E 8 por los seccionadores tripolares T-063 y T-065. En la **Figura A.14 Anexo A**, se muestra el diagrama unifilar de la S/E. Está formada en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se ilustran en la **Tabla 3.41**.

Tabla 3.41 Características del transformador de la S/E 11.

| Nombre | Marca | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|-------|--------------|------|----------|---------|---------|--------------------|-----------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | TUSA | 34.5 | 13.8 | Dyn11 | ± 5 | 2.5 | 5.57 | 2.5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.13**, se estructura en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple sin seccionamiento.
- ✓ Dos salidas de línea (D-105 y D-205).

3.2.10.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.42 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 11.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|----------|-------------|--|
| PM-3 | D-105 | Estación de flujo PM-3 |
| Pozos | D-205 | Comunidad agua clarita, Pozos de extracción de crudo, Otros. |

Esta subestación toma la carga de la S/E 4 que se encuentra fuera de funcionamiento (debido a que fue desmantelada), a través del circuito de pozos interruptor D-205 por el seccionador T-058.

3.2.10.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de esta S/E, son de tipo interior, conectados a relés General Electric modelo F35 y ABB modelo PCD 2000, las unidades de potencia poseen las mismas características, y son mostradas en la **Tabla 3.43**.

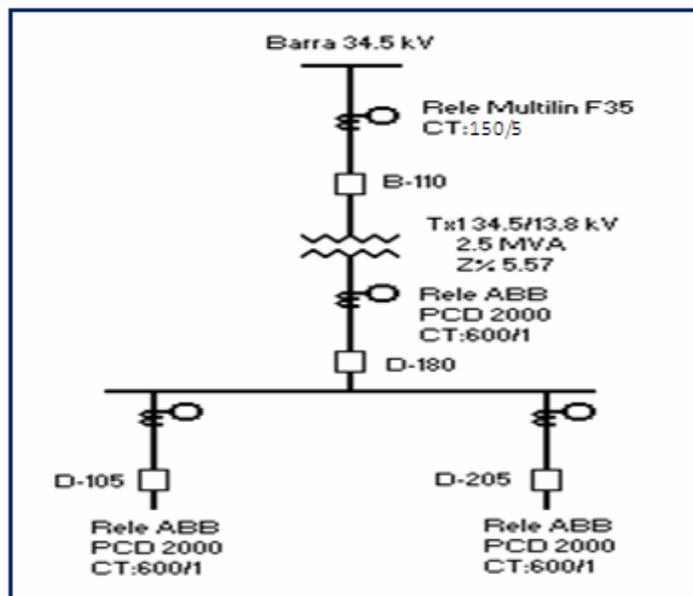
Tabla 3.43 Características de los interruptores de la S/E 11.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA ce | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15.5 | 560 | 12 | ABB | VR3S Recloser | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.44** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.13**.

Tabla 3.44 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 11.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|------------|------------------|---------------|-------|------------|------------------|--------|------------------------|------|
| | Marcas | Modelo | | | X (Pickup 51) | Pickup | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 0.480 | IEEE Muy Inversa | 0.79 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.18 | IEEE Muy Inversa | 0.91 |
| D-180 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | N/A | 0.2 | IEEE Muy Inversa | 2.5 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.1 | IEEE Muy Inversa | 2.7 |
| D-105 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 7.0 | 0.16 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |
| | | | | Neutro | 6.0 | 0.08 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |
| D-205 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 7.0 | 0.16 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |
| | | | | Neutro | 6.0 | 0.08 | IEEE Ext Inversa | 1.0 |

**Figura 3.13** Esquema de protecciones de la S/E 11.

3.2.12 Subestación 6A

La S/E 6A es alimentada desde el circuito B-405 de la S/E Temblador y en caso de contingencias desde el circuito B-305 de la misma por el seccionador tripolar T-066, y por la S/E Jobo Norte en cualquiera de sus dos salidas a través del seccionador T-044 como se observa en la **Figura 3.2**. En la **Figura A.15 Anexo A**, se observa el diagrama unifilar de la S/E. Está formada en el lado de 34.5 kV por una barra simple que supe de energía a un transformador de potencia cuyas características se ilustran en la **Tabla 3.45**.

Tabla 3.45 Características del transformador de la S/E 6A.

| Nombre | Marea | Tensión (kV) | | Conexión | TAP | Rango % | Impedancia Z (%) | Capacidad (MVA) | | |
|--------|--------|--------------|------|----------|-----|------------|---------------------|--------------------|----|-----|
| | | PRIM | SEC | | | | | OA | FA | FOA |
| Tx1 | Caivet | 34.5 | 13.8 | Dyn11 | ± 5 | 2.5 | 5.57 | 5 | - | - |

Su estructura es de alto perfil y es supervisada en forma remota desde el Despacho de Carga San Tomé y en forma local por la Gerencia de Servicios Eléctricos Morichal. Posee una disposición de equipos de protección mostrados en la **Figura 3.14**, se estructura en la zona secundaria del transformador de la siguiente manera:

- ✓ Una bahía de transformación en 34.5/13.8 kV.
- ✓ Una salida desde el lado de baja del transformador (D-180).
- ✓ Una barra simple con seccionamiento.
- ✓ Cuatro salidas de línea (D-105, D-205, D-305, D-405).

El interruptor D-105 no se encuentra en funcionamiento, al igual que el D-405 con la diferencia que este circuito tiene un by pass con unos fusibles de protección.

3.2.12.1 Cargas Eléctricas Asociadas

Las cargas asociadas a esta S/E son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3.46 Cargas eléctricas asociadas a la S/E 6A.

| Circuito | Interruptor | Cargas |
|-----------|-------------|--|
| Min Plant | D-105 | No está en funcionamiento. |
| Min Plant | D-205 | Mini planta pilón, múltiple de gas PM-2, PM-1 y PC-1, E/F PM-1, Pozos de extracción de crudo, Otros. |
| D-305 | D-305 | Estación de flujo PC-1. |
| D-405 | D-405 | Estación de flujo PM-2. |

3.2.12.2 Equipos, Esquemas y Ajustes de Protección

Los interruptores que forman parte de esta S/E, son de tipo interior, conectados a relés General Electric modelo F35 y ABB modelo PCD 2000, las unidades de potencia poseen las características que son mostradas en la **Tabla 3.47**.

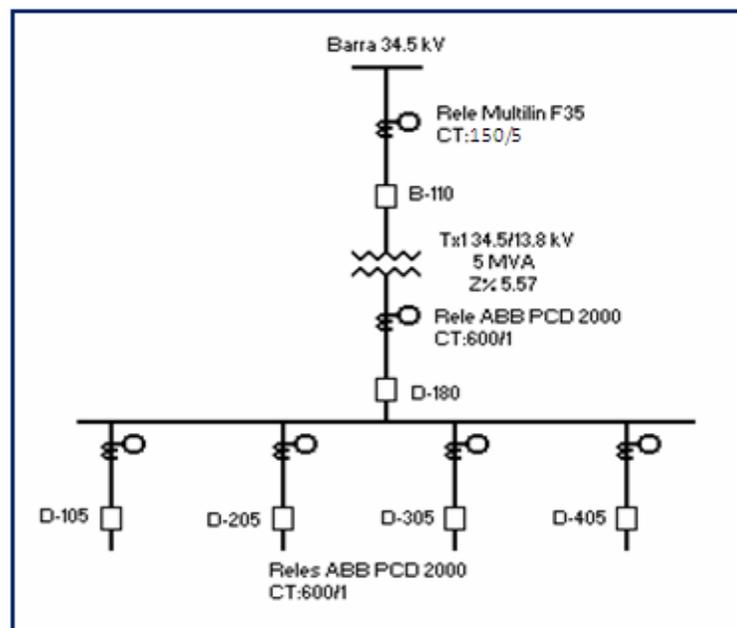
Tabla 3.47 Características de los interruptores de la S/E 6A.

| Vn (kV) | In (Amp) | KA cc | Fabricante | Modelo | Ubicación |
|---------|----------|-------|------------------|----------------|---------------|
| 38 | 1200 | 22 | General Electric | AM-38-22000-6H | Patio 34.5 kV |
| 15.5 | 560 | 12 | ABB | VR3S Recloser | Patio 13.8 kV |

Los ajustes de las unidades de protección se muestran en la **Tabla 3.48** y el esquema de protecciones de la S/E se visualiza en la **figura 3.14**.

Tabla 3.48 Ajustes actuales de las unidades de protección de la S/E 6A.

| ID Relé | Información Relé | | CT | Protección | 50 | 51 | | |
|---------|------------------|---------------|-------|------------|------------------|--------|------------------|------|
| | Marea | Modelo | | | X (Pickup 51) | Pickup | Curva | Dial |
| B-110 | General Electric | Multilin F-35 | 150/5 | Fase | N/A | 1.208 | IEEE Muy Inversa | 0.58 |
| | | | | Neutro | N/A | 0.301 | IEEE Muy Inversa | 0.93 |
| D-180 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 3.0 | 0.66 | IEC Ext Inversa | 0.05 |
| | | | | Neutro | 3.0 | 0.1 | IEC Ext Inversa | 0.1 |
| D-105 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 2.0 | 0.34 | IEC Ext Inversa | 0.1 |
| | | | | Neutro | 4.0 | 0.08 | IEC Ext Inversa | 0.1 |
| D-305 | ABB | PCD 2000 | 600/1 | Fase | 2.0 | 0.34 | IEC Ext Inversa | 0.1 |
| | | | | Neutro | 4.0 | 0.08 | IEC Ext Inversa | 0.1 |

**Figura 3.14** Esquema de protecciones de la S/E 6A.

CAPITULO IV

FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO

4.1 Estudio de Flujo de Carga

4.1.1 Introducción

El análisis de los reportes de salida del flujo de carga para un sistema dado bajo diferentes condiciones, ayuda a asegurar que éste está diseñado para satisfacer sus criterios de desarrollo; mientras los costos de horas hombre y operacionales son minimizados. Los cálculos de flujo de carga son desarrollados para muchos escenarios de carga, tales como picos de carga y carga normal.

4.1.2 Metodología Utilizada

Para el estudio de flujo de carga, se ha tomado en cuenta los niveles de tensión máximos y mínimos permitidos por la Norma **ANSI C84.1-1995**, la cual establece un límite de $\pm 5\%$ de la tensión para condiciones normales de operación, y para la condición de contingencia los cuales estarán en un rango permisible de $\pm 10\%$. Estos niveles se muestran en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1 Valores de voltajes según norma ANSI C84.1-1995.

| Voltaje nominal (KV) | Condiciones normales RANGO A | | | | Contingencia RANGO B | | | |
|-------------------------|---------------------------------|--------------|--------|--------------|-------------------------|--------------|--------|--------------|
| | Máximo | | Mínimo | | Máximo | | Mínimo | |
| | kV | % ΔV | kV | % ΔV | kV | % ΔV | kV | % ΔV |
| 13,8 | 14,49 | 5% | 13,46 | -2,46% | 14,52 | 5,22% | 13,11 | -5% |
| 34,5 | 36,23 | 5% | 33,64 | -2,5% | 36,51 | 5,8% | 32,78 | -5% |

Esta parte del trabajo se realizó con la ayuda de la herramienta computacional ETAP 5.01 utilizando el modulo “load flow analysis”. Esta herramienta permite realizar la corrida de flujo de carga por medio de tres métodos numéricos. El método que se utilizó para realizar el estudio fue el de Newton-Rhapson.

A continuación se simularán una serie de escenarios que nos van a permitir observar el flujo de carga en diferentes condiciones de operación.

4.1.3 Simulación del Flujo de Carga

Para el estudio de flujo de carga se definieron dos escenarios para observar cómo se comporta el sistema eléctrico del área de producción de crudo pesado.

4.1.3.1 Escenario de Simulación N° 1 (E-1)

Se simulara el sistema eléctrico en condiciones normales de operación, es decir, en su configuración normal de funcionamiento con la conexión desde la S/E Palital (EDELCA) y la conexión desde la S/E Temblador CADAFE abierta. En este escenario también se considerara cada S/E con todos sus transformadores de potencia y las salidas de línea en funcionamiento a plena carga.

Los resultados obtenidos en este escenario se pueden observar en la **Tabla 4.2** donde se presentan los valores en las barra de corriente (**Amp**), factor de potencia (**%fp**), Voltaje (**%V**) y en las salidas de línea la corriente (**Amp**), la cual es necesaria para revisar el consumo de la carga en la red y ajustar el pick-up de los relés de protección a coordinar.

Tabla 4.2 Valores obtenidos en el escenario N° 1.

| Bus | | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|------------------------|-------|-----------|------|------------|-------|------|------------------|-------|
| S/E | Barra | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E 3 Morichal 34.5 kV | 1 | 34.5 | 3000 | 97.98 | 201.2 | 90.5 | Línea 5 | 68.1 |
| | | | | | | | Tx1 S/E 3 | 35.7 |
| | | | | | | | Tx2 S/E 3 | 59.4 |
| | 2 | 34.5 | 3000 | 98.36 | 216.2 | 7.2 | ----- | |
| S/E 3 Morichal 13.8 kV | 1 | 13.8 | 1200 | 99.74 | 87 | 87.3 | D-905 | 32.5 |
| | | | | | | | D-705 | 22.9 |
| | | | | | | | D-505 | 31.7 |
| | 2 | 13.8 | 1200 | 99.31 | 144.9 | 82.2 | D-405 | 10.9 |
| | | | | | | | D-605 | 26 |
| | | | | | | | D-805 | 26.3 |
| | | | | | | | D-1005 | 81.8 |
| S/E 20 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.8 | 68.1 | 82.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 99.95 | 161.3 | 83.9 | D-105 | 41.6 |
| | | | | | | | D-205 | 119.7 |
| S/E Jobo Norte | 1 | 34.5 | 3000 | 99.2 | 54.5 | 87.5 | B-105 | 54.5 |
| | 2 | 34.5 | 3000 | 99.46 | 38.7 | 89.8 | B-205 | 38.7 |
| S/E 14 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.69 | 11.0 | 90.2 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.74 | 26.8 | 90.5 | D-105 | 9.4 |
| | | | | | | | D-205 | 17.4 |

Tabla 4.2 Continua...

| Bus | | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|---------------|-------|-----------|------|------------|-------|------|------------------|------|
| S/E | Barra | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E 10 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.57 | 13.7 | 89.2 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 99.9 | 33.4 | 90.1 | D-105 | 8.5 |
| | | | | | | | D-205 | 24.8 |
| S/E 5 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.89 | 14.1 | 90.3 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.78 | 34.3 | 90.8 | D-105 | 5.1 |
| | | | | | | | D-205 | 29.1 |
| S/E Amoven | 1 | 34.5 | 1200 | 98.84 | 54.5 | 87.5 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.9 | 132.9 | 88.4 | D-105 | 21.6 |
| | | | | | | | D-205 | 25.2 |
| | | | | | | | D-305 | 86.3 |
| S/E Temblador | 1 | 34.5 | 3000 | 98.5 | 102.3 | 86.3 | B-705 | 10.2 |
| | | | | | | | B-505 | 48.2 |
| | | | | | | | B-305 | 44 |
| | 2 | 13.8 | 3000 | 99.46 | 35 | 87 | B-205 | 10.1 |
| | | | | | | | B-405 | 14.8 |
| | | | | | | | B-805 | 10.1 |
| S/E 8 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.92 | 23.8 | 88.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 98.34 | 58 | 89.5 | D-105 | 58.0 |
| S/E 11 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.35 | 16.9 | 89.0 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 97.48 | 41.2 | 89.9 | D-105 | 8.7 |
| | | | | | | | D-205 | 32.5 |
| S/E 6A | 1 | 34.5 | 1200 | 99.09 | 14.8 | 89.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 101.01 | 36 | 90.2 | D-105 | 1.8 |
| | | | | | | | D-205 | 7.6 |
| | | | | | | | D-305 | 15.4 |
| | | | | | | | D-405 | 11.3 |

Tabla 4.2 Continua...

| ID | Barra | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|----------|-------|-----------|------|------------|------|------|------------------|-----|
| | | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E SIAE | 1 | 34.5 | 1200 | 97.83 | 48.2 | 84.0 | ----- | |
| S/E 19 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.47 | 10.2 | 84.8 | | |
| | 2 | 34.5 | 1200 | 99.43 | 10.1 | 84.8 | | |

4.1.3.2 Escenario de Simulación N° 2 (E-2)

A diferencia del escenario N° 1, en este se tomará en cuenta la interconexión con la S/E Temblador CADAPE cerrada, y de esta manera poder observar el comportamiento de la red en caso que se amerite dicha conexión. Se presentaran tabulados los mismos parámetros del escenario anterior en la **Tabla 4.3**.

Tabla 4.3 Valores obtenidos en el escenario N° 2.

| Bus | | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|------------------------|-------|-----------|------|------------|-------|------|------------------|------|
| S/E | Barra | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E 3 Morichal 34.5 kV | 1 | 34.5 | 3000 | 98.02 | 201.2 | 90.5 | Línea 5 | 68.0 |
| | | | | | | | Tx1 S/E 3 | 35.7 |
| | | | | | | | Tx2 S/E 3 | 59.4 |
| | 2 | 34.5 | 3000 | 98.39 | 216.2 | 94.9 | ----- | |
| S/E 3 Morichal 13.8 kV | 1 | 13.8 | 1200 | 99.77 | 87.0 | 87.3 | D-905 | 32.5 |
| | | | | | | | D-705 | 22.9 |
| | | | | | | | D-505 | 31.7 |
| | 2 | 13.8 | 1200 | 99.34 | 144.9 | 82.2 | D-405 | 10.9 |
| | | | | | | | D-605 | 26 |
| | | | | | | | D-805 | 26.3 |
| | | | | | | | D-1005 | 81.8 |

Tabla 4.3 Continua...

| Bus | | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|----------------|-------|-----------|------|------------|-------|-------|------------------|-------|
| S/E | Barra | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E 20 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.11 | 68.2 | 82.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 99.98 | 161.3 | 83.9 | D-105 | 41.7 |
| | | | | | | | D-205 | 119.7 |
| S/E Jobo Norte | 1 | 34.5 | 3000 | 99.25 | 54.4 | 87.5 | B-105 | 54.5 |
| | 2 | 34.5 | 3000 | 99.51 | 38.7 | 89.8 | B-205 | 38.7 |
| S/E 14 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.74 | 11.0 | 90.2 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.79 | 26.8 | 90.5 | D-105 | 9.4 |
| | | | | | | | D-205 | 17.3 |
| S/E 10 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.62 | 13.7 | 89.3 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 99.96 | 33.4 | 90.1 | D-105 | 8.5 |
| | | | | | | | D-205 | 24.8 |
| S/E 5 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.94 | 14.0 | 90.3 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.83 | 34.3 | 90.8 | D-105 | 5.1 |
| | | | | | | | D-205 | 29.1 |
| S/E Amoven | 1 | 34.5 | 1200 | 98.9 | 54.4 | 87.5 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 100.14 | 132.8 | 84.4 | D-105 | 21.6 |
| | | | | | | | D-205 | 25.2 |
| | | | | | | D-305 | 86.2 | |
| S/E Temblador | 1 | 34.5 | 3000 | 98.56 | 102.2 | 86.3 | B-705 | 10.2 |
| | | | | | | | B-505 | 48.2 |
| | | | | | | | B-305 | 44 |
| | 2 | 13.8 | 3000 | 99.82 | 34.9 | 87.0 | B-205 | 10.1 |
| | | | | | | | B-405 | 14.8 |
| | | | | | | B-805 | 10.1 | |
| S/E 8 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.98 | 23.8 | 88.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 98.4 | 58.0 | 89.5 | D-105 | 58.0 |

Tabla 4.3 Continua...

| ID | Barra | Nominales | | Calculados | | | Salidas de Barra | |
|----------|-------|-----------|------|------------|------|------|------------------|------|
| | | kV | Amp | %V | Amp | %fp | Circuito | Amp |
| S/E 11 | 1 | 34.5 | 1200 | 96.41 | 16.9 | 89.0 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 97.54 | 41.2 | 89.9 | D-105 | 8.7 |
| | | | | | | | D-205 | 32.5 |
| S/E 6A | 1 | 34.5 | 1200 | 99.15 | 14.8 | 89.8 | ----- | |
| | 1 | 13.8 | 1200 | 101.08 | 36 | 90.2 | D-105 | 1.8 |
| | | | | | | | D-205 | 7.6 |
| | | | | | | | D-305 | 15.4 |
| | | | | | | | D-405 | 11.3 |
| S/E SIAE | 1 | 34.5 | 1200 | 97.89 | 48.2 | 84.0 | ----- | |
| S/E 19 | 1 | 34.5 | 1200 | 98.53 | 10.2 | 84.8 | | |
| | 2 | 34.5 | 1200 | 99.5 | 10.1 | 84.8 | | |

4.1.4 Análisis de Resultado del Flujo de Carga

✓ Se puede observar que en condiciones normales de operación, todas las barras de las S/E's del sistema eléctrico del área de producción de crudo pesado cumplen con el porcentaje de caída de tensión (%V) permitido por la norma ANSI, éste no excede el 105% así como tampoco en ningunas de las barra es menor al 95%.

✓ La corrida también muestra que el sistema no se ve afectado al entrar en servicio la conexión con la S/E Temblador CADAPE, lográndose mantener los perfiles de tensión en todas las barras de todas las S/E.

Los resultados obtenidos del flujo de carga en condiciones normales (E-1) se muestran con más detalle en el Anexo B.

4.2 Análisis de Cortocircuito

4.2.1 Introducción

Durante la etapa de diseño de un sistema eléctrico de potencia, un gran esfuerzo debe ser dedicado para elegir y ajustar los dispositivos de protección e interrupción para garantizar el seguro y confiable despeje de las fallas sin daño al personal o material.

Cuando ocurre un cortocircuito severo en algún elemento mayor del sistema de potencia, las corrientes en algunos puntos aumentan sus magnitudes súbitamente, las tensiones se deprimen a valores inaceptables y las máquinas tienden a salir de sincronismo. Los cortocircuitos no solamente pueden ocasionar que el sistema de potencia funcione anormalmente, sino que puede destruir algún equipo mayor del sistema o, lo que es peor aún, ocasionan disturbios en la estabilidad del sistema eléctrico pudiendo originar la parada total del sistema eléctrico de potencia.

Las magnitudes de corriente que fluyen a través del sistema de potencia después que ocurre la falla varían con el tiempo hasta que ellos alcanzan una condición de régimen permanente. Este comportamiento es debido a las características del sistema y características dinámicas. Durante este tiempo, los dispositivos de interrupción así como también los dispositivos de protección son utilizados para detectar, interrumpir y aislar estas fallas. La capacidad de interrupción del equipo depende del tiempo de inicio de la falla. Esto es hecho para varios tipos de falla (trifásica, bifásica y monofásica) según la metodología de cálculo: método IEC ó ANSI/IEEE, en diferentes localizaciones a través del sistema.

La información es usada para seleccionar fusibles, interruptores, además de ajustar los relés de protecciones. Por esta razón los cálculos de cortocircuito serán

desarrollados para determinar las magnitudes de las corrientes de fallas bajo condiciones de falla.

El cálculo es desarrollado por medio de componentes simétricas, una herramienta poderosa para analizar fallas asimétricas y acople mutuo entre fases. Los programas computacionales usando componentes simétricas son especialmente poderosos al analizar grandes y complejos sistemas de potencia.

4.2.2 Programa y Metodología utilizada para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito

El estudio de cortocircuito se realizó con la ayuda del modulo “short-circuit analysis” de la herramienta computacional ETAP 5.01. Este simulador permite obtener la corriente total de cortocircuito considerando las contribuciones generadas a partir de los motores individuales, generadores y sistemas utility. Las fallas son calculadas según las últimas ediciones de la norma ANSI/IEEE (serie C37) y las normas IEC (IEC 909 y otras). Este programa permite seleccionar el método de cálculo de cortocircuito.

El método utilizado para calcular el cortocircuito en esta investigación fue basado en las últimas normas de ANSI/IEEE C37.

✓ Método ANSI/IEEE (Metodología de Cálculo)

En el cálculo de cortocircuito por la ANSI/IEEE, se simulo una fuente de voltaje equivalente en la localización de la falla que iguala al voltaje de prefalla en la localización y reemplaza todas las fuentes de voltaje externas e internas de las máquinas.

Todas las máquinas son representadas por sus impedancias internas. Las capacitancias de las líneas y cargas estáticas son despreciadas. Los Tap's de los transformadores pueden ser ajustados en la posición nominal o la elegida y hay diferentes esquemas que son disponibles para corregir las impedancias de los transformadores y de los voltajes del sistema si los ajustes fuera del tap nominal existen. Se asume que las fallas son francas, por lo tanto las resistencias de arco no son consideradas (a menos que se ajusten). Las impedancias del sistema son asumidas trifásicas balanceadas y el método de las componentes simétricas es usado para calcular las fallas desbalanceadas.

Tres redes diferentes de impedancia son formadas para calcular las corrientes de cortocircuito momentánea, interrupción, régimen permanente. Estas redes son a $\frac{1}{2}$ ciclo, 1.5 - 4 ciclos, y 30 ciclos después que ocurre la falla. La corriente de falla de $\frac{1}{2}$ ciclo (red subtransitoria) son utilizadas para definir la capacidad de interrupción de los medios de desconexión utilizados para despejar en forma segura las corrientes de falla, las corrientes de falla de 1.5 - 4 ciclos (red transitoria) son utilizadas para definir la capacidad de los medios de desconexión sobre el sistema de alto voltaje y los cálculos de corriente de falla de 30 ciclos (red de régimen permanente) son usados para definir los ajustes de los dispositivos de protección.

El estándar ANSI/IEEE recomienda el uso de las redes separadas "R" y "X" para calcular los valores X/R. La relación X/R es entonces usada para determinar el factor de multiplicación para calcular la componente DC del sistema.

Usando el ETAP las redes a $\frac{1}{2}$ ciclo y 1.5 - 4 ciclos, el valor RMS simétrico de las corrientes de cortocircuito momentáneas y de interrupción son resueltas primero. Estos valores son entonces multiplicados por factores de multiplicación apropiados para finalmente obtener el valor asimétrico de las corrientes de cortocircuito momentáneo y de interrupción.

4.2.3 Simulación Para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito

Para llevar a cabo este punto se tomó el siguiente escenario ya que así se logra obtener la mayor corriente de falla y los resultados se presentan tabulados más adelante:

- ✓ Los enlaces de barras de la S/E Jobo Norte, S/E Temblador, S/E 3 13.8 kV cerrados y un transformador fuera de servicio.
- ✓ Los enlaces de barras de la S/E 3 34.5 kV cerrados y los dos transformadores en servicio, ya que es su condición normal de funcionamiento y la que más aporta corriente de falla.
- ✓ Las demás Subestaciones en su condición normal de operación.

Las tablas que se presentan a continuación son las siguientes:

- ✓ **Tabla 4.4** *Niveles de cortocircuito a 1/2 ciclo*, se presentan los valores de corriente de cortocircuito para fallas trifásicas y fallas de línea a tierra.
- ✓ **Tabla 4.5** *Niveles de cortocircuito a 30 ciclos*, se presentan los valores de corriente de cortocircuito para fallas trifásicas y fallas de línea a tierra.

Una vez conocidos los niveles de cortocircuito que originan las diferentes fuentes de energía, y el flujo de carga en el sistema eléctrico del área de producción de crudo pesado del distrito, se puede dar comienzo a la realización de la coordinación de protecciones entre los diferentes dispositivos de protección.

En el Anexo C se muestra con más detalle los reportes con los niveles de KAcc obtenidos para cada tipo de falla y tiempo de simulación.

Tabla 4.4 Niveles de cortocircuito a ½ ciclo

| Bus | | | Falla 3-Fase | Falla Línea a Tierra |
|----------------|-------|------|--------------|----------------------|
| S/E | Barra | kV | Mag (kA) | Mag (kA) |
| S/E 3 34.5 kV | 1 | 34.5 | 8.079 | 6.224 |
| | 2 | 34.5 | 8.079 | 6.224 |
| S/E 3 13.8 kV | 1 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| | 2 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| S/E 20 | 1 | 34.5 | 2.368 | 1.566 |
| | 1 | 13.8 | 3.385 | 2.549 |
| S/E Jobo Norte | 1 | 34.5 | 3.935 | 3.453 |
| | 2 | 34.5 | 3.935 | 3.453 |
| S/E 14 | 1 | 34.5 | 2.245 | 1.580 |
| | 1 | 13.8 | 2.390 | 2.686 |
| S/E 10 | 1 | 34.5 | 1.900 | 1.284 |
| | 1 | 13.8 | 1.465 | 1.519 |
| S/E 5 | 1 | 34.5 | 2.374 | 1.718 |
| | 1 | 13.8 | 2.307 | 2.519 |
| S/E Amoven | 1 | 34.5 | 3.218 | 2.653 |
| | 1 | 13.8 | 4.117 | 4.602 |
| S/E Temblador | 1 | 34.5 | 4.109 | 3.544 |
| | 2 | 34.5 | 4.109 | 3.544 |
| S/E 8 | 1 | 34.5 | 1.865 | 1.199 |
| | 1 | 13.8 | 2.260 | 1.729 |
| S/E 11 | 1 | 34.5 | 1.177 | 0.711 |
| | 1 | 13.8 | 1.448 | 1.573 |
| S/E 6A | 1 | 34.5 | 2.127 | 1.528 |
| | 1 | 13.8 | 2.373 | 2.663 |
| S/E SIAE | 1 | 34.5 | 2.976 | 2.192 |
| | 1 | 2.4 | 15.744 | 16.109 |
| S/E 19 | 2 | 2.4 | 15.744 | 16.109 |
| | 1 | 34.5 | 3.798 | 3.161 |
| | 2 | 34.5 | 3.798 | 3.161 |
| | 1 | 2.4 | 15.780 | 16.852 |
| S/E 2 | 2 | 2.4 | 15.780 | 16.852 |
| | 1 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| | 2 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| | 1 | 4.16 | 7.335 | 8.189 |
| S/E EPM-1 | 2 | 4.16 | 7.335 | 8.189 |
| | 1 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| | 2 | 13.8 | 6.374 | 6.635 |
| | 1 | 4.16 | 7.210 | 8.084 |
| | 2 | 4.16 | 7.210 | 8.084 |

Tabla 4.5 Niveles de cortocircuito a 30 ciclos

| Bus | | | Falla 3-Fase | Falla Línea a Tierra |
|----------------|-------|------|--------------|----------------------|
| S/E | Barra | kV | Mag (kA) | Mag (kA) |
| S/E 3 34.5 kV | 1 | 34.5 | 5.873 | 5.218 |
| | 2 | 34.5 | 5.873 | 5.218 |
| S/E 3 13.8 kV | 1 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| | 2 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| S/E 20 | 1 | 34.5 | 2.169 | 1.507 |
| | 1 | 13.8 | 3.164 | 3.902 |
| S/E Jobo Norte | 1 | 34.5 | 3.263 | 3.081 |
| | 2 | 34.5 | 3.263 | 3.081 |
| S/E 14 | 1 | 34.5 | 1.975 | 1.485 |
| | 1 | 13.8 | 2.090 | 2.426 |
| S/E 10 | 1 | 34.5 | 1.684 | 1.213 |
| | 1 | 13.8 | 1.195 | 1.314 |
| S/E 5 | 1 | 34.5 | 2.108 | 1.620 |
| | 1 | 13.8 | 1.963 | 2.235 |
| S/E Amoven | 1 | 34.5 | 2.830 | 2.468 |
| | 1 | 13.8 | 3.257 | 3.844 |
| S/E Temblador | 1 | 34.5 | 3.265 | 3.085 |
| | 2 | 34.5 | 3.265 | 3.085 |
| S/E 8 | 1 | 34.5 | 1.565 | 1.108 |
| | 1 | 13.8 | 1.793 | 1.354 |
| S/E 11 | 1 | 34.5 | 1.008 | 0.666 |
| | 1 | 13.8 | 1.113 | 1.294 |
| S/E 6A | 1 | 34.5 | 1.956 | 1.467 |
| | 1 | 13.8 | 2.070 | 2.401 |
| S/E SIAE | 1 | 34.5 | 2.439 | 1.981 |
| | 1 | 2.4 | 11.448 | 12.826 |
| S/E 19 | 2 | 2.4 | 11.448 | 12.826 |
| | 1 | 34.5 | 3.065 | 2.793 |
| | 2 | 34.5 | 3.065 | 2.793 |
| | 1 | 2.4 | 13.602 | 15.128 |
| S/E 2 | 2 | 2.4 | 13.602 | 15.128 |
| | 1 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| | 2 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| | 1 | 4.16 | 6.411 | 7.396 |
| S/E EPM-1 | 2 | 4.16 | 6.411 | 7.396 |
| | 1 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| | 2 | 13.8 | 4.400 | 5.060 |
| | 1 | 4.16 | 6.411 | 7.396 |
| | 2 | 4.16 | 6.411 | 7.396 |

CAPITULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La IEEE define la coordinación de sobrecorriente como “la aplicación sistemática de los equipos de protección de corriente, para actuar solamente sobre una mínima cantidad de equipos en servicios, en respuesta a un incidente o a una sobrecarga.”

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente son los elementos que han sido contemplados para proteger los sistemas eléctricos de los daños por sobrecarga y corrientes de cortocircuito.

Por esta razón, es obvio que estos dispositivos representan una función extremadamente importante y por lo que casi todos los circuitos eléctricos deben tener protección contra sobrecorriente en alguna forma.

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben cumplir con los siguientes requerimientos generales:

- ✓ Ser completamente automáticos

- ✓ Transportar la corriente normal sin interrupción

- ✓ Interrumpir inmediatamente las sobrecorrientes

- ✓ Ser fácilmente reemplazables o restablecidos

- ✓ Ser seguros bajo condiciones normales y de sobrecorriente

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección, tal que, se minimicen los daños a los equipos en condiciones de funcionamiento anormal e interrumpir las fallas tan rápido como sea posible. Un estudio de coordinación de protecciones es la comparación y selección de los tiempos de operación de los dispositivos de protección, hasta lograr los objetivos de un sistema de protección bajo condiciones de funcionamiento normal. Este estudio abarca desde los equipos de utilización hasta la fuente de suministro de energía, además, proporciona datos necesarios para la selección de las especificaciones técnicas de los transformadores de medida, características, rangos y ajustes de los relés de protección y de los interruptores de potencia, características y rangos de los fusibles.

5.1 Filosofía de Protección

Es usual seleccionar y ajustar los dispositivos de protección, de acuerdo con la siguiente filosofía:

✓ Un dispositivo de protección principal, debe despejar una falla tan rápido como le sea posible, esto asegura que el resto del sistema pueda mantenerse operando, mientras se elimina el elemento defectuoso. El dispositivo de protección principal es conocido como aquel que despeja fallas a alta velocidad, tal como los relés de sobrecorriente instantáneos usados en circuitos de alimentadores radiales.

✓ En caso de que el dispositivo de protección principal y/o el interruptor no operen, debe existir un dispositivo de protección de respaldo, el cual debe reconocer el funcionamiento defectuoso y despejar la falla. Debe comprenderse que este tiempo de despeje será considerablemente más largo. En todo caso, el dispositivo de protección de respaldo, debe actuar aislando el circuito defectuoso del sistema. La función de respaldo normalmente es proporcionada por un dispositivo colocado aguas arriba, que

también sirve como protección principal para esa zona. El funcionamiento selectivo de tales dispositivos requiere de una coordinación apropiada.

Cuando se coordinan los relés de sobrecorriente, que protegen un sistema de potencia, es necesario cumplir los siguientes pasos:

1. Asignar a cada relé su corriente de arranque (pickup).
2. Determinar la corriente de la unidad instantánea.
3. Determinar el dial de tiempo de cada relé.

Para obtener los valores de corriente de arranque, tanto de las unidades de fase como de tierra, es necesario determinar las máximas corrientes de carga, bajo condiciones de emergencia, mientras que para obtener la corriente de arranque de las unidades instantáneas hay que determinar las máximas corrientes de cortocircuito.

5.2 Procedimiento para Coordinar Protecciones

Para realizar una coordinación de manera eficiente, es necesario describir el sistema y tener conocimiento de las corrientes de fallas en cada una de las partes del sistema de potencia, éstas corrientes fueron halladas en el capítulo IV. La información necesaria para el desarrollo del estudio de coordinación en un diagrama unifilar es la siguiente:

- ✓ Diagrama unifilar del sistema de potencia, que muestre el tipo de dispositivo de protección.

- ✓ La impedancia en ohmio o en por unidad de todos los transformadores de potencia, máquinas rotativas y alimentadores
- ✓ Fabricante y tipo de dispositivo de protección, rangos y ajustes de disparo disponible.
- ✓ Corriente de cortocircuito y nivel de voltaje en cada barra del sistema.
- ✓ Corriente a plena carga de todas las cargas.

5.3 Protección de Transformadores

Los transformadores por ser máquinas estáticas tienen un número de fallas relativamente bajo en comparación con otros elementos del sistema, sin embargo, cuando llega a fallar, puede que sea aparatosa y grave la falla, llegándose, inclusive, a presentar el caso de incendio.

Es frecuente también, que la magnitud de las corrientes de falla interna sea baja en comparación con la corriente nominal o de plena carga, por lo que la protección requiere de una alta sensibilidad y rapidez de operación.

5.3.1 Protección contra Sobrecarga

La protección contra sobrecarga de un transformador, se hace por lo general, por medio de la protección por sobrecorriente.

La detección de la protección contra sobrecorriente, se hace para fallas de fase y/o a tierra, esta protección constituye una protección primaria para unidades pequeñas o para cualquier unidad que no tenga protección diferencial, opera también

como protección de respaldo en grandes unidades que estén protegidas con relé diferenciales, las unidades de alrededor de 10 MVA y menores se puede usar una protección primaria a base de fusibles.

Es deseable que los dispositivos de protección se ajusten tan sensibles como sea posible, pero los fusibles y los relés de fase no deben operar en cualquier condición no tolerable, tal como las corrientes de magnetización, los valores máximos de sobrecarga o cualquier condición de operación de emergencia.

Por otro lado los relés y/o fusibles, deben proteger a los transformadores contra daños por fallas propias. Las corrientes de alto valor que pasan en el transformador, pueden causar daños térmicos y mecánicos, los valores de temperatura elevados, pueden acelerar el deterioro del aislamiento, las fuerzas físicas debidas a las altas corrientes, pueden producir compresión en el aislamiento, falla de aislamiento y problemas de fricción.

Para fines del estudio de protecciones contra sobrecorriente, se puede tomar como referencia la norma americana ANSI/IEEE C57.12.

El valor máximo de corriente de falla que puede soportar un transformador se calcula como $1/Z_{pu}$ veces la corriente nominal siendo Z_{pu} , el valor de su impedancia expresada en por unidad.

Por ejemplo, para un transformador con $Z = 4\%$, la máxima corriente de falla que puede circular a través del mismo es $1/0.04 = 25$ veces la corriente nominal. Estos valores, en general, se muestran en la **Tabla 5.1**.

Tabla 5.1. Factores de Sobrecarga para Transformadores.

| Tipo | Capacidad (kVA) | Enfriamiento | | Temperatura | |
|----------------------------|-----------------------------|--------------|--------|-------------|--------|
| | | Tipo | Factor | Elevación | Factor |
| SECO | MENOR DE 2500 | AA | 1.00 | 150°C | 1.00 |
| | | FA | 1.30 | | |
| LÍQUIDO EN CENTRO DE CARGA | MENOR DE 2500 | OA | 1.00 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| | MENOR DE 500 | FA | 1.00 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| | MAYOR DE 500 MENOR DE 2000 | FA | 1.15 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| | MAYOR DE 2000 MENOR DE 2500 | FA | 1.25 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| LIQUIDO EN S/E PRIMARIA | | OA | 1.00 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| | | FA | 1.00 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |
| | | FOA | 1.67 | 55/65°C | 1.12 |
| | | | | 65°C | 1.00 |

5.3.2 Punto de Magnetización del Transformador (Inrush)

Este punto representa una aproximación del efecto de la corriente de magnetización del transformador. Este valor de corriente se calcula como un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varía de acuerdo con la capacidad del mismo.

Este valor puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal para transformadores tipo seco y el tiempo de duración de esta corriente es siempre de 0.1 segundos (seg).

En la **Tabla 5.2**, se muestran los múltiplos a considerar para determinar la corriente de magnetización.

Tabla 5.2. Valores Típicos de Corriente Inrush.

| Capacidad del Transformador en kVA | Corriente de Magnetización Súbita (Amp Rms) |
|--|--|
| Menores de 1500 kVA | $8xI_{NOMINAL}$ |
| Mayores de 1500 kVA y Menores de 3750 kVA | $10xI_{NOMINAL}$ |
| Mayores de 3750 kVA | $12xI_{NOMINAL}$ |

5.3.3 El punto ANSI

Las normas americanas (ANSI) establecen lo que se conoce como el punto ANSI, que determina un punto que fija las características que deben satisfacer los devanados de un transformador para soportar sin resultar dañados por los esfuerzos térmicos y magnéticos producidos por un cortocircuito en sus terminales considerando períodos definidos de tiempo, estos valores o puntos expresados como múltiplos de la corriente a plena carga se indican en la **Tabla 5.3**.

Tabla 5.3. Punto ANSI para Transformadores.

| Impedancia | Corriente (VECES EL VALOR BASE) | | Tiempo en Segundos |
|--------------|---------------------------------|-------------------------|--------------------|
| | Conexión DELTA-DELTA | Conexión DELTA-ESTRELLA | |
| | ESTRELLA-ESTRELLA | | |
| 4.00 ó menos | 25.00 | 14.50 | 2.00 |
| 5.00 | 20.00 | 11.60 | 3.00 |
| 5.25 | 19.25 | 11.05 | 3.25 |
| 5.50 | 18.18 | 10.55 | 3.50 |
| 5.75 | 17.39 | 10.09 | 3.75 |
| 6.00 | 16.67 | 9.67 | 4.00 |
| 6.50 | 15.38 | 8.92 | 4.50 |
| 7 ó mayores | 14.29 | 8.29 | 5.00 |

5.3.4 Construcción de la Curva de daño del Transformador

Para los fines de coordinación de las protecciones se debe graficar la curva ANSI del transformador, para lo que se clasifican los transformadores según su categoría. Los límites de soporte de transformadores son ampliamente discutidos en dos estándares que son:

- ✓ IEEE C57.109-1985 aplicable a transformadores con bobinas inmersas en líquidos
- ✓ IEEE C57.12.20-1988 aplicables a transformadores secos.

Dichos estándares clasifican a los transformadores en las categorías que se observan en la **Tabla 5.4**.

Tabla 5.4. Categoría de los Transformadores de acuerdo a las Normas ANSI.

| Categoría | Capacidad Nominal de Placa (kVA) | |
|-----------|----------------------------------|------------|
| | Monofásicos | Trifásicos |
| I | 5-500 | 15-500 |
| II | 501-1667 | 501-5000 |
| III | 1668-10000 | 5001-30000 |
| IV | >10 | >30000 |

Después de conocer en que categoría se encuentra nuestro transformador calculamos los puntos de la curva de daño (curva ANSI de daño), como se calculan los puntos se observa en la **Tabla 5.5**. Existen dos clases de curva, una para los transformadores I y otra para los transformadores II, III y IV como se pueden observar en las **Figura 5.1**.

Tabla 5.5. Puntos de la Curva ANSI para Transformadores.

| Puntos Curvas ANSI | | | |
|--------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------------|
| Punto | Categoría del Transformador | Tiempo (Seg) | Corriente (Amp) |
| 1 | I | $1250(Z_t)^2$ | I_{pc}/Z_t |
| | II | 2.0 | I_{pc}/Z_t |
| | III, IV | 2.0 | $I_{pc}/(Z_t - Z_s)$ |
| 2 | II | 4.08 | $0.7x(I_{pc}/Z_t)$ |
| | III, IV | 8.0 | $0.5x I_{pc}/(Z_t + Z_s)$ |
| 3 | II | $2551(Z_t)^2$ | $0.7xI_{pc}/Z_t$ |
| | III, IV | $5000(Z_t + Z_s)^2$ | $0.5xI_{pc}/(Z_t + Z_s)$ |
| 4 | I, II, III, IV | 50 | $5I_{pc}$ |

Donde: Z_t : Impedancia del transformador en p.u. en base a los KVA del mismo
 Z_s : Impedancia de la fuente en p.u. en base a los KVA del transformador

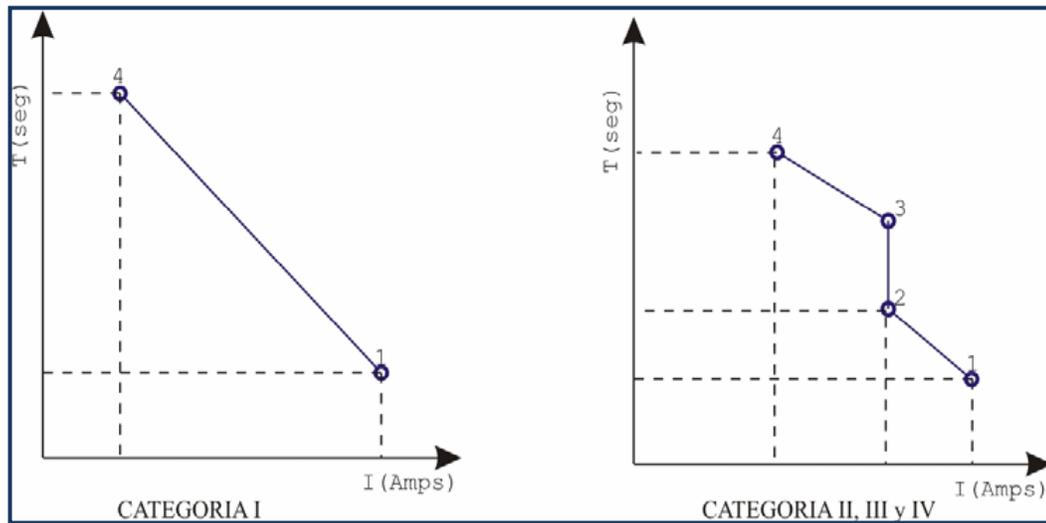


Figura 5.1. Curva ANSI para Transformadores.

5.3.5 Criterios para la Protección de Transformadores por Sobrecorriente

5.3.5.1 Protección Lado Primario

El primer punto a considerar para la protección primaria de los transformadores, es la corriente de plena carga. Los ajustes para las unidades de sobrecorriente asociados al lado de alta de los transformadores fueron los siguientes:

- ✓ 0.8 – 1.2 x FLA (Full Load Ampere) del transformador.
- ✓ El ajuste de la unidad instantánea de fase (50) y de neutro (50N) bloqueada o deshabilitada.
- ✓ La curva del relé de sobre corriente deberá estar por debajo de la curva de daño del transformador correspondiente a la norma ANSI C57.

- ✓ El ajuste de la unidad de sobrecorriente de neutro residual (51N), se realizará en base al 10% - 20% del ajuste colocado a la unidad de sobrecorriente (51).
- ✓ Deberá coordinar con la protección asociada al lado de baja del transformador de manera tal que esta dispare antes que la protección primaria.
- ✓ Se tomó para la corriente de magnetización súbita (inrush) de los transformadores los valores de la **Tabla 5.2**, durante 0.1 seg.

5.3.5.2 Protección Lado Secundario

La protección del lado secundario de los transformadores deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- ✓ La unidad de sobrecorriente (51) deberá cumplir con una corriente de arranque entre $0.8 - 1.2 \times \text{FLA}$ (Full Load Ampere) del transformador.
- ✓ El ajuste de la unidad instantánea de fase (50) y de neutro (50N) bloqueada o deshabilitada.
- ✓ Para la unidad de sobrecorriente temporizada de neutro (51N), el arranque estará en el rango de 10% - 20% del ajuste colocado a la unidad de sobrecorriente (51).
- ✓ Los márgenes de tiempo para la coordinación se muestran en la **Tabla 5.7**.

5.4 Criterios Generales para la Coordinación de Protecciones por Sobrecorriente

Los ajustes de los dispositivos de protección para proteger cada componente del sistema, son basados en las recomendaciones prácticas de la IEEE, las cuales están basadas en los estándares ANSI.

✓ La coordinación de los dispositivos de protección se inicia desde la carga aguas abajo hasta el punto de alimentación principal, y el alimentador de mayor carga será el primero en ser coordinado y el mismo determinará el punto crítico de coordinación con los dispositivos que van hacia otras cargas.

✓ Para los relés de fase, la corriente de arranque será mayor que la corriente a plena carga, pero menor que la corriente de cortocircuito mínima, es decir:

$$I_{cm\acute{a}x} < I_{pickup} < I_{ccmin}$$

✓ Para los relés de neutro de falla a tierra la corriente de arranque será mayor que la máxima corriente de desbalance que pueda existir y menor que la mínima corriente de falla a tierra que pueda producirse, esto es:

$$I_{desbalance} < I_{pickup} < 3I_0$$

5.4.1 Corriente de Arranque para los Relés de Fase y Neutro en las Salidas de las Subestaciones

Los relés de sobrecorriente temporizados se ajustan para operar cuando la corriente que miden supera un cierto valor de arranque. Obviamente, se desea que el relé no actúe para las demás condiciones de operación normal del sistema y como la

corriente de carga varía durante el día, debido a los cambios en las condiciones de operación del sistema, es necesario ubicar un buen punto de arranque, ya que si este punto en el relé fase es bajo, la corriente de carga podría hacer operar el relé para una condición normal. Para evitar esto el ajuste del valor de arranque de los relés de fase debe seleccionarse de modo tal que sea mayor que la corriente de carga posible esperada en el circuito.

Los relés de neutro no miden la corriente de carga, sino la corriente residual en el terminal donde están instalados. En un sistema perfectamente balanceado la corriente residual es nula, por lo que los relés de neutro no deberían operar; sin embargo se sabe que en los sistemas reales siempre existe un cierto desbalance y la corriente residual no es cero. En un sistema bien planificado la corriente residual es menor al 10% de la corriente de carga, pero en general puede tomar valores mayores, por lo que en este estudio se considerará un rango entre 10 y 20% de la corriente de fase.

En resumen, considerando lo expresado se puede decir:

Para los relés de fase:

$$1.3 I_{cm\acute{a}x} \leq I_{pickupf} \leq 1.5 I_{cm\acute{a}x}$$

Para los relés de neutro:

$$10\% I_{pickupf} \leq I_{pickupN} \leq 20\% I_{pickupf}$$

Donde:

$I_{cm\acute{a}x}$ = corriente de carga máxima

$I_{pickupf}$ = corriente de arranque en los relés de fase

$I_{pickupN}$ = corriente de arranque en los relés de neutro

La corriente de arranque para las protecciones instantáneas tanto de fase como de neutro deberá despejar sin retardo intencional la mayor corriente de falla trifásica y de línea a tierra respectivamente que pueda producirse en la barra más cercana al dispositivo de protección.

5.4.2 Criterios de Selectividad

Para los sistemas de medio voltaje los relés de sobrecorriente de tiempo proporcionan una protección primaria a los circuitos que no están protegidos por relés diferenciales. En concordancia con las recomendaciones de la IEEE Std 242-2001, el Buff Book, un margen máximo de tiempo de operación de 0.3 seg es típicamente permitido entre las características de tiempo de los relés de sobrecorriente que son requeridas para operar selectivamente entre ellas.

Este margen de tiempo es agregado al tiempo de operación del relé de los dispositivos aguas abajo en la corriente de falla máxima que el circuito producirá, o la corriente donde los dispositivos instantáneos que lo acompañan son puestos a operar. El margen de tiempo lo podemos ver desglosado en la **Tabla 5.6**.

Tabla 5.6. Margen de Tiempo agregado para la Coordinación según la IEEE.

| Componentes | Relés | |
|--|------------------|-----------|
| | Electromecánicos | Estáticos |
| Tiempo de operación del breaker (5 ciclos) | 0.08 seg | 0.08 seg |
| Sobreviaje del relé (inercia del relé) | 0.10 seg | 0.00 seg |
| Tolerancia y ajustes de error | 0.12 seg | 0.12 seg |
| Tiempo total | 0.3 seg | 0.20 seg |

Los 0.12 seg del error de tolerancia y ajustes de los relés son basados en la calibración y pruebas por instrumentos. Los 0.1 seg de sobreviaje son aplicados sólo a los relés electromecánicos. Por ello es fiable usar márgenes de tiempo más pequeños cuando sea posible.

Los márgenes mínimos de tiempo, para la coordinación de protecciones, recomendados para los sistemas de media tensión pueden ser observados en la **Tabla 5.7**:

Tabla 5.7 Mínimos Intervalos de Tiempo para la Coordinación en Sistemas de Media Tensión según la IEEE.

| Aguas Abajo | Aguas Arriba | | |
|------------------------|--------------|------------------------|-----------------|
| | Fusibles | Relés Electromecánicos | Relés Estáticos |
| Fusible | 0.1 seg | 0.22 seg | 0.12 seg |
| Relés Electromecánicos | 0.20 seg | 0.3 seg | 0.20 seg |
| Relés Estáticos | 0.20 seg | 0.3 seg | 0.20 seg |

5.5 Coordinación de Protecciones

El estudio de coordinación de protecciones que se presenta en este trabajo se realizó tomando en consideración los criterios antes definidos y con la aplicación de la herramienta computacional ETAP en su versión 5.01, específicamente con el modulo Star-Device Protective Coordination de dicho software, donde se trazaron las curvas Tiempo-Corriente de cada circuito a coordinar se presentan en el **Anexo E**.

Para cada uno de los resultados presentados se siguieron una serie de pasos similares. En este sentido y como demostración de las actividades realizadas se presenta a continuación un ejemplo de la aplicación.

La coordinación mostrada corresponde a las salidas de líneas asociadas a la S/E 14 con los demás dispositivos de protección ubicados aguas arriba.

1. En la barra de herramientas del ETAP iniciar el módulo Star-Device Protective Coordination como se muestra a continuación.

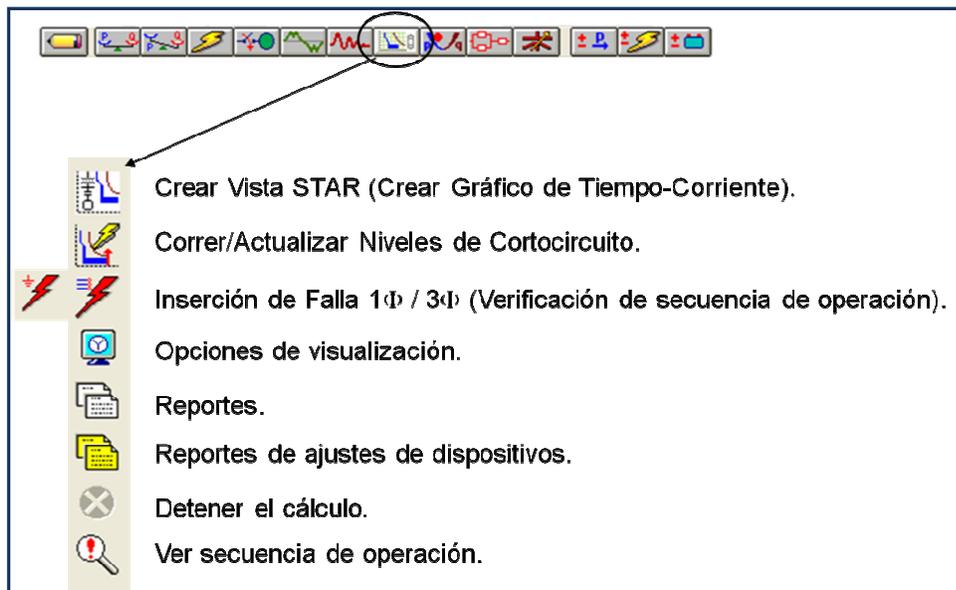


Figura 5.2 Barra de herramienta del módulo Star-Device.

2. Una vez dibujado el diagrama unifilar con sus elementos de protección y medición se procede a insertarle la data haciendo doble clic sobre el elemento. En las siguientes figuras se observan las ventanas.

✓ Para los Transformadores de Corriente (TC):

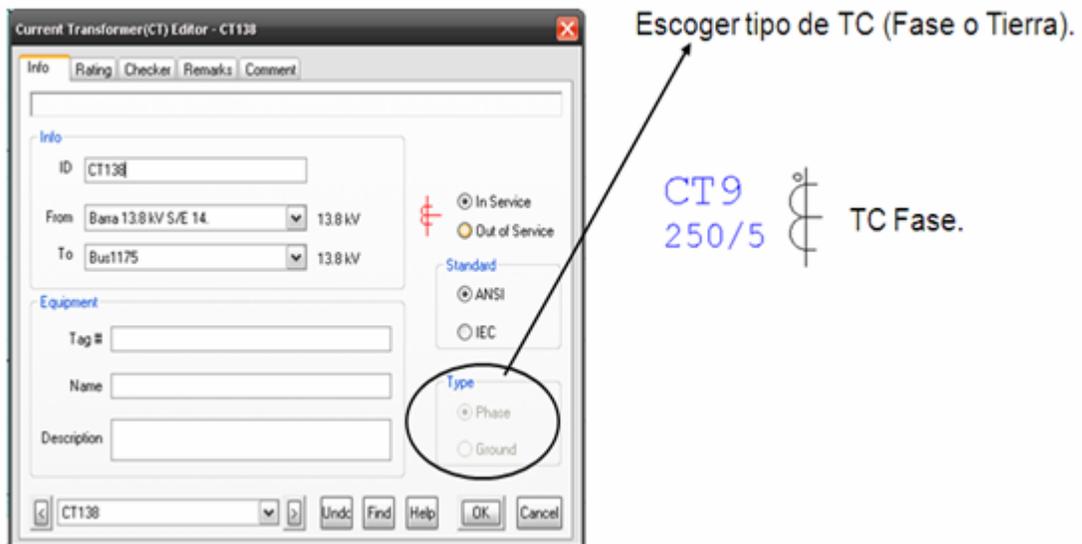


Figura 5.3 Ventana para la selección del tipo de TC.

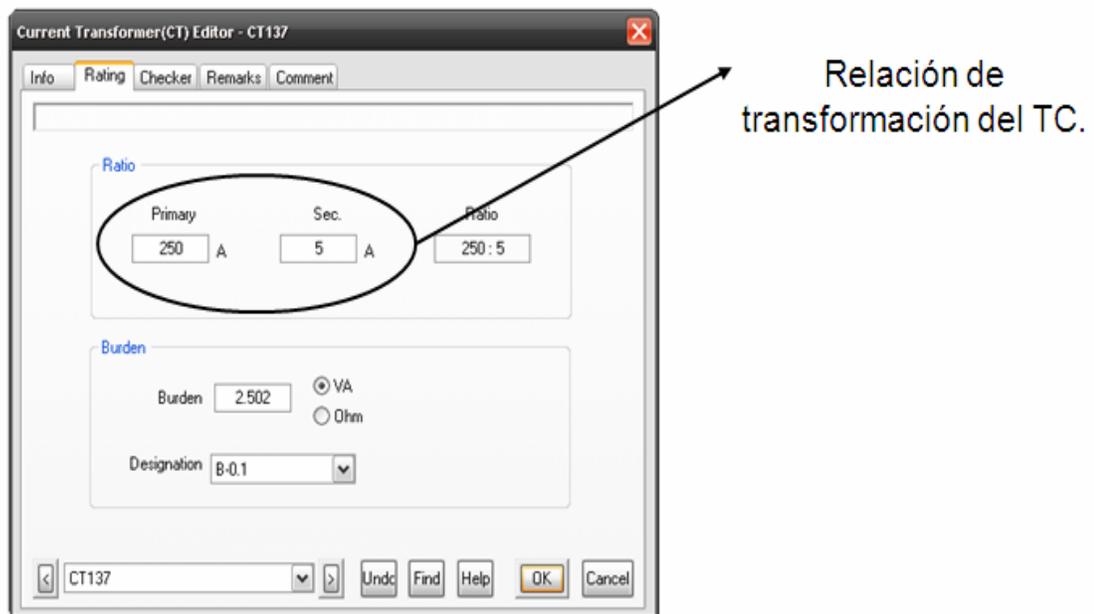


Figura 5.4 Ventana para asignar la relación de transformación del TC.

- ✓ Para los Relés de Sobrecorriente y Multifunción:

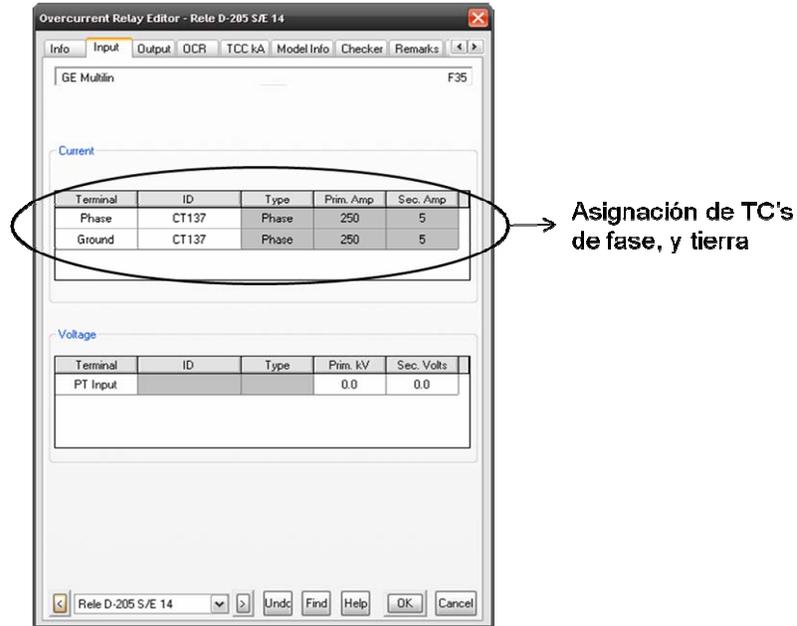


Figura 5.5 Ventana para la asignación de los TC's.

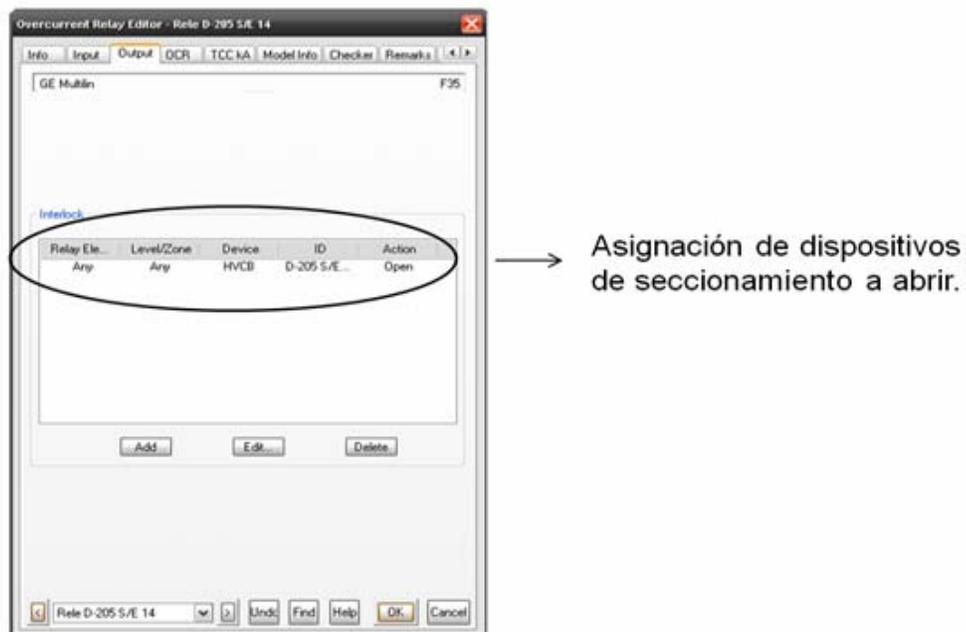


Figura 5.6 Ventana para la asignación de dispositivos a abrir.

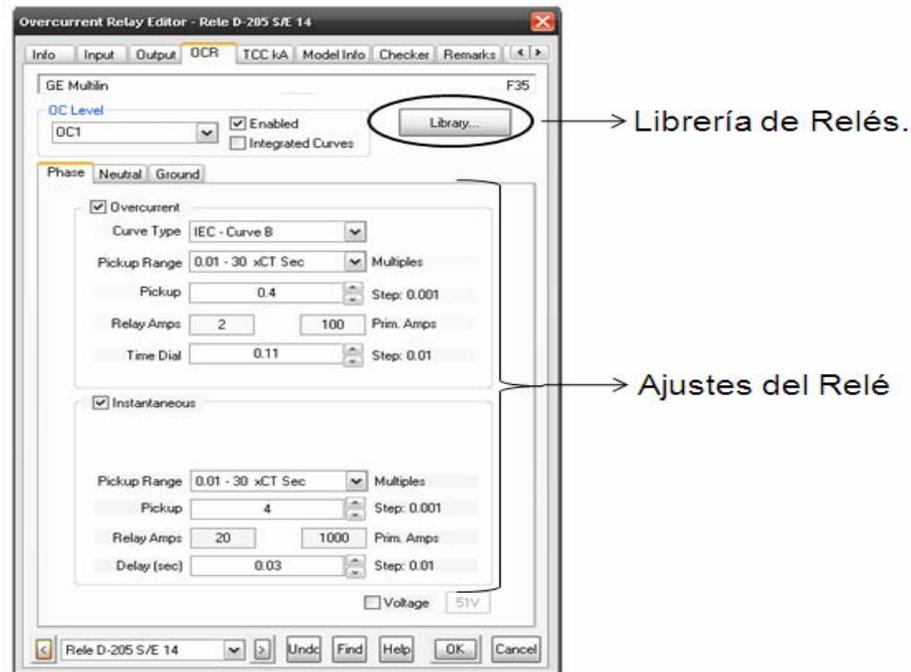


Figura 5.7 Ventana para la asignación de los ajustes del relé.

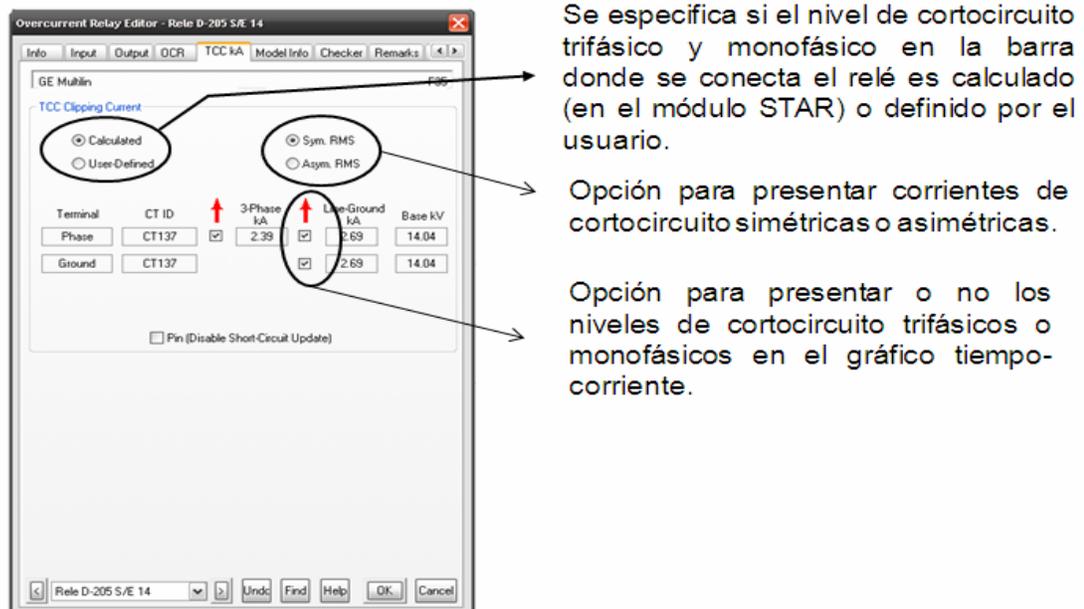


Figura 5.8 Ventana para especificar los niveles de cortocircuito en los relés.

3. Crear al menos dos casos de estudio para obtener los niveles de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en todas las barras del sistema a proteger, presionando el botón para correr y actualizar cortocircuitos en la barra de herramientas del módulo Star que se muestra en la **figura 5.2**. Este paso, a la hora de obtener un gráfico tiempo-corriente, puede ser opcional ya que dichos niveles también pueden ser definidos por el usuario.

4. Seleccionar del diagrama unifilar en estudio el sub-sistema al cual se realizará la coordinación de protecciones como se muestra en la **figura 5.9** y presionar el botón Create STAR View (Crear vista STAR). Ver **figura 5.2**.

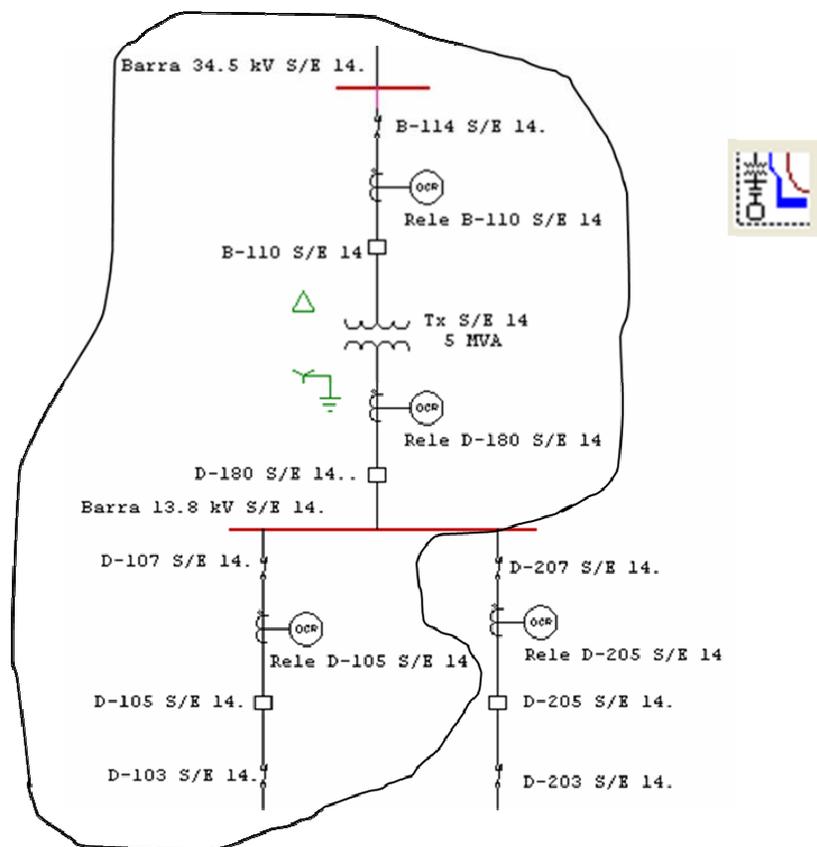
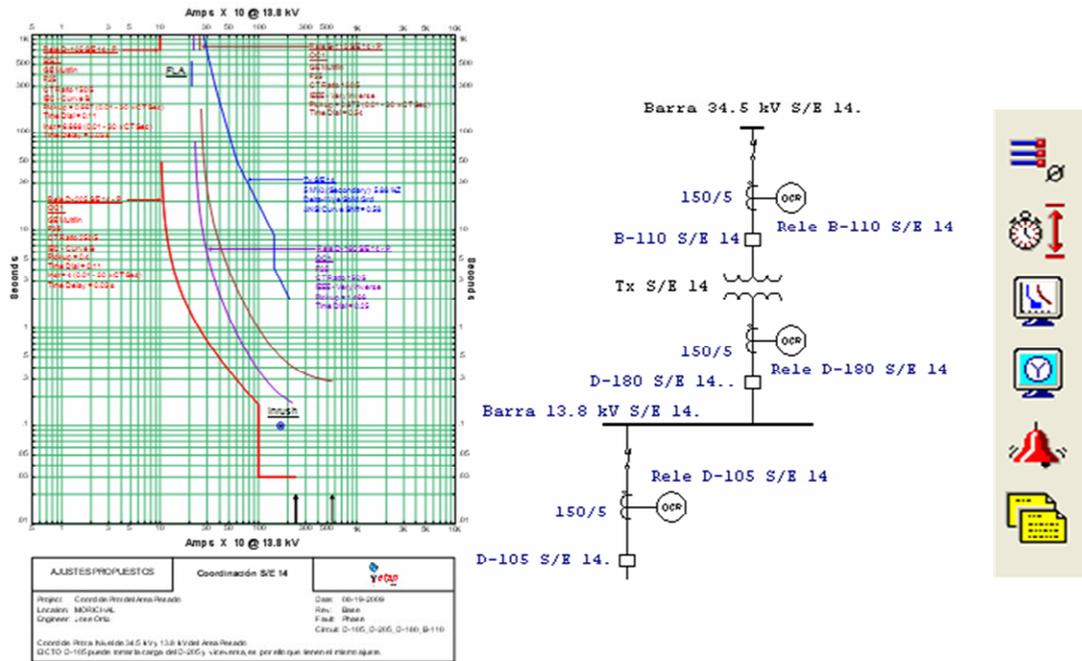


Figura 5.9 Selección sobre el diagrama unifilar del sub-sistema a coordinar.



-  → Modo de fase o tierra en el gráfico de coordinación.
-  → Modo de fase o tierra en el gráfico de coordinación.
-  → Herramienta de diferencia de tiempo entre curvas.
-  → Opciones de gráfico – Ejes, tramas, leyenda y opciones de gráfico
-  → Opciones de visualización.
-  → Alerta.
-  → Reportes de ajustes de dispositivos.

Figura 5.10 Vista del grafico tiempo-corriente [arriba]. Descripción de la barra de herramientas [abajo].

Con la herramienta “Time Difference” es posible determinar el margen de coordinación entre dos curvas como se observa en la siguiente figura.

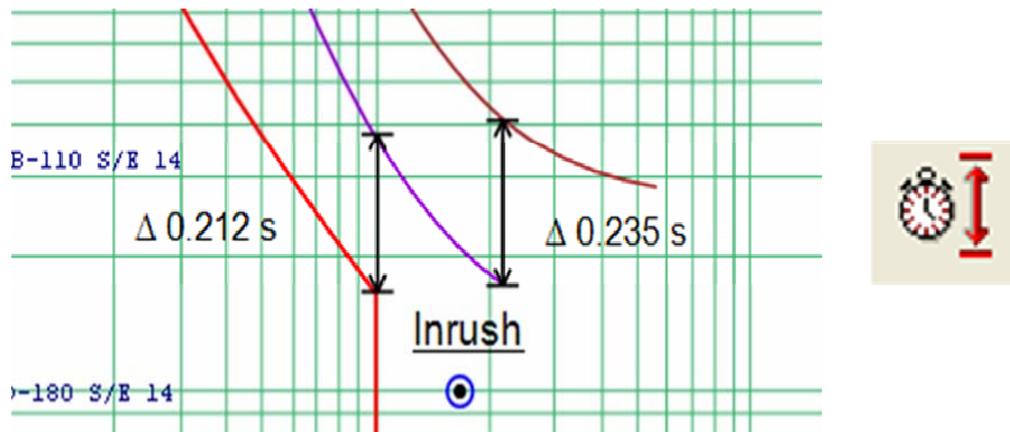


Figura 5.11 Vista de la herramienta Time Difference.

El botón Device Setting Report (Reportes de ajustes de dispositivos) permite exportar los ajustes de los dispositivos de protección en diferentes formatos después de haber realizado la coordinación.

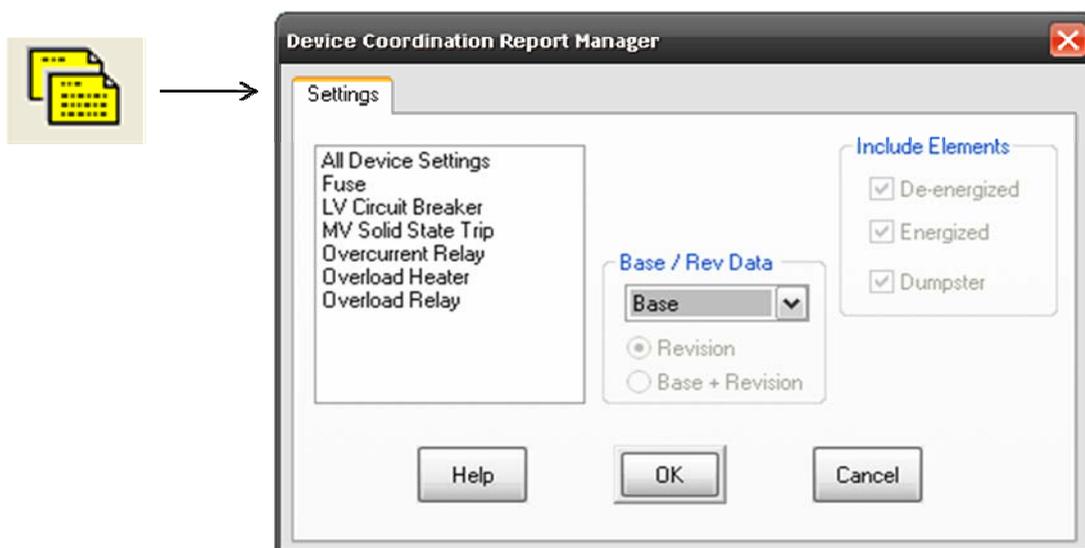


Figura 5.12 Vista de la ventana para exportar los ajustes de los dispositivos.

En el caso de los circuitos donde existan fusibles se procede de igual manera, con la diferencia que la data se inserta de manera similar como se muestra a continuación:

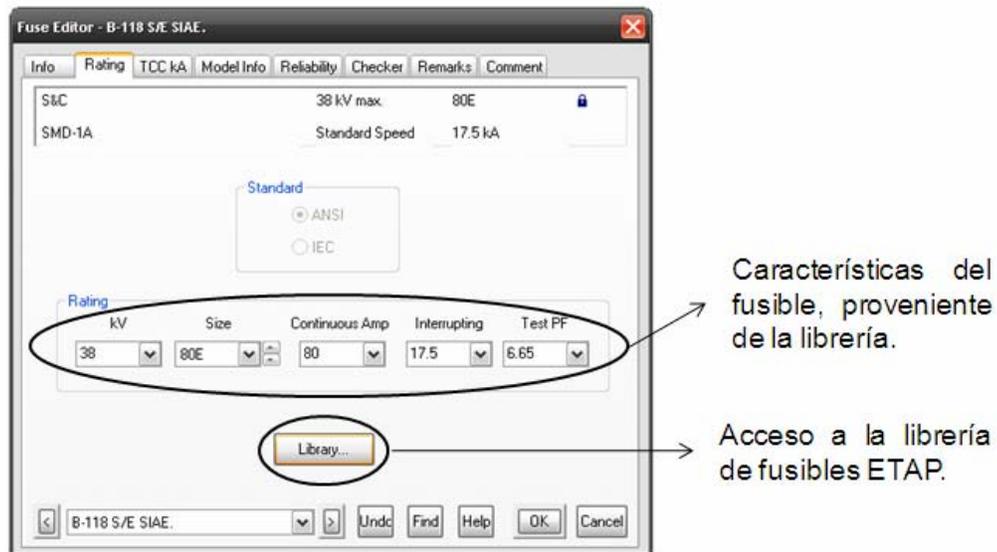


Figura 5.13 Ventana para insertar la data de los fusibles.

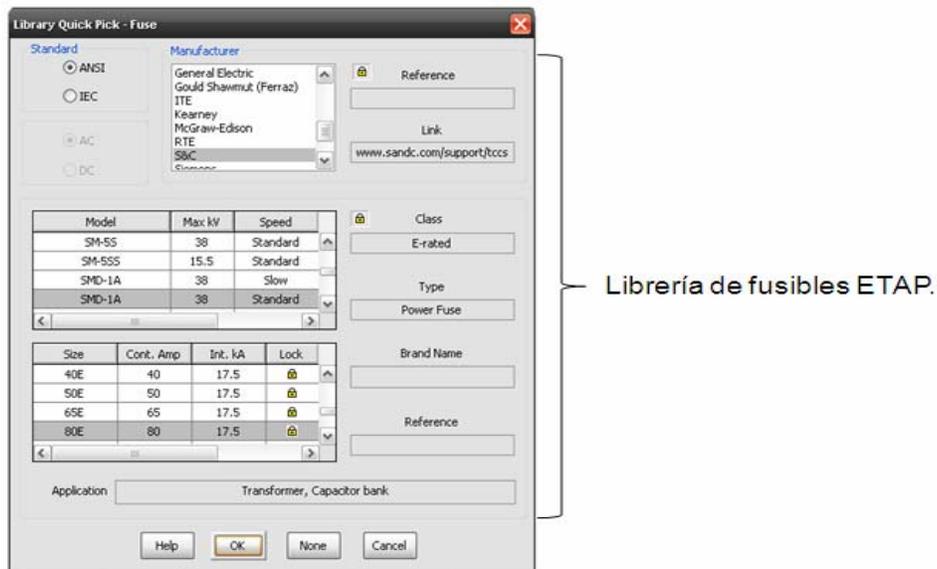
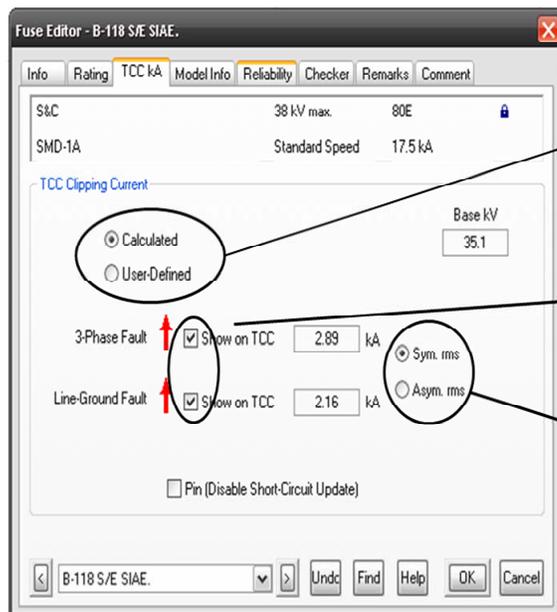


Figura 5.14 Ventana de la librería de fusibles del ETAP.



Se especifica si el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra donde se conecta el fusible es calculado (en el módulo STAR) o definido por el usuario.

Opción para presentar o no los niveles de cortocircuito trifásicos o monofásicos en el gráfico tiempo-corriente.

Opción para presentar corrientes de cortocircuito simétricas o asimétricas.

Figura 5.15 Ventana para especificar los niveles de cortocircuito en los fusibles.

Con arrastrar el mouse como se observa en la figura, sobre cualquier característica tiempo-corriente de un equipo de protección es posible cambiar su ajuste.

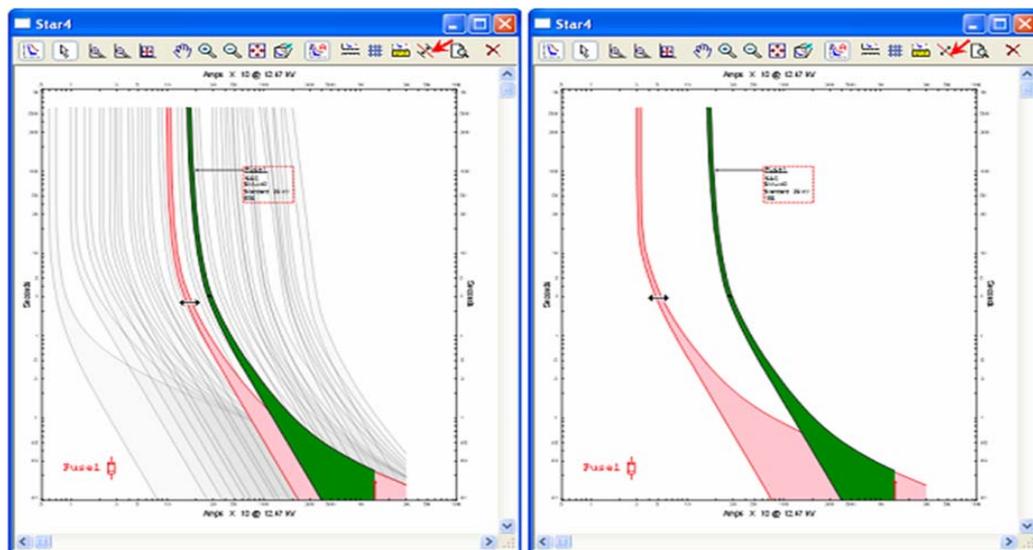


Figura 5.16 Vista de modificación de ajuste para los dispositivos de protección.

CONCLUSIONES

- ✓ El sistema eléctrico del área de producción de crudo pesado del Distrito Morichal cuenta a partir de ahora con una base de datos más actualizada y registrada en el programa ETAP, con el cual se puede evaluar y simular el sistema para diferentes estudios tales como: flujo de carga, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones (como se desarrollo en este proyecto), entre otros.

- ✓ Con el estudio de flujo de carga se observó que el sistema no se ve afectado al entrar en operación la interconexión con la S/E Temblador CADAFE, ya que se mantienen los perfiles de tensión en las barras de las subestaciones y no se violan los límites establecidos por la norma ANSI C84.1-1995.

- ✓ A través del análisis de cortocircuito realizado se comprobó que la capacidad de cortocircuito de los dispositivos de interrupción, están por encima del nivel de falla máxima esperada.

- ✓ Las graficas tiempo-corriente que se obtuvieron del estudio de coordinación de protecciones muestra que el sistema de protección asegura disparos selectivos cuando existan fallas ubicadas agua abajo.

- ✓ Los intervalos de tiempo para la coordinación están basados en las recomendaciones prácticas de la IEEE en su estándar 242-2001.

- ✓ La coordinación de protecciones realizada permite normalizar el sistema eléctrico para así hacerlo más confiable, además garantiza que se mejore la selectividad permitiendo que se aíslen las fallas sin que se logre afectar en gran medida todo el sistema.

✓ En caso de realizar ajustes a los dispositivos de protección ubicados aguas abajo de las subestaciones deberán estar limitados por los ajustes presentados en este trabajo.

RECOMENDACIONES

- ✓ Es de suma importancia que se realice la normalización del sistema eléctrico del área pesado y aplicarle a los equipos de protección los ajustes propuestos según las tablas y gráficas que se definieron en este trabajo, ya que cuenta con una serie de equipos que están fuera de servicio y esto trae como consecuencia que a la hora de presentarse una falla el sistema se vuelva poco confiable.

- ✓ Reflejar en la base de datos del ETAP los cambios que se realicen en el sistema eléctrico del área de producción de crudo pesado y también se debería actualizar, mejorar e incorporarle los dispositivos de protección con sus características y ajustes al diagrama unifilar de la zona de producción de crudo extrapesado.

- ✓ Poner en funcionamiento los relés electrónicos que se encuentran instalados en la S/E Temblador para así actualizar y mejorar el esquema de protecciones, ya que dichos relés brindan una respuesta más rápida y confiable ante cualquier eventualidad.

- ✓ Se recomienda reemplazar los relés electromecánicos que protegen el lado de alta de los transformadores de la S/E 3 Morichal 13.8 kV por relés de tipo electrónicos, para garantizar una protección más rápida y selectiva.

- ✓ Hacer un estudio para poner en funcionamiento reconectores a lo largo de los circuitos de distribución con distancias muy largas, y reemplazar los que se encuentran dañados para lograr que estos circuitos no salga fuera de servicio en su totalidad cuando los dispositivos que se encuentran ubicados aguas no puedan despejar una falla.

- ✓ Crear una base de datos y mantenerla actualizada donde se tengan todos los planos de las subestaciones en forma ordenada, características de las unidades de protección con sus ajustes, datos de los transformadores y otros equipos de interés.

- ✓ El departamento de protecciones debe realizar inspecciones periódicas a los equipos de protección ubicados en las subestaciones y visualizar que sus ajustes no hayan sido modificados y que todas las funciones de protección que le correspondan estén activas, principalmente la de desbalance, ya que otros departamentos pertenecientes a la Gerencia de Servicios Eléctricos cuando van a hacer una maniobra la deshabilitan para evitar disparos errados y luego no las vuelven a activar perdiéndose así la coordinación entre los dispositivos de protección.

BIBLIOGRAFÍA

[1] ANSI C84.1- 1995 **“For Electric Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hertz)”**. (1995).

[2] ETAP Power Station 4.7.6 **“User Guide Volumen II Analisis Modules”**. Febrero (2002).

[3] HARPER, E. **“Protección De Instalaciones Eléctricas Industriales Y Comerciales”**. Editorial LIMUSA. (1.999).

[4] IEEE 241-1990 **“IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings”** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. (1.990).

[5] IEEE 141-1.993 **“IEEE Recommended Practice For Electric Power Distribution For Industrial Plants”** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. (1.993).

[6] IEEE 399-1997 **“IEEE Recommended Practice For Industrial And Commercial Power Systems Analysis”**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA. (1.997).

[7] IEEE Std 242-2001. **“IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial”** The Institute Of Electrical And Electronic Engineers Institute Of Electrical And Electronic Engineers, Inc.345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394,USA. (2001).

[8] IEEE Std C37.113-1999. **“IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines”**. The Institute Of Electrical And Electronic Engineers Institute Of Electrical And Electronic Engineers, Inc.345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394,USA. (1999).

[9] PÉREZ, C., **“Coordinación de Protecciones para las Instalaciones del Sistema Eléctrico del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José, (TAECJ) a Niveles de Tensión de 34.5/13.8/6.9 kV”**. Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO, Barcelona. (2007).

[10] TELLERIA, N., **“Revisar la Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico del Complejo Petrozuata Ubicado en el Complejo Industrial Jose Antonio Anzoátegui Barcelona-Edo Anzoátegui”**. Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO, Barcelona. (2007).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

| | |
|------------------|---|
| TÍTULO | “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 34,5 kV Y 13,8 kV DEL ÁREA PESADO, DISTRITO MORICHAL, PDVSA” |
| SUBTÍTULO | |

AUTOR (ES):

| APELLIDOS Y NOMBRES | CÓDIGO CULAC / E MAIL |
|----------------------------|---|
| ORTIZ B., JOSÉ R. | CVLAC: 15936419 EMAIL: joseortiz83@gmail.com |
| | CVLAC: E MAIL: |
| | CVLAC: E MAIL: |
| | CVLAC: E MAIL: |

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Protecciones

Coordinación

Selectividad

Sistema Eléctrico

Cortocircuito

Sobrecorriente

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

| ÁREA | SUBÁREA |
|---------------------------------|----------------------|
| INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS | |
| | INGENIERÍA ELÉCTRICA |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio desarrollado en este trabajo permitió realizar la Coordinación de Protecciones en las Subestaciones a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Producción de Crudo Pesado del Distrito Social Morichal, PDVSA. Para alcanzar este objetivo se recolectó toda la información referente a la situación actual y ajustes de las unidades de protección, además se realizó un estudio de flujo de carga y cortocircuito, para observar el comportamiento de la red de distribución en condiciones normales de operación, conocer las corrientes máxima de carga y los niveles de cortocircuito, utilizando la herramienta computacional ETAP en su versión 5.01. Se establecieron criterios de protección óptimos tomando como base las propuestas de los estándares IEEE C37.113, IEEE 242, ANSI C84.1, que permitieron considerar las condiciones más adversas en cuanto a los requerimientos de protección para luego proceder a realizar el ajuste de los dispositivos de protección y la respectiva coordinación entre ellos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

| APELLIDOS Y NOMBRES | ROL / CÓDIGO CVLAC / EMAIL | | | | |
|----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-------------|-----------|-------------|
| PARRA, HERNÁN | ROL | CA | AS X | TU | JU |
| | CVLAC: | 4.362.464 | | | |
| | E_MAIL | hernanparra@cantv.net | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| FIGUEROA, VICTOR | ROL | CA | AS X | TU | JU |
| | CVLAC: | 15.354.568 | | | |
| | E_MAIL | figueroavs@pdvsa.com | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| MAZA, MANUEL | ROL | CA | AS | TU | JU X |
| | CVLAC: | 8.266.951 | | | |
| | E_MAIL | ingmanuelmaza@gmail.com | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| SUÁREZ, LUIS | ROL | CA | AS | TU | JU X |
| | CVLAC: | 11.144.624 | | | |
| | E_MAIL | acerosilicon@gmail.com | | | |
| | E_MAIL | | | | |

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

| | | |
|--------------|------------|------------|
| 2.009 | 10 | 15 |
| AÑO | MES | DÍA |

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

| NOMBRE DE ARCHIVO | TIPO MIME |
|--|--------------------|
| TESIS. Coord Sistema Eléctrico Morichal.DOC | Application/msword |
| | |
| | |

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO.

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD.

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE - NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

José R. Ortiz B.
AUTOR

Prof. Hernán Parra
TUTOR

Prof. Luis Suárez
JURADO

Prof. Manuel Maza
JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Verena Mercado