

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**INCREMENTO DEL MARGEN DE CONFIABILIDAD EN LOS
ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA S/E DE DISTRIBUCIÓN
HUACHI MEDIANTE EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

LUIS ALBERTO MARCIAL DOMÍNGUEZ

DANNY ORLANDO TORRES GARCÉS

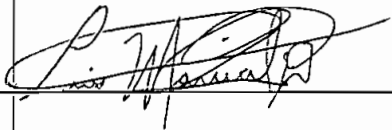
DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, Julio 2003


DECLARACIÓN

Nosotros **LUIS ALBERTO MARCIAL DOMÍNGUEZ** y **DANNY ORLANDO TORRES GARCÉS**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



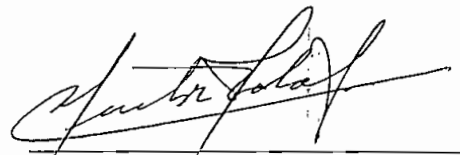
Luis A. Marcial D.



Danny O. Torres G.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los señores Luis Alberto Marcial Domínguez y Danny Orlando Torres Garcés, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mentor Poveda', written over a horizontal line.

Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Nuestro especial agradecimiento al personal del Departamento de Operación y mantenimiento de la E.E.A.S.A y en especial al Ing. Manuel Otorongo por su ayuda y colaboración en la realización del presente trabajo.

De igual manera queremos dejar constancia de nuestra gratitud al Ing. Mentor Poveda, quien fue el Director de este proyecto, por el tiempo, el interés y la ayuda prestada para la realización del mismo.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y darme la fortaleza para seguir adelante.

A mis padres Alberto y Edith, quienes con su amor, ejemplo y esfuerzo siempre me han apoyado.

A mis hermanos María Fernanda y Cristhian y a mis abuelos por su amistad y cariño.

A todos mis amigos.

Luis M.

DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado la existencia y la perseverancia necesaria para culminar con éxitos esta etapa de mi vida.

A mis padres Hugo y Marcela, por ser un ejemplo de continua lucha y superación, además de brindarme su amor y el apoyo moral y económico necesario para salir adelante y no decaer a lo largo de toda mi carrera universitaria.

A mis hermanos Marcelo y José Luis y a mis abuelos, por su incondicional cariño y preocupación.

Danny T.

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 Introducción	1
1.2 Objetivo	2
1.3 Alcance	2

CAPÍTULO 2: MODELACIÓN DIGITAL Y DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Introducción	4
2.2 Descripción del sistema de distribución en estudio.....	5
2.2.1 Sistema de subtransmisión	5
2.2.2 Subestación de distribución Huachi	5
2.2.3 Alimentadores primarios de distribución	6
2.2.4 Parámetros de las líneas	10
2.3 Modelación digital de los alimentadores primarios en estudio	13
2.3.1 Descripción de la modelación digital de los alimentadores	14
2.4 Operación actual del sistema en estudio	16
2.4.1 Demanda	16
2.4.2 Nivel de voltaje	17
2.4.3 Capacidad de conducción de corriente de los conductores	19
2.4.4 Pérdidas de demanda	20
2.5 Propuestas de mejoras de la operación del sistema en estudio	21

CAPÍTULO 3: CRITERIOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN

3.1 Generalidades.....	24
3.2 Funciones del sistema de protecciones.....	26

3.2.1 Principios fundamentales de las protecciones	27
3.3 Filosofía y compromiso del sistema de protecciones	28
3.3.1 Compromiso del sistema de protecciones	30
3.4 Equipos de protección y seccionamiento	31
3.4.1 Seccionadores Fusibles	32
3.4.2 Seccionalizadores..	33
3.4.3 Reconectores	34
3.4.4 Disyuntores.....	35
3.4.5 Relés	36
3.5 Generalidades de los equipos de protección modernos	36
3.5.1 Generalidades.....	36
3.5.2 Características	37
3.5.2.1 Menor costo de adquisición	37
3.5.2.2 Menores costos de instalación.....	37
3.5.2.3 Costos operativos más bajos.....	38
3.5.2.4 Aumento de utilidades.....	38
3.6 Selección de los equipos de protección y seccionamiento	39
3.6.1 Voltaje nominal y nivel básico de aislamiento	39
3.6.2 Capacidad de interrupción	39
3.6.3 Corriente nominal	39
3.6.4 Localización de los equipos de protección y seccionamiento.....	40
3.6.5 Coordinación de los equipos de protección de sobrecorriente.....	42

CAPITULO 4: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Introducción	43
4.2 Tipos de cortocircuitos.....	44
4.3 Estudio de la coordinación.....	48
4.3.1 Planeamiento del estudio de coordinación	49
4.4 Criterios para la coordinación de los equipos de protección.....	50
4.4.1 Coordinación Fusible - Fusible.....	51
4.4.2 Coordinación Reconector – Reconector.....	56

4.4.2.1 Coordinación de reconectores operados por bobinas de disparo serie.....	57
4.4.2.2 Coordinación de reconectores operados por bobinas de disparo serie y de recierre.....	60
4.5 Magnitudes de falla del sistema existente.....	61
4.6 Análisis de la estructura y coordinación de las protecciones existentes.....	62

CAPITULO 5: CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

5.1 Introducción.....	68
5.2 Definiciones para el análisis de confiabilidad en redes de distribución.....	69
5.3 Distribución y confiabilidad.....	71
5.4 Continuidad del suministro.....	72
5.4.1 Índices básicos de continuidad.....	73
5.5 Tipos de análisis de confiabilidad.....	74
5.6 Índices básicos de confiabilidad.....	75
5.6.1 Índices de sistema.....	77
5.7 Métodos de evaluación.....	80
5.7.1 Procesos continuos de Markov.....	81
5.7.2 Técnica de Frecuencia y Duración.....	85
5.8 Metodología para la evaluación de la confiabilidad.....	87
5.8.1 Modelo de la red.....	88
5.8.1.1 Estructura topológica.....	88
5.8.1.2 Caracterización de elementos.....	88
5.8.1.3 Clasificación de estados.....	91
5.8.2 Determinación de estados de los elementos.....	91
5.8.2.1 Determinación de estados.....	91
5.8.2.2 Evaluación de estados.....	93
5.9 Calculo de los índices de actuales de confiabilidad para los alimentadores en estudio.....	98
5.9.1 Caracterización de elementos en los alimentadores en estudio.....	100
5.9.1.1 Modelación de Reconexión Automática.....	103
5.9.2 Índices actuales de los alimentadores en estudio.....	103

CAPÍTULO 6: MEJORAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA EN ESTUDIO

6.1	Propuesta de mejoras de las protecciones actuales.....	114
6.2	Esquema de protección y seccionamiento propuesto para los alimentadores en estudio.....	115
6.2.1	Estructura Propuesta- Alimentador Atahualpa.....	116
6.2.2	Estructura Propuesta- Alimentador Miraflores.....	117
6.2.3	Estructura Propuesta- Alimentador Magdalena.....	118
6.2.4	Estructura Propuesta- Alimentador Santa Rosa.....	118
6.2.5	Estructura Propuesta- Alimentador Pasa.....	119
6.3	Magnitudes de falla del sistema propuesto.....	121
6.4	Equipamiento sugerido.....	121
6.5	Coordinación de las protección para cada alimentador.....	122
6.5.1	Coordinación de protecciones- Alimentador Atahualpa.....	124
6.5.2	Coordinación de protecciones- Alimentador Miraflores.....	130
6.5.3	Coordinación de protecciones- Alimentador Magdalena.....	133
6.5.4	Coordinación de protecciones- Alimentador Santa Rosa.....	136
6.5.5	Coordinación de protecciones- Alimentador Pasa.....	139
6.6	Cálculo de los nuevos índices de confiabilidad.....	142
6.6.1	Análisis de la confiabilidad en el Alimentador Santa Rosa.....	143
6.6.2	Análisis de la confiabilidad en el Alimentador Atahualpa.....	147
6.6.3	Análisis de la confiabilidad en el Alimentador.....	150
6.6.4	Análisis de la confiabilidad en el Alimentador Magdalena.....	153
6.6.5	Análisis de la confiabilidad en el Alimentador Pasa.....	155
6.7	Análisis de resultados. (Costos y Beneficios).....	158
6.7.1	Costo de la Energía no Suministrada.....	158
6.7.2	Análisis de Costos y Beneficios.....	159
6.7.3	Ahorro por reducción de Energía no Suministrada.....	160

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	Conclusiones.....	168
7.2	Recomendaciones.....	169

BIBLIOGRAFÍA..... 171

ANEXOS

RESUMEN

El presente trabajo analiza la operación actual de los alimentadores primarios Atahualpa, Miraflores, Magdalena, Santa Rosa y Pasa asociados a la subestación de distribución Huachi ubicada en la ciudad de Ambato, poniendo mayor énfasis en el análisis de los sistemas de protecciones. La operación actual de los alimentadores en lo que se refiere a pérdidas de demanda y capacidad de conducción de los conductores no presenta problemas, mientras que en lo referente a niveles de voltaje, únicamente el alimentador Pasa debido a su gran extensión presenta grandes caídas de voltaje, llegando al 12.69% en su punto más crítico. Para obtener una correcta operación en el alimentador Pasa se ha propuesto balancear la carga y colocar reguladores de voltaje, lográndose reducir la caída de voltaje al 2.91%, cumpliendo de esta manera los límites establecidos por el CONELEC.

El sistema de protecciones existente en cada alimentador no muestra una adecuada operación, pues los registros de las interrupciones indican que la mayor parte de fallas dejan fuera de servicio a todo el alimentador, evidenciando la incorrecta selección y coordinación de las protecciones.

Con el propósito de brindar mayor confiabilidad a los usuarios conectados a cada uno de los alimentadores en estudio, se realiza la reconfiguración de la ubicación de sus protecciones que complementada con la coordinación, permite que ante la presencia de fallas se aisle la menor cantidad de carga posible.

Con estas acciones se incrementa la confiabilidad en los alimentadores, reduciendo la indisponibilidad del servicio provocada por la ocurrencia de fallas, de tal manera que contribuyan a cumplir con las exigencias del CONELEC.

El incremento del margen de confiabilidad en los alimentadores primarios de la S/E Huachi mediante el mejoramiento del sistema de protecciones, resulta rentable para la Empresa Eléctrica Ambato S.A., ya que anualmente se obtendrán ganancias de 20.410,56 dólares por reducción de la Energía no suministrada.

PRESENTACIÓN

El trabajo aquí presentado, se basa en el análisis de los alimentadores asociados a la subestación de distribución Huachi, ubicada en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato; este estudio contempla el análisis del estado de operación actual de estos primarios, profundizando en el estudio de los sistemas de protecciones, para lo cual se realiza la descripción del sistema de distribución en estudio, incluyendo la descripción de la modelación digital que ha servido para determinar las condiciones de operación.

Además trata sobre los criterios generales de los equipos de protección, indicando los tipos de dispositivos más apropiados para su uso en redes primarias de distribución y los principios que rigen su selección, estableciendo los criterios básicos para la coordinación de los mismos.

Debido a la importancia de la confiabilidad del servicio en redes de distribución, se indican los diferentes tipos de análisis e índices de confiabilidad, revisando los distintos métodos matemáticos que generalmente son aplicados en la evaluación de la confiabilidad integrando el análisis de los efectos que las distintas acciones de mejora proporcionan a la red.

Luego se propone el mejoramiento de las protecciones del sistema en estudio en base a nuevos esquemas de protección y seccionamiento para cada uno de los alimentadores, incluyendo cambios para su mejor funcionamiento, sugiriendo el equipamiento tradicional y moderno más adecuado. Se evalúa la confiabilidad tomando en consideración las mejoras realizadas y su repercusión económica.

Finalmente se presentan las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.

La reglamentación del sector eléctrico para la parte de sistemas de distribución, señala como un punto muy importante los aspectos relacionados con la continuidad del servicio, razón por la cual una de las principales preocupaciones de la ingeniería ha sido el buscar las condiciones más favorables para la distribución de energía, reduciendo el número y tiempo de las interrupciones de servicio e incrementando la confiabilidad del sistema.

La confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica desde la subestación de distribución al punto de consumo depende, en gran parte, del grado de protección previsto dentro de la red, de esta forma, con el propósito de minimizar hasta donde sea posible las interrupciones de servicio y proteger los diferentes elementos constitutivos de las redes de distribución, es necesario disponer de un adecuado sistema de protecciones.

La selección, aplicación y coordinación de los equipos que integran el sistema de protecciones, dependen de manera directa de las características propias de cada una de las redes de distribución, las cuales están sujetas a permanentes modificaciones. Frente a los cambios que continuamente se dan en la estructura y condiciones operativas de las redes de distribución, como son, la adición de nuevas cargas, el reemplazo del equipamiento existente por otro de diferentes características y el incremento de las corrientes de cortocircuito, se hace necesario un estudio de coordinación o revisión del realizado antes, de tal manera de asegurar que los cambios en la coordinación y por ende en el sistema de protección se adapten a las condiciones actuales de la red.

Por lo señalado, la confiabilidad en redes eléctricas está directamente ligada a la operación del sistema de protecciones, debido a que de éste dependerá evitar que la mayor parte de usuarios sean privados del servicio, cuando se presenten condiciones anormales de operación en el sistema de distribución.

1.2 OBJETIVO

El objetivo fundamental de este proyecto es el disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio en los alimentadores asociados a la subestación Huachi, mediante propuestas para el mejoramiento del sistema de protecciones, tomando en consideración aspectos técnicos y niveles de confiabilidad.

1.3 ALCANCE

Para cumplir con el objetivo planteado se desarrollan los siguientes capítulos:

El Capítulo 2 presenta la descripción del sistema de distribución en estudio, que comprende toda la información relacionada con los parámetros y características básicas de la subtransmisión, subestación y sistema primario asociado, que sirve de base para la elaboración del presente proyecto. También incluye la descripción de la modelación digital que ha servido para determinar las condiciones actuales de operación. Si las condiciones de operación no son aceptables se propondrán cambios que conducirán a obtener mejoras en su comportamiento. La descripción de la operación actual y las propuestas de mejoras se incluyen en este capítulo.

El Capítulo 3 trata sobre los criterios generales de los equipos de protección, indicando los tipos de dispositivos más apropiados para su uso en redes primarias de distribución y los principios que rige su selección, además, se enuncian las generalidades de los equipos de protección modernos, destacando las ventajas sobre los dispositivos tradicionales. Se presenta también la función que desempeña el sistema de protecciones y la filosofía para su adecuado funcionamiento.

En el Capítulo 4 se habla de la coordinación de protecciones eléctricas, dando a conocer en una primera instancia los tipos de cortocircuitos que afectan a los sistemas de distribución, para posteriormente destacar la importancia del estudio de coordinación y dar las pautas para su planeamiento inicial. Se establecen los criterios básicos de coordinación entre los diferentes

dispositivos utilizados para la protección de redes primarias de distribución. Para los alimentadores primarios en estudio se detalla la información correspondiente a las magnitudes de falla obtenidas para los mismos mediante simulación, finalizando con el análisis de la estructura y coordinación de las protecciones existentes.

El Capítulo 5 trata acerca de la importancia de la confiabilidad del servicio en redes de distribución, indicando los diferentes tipos de análisis e índices de confiabilidad que pueden obtenerse para un sistema dependiendo de los objetivos que se persigan, se dan a conocer también los índices básicos individuales y globales usados para evaluar la confiabilidad del servicio. Se revisan los distintos métodos matemáticos que generalmente son aplicados en la evaluación de la confiabilidad integrando el análisis de los efectos que las distintas acciones de mejora proporcionan a la red.

En el Capítulo 6 se propone el mejoramiento de las protecciones del sistema en estudio en base a nuevos esquemas de protección y seccionamiento para cada uno de los alimentadores, incluyendo cambios para su mejor funcionamiento, sugiriendo el equipamiento tradicional y moderno más adecuado, además se muestran las magnitudes de falla del sistema propuesto para posteriormente realizar la coordinación de las protecciones eléctricas en las redes primarias involucradas; se evalúa la confiabilidad tomando en consideración los cambios y mejoras realizadas. Finalmente se analizan los resultados obtenidos y su repercusión económica.

El Capítulo 7 presenta las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

CAPÍTULO 2

MODELACIÓN DIGITAL Y DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN

Las condiciones operativas en redes de distribución deben ser evaluadas por parte de las Empresas Distribuidoras pues los consumidores deben recibir el suministro eléctrico en condiciones aceptables y cumpliendo las regulaciones vigentes.

El objetivo de este capítulo es evaluar la operación actual del sistema de distribución en estudio, este sistema lo constituyen cinco alimentadores primarios que se derivan de la subestación Huachi perteneciente a la ciudad de Ambato, los alimentadores primarios son los siguientes: Atahualpa, Miraflores, Magdalena, Santa Rosa y Pasa. Para lograr ese objetivo se realizará su modelación digital en el programa DPA/G siendo necesario conocer características de los alimentadores primarios en cuanto a carga, longitud, recorrido, características geométricas y eléctricas de los conductores, entre otros.

Finalmente, una vez realizada la modelación digital de los alimentadores primarios se describirá la condición operativa de los mismos, si los primarios no tienen condiciones operativas aceptables se propondrán mejoras para su correcta operación.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ESTUDIO.

2.2.1 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión está conformado, por las fuentes de energía (Centrales de generación local y nodos de Interconexión al S.N.I.), subestaciones de distribución y las líneas que interconectan esas instalaciones.

En la actualidad la EEASA cuenta con dos puntos de interconexión al S.N.I para el suministro de potencia y energía eléctrica. El principal nodo fuente se encuentra en la subestación Totoras a cargo de TRANSELECTRIC, cuenta con una capacidad de transformación de 60/80/100 MVA y reduce el voltaje de 230 kV a 69 kV.

El otro nodo es la subestación Ambato a cargo de TRANSELECTRIC, con una capacidad de transformación de 33/43 MVA y reduce el voltaje de 138kV a 69 kV.

Entre las centrales de generación local se encuentran: Central Península (3750 kVA), Central Ligua (5000 kVA), Central Batán (3725 kVA).

Para el caso de la EEASA, el sistema de subtransmisión tiene varios niveles de voltaje que están entre 6.9 kV hasta 69 kV, su estructura se puede apreciar en el diagrama eléctrico unifilar del sistema de la EEASA (Anexo 2.1).

2.2.2 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN HUACHI

La subestación de distribución Huachi se encuentra ubicada en la Avenida Manuelita Sáenz frente a la Universidad Católica en el sector sur oeste de la ciudad de Ambato.

Recibe la energía por medio de la línea que proviene de la subestación de distribución Montalvo la cual a su vez recibe el suministro de la subestación Totoras, en condiciones normales. Cuando existe alguna anomalía en el sistema de subtransmisión a 69 kV puede conectarse con la subestación de distribución Atocha que recibe la energía de la subestación Ambato.

Esta subestación de distribución posee un transformador con una capacidad de 10/12.5 MVA que reduce la tensión de 69 kV a 13.8 kV (Anexo 2.2). El transformador de potencia tiene protección en alta y media tensión con relés de sobrecorriente y para protección propia del transformador con relés diferenciales.

El esquema de esta subestación de distribución se encuentra definido: en el lado de 69 kV existe un disyuntor dimensionado por la capacidad del transformador, luego se ubica el transformador de potencia y para protección en el lado de 13.8 kV se tiene otro disyuntor. Los dos disyuntores, del lado primario y del secundario, reciben la señal de operación del relé diferencial o de los relés de sobrecorriente.

De la subestación se derivan cinco alimentadores primarios con un nivel de voltaje de 13.8 kV, dos urbanos y tres rurales. En la salida de cada primario se tiene un disyuntor que recibe la señal de un relé, el disyuntor opera cuando existe alguna falla o si existen suspensiones programadas para todo el alimentador.

2.2.3 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Los alimentadores primarios de distribución que se derivan de la barra de medio voltaje a 13.8 kV de la subestación de distribución Huachi son los siguientes: (Anexo 2.3)

- Alimentador de la Avenida Atahualpa. (Urbano)
- Alimentador Miraflores. (Urbano)
- Alimentador Magdalena. (Rural)
- Alimentador Santa Rosa. (Rural)
- Alimentador Pasa. (Rural)

En los anexos correspondientes a cada alimentador se señalan los aspectos a tomarse en cuenta en su análisis como son: recorrido del alimentador, longitud de los tramos, tipo de circuito, calibre de los conductores, ubicación de los equipos de protección y seccionamiento como seccionadores fusibles en la condición normalmente abierta (NA) o normalmente cerrada (NC) y la potencia nominal de transformadores de distribución, montaje aéreo o en cámaras, para el caso de transformadores monofásicos se muestra la fase a la cual están conectados.

A continuación se describen las características propias de cada primario:

Alimentador de la Avenida Atahualpa

Este alimentador primario urbano radial recorre casi en su totalidad la Av. Atahualpa, sirviendo a una zona residencial, que incluye pequeñas artesanías y comercios. El área de servicio corresponde a los barrios y ciudadelas adyacentes a la Av. Atahualpa.

Dentro de las características de este alimentador se puede indicar las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud 11.3 km.
- Carga instalada 3672 kVA.
- Su configuración es mayoritariamente radial trifásico, con pequeños ramales monofásicos.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas de la EEASA, observándose el montaje en estructuras tipo CP, CR para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón de 11 metros de altura.

Alimentador Miraflores

Este alimentador primario urbano radial sirve a una zona netamente residencial. El área de servicio corresponde a los barrios y urbanizaciones de los sectores Miraflores, Miñarica y la Ciudadela España.

Dentro de las características de este alimentador se puede indicar las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud 22.4 km.
- Carga instalada 9725 kVA.
- Su mayor parte es radial trifásico, con pequeños ramales monofásicos.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas de la EEASA, observándose el montaje en estructuras tipo CP, CR para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón de 11 metros de altura.

Alimentador Magdalena

Este alimentador primario radial catalogado como rural sirve a sectores rurales y urbanos marginales con pequeñas industrias y talleres. El área de servicio comprende el sector de Huachi La Magdalena y la vía a Guaranda hasta el sector de la fábrica de baterías Vulcano.

Dentro de las características de este alimentador se puede indicar las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud 9.1 km.
- Carga instalada 2210 kVA.
- Sus troncales son trifásicos y de este se derivan ramales monofásicos.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas de la EEASA, observándose el montaje en estructuras tipo CP, CR para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón de 11 metros de altura.

Alimentador Santa Rosa

Este alimentador rural radial sirve a sectores rurales y a pocas industrias ubicadas fuera de la ciudad cerca de la parroquia Santa Rosa. El área de servicio comprende la vía a Guaranda hasta la parroquia Santa Rosa

Dentro de las características de este alimentador se puede indicar las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud 17.4 km.
- Carga instalada 3327.5 kVA.
- Su troncal es trifásico y de él se derivan ramales monofásicos.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas de la EEASA, observándose el montaje en estructuras tipo CP, CR para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón y madera de 11 metros de altura.

Alimentador Pasa

Este alimentador rural radial sirve a sectores y parroquias netamente rurales, su extensión es considerable en relación a los otros alimentadores. El área de servicio es extensa y en esta se encuentran las parroquias Juan Benigno Vela, Pilahuín y otras.

Dentro de las características de este alimentador se pueden indicar las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud 151.5 km.
- Carga instalada 5030 kVA.
- El troncal es trifásico y de él se derivan ramales monofásicos de gran longitud.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas de la EEASA, observándose el montaje en estructuras tipo CP, CR para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón y madera de 11 metros de altura.

2.2.4 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS

Para el estudio de una red de distribución aérea, es conveniente analizar la disposición de los conductores en las estructuras, estas según las normas de la EEASA pueden ser de tipo CP, VP (Figura 2.1 y 2.2 respectivamente) para la parte trifásica y estructuras del tipo UP (Figura 2.3) en donde la red es monofásica.

Para los alimentadores primarios en estudio a 13.8 kV, las redes son sistemas múltiplemente puestas a tierra; lo que significa que a más de la puesta a tierra del neutro del transformador de potencia en la subestación, a lo largo del recorrido del primario, el neutro del alimentador es puesto a tierra en diferentes sitios.

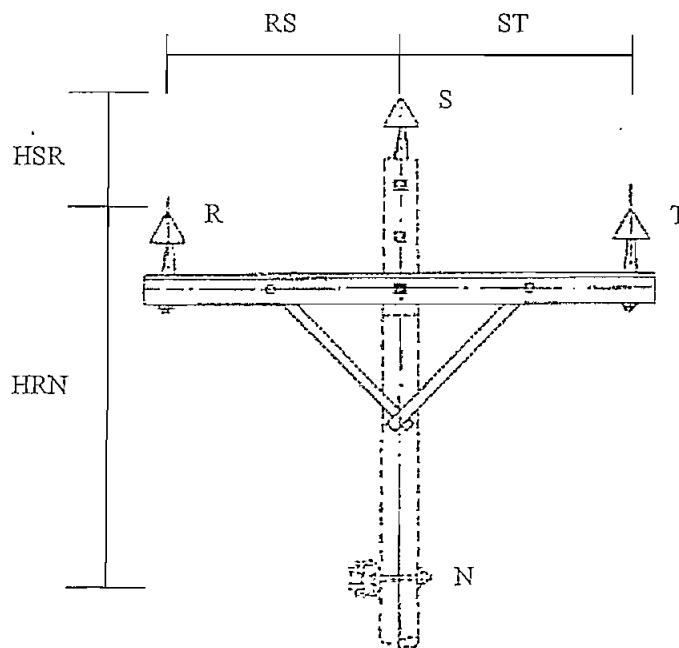


Figura 2.1 Estructura CP

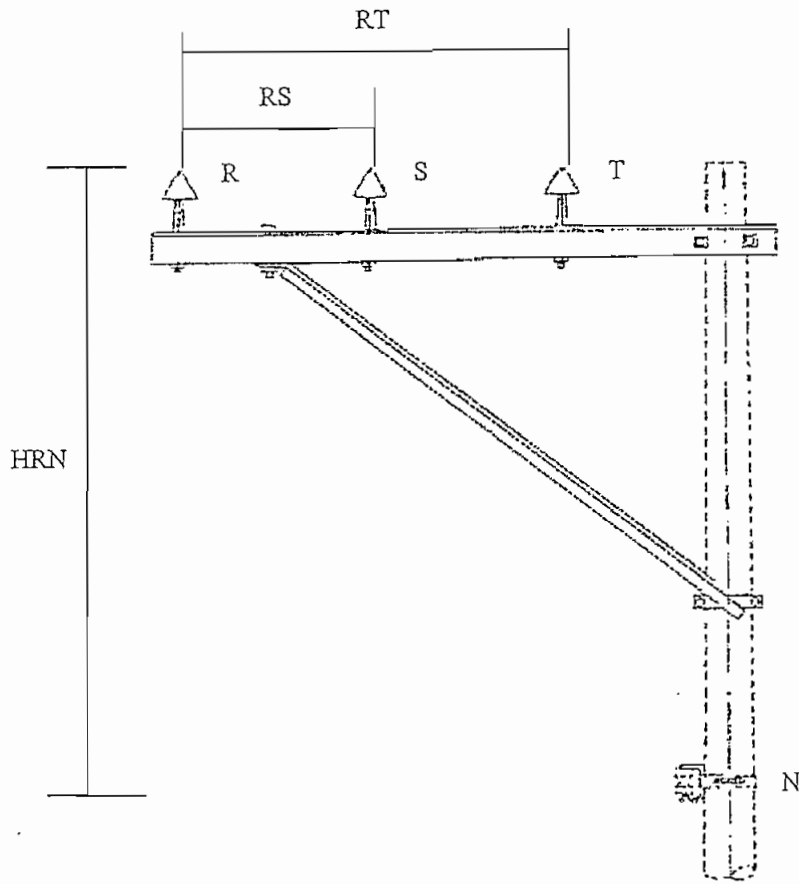


Figura 2.2 Estructura VP

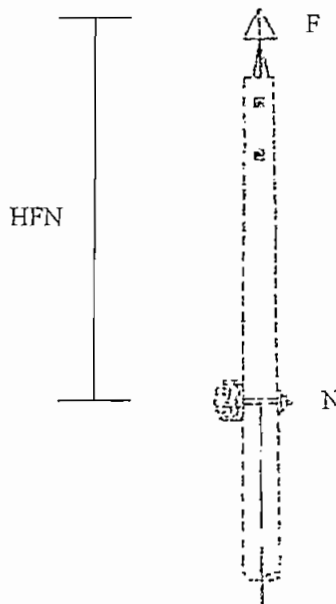


Figura 2.3 Estructura UP

Las estructuras CR y UR tienen igual montaje y disposición de los conductores que en las estructuras CP y UP respectivamente su diferencia radica en el tipo de aislador que sostiene al conductor pues sirve para retención.

Las distancias entre conductores de fases, fase – neutro se presentan en la Tabla 2.1 según el tipo de estructura. [11]

Estructuras	Distancias (m).			Alturas (m)	
	RS	ST	RT	HSR	HRN
CP	0.75	0.75	1.5	0.5	2.15
VP	0.74	0.74	1.48	-	2.4

Altura (m).	
HFR	
UP	2.45

Tabla 2.1 Distancias entre conductores de fases y fase – neutro para las estructuras CP, VP y UP

A más de la disposición de los conductores en las estructuras los parámetros en las líneas son:

- Número de conductores por circuito.
- Presencia del neutro del conductor.
- Material y calibre de los conductores.

De acuerdo al material y calibre de los conductores se tienen sus valores de resistencia y reactancia la Tabla 2.2 muestra varios calibres de conductores con su respectiva resistencia y reactancia.

DATOS DE CONDUCTORES			
Calibre	R (Ω /km)	X (Ω /km) (1 m. esp.)	Capacidad de Corriente (A)
ACSR-1	0.68	0.51	150
ACSR-1/0	0.54	0.50	175
ACSR-2	0.85	0.50	130
ACSR-2/0	0.42	0.49	200
ACSR-266	0.21	0.39	320
ACSR-3	1.07	0.50	110
ACSR-3/0	0.34	0.48	235
ACSR-4	1.35	0.50	100
ACSR-4/0	0.27	0.45	275

Tabla 2.2 Datos de conductores.

Con estos parámetros de las líneas se pueden establecer los valores de impedancias propias y mutuas de secuencia positiva negativa y cero, útiles para determinar corrientes de cortocircuito, lo cual se explica en el Capítulo 4.

2.3 MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.

La modelación digital de los alimentadores primarios en estudio ha sido realiza con el paquete computacional DPA/G (Distribution Primary Analysis and Graphics), que es una herramienta para la planificación, diseño y análisis de redes de distribución.

El DPA/G tiene la habilidad de modelar la mayor parte los componentes de un sistema de distribución. Estos componentes pueden ser líneas aéreas o subterráneas, transformadores, reguladores, capacitores, interruptores, motores, generadores tanto de inducción como sincrónicos, además de equipos de protección como fusibles, reconectores, seccionalizadores, y relés.

El programa presenta opciones analíticas muy útiles, tales como: análisis de flujos de potencia por fase, análisis de fallas, ubicación de capacitores, análisis de rotor cerrado, análisis de arranque de motores, y análisis de contingencias utilizando algoritmos que internamente procesa el programa para luego mostrar los resultados.

Además el DPA/G ofrece capacidades gráficas que incluyen diagramas trifásicos en los cuales los conductores cambian de color si los parámetros de operación tales como la cargabilidad y nivel de voltaje en las líneas exceden los límites establecidos.

Las cargas pueden ser modeladas como una combinación de cargas de impedancia constante, corriente constante, y/o potencia constante. En nuestro medio el programa DPA/G ha sido usado con más frecuencia para modelar sistemas radiales y ejecutar análisis de contingencias.

2.3.1 DESCRIPCIÓN DE LA MODELACIÓN DIGITAL DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO

Para el análisis de los alimentadores primarios se necesita ingresar en el DPA/G, varios parámetros, algunos comunes y otros propios de cada alimentador, los que deben reflejar las características reales de los alimentadores.

En cada uno de los alimentadores primarios se utiliza el programa DPA para realizar el análisis en su estado de operación normal y para cálculo de las corrientes de cortocircuito que nos servirá para la calibración de los equipos de protección.

Para el análisis en estado normal de operación de los primarios se necesita correr los flujos de cada uno de ellos. Los elementos que se necesitan para correr los flujos para cada primario en el DPA se detallan a continuación:

- Voltaje nominal del alimentador.
- Configuración del alimentador (codificada según el alimentador), distancias por nodo y calibre del conductor para las fases y el neutro.
- Potencia instalada por cada fase y por nodo.
- Demanda máxima del alimentador primario y factor de potencia medida en la cabeza del mismo.

Se debe señalar que se realizó una inspección de los alimentadores primarios para verificar y actualizar los datos proporcionados por la EEASA.

Para el análisis en caso de falla, cuyo objetivo es encontrar las corrientes de cortocircuito a más de los elementos que se necesitan para correr el flujo en estado estable, se necesita la resistencia de falla y el valor de la impedancia equivalente Thevenin vista a los terminales del lado de baja tensión de la subestación de distribución.

- Resistencia de Falla: El valor de esta resistencia puede oscilar entre 5 y 10 Ω . El valor elegido es de 5 Ω para este estudio.
- Impedancia Equivalente Thevenin.

Esta impedancia, denominada en el programa de modelación como impedancia de la fuente, es la impedancia equivalente del sistema en el lado de baja tensión de la subestación de distribución y puede ser determinada como la suma de la impedancia que el sistema de potencia representa en los terminales de alta más la impedancia del transformador de la subestación de distribución.

Impedancia equivalente del sistema de potencia (Z_{eq})

Es el valor de la impedancia del sistema de la EEASA hasta los terminales de alta de la subestación de distribución, se analiza para condiciones de máxima y mínima generación, tanto para las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero.

Impedancia del transformador (Z_t) de la subestación de distribución

El valor de esta impedancia se asume puramente inductivo, siendo las impedancias de secuencia positiva y negativa iguales mientras que la impedancia de secuencia cero es diferente a las otras dos, pues depende de la conexión del transformador.

La impedancia de la fuente Z_f de secuencia positiva es igual a

$$Z_f(+) = Z_{eq}(+) + Z_t(+) \quad (2.1)$$

La impedancia de secuencia cero es:

$$Z_f(0) = Z_t(0) \quad (2.2)$$

La impedancia de la fuente de secuencia cero es igual a la impedancia de secuencia cero del transformador de la subestación debido a la conexión delta – estrella con puesta a tierra.

El valor de la impedancia de la fuente que se toma en este trabajo para todos los primarios debido a que pertenecen a una misma subestación es el siguiente:

$$Z_f(+) = j 1.7370 \ \Omega$$

$$Z_f(0) = j 1.1690 \ \Omega$$

Cada uno de los elementos señalados para correr los flujos en el programa DPA/G se puede apreciar en los anexos indicados anteriormente correspondientes a cada alimentador.

2.4 OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA EN ESTUDIO.

En el análisis de los alimentadores primarios para determinar su estado de operación se tratan los siguientes puntos:

1. Demanda.
2. Nivel de voltaje.
3. Capacidad conducción de corriente de los conductores.
4. Pérdidas de demanda.

2.4.1 DEMANDA.

La demanda de una instalación o sistema de distribución es la carga promedio en un determinado intervalo en las terminales receptoras, con esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa o reactiva) o de intensidad de corriente.

El análisis de los alimentadores primarios se lo realiza a demanda máxima ya que es cuando ocurren las condiciones más desfavorables de la operación de los mismos, y es en estas condiciones, cuando se deben cumplir límites aceptables de caídas de voltaje, capacidad de conducción de corriente de los conductores y pérdidas de demanda del alimentador.

La simulación digital de los alimentadores primarios mediante el programa DPA/G, se la realizó con la demanda máxima que cada alimentador tuvo en el año 2001, valores que se muestran en la Tabla 2.3.

	DEMANDA	DEMANDA FASE	DEMANDA	FACTOR DE
	FASE (A)	(B)	FASE (C)	POTENCIA
	(kVA)	(kVA)	(kVA)	
AL - ATAHUALPA	356.941	368.095	359.331	0.96
AL - MIRAFLORES	1141.733	1097.912	1136.952	0.96
AL - MAGDALENA	585.606	471.672	470.875	0.96
AL - SANTA ROSA	405.542	421.477	349.770	0.96
AL - PASA	419.883	602.337	519.476	0.96

Tabla 2.3 Demanda máxima para cada alimentador

Los datos mostrados en la Tabla 2.3 fueron proporcionados por el centro de control (CECON) de la EEASA.

2.4.2 NIVEL DE VOLTAJE.

En la distribución de energía eléctrica, existen caídas de voltaje desde las fuentes de alimentación hasta los usuarios, lo que trae como consecuencia que el usuario no conserve una magnitud constante de voltaje. Así en los alimentadores primarios estas caídas se dan debido a la resistencia que presenta el conductor al paso de la corriente eléctrica, además se debe indicar que la caída de voltaje varía con el cambio de carga en distintos puntos del alimentador.

La caída de voltaje expresada en porcentaje del voltaje nominal se la obtiene por la siguiente relación:

$$\Delta V (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (2.1)$$

Donde:

ΔV : caída de voltaje hasta el punto de medición.

V_k : voltaje medido en cualquier punto del alimentador.

V_n : voltaje nominal del alimentador.

Las caídas de voltaje en cada alimentador primario se las obtuvo con la ayuda del programa DPA/G (Anexo 2.4), estas caídas de tensión son a demanda máxima, se debe aclarar que si los alimentadores primarios cumplen con el límite permitido para caídas de tensión en estas condiciones, estos límites serán cumplidos para cualquier demanda del alimentador.

El límite de caída de tensión para los primarios en este trabajo es el siguiente: 3% en alimentadores urbanos y 5% en alimentadores rurales, de esta manera se tendrá un margen considerable para la caída de voltaje en el transformador de distribución, secundario y acometida logrando que el usuario reciba el servicio en condiciones aceptables.

El límite de caída de voltaje en usuarios urbanos es del 8% mientras que para usuarios del tipo rural es del 10%. [3]

La máxima caída de voltaje en valor porcentual, la sección en donde ocurre y su nivel de voltaje para cada alimentador se muestra a continuación en la Tabla 2.4, hay que recordar que el voltaje nominal para los primarios es 13.8 kV.

	Máxima caída de voltaje (Base 120 V)	Máxima caída de voltaje (%)	Nivel de voltaje (kV)	Sección
AL - ATAHUALPA	0.48	0.40	13.74	AT97
AL - MIRAFLORES	1.43	1.19	13.64	M189
AL - MAGDALENA	0.33	0.28	13.76	MG59
AL - SANTA ROSA	1.43	1.19	13.64	ST61
AL - PASA	15.23	12.69	12.05	P309

Tabla 2.4 Máxima caída de voltaje en los alimentadores

La sección y ubicación de donde ocurre la máxima caída de tensión para cada alimentador se muestran en el Anexo 2.3 que consta de planos correspondientes a cada alimentador.

De los resultados que se muestran en la Tabla 2.4 se observa que los alimentadores primarios Atahualpa, Miraflores, Magdalena y Santa Rosa cumplen con el límite permitido de caída de voltaje para media tensión, mientras el

alimentador primario Pasa excede este límite por lo cual se dará más adelante una propuesta para que el alimentador Pasa cumpla con el límite de caída de voltaje en primarios de distribución.

2.4.3 CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES.

En distribución eléctrica, se debe considerar la capacidad de los conductores para llevar corriente por encima de la temperatura ambiente.

Existen varios factores que determinan la elección del conductor en alimentadores primarios, como las caídas de tensión y las pérdidas de demanda.

El valor máximo de corriente que puede conducir el conductor continuamente es necesario conocerlo, de esta manera se logra un escogimiento adecuado del conductor evitando que pueda deformarse o dañarse con el paso de la corriente.

Con la ayuda del programa DPA/G se encontró la corriente que circula por cada sección en cada uno de los alimentadores (Anexo 2.4), de igual manera se obtiene el porcentaje de carga de cada sección dependiendo del tipo de conductor y su capacidad de conducción, mostrados en la Tabla 2.2.

En la Tabla 2.5 se anotan las secciones más cargadas para cada uno de los alimentadores con su respectivo conductor y el porcentaje de carga de acuerdo al conductor.

	Secciones más cargadas	Porcentaje de Carga (%)	Conductor
AL - ATAHUALPA	De AT0 a AT5	14.49	266 ACSR
AL - MIRAFLORES	M1, M1	44.98	266 ACSR
AL - MAGDALENA	De MG0 a MG2	23.01	266 ACSR
AL - SANTA ROSA	ST0, ST1	30.38	1/0 ACSR
AL - PASA	P192	47.25	4 ACSR
	P0	37.58	1/0 ACSR

Tabla 2.5 Secciones más cargadas y porcentaje de carga en cada alimentador

Las secciones más cargadas y su ubicación se pueden ver en el Anexo 2.3.

De los resultados que se muestran en la Tabla 2.5 se observa que en todos los alimentadores primarios las secciones más cargadas con respecto a la capacidad de conducción de corriente de su conductor se encuentran al inicio del alimentador.

En el alimentador primario Pasa existe un tramo (P192) en un ramal monofásico en donde el porcentaje de carga en el conductor excede el porcentaje de carga al inicio del alimentador, esto se debe a que el conductor en estas secciones es de tipo ACSR #4 cuya capacidad de conducción de corriente es menor que el conductor ACSR 1/0 que se encuentra al inicio del alimentador.

Se nota además que el porcentaje de carga es bajo por lo cual el conductor puede resistir sin ningún problema el incremento de demanda por algunos años.

2.4.4 PÉRDIDAS DE DEMANDA

En la distribución de energía eléctrica, existen pérdidas de demanda hasta llegar a los usuarios, siendo un objetivo que estas pérdidas sean mínimas. Así en los alimentadores primarios, las pérdidas se deben a varios factores, entre ellos, la resistencia que presenta el conductor al paso de la corriente eléctrica, las mismas que varían en relación cuadrática con la demanda del alimentador.

Con la ayuda del programa DPA/G se encontraron las pérdidas de demanda para cada alimentador primario a demanda máxima las que se pueden observar en el Anexo 2.4.

A continuación en la Tabla 2.6 se muestran las pérdidas de demanda en cada alimentador y el porcentaje con relación a su demanda máxima.

	Pérdidas de demanda a demanda máxima	Demanda máxima	Porcentaje de pérdidas
	kW	kW	(%)
AL - ATAHUALPA	2.3	1043.3	0.22
AL - MIRAFLORES	17.9	3246.5	0.55
AL - MAGDALENA	1.8	2468.8	0.07
AL - SANTA ROSA	7.4	1132.7	0.65
AL - PASA	75.4	1494.9	5.04

Tabla 2.6 Pérdidas de demanda

Estos resultados nos muestran las pérdidas de demanda a demanda máxima para cada alimentador, estas pérdidas tienen valores muy bajos en los alimentadores primarios Atahualpa, Miraflores, Magdalena y Santa Rosa, mostrados en la Tabla 2.6, en concordancia con las reducidas caídas de voltaje.

En el alimentador Pasa debido a su gran extensión estas pérdidas llegan al 5.04%, dado las inaceptables condiciones de operación en cuanto al nivel de voltaje que entrega a los consumidores.

2.5. PROPUESTAS DE MEJORAS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO.

La operación de los alimentadores primarios Atahualpa, Miraflores, Magdalena y Santa Rosa es aceptable, pues se cumple el límite de caída de tensión establecido en las regulaciones, el porcentaje de carga que tienen los conductores es moderado pudiendo manejar incrementos de demanda y las pérdidas de demanda son pequeñas.

El alimentador Pasa por su gran extensión, el desbalance de carga y el conductor existente en sus diferentes tramos presenta problemas pues no cumple con el límite de caída de tensión, aunque en lo referente a la capacidad de conducción de corriente de los conductores y pérdidas de demanda no presente problemas.

A continuación se propone una alternativa para lograr que el alimentador primario Pasa cumpla con el límite de caídas de tensión que es del 5%. Esta alternativa es analizada a demanda máxima del alimentador siendo de 1530.3 kVA con un factor de potencia de 0.96.

Ya que el problema de caídas de tensión se presenta solamente en una fase (fase R), se procede a balancear carga con la actual configuración del alimentador primario con lo cual se logra reducir la caída de voltaje a 12.45% el flujo de potencia se muestra en el Anexo 2.5, pero esto aún no es suficiente para que se cumpla con el límite de caída de tensión.

El balancear las cargas con la actual configuración del alimentador resulta insuficiente por lo tanto se procede cambiar un tramo monofásico del alimentador primario (Desde la parte central de la parroquia Pilahuín hasta el sector denominado Huagrabiana) cuyo conductor es el ACSR # 4 a trifásico con conductor # 1/0, con lo cual se logra reducir la caída de tensión en el tramo modificado y se puede balancear varias cargas lejanas de la subestación, estos cambios resultan insuficientes para tener un nivel de voltaje aceptable en tramos lejanos de la subestación siendo el punto crítico el sector Río Chico (sección P410) donde la caída de tensión es aún del 7,19% por lo cual para obtener un nivel de voltaje aceptable en el sector Río Chico (Punto de regulación) se tendrán que instalar reguladores de voltaje en el troncal trifásico del alimentador 2 kilómetros antes de llegar a la parroquia Juan Benigno Vela en el sector de Cruzhuaycu (sección P13) que cumplan con lo siguiente:

- Reguladores monofásicos en Y 13800/7967 voltios.
- 4 horas de carga máxima y carga previa del 50%.
- Necesidad de regulación \pm 5%.
- Temperatura media 25 °C.

Por lo tanto se necesitan 3 reguladores de 40 kVA – 50 A – 7967 V, para que el primario del alimentador Pasa conserve un nivel adecuado de voltaje.

En el Anexo 2.6 se muestra la nueva configuración del alimentador y su flujo de potencia con los cambios descritos anteriormente, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 2.7.

		AL - PASA
Demanda máxima (kVA)		1530.3
Caída de voltaje (Punto de regulación)	Base 120 V	3.5
	%	2.91%
	Nivel de voltaje (kV)	13.39
	Sección	P 410

Tabla 2.7 Datos de caída de voltaje con la nueva configuración del alimentador Pasa

De los resultados mostrados en la Tabla 2.7 podemos ver que se cumple con el límite de caídas de tensión, con lo cual se logra condiciones operativas aceptables del alimentador Pasa.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y CRITERIOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

3.1 GENERALIDADES.

Las redes de distribución de energía eléctrica exigen una aceptable calidad del servicio a los consumidores.

Uno de los factores que mide esa calidad es precisamente la continuidad del servicio.

No pueden evitarse económicamente ciertas perturbaciones en el suministro que atentan contra la continuidad y en consecuencia debe buscarse reducir estas situaciones y restablecer el servicio en tiempos mínimos, por lo cual es importante que las fallas sean limitadas en área de influencia y en duración. Las fallas implican en ciertos casos un lucro cesante, que es el factor que permite evaluar la conveniencia de utilizar dispositivos que mejoren la continuidad del servicio.

La rapidez de intervención ante una falla exige una prelocalización ágil, por lo que es conveniente que cada falla afecte áreas pequeñas, lógicamente debe existir personal que intervenga en tal caso de manera de minimizar el tiempo sin servicio y lograr un rápido re-establecimiento del mismo.

Las fallas que ocurren en una red de distribución se deben a un sin número de razones siendo las principales causas los efectos del viento que provocan la aproximación entre conductores o árboles que hacen contacto con la red, descargas atmosféricas, errores humanos, además de otras circunstancias como daños por envejecimiento de la red, rotura de conductores, degradación del aislamiento. Los efectos provocados por las fallas necesitan ser mínimos por lo que se hace indispensable emplear en las redes de distribución equipos de protección.

Las fallas pueden ser clasificadas en dos categorías: fallas temporales y fallas permanentes.

Una falla temporal es aquella que se despeja casi de inmediato por sí misma o porque ha actuado algún equipo de protección, afectando el funcionamiento de los elementos de la red, ejemplos de este tipo de fallas son las fallas causadas por el viento que provocan contacto de una rama con los conductores energizados. [1]

Una falla permanente es aquella que persiste sin importar la velocidad con que actúen los elementos de protección de la red, por ejemplo la rotura de conductores en la red. [1]

La ocurrencia de una falla temporal en redes de distribución está en el rango del 80 % al 90% de las fallas totales, mientras que las fallas permanentes tienen una incidencia del 10% al 20% siendo necesario un adecuado sistema de protecciones que impida que una falla temporal afecte como una permanente. [2]

Los equipos de seccionamiento y protección permiten aislar la parte del alimentador en la cual ha ocurrido una falla, y de esta forma mantener la alimentación de parte de las cargas. Esto reduce la duración de la interrupción para las cargas, evitando tener que esperar arreglar el elemento averiado.

Las interrupciones de suministro de energía pueden ser consideradas según la Regulación CONELEC – 004/01 [3] por su duración en:

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

Los equipos de seccionamiento y protección permiten que las interrupciones sean breves por lo tanto estas no sean consideradas para el cálculo de los índices de calidad y las empresas distribuidoras cumplan con los límites exigidos.

El sistema de protecciones permite reducir la zona afectada por una falla, pero además las empresas de distribución necesitan una buena estrategia de operación y mantenimiento con el fin de lograr reducir la frecuencia y duración de las interrupciones.

3.2 FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

La función de la protección es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento, cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento normal de la red. [4]

El equipo de protección está ayudado en esta tarea por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección lo comanda.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esta corriente; deben soportar también el cierre de un cortocircuito semejante o interrumpirlo de acuerdo con ciertas normas.

Los fusibles se emplean donde relés de protección e interruptores no se justifican económicamente.

Los elementos de protección tienen funciones secundarias como indicar el sitio y tipo de falla, estos datos ayudan a realizar una reparación oportuna proporcionándonos además los medios necesarios para prevenir las fallas.

3.2 .1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LAS PROTECCIONES

Los equipos para protección contra cortocircuito hay que dividirlos en dos grupos que son:

- Equipo de protección primaria.
- Equipo de protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo operan cuando falla la protección primaria.

El siguiente ejemplo ilustra el funcionamiento tanto de la protección primaria como de la protección de respaldo.

Considérese la Figura 3.1, si ocurre una falla ya sea en el ramal 1,2 o 3 su respectivo equipo de protección (E1, E2, E3) deberá operar antes que el equipo de protección ET si no se producen anomalías, por lo tanto estos elementos constituyen la protección primaria. Si por cualquier razón el equipo instalado en los ramales no opera ET deberá operar y despejar la falla siendo la protección de respaldo para este caso.

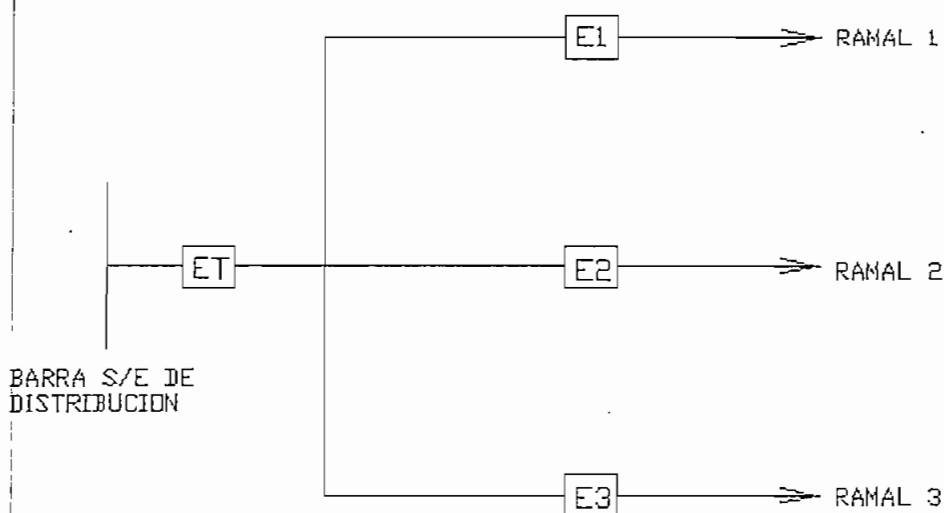


Figura3.1 Protección primaria y de respaldo en un alimentador primario de distribución

Se debe realizar una coordinación adecuada para evitar que ET opere antes que cualquiera de los equipos instalados en los ramales si se produce una falla en estos.

3.3 FILOSOFÍA Y COMPROMISO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

El conjunto de protecciones que cubren un sistema de distribución debe cumplir con una serie de características para que trabaje eficientemente con el fin de aislar fallas y perturbaciones. [5]

Estas características son: selectividad, rapidez, sensibilidad y seguridad o confiabilidad.

a.- Selectividad.

Es una característica que permite a las protecciones discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio aquel equipo que no es imprescindible desconectar. El cumplimiento de esta característica tiene relación directa con la configuración de la red de distribución y su sistema de protecciones.

b.- Rapidez.

Lo deseable es que toda protección aisle el equipo fallado en el menor tiempo posible, para lo cual en los componentes destinados a la distribución, se debe llegar a un compromiso en la temporización de las protecciones, que tiene el objeto de obtener selectividad, para no alargar innecesariamente el tiempo de duración de una falla.

La alta velocidad de operación y aislamiento de la falla permite:

- Disminuir el daño de los equipos.
- Disminuir las perturbaciones en el resto del sistema.
- Aumentar la efectividad de las reconexiones automáticas.
- Evitar que una falla simple, por ejemplo monofásica, se propague al resto de las fases.

c.- Sensibilidad.

Es la característica que debe tener un sistema de protecciones de modo que opere holgadamente bajo cualquier condición de falla (máxima o mínima), que se presente en la parte del sistema que este protegiendo, además de permanecer inalterable para fallas externas a su zona.

d.- Seguridad o confiabilidad.

La seguridad permite garantizar la operación de los elementos de protección y en definitiva del o los elementos de seccionamiento que comanda el esquema, cada vez que se produce una falla para la cual está destinado a proteger. La simplicidad y robustez del equipo de protección contribuyen a la seguridad.

El no despeje de una falla, como es de suponer, puede llegar a provocar daños cuantiosos, por lo cual periódicamente es conveniente verificar si los relés se encuentran bien calibrados, correctamente conectados a los transformadores de corriente y si la orden de aquellos se cumple satisfactoriamente mediante los circuitos de control por parte de los interruptores.

Estas verificaciones, que se acostumbra llamar "calibración" "análisis de las protecciones" y "pruebas de los circuitos de control", respectivamente, por lo general se hacen con una periodicidad de cuatro años para la calibración y uno o dos años para el análisis y pruebas de control; lo que también pasa a ser parte del mantenimiento preventivo de las protecciones. Esta mayor atención a los circuitos, que a los relés, se deriva del resultado estadístico de las causas de fallas en estas partes de los esquemas de protección.

3.3.1 COMPROMISO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.

La selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad son las características que deben reunir los sistemas de protecciones para lo cual es necesario establecer ciertos compromisos como:

Simplicidad en el esquema de protección.- Todo esquema de protección debe cumplir sus objetivos mediante la solución más simple, tanto en las características de sus dispositivos como en sus circuitos de control. Es decir, al barajar alternativas de solución para el diseño y proyecto se debe tener presente decidir por aquella que haga participar al mínimo de elementos en un esquema sencillo, lo que contribuye a la seguridad.

Independencia de la operación del sistema eléctrico.- Los sistemas de protecciones deben ser, en lo posible, totalmente independientes de la configuración ocasional del sistema. Por ejemplo al desconectar parte de la carga en una red de distribución, las protecciones del resto deben continuar cumpliendo con sus funciones sin que sea preciso modificar sus ajustes.

Discriminar entre carga y cortocircuito.- Es importante ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo.

Discriminar entre falla y perturbación.- Una perturbación es una consecuencia de anomalía que permite continuar con la operación del sistema si no se prolonga por un tiempo que pudiera ser peligroso para los equipos, a diferencia de las fallas que no permiten continuar con la operación del sistema si no se despeja a la brevedad.

No ser afectada por anomalías en los circuitos de control.- La fuente de alimentación de los circuitos de control debe cumplir con la máxima confiabilidad o seguridad de servicio.

Debe evitarse emplear los elementos que puedan ordenar apertura de interruptores u operaciones básicas para la mantener el servicio al quedar desenergizados. También debe evitarse que los elementos de medida de las protecciones produzcan una apertura indeseable de interruptores al faltarles parte de su alimentación normal.

Se debe satisfacer estas condiciones pero sin dejar de lado el aspecto económico ya que en sistemas de distribución, el costo incide en forma apreciable por lo que hay que ser muy cuidadosos al elegir la alternativa de solución.

3.4 EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO.

Clasificación.

Los equipos automáticos de protección y seccionamiento para redes de distribución utilizados son:

- 1.- Seccionadores Fusibles.
- 2.- Seccionalizadores.
- 3.- Reconectadores.
- 4.- Disyuntores.
- 5.- Relés.

Estos elementos se detallan a continuación:

3.4.1 SECCIONADORES FUSIBLES. [1] [6]

Los seccionadores, en principio, son elementos de operación sin carga. Para aislar partes de la red o transferir sectores.

En sistemas de distribución se usan como elementos de protección, dado su bajo costo.

Los elementos fusibles (tira fusible) se fabrican con un material especial como aluminio, estaño o aleaciones, los cuales están dentro del porta fusible. Deben ser del calibre adecuado de manera que se fundan cuando el amperaje es superior a su valor nominal, pero lo suficientemente robustos para soportar la corriente máxima en condiciones normales de funcionamiento del circuito al cual protegen.

Algunos seccionadores fusibles están provistos de un dispositivo adicional (load buster) para operación con pértiga aislada, la cual al contactarse en paralelo con el porta fusible, en el momento de la apertura, establece un camino en el cual se intercala una cámara de extinción del arco, haciendo posible de esta manera la interrupción de la corriente de carga.

Por lo tanto el seccionador fusible puede ser utilizado con doble función: como elemento de protección y como elemento de seccionamiento.

Las características de cada elemento fusible se presentan mediante curvas de "tiempo – corriente". Es así como para cada elemento fusible se tiene:

- a. Mínimo tiempo de fusión.- Es el intervalo entre la iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco.
- b. Tiempo de arco.- El tiempo que dura el arco se llama "tiempo de arco" y es inversamente proporcional a la cantidad de corriente.
- c. Máximo tiempo de despeje.- Es la suma del tiempo de fusión y el tiempo del arco.

La característica tiempo – corriente, normalizada por EEI – NEMA, de las tirafusibles previstas corresponden a las siguientes designaciones:

- Tipo K, fusión rápida.
- Tipo T, fusión lenta.

La Tabla 3.1 contiene un resumen de las características de estos equipos.

TIPO	VALOR	I carga (máx) [A]	Voltaje [kV]	Frecuencia [Hz]	Icc max [A]
K	6K	9.00	V	50/60 Hz	400
	10K	15.00	A	50/60 Hz	800
	15K	22.50	R	50/60 Hz	1300
	25K	37.50	I	50/60 Hz	2000
	40K	60.00	O	50/60 Hz	3000
	65K	97.50	S	50/60 Hz	5000
	100K	150.00		50/60 Hz	9000
T	6T	9.00	V	50/60 Hz	400
	10T	15.00	A	50/60 Hz	800
	15T	22.50	R	50/60 Hz	1300
	25T	37.50	I	50/60 Hz	2000
	40T	60.00	O	50/60 Hz	3000
	65T	97.50	S	50/60 Hz	5000
	100T	150.00		50/60 Hz	9000

Tabla 3.1 Características de fusibles

El voltaje para cada uno de los fusibles es variado y depende de los fabricantes.

3.4.2 SECCIONALIZADORES. [2]

Estos equipos aíslan automáticamente fallas pues seccionan la red del sistema de distribución.

Su aplicación se la realiza asociado con otro equipo de respaldo que puede ser un reconectador o un disyuntor con recierre. Estos dispositivos no tienen la capacidad de interrumpir corrientes de falla, su operación consiste en contar las operaciones del equipo de respaldo en condiciones de falla, luego de un número de operaciones seleccionado con anterioridad, mientras el equipo de respaldo está abierto, el seccionalizador se abre aislando la sección de la línea con falla. Con esto se consigue que el equipo de respaldo pueda alimentar al resto del circuito, restableciendo gran parte del servicio eléctrico.

En el caso de una falla temporal, cuando esta es despejada, el mecanismo del seccionalizador se repondrá automáticamente, listo para iniciar otro ciclo completo de operaciones al presentarse otra falla.

Número de conteos para la apertura.- En un seccionalizador el número de conteos será una menos que el número de operaciones del reconectador o equipo de reconexión automática (cuando ocurre una falla), para su apertura definitiva, debido a que si fueran iguales los dos equipos quedarían abiertos en condiciones de falla permanente.

Además se debe indicar que los seccionalizadores electrónicos y digitales tienen una corriente de actuación que es independiente de su valor nominal, normalmente esta corriente debe ser el 80% del valor de la corriente mínima de disparo del equipo de respaldo, los seccionalizadores poseen un tiempo denominado de memoria en el cual mantiene la cuenta para su operación, generalmente es especificado como un valor mínimo.

3.4.3 RECONECTADORES. [6]

Los reconectores, son equipos de protección utilizados en alimentadores primarios de distribución, basados en que normalmente el 80 % de las fallas en redes aéreas de distribución son de naturaleza temporal, por lo que es conveniente restablecer el servicio en la forma más rápida posible para evitar interrupciones de largo tiempo. Para estos casos se requiere de un dispositivo que tenga la posibilidad de desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo.

Los reconectores son dispositivos autocontrolados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos de corriente alterna con una secuencia determinada de aperturas y cierres seguidos de una operación final de cierre ó apertura definitiva.

La mayoría de reconectores operan en una secuencia de 4 disparos y 3 recierres en un intento por despejar una falla persistente, hasta que finalmente cierran o abren sus contactos.

Hay dos curvas características tiempo – corriente que se asocian a los reconectores. Las curvas son identificadas por letras, donde A es llamada curva rápida o instantánea, las curvas B, C, D son conocidas como retardadas. La secuencia de operación de una curva rápida y otra lenta se realizan de la manera siguiente: la rápida dispara para intentar despejar la falla temporal, los disparos retardados despejan fallas permanentes, o permiten que los equipos conectados aguas abajo lo hagan.

En caso de que la falla no fuera eliminada, entonces el reconector opera manteniendo sus contactos abiertos. Los restauradores están diseñados para interrumpir en una sola fase o en tres fases simultáneamente.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un reconector:

- 1- La capacidad normal de interrupción del reanectador deberá ser igual o mayor de la máxima corriente de falla.
- 2- La capacidad normal de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.
- 3- El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al cortocircuito que se presente en la zona que se desea proteger.

Los reanectadores monofásicos tienen control hidráulico y los trifásicos pueden estar controlados hidráulicamente ó electrónicamente. En los reanectadores controlados electrónicamente se detectan las condiciones de sobrecorriente mediante transformadores de corriente que alimentan el circuito electrónico que controla las funciones de apertura y cierre del mecanismo del reanectador, al utilizar este control se tiene las siguientes ventajas.

- El dispositivo de control se adapta a diferentes tipos de reanectadores.
- Facilita cambios en la característica de operación.
- Permite operación a distancia del reanectador.
- Diagnóstico adecuado y rápido de los daños en la operación del equipo.
- Facilidad para pruebas.

3.4.4 DISYUNTORES.

Los disyuntores, son dispositivos que permiten desconectar carga de un alimentador primario de distribución en condiciones normales de operación o con corrientes de cortocircuito, estos elementos para cumplir con su misión necesitan un medio de extinción del arco por ejemplo el SF₆.

El exafluoruro de azufre (SF₆) es usado como medio de extinción del arco eléctrico en disyuntores pues es un excepcional dieléctrico.

3.4.5 RELÉS.

Por lo general los alimentadores tienen relés a la salida de las subestaciones, siendo los equipos más cercanos a la barra de salida en bajo voltaje de la subestación y los más alejados de la carga con relación a los otros equipos de protección.

El relé recibe la información a través de los transformadores de potencial y corriente, pudiendo distinguir entre condiciones normales y anormales, cerrando o abriendo sus contactos que en forma directa o indirecta habilitan circuitos de apertura de los disyuntores.

La operación de los relés debe ser preseleccionada, a fin de que el sistema opere coordinadamente. Se requiere que estos aparatos tengan cualidades como: Sensibilidad, selectividad y rapidez.

En los relés se puede seleccionar la curva de operación característica que se adapte al trabajo de protección.

3.5 GENERALIDADES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION MODERNOS.

3.5.1 GENERALIDADES. [7][8]

Los equipos de protección modernos poseen las prestaciones de los equipos tradicionales, más un diseño actualizado para optimizar y facilitar la comunicación, la automatización, el control remoto y la supervisión, previendo las actuales y futuras demandas, no solamente cumpliendo con su labor de protección sino realizando funciones de medición y monitoreo de parámetros eléctricos.

Las distribuidoras de energía, están cada vez más exigidas con la calidad del servicio, la eficiencia y reducción de costos para conseguir una mejor rentabilidad de servicio y un mayor retorno sobre la inversión del capital en redes de distribución, respondiendo a estas exigencias y gracias al avance tecnológico se ha desarrollado equipo para protección en sistemas de distribución, que permite un rendimiento y confiabilidad óptimos.

En la actualidad los usuarios, exigen menores interrupciones intempestivas y tarifas cada vez más reducidas. Las protecciones modernas ayudan a conseguir estos objetivos, y además sean útiles para asegurar su funcionamiento en sistemas de distribución actuales y del futuro, además con su instalación se reducirán los costos operativos y aumentarán las utilidades de las distribuidoras.

La modernización de protecciones se ha dado preferentemente en reconectores, seccionalizadores y relés de protección que son digitales, permitiendo gran flexibilidad en la coordinación y calibración de los elementos de protección en redes de distribución pues permiten seleccionar varios tipos de curvas de tiempo inverso para protección de sobrecorriente, y otras utilidades como medición y monitoreo.

3.5.2 CARACTERÍSTICAS [9]

3.5.2.1 Menor costo de adquisición.

Estos equipos generalmente incluyen una Unidad Terminal Remota (RTU) y un módem en forma estándar. No se necesitan RTUs (Unidad Terminal Remota), módem, cableado, conectores o gabinetes adicionales.

3.5.2.2 Menores costos de instalación.

La puesta en servicio de los equipos es sencilla, pueden ser instalados en postes de forma de manera fácil y rápida pues tienen peso mínimo. La configuración estos equipos se realiza desde el menú del panel de control del operador. Su conexión al control de la subestación o sistema de automatización resulta sencilla y de bajo costo.

3.5.2.3 Costos operativos más bajos.

El equipo permite realizar un rápido aislamiento de la falla, con lo que se reducen los daños, además monitorea constantemente la corriente de línea y la tensión, sin que sea necesario instalar elementos adicionales de medición. Estos datos se pueden usar posteriormente para planificaciones futuras y para optimizar las instalaciones de planta existentes. De este modo, se reducirán las pérdidas del sistema de distribución. Estos equipos de larga vida útil y bajo costo de mantenimiento disminuyen los costos del período de vida utilizable. Cuando se lo usa con un Sistema de Distribución Automatizado (DSA) compatible, o con un sistema SCADA, el equipo sirve como soporte de las funciones de control remoto y de monitoreo, lo cual brinda las siguientes ventajas: La información sobre el estado del equipo y sobre los valores de la corriente de falla, que se transmiten al sistema de control, permiten hacer una rápida localización de la sección de la línea que presenta la falla, con lo cual se logra una disminución del tiempo de traslado de las cuadrillas. Esta misma información permite obtener una operación en forma remota, con lo cual se reduce el área afectada y se puede restablecer rápidamente el suministro.

El equipo se puede configurar desde el sistema de control, sin que los técnicos tengan que hacer una visita al lugar donde se encuentra cada equipo para cambiar los parámetros de la configuración. Esta característica brinda la ventaja adicional de una reducción del personal requerido y de una mejora de la integridad del sistema.

3.5.2.4 Aumento de las utilidades

Dado que se puede restablecer rápidamente el suministro en las áreas afectadas, se reduce el tiempo de cortes e interrupciones del servicio y, en consecuencia, las utilidades aumentan.

3.6 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO. [2] [10]

Los equipos de protección de sobrecorriente seleccionados para la aplicación en sistemas primarios de distribución deben satisfacer los siguientes requerimientos:

3.6.1 VOLTAJE NOMINAL Y NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO.

El voltaje de diseño del equipo de protección debe ser mayor que el voltaje fase a fase que existe en el lugar de la instalación, si el equipo es instalado en un ramal monofásico de un sistema trifásico, el voltaje de diseño del elemento de protección debe exceder al voltaje fase a neutro.

El nivel básico de aislamiento (BIL) debe ser escogido a ser consistente con el de los otros equipos en donde el elemento va a ser instalado.

3.6.2 CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN.

Todos los equipos de protección de sobrecorriente deben ser capaces de resistir y operar correctamente cuando se presente la máxima corriente de cortocircuito asimétrica en el punto de instalación del equipo.

Aunque los niveles de falla pueden ser bajos en el presente, pueden existir cambios futuros en la red de distribución que incrementen estos niveles, por lo tanto el equipo seleccionado debe ser capaz de interrumpir adecuadamente la máxima corriente de cortocircuito que se pueda presentar en el futuro.

3.6.3 CORRIENTE NOMINAL

a.- Corriente de carga nominal.

La capacidad nominal de corriente del equipo de protección debe ser mayor que la corriente máxima que circule en el lugar de su instalación en condiciones normales.

b.- Corriente de interrupción nominal.

La capacidad de interrupción de corriente del equipo de protección, debe ser mayor o igual que la corriente de falla máxima que circule por el lugar de su instalación.

Así también la corriente mínima para que los equipos actúen debe ser menor que la mínima corriente de falla que se espera al final de la zona de protección del elemento.

3.6.4 LOCALIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO.

La localización de los equipos de protección de sobrecorriente en un primario de distribución es muy importante para obtener una acertada coordinación de protecciones y así lograr que el área afectada por una interrupción de servicio sea la mínima posible.

Primeramente se debe decidir geográficamente donde realizar el seccionamiento, para esto es necesario considerar la configuración del sistema de distribución, la magnitud de las cargas y el número de consumidores en las diferentes secciones.

Los equipos de protección y seccionamiento deben ubicarse en la parte del sistema donde sus valores nominales sean adecuados para su funcionamiento, quien realice la ubicación de estos elementos deberá emplear su propio criterio a fin de alcanzar los objetivos propuestos, sin embargo existen recomendaciones que son de gran utilidad:

- En un circuito de distribución no es justificado emplear tres o cuatro reconectores automáticos en serie.

- Cada arranque lateral de suficiente longitud como para representar peligro de falla, debe ser considerado como punto de seccionamiento, con lo cual se evita que una falla permanente que ocurra en el lateral, ponga en peligro la continuidad del servicio en cualquier parte importante del alimentador.
- Cualquier lateral con carga considerable o que atraviese con peligrosa exposición a los rayos, árboles u otros elementos debe ser seccionado.
- El lugar de instalación de los elementos debe ser accesible desde las vías de comunicación con el propósito de facilitar su operación y mantenimiento.

Los posibles puntos de seccionamiento se pueden apreciar en la Figura 3.2

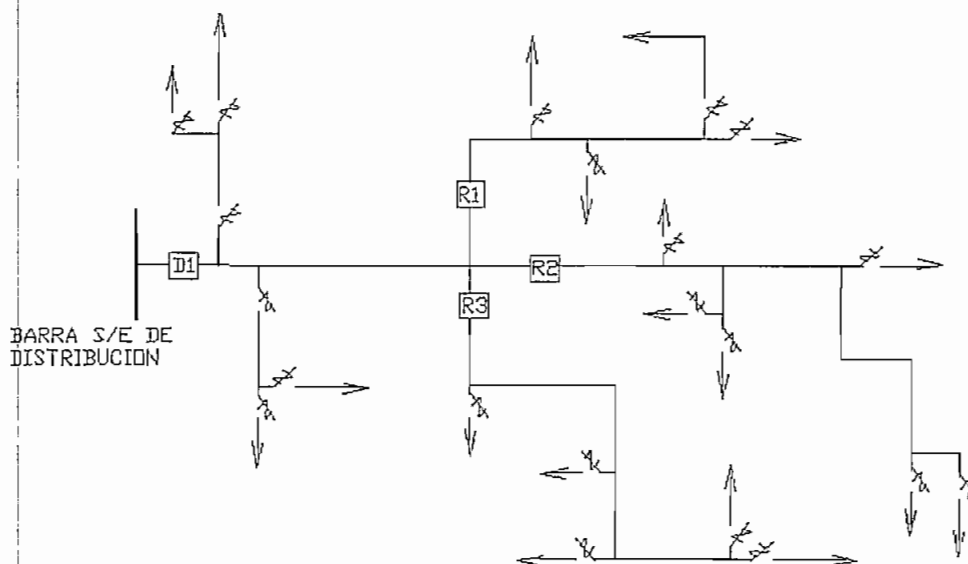


Figura 3.2 Ejemplo de alimentador primario de distribución

SIMBOLOGÍA

- [D] — Disyuntor
- [R] — Reconfigurador
- X — Seccionador Fusible

3.6.5 COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

Una vez seleccionados los equipos de protección y establecida su localización, se debe realizar la coordinación del accionamiento de los diferentes elementos dispuestos en secuencia a partir de la fuente de alimentación, a fin de alcanzar un nivel satisfactorio de secuencia y asegurar de esta manera la continuidad del suministro al mayor número de consumidores compatible con la localización de la falla.

Las características de accionamiento de los equipos de protección, así como los criterios y procedimientos para su coordinación en función de los tres parámetros básicos: corriente de carga, corriente de falla y tiempo de accionamiento, se encuentran detallados ampliamente en el próximo capítulo que trata exclusivamente de coordinación de protecciones en redes de distribución.

CAPÍTULO 4

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 INTRODUCCIÓN

La planificación de un sistema de distribución debe estar anticipada a una variedad de situaciones que pueden interferir en el normal desempeño de la red. Una de las condiciones anormales que afectan a los circuitos de distribución son las fallas o cortocircuitos los cuales, debido al constante incremento de producción de energía eléctrica presentan magnitudes elevadas, que en muchos casos pueden afectar gravemente las instalaciones, a más de provocar salidas de servicio de una gran parte o la totalidad de la red, por lo cual se hace realmente necesario disponer de un sistema de protecciones coordinado adecuadamente.

El propósito de la coordinación de protecciones, es disminuir al máximo los efectos de las perturbaciones o fallas, como también el daño en los equipos y las pérdidas del servicio eléctrico, aislando, a la brevedad y con una mínima perturbación al resto de la red, la parte del sistema eléctrico que origina este fenómeno, cuando aquél no puede recuperarse por sí mismo. Las fallas pueden ser de característica transitoria o permanente. La identificación de las causas y cuantificación de magnitudes de los diferentes tipos de fallas a las que está expuesta una red de distribución, permite la implementación de procedimientos específicos destinados a minimizar los efectos de tales anomalías. [16]

Mediante la coordinación se obtiene el despeje oportuno de las fallas de naturaleza transitoria, asegurando un mejor servicio. Si la falla es permanente debe afectar al menor número de abonados, lo cual se consigue con la coordinación de los equipos conectados en serie. Los criterios de coordinación de equipos para los diferentes casos que se presentan, se los explica detalladamente en este capítulo.

4.2 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS [16]

Dentro de un sistema de distribución es necesario conocer los tipos de fallas que existen y la naturaleza de su causa. Conociendo esto es posible minimizar los efectos perjudiciales que un medio ambiente hostil puede tener sobre el desempeño de la red.

Debido a que un cortocircuito equivale a una carga cuya intensidad solo viene limitada por la impedancia de la parte de red afectada, las magnitudes de falla de las distintas secciones de la red serán características de cada punto. El tipo de falla que puede ocurrir depende del tipo de sistema. En los sistemas trifásicos, de dos fases y monofásicos se pueden tener las siguientes fallas:

- Línea – tierra.
- Línea – línea.
- Doble línea – tierra.

A las fallas anteriores se añade la trifásica, que naturalmente, es una característica única de los sistemas trifásicos.

Las fallas fase a tierra ocurren cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el hilo del neutro. Es una de las averías más frecuentes en las líneas aéreas, provocadas por los arcos provenientes de las descargas atmosféricas. Es la falla que determina el mínimo nivel de cortocircuito. En los sistemas con neutro aislado la puesta a tierra de una línea produce una corriente de falla menor que la correspondiente a un sistema con neutro conectado a tierra.

Las fallas línea a línea se dan cuando dos conductores de un sistema de dos fases o trifásico son cortocircuitados. Esto puede ocurrir en cualquier parte a lo largo de sistemas trifásicos con conexión Y o Delta o en ramales de dos fases. Esta falla determina la máxima corriente de cortocircuito en un sistema de dos fases y una corriente de valor intermedio en un sistema trifásico.

Las fallas doble línea a tierra ocurren cuando dos conductores caen al suelo y están conectados a través de tierra, o cuando dos conductores contactan el neutro de sistemas trifásicos o de dos fases con neutro puesto a tierra.

Las fallas trifásicas son el resultado de fallas monofásicas generalmente no revisadas las cuales se desarrollan a trifásicas debido a los arcos o por daños en el aislamiento; de las fallas anteriores es la menos frecuente. Las condiciones que favorecen para este tipo de cortocircuito son: descargas atmosféricas contorneando los tres conductores hasta establecer un arco; caída simultánea de los tres conductores al suelo o unión de las tres fases por acción de objetos extraños al sistema. Esta corriente de falla representa el valor máximo de cortocircuito en un sistema trifásico.

Dentro de los diferentes tipos de fallas que pueden darse en un sistema es indispensable que la máxima y mínima corriente de cortocircuito sean determinadas. La máxima corriente de cortocircuito se la obtiene asumiendo que todas las plantas generadoras están operando entre sí, a máxima potencia, o que la energía proviene de un sistema fuertemente integrado, que la falla sea sólida (cobre con cobre, aluminio con aluminio) y que la resistencia en el punto de falla es nula. Esta corriente debe ser calculada para cada punto de coordinación incluyendo las barras de la subestación.

La mínima corriente de cortocircuito se la determina asumiendo que al momento de ocurrir la falla línea - tierra el mínimo número de generadores están operando conjuntamente y además se supone la presencia de alguna resistencia de falla en el punto del cortocircuito que oscila entre 0 y 25Ω . Esta corriente debe ser calculada para cada punto de coordinación incluyendo la subestación y los extremos de los circuitos laterales más largos que se derivan de los alimentadores primarios de una subestación.

Los fusibles seccionadores, los reconectores y los disyuntores se los coordina sobre la base de las máximas corrientes de cortocircuito para establecer su adecuada capacidad de interrupción. Por otro lado las mínimas corrientes de falla son necesarias para verificar y asegurar que los reconectores, disyuntores y fusibles operen adecuadamente dentro de sus zonas de protección establecidas.

La magnitud de las corrientes de cada uno de los tipos de fallas, se determina mediante la aplicación del método de las componentes simétricas, el mismo que es adoptado por la mayoría de paquetes computacionales, incluido el DPA/G.

Las ecuaciones para encontrar las magnitudes de corriente de falla para los tipos de cortocircuitos mencionados, son las siguientes:

- Falla monofásica a tierra

$$I_f = \left| \frac{3 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right| \quad (4.1)$$

- Falla línea - línea

$$I_f = \left| \pm j \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \right| \quad (4.2)$$

- Falla doble línea a tierra

$$I_f = \left| -j\sqrt{3} V_f \frac{Z_0 + 3Z_f - aZ_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \right| \quad (4.3)$$

y en otra fase asociada a este tipo de falla,

$$I_f = \left| +j\sqrt{3} V_f \frac{Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \right| \quad (4.4)$$

- Falla Trifásica

$$I_f = \left| \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \right| \quad (4.5)$$

En estas ecuaciones

I es el valor eficaz de la corriente de fase simétrica a-c de estado estable que fluye en el momento de la falla.

V_f es el valor eficaz de estado estable del voltaje a tierra en el punto de falla previo a la ocurrencia de la falla.

Z_1 , Z_2 , y Z_0 son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema vistos desde la falla; y

Z_f es la impedancia de falla asociada con un tipo de falla dado. (Figura 4.1)

La notación entre líneas verticales ($||$), indica la magnitud del número complejo, así:

$$\text{Si } I_f = A + jB, \text{ luego } ||I_f|| = \sqrt{A^2 + B^2}$$

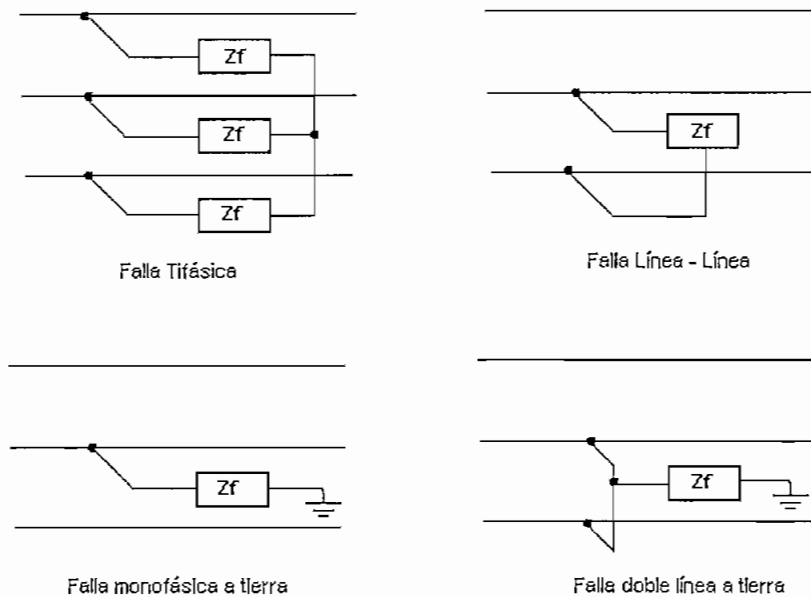


Figura 4.1 Impedancias de falla asociadas con los diferentes tipos de cortocircuitos

Es importante indicar que en la mayoría de estudios de cortocircuitos, solo las fallas trifásicas y monofásicas a tierra son calculadas. La razón para esto es que usualmente, pero no siempre, una falla trifásica produce la máxima corriente de falla. En sistemas de distribución, una falla monofásica a tierra cerca de la subestación puede producir corrientes que exceden a las presentadas para una falla trifásica, debido a que en estos puntos las distancias recorridas por los conductores de los alimentadores son muy pequeñas, ocasionando que las impedancias de secuencia equivalentes tengan valores reducidos, incrementado de esta manera las magnitudes de falla monofásicas. La falla monofásica a tierra es el tipo de falla más común.

4.3 ESTUDIO DE COORDINACIÓN

El estudio de coordinación de un sistema de distribución consiste de un organizado estudio tiempo – corriente de todos los dispositivos y equipos instalados en serie desde la subestación. Este estudio toma en cuenta la operación individual de los dispositivos cuando ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los equipos de protección.

El objetivo de un estudio de coordinación es determinar las características, rangos y magnitudes de calibración de los dispositivos de protección que aseguren la menor cantidad de carga interrumpida cuando los equipos de protección y seccionamiento aíslan una falla o sobrecarga en cualquier parte del sistema. Un estudio de coordinación debe proveer protección contra diferentes condiciones anormales en la operación de un sistema de distribución, tales como sobrecargas en equipos, condiciones atmosféricas adversas, cortocircuitos y otros.

Un estudio de coordinación o revisión del mismo debe ser realizado para un sistema existente, cuando se añaden nuevas cargas, cuando el equipamiento existente es reemplazado por otro de mayor rango, o cuando las corrientes de cortocircuito se están incrementando. Este estudio determina los valores o rangos de calibración necesarios para asegurar que los cambios en la coordinación se adapten a las condiciones actuales de la red de distribución, y así, evitar que fallas en la periferia de la red dejen sin servicio a una gran parte de sistema.

Los principios de coordinación requeridos en la protección de sistemas de distribución frente a los diferentes tipos de cortocircuitos y otras anomalías que pueden presentarse, en línea con los requisitos de la filosofía del sistema de protección, son los siguientes: [15]

- a. Aislar rápidamente la parte de la red afectada, minimizando sus daños, mientras se mantiene el servicio normal en el resto del sistema.
- b. Minimizar las magnitudes de corrientes de cortocircuito para reducir daños potenciales sobre el sistema y sus componentes.
- c. Proveer circuitos alternativos, equipos de seccionamiento y reconexión automática que sean aplicables para minimizar la duración y extensión de las interrupciones.

4.3.1 PLANEAMIENTO INICIAL DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN

El procedimiento a seguir para la realización del estudio de coordinación de un sistema, requiere que antes de la calibración misma de los equipos de protección, se realice un planeamiento inicial, en donde se especifique claramente la información relacionada con la red en estudio y los equipos disponibles para la coordinación. Los pasos a seguir en el planeamiento inicial de un estudio de coordinación son los que se detallan a continuación [15]:

1. Desarrollar un diagrama unifilar del sistema involucrado, el cual debe presentar la siguiente información:
 - a. Potencia aparente, rangos de voltaje, impedancias y conexiones del transformador de potencia.
 - b. Condiciones de seccionamiento para operación normal y emergencia.
 - c. Calibre de conductores tipos y configuraciones.
 - d. Características y rangos de ajuste de los dispositivos de protección.
2. El segundo paso es determinar las magnitudes máximas y mínimas de las corrientes de cortocircuito esperadas en los distintos puntos de coordinación de la red, para los diferentes tipos de fallas, mediante la realización de un completo estudio de cortocircuitos.
3. Determinar los requerimientos de protección mediante la revisión de las características tiempo - corriente de los diferentes elementos del sistema y establecer los flujos de corriente requeridos en los diferentes puntos de la red, notando cual es la máxima carga sobre alguno de ellos.
4. Reunir las características de los dispositivos de protección implicados en el sistema. Las limitaciones de los equipos a ser empleados también deben ser especificadas.

Una vez realizado el planeamiento inicial detallado en los pasos anteriores se procede a la coordinación de los equipos de protección, que se detalla en la siguiente sección de este capítulo.

4.4 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN [1] [16]

La coordinación de protecciones, es la utilización correcta de los elementos de protección ubicados en serie en un sistema de distribución, para lo cual debe considerarse que cuando se aplican en un sistema dos o más dispositivos de protección, se define como:

Dispositivo remoto o protector a aquel que se encuentra más cercano a la falla en el lado de la alimentación; y

Dispositivo de respaldo o protegido al adyacente al protector hacia el lado de la alimentación.

Para que la operación de los equipos de protección sobre un sistema sea la adecuada, es aconsejable tomar en consideración los siguientes principios de coordinación:

1. El dispositivo protector debe despejar la falla permanente evitando que opere el dispositivo protegido y cuando ocurre una falla transitoria, en caso de existir un elemento con capacidad de recierre, deberá ser éste el que opere para eliminarla.
2. Las salidas ocasionadas por fallas permanentes deben ser restringidas a pequeñas secciones del sistema para tiempos lo más cortos posibles.

El estudio de la coordinación, requiere además de lo señalado, la correcta comprensión de las curvas características tiempo – corriente de los diferentes dispositivos de protección, así también de las secuencias de operación para el caso de los reconectores.

Las curvas tiempo corriente, consisten en un trazado de tiempo de operación ubicado en el eje vertical, versus corriente, delineado en el eje horizontal de una escala logarítmica. En el caso del seccionador fusible las curvas requeridas para efectos de coordinación son, la mínima curva de fusión y la curva máxima de despeje y en el reconector se identifica una familia de curvas de las cuales se distingue una curva rápida que tiene un pequeño retraso de tiempo y el grupo de curvas lentas. Es importante indicar que los seccionalizadores no tienen curvas de operación.

Los casos de coordinación que se analizarán son fusible- fusible y reconectador- reconectador, por ser los elementos de protección más usados en nuestro medio y en el caso particular que se estudia en este proyecto.

4.4.1 COORDINACIÓN FUSIBLE - FUSIBLE

Para el caso de seccionadores fusibles conectados en serie, existen tres métodos, los cuales pueden ser utilizados para llevar a cabo su coordinación, estos son: usando curvas tiempo corriente, usando tablas de coordinación y un último método experimental basado en la observación de comportamiento de los tipos de fusibles. Las tablas de coordinación son basadas en datos obtenidos de las curvas, y estas proporcionan los mismos resultados en la coordinación con menos trabajo.

- Coordinación mediante curvas tiempo corriente

Un estudio mediante el uso de curvas tiempo – corriente es práctico para la coordinación de los distintos tipos de fusibles. Cuando existe coordinación entre dos fusibles, la curva máxima de despeje del elemento protector debe ser menor o igual al 75% de la curva mínima de fusión del elemento protegido. Esta condición debe cumplirse para el valor de corriente de falla del elemento protector. El 75% provee un margen para compensar las variables de operación de los fusibles: precalentamiento debido a la corriente de carga, temperatura ambiente y calor de fusión.

Un estudio típico se presenta en la Figura 4.2 [16] para una parte de un sistema de distribución, con un fusible A ubicado en el troncal, y fusibles B y C colocados en los ramales, conociendo además la máxima corriente de falla simétrica y las corrientes de carga para cada punto de coordinación. Para este ejemplo los fusibles tipo T pueden ser usados en todos los equipos de protección.

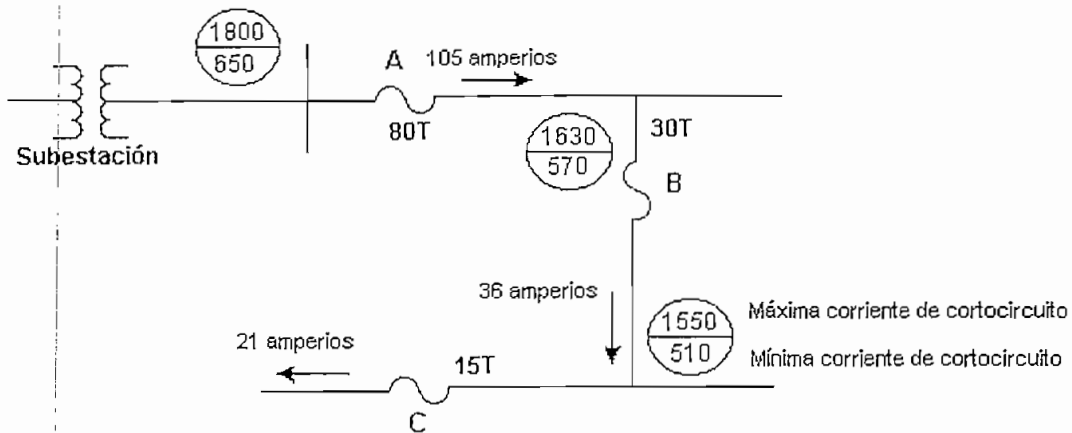


Figura 4.2 Ejemplo de coordinación de fusibles

En la Figura 4.3 se indican las curvas de tiempo máximo de despeje y mínimo tiempo de fusión para diferentes tipos de fusibles que pueden ser utilizados en los puntos A, B, o C del sistema. El fusible 15T diseñado para 23 amperios de régimen continuo, operará con 21 amperios de corriente de carga, y dará un tiempo máximo de despeje de 0.021 segundos para 1550 amperios de corriente de falla máxima en el punto C.

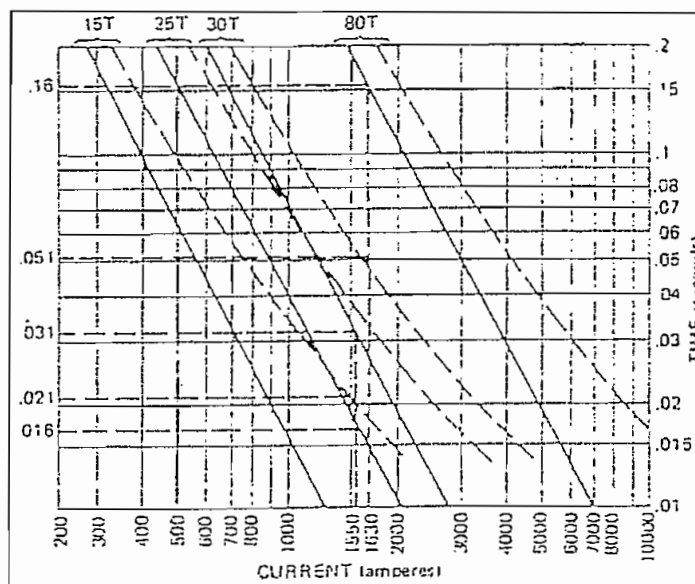


Figura 4.3 Curvas de tiempo máximo de despeje y mínimo de fusión para diferentes fusibles.

Las características de un nuevo fusible deben ser establecidas para coordinarlo con el fusible 15T y que esté en la capacidad de transportar 36 amperios de régimen continuo, e interrumpir 1630 amperios de corriente de falla máxima en el punto B. El fusible 20T no es adecuado, debido a que éste puede soportar el flujo solo de 30 amperios. El próximo a escoger, es el fusible 25T, éste está diseñado para transportar 38 amperios continuamente, pero resulta inapropiado para propósitos de coordinación, puesto que su mínimo tiempo de fusión para 1550 amperios es 0.016 segundos, menor al presentado por el 15T, ocasionando que se funda con mayor rapidez. Posteriormente se escoge el fusible 30T, para el cual el mínimo tiempo de fusión al presentarse 1550 amperios de corriente de falla es 0.031 segundos. La relación máximo tiempo de despeje – mínimo tiempo de fusión para el 30T – 15T es $0.021 / 0.031$ ó 68 %, que esta por debajo del valor máximo conveniente para propósitos de coordinación del 75%.

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 amperios en el punto A, soportará el flujo de 105 amperios continuos y coordinará satisfactoriamente con el fusible 30T ubicado en el punto B. La relación entre el máximo tiempo de despeje y el mínimo tiempo de fusión para la combinación 80T – 30T es $0.051 / 0.16$ ó 32%. Los resultados de este ejemplo se presentan en la Tabla 4.1:

Localización del fusible protegido	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
C	15T	-	1550	21	-	-	-
*B	25T	15T	1630	36	0.0165	0.021	128
B	30T	15T	1630	36	0.031	0.021	68
A	80T	30T	1800	105	0.160	0.051	32

*La combinación 25T-15T no coordina

Tabla 4.1 Resultados- Ejemplo de coordinación de fusibles

MT= Mínimo tiempo de fusión en segundos.

CT = Máximo tiempo de despeje en segundos.

- **Coordinación mediante tablas**

Un método más conveniente para la coordinación de seccionadores fusible es mediante el uso de tablas de coordinación. El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles estén operando dentro de su capacidad continua de corriente y sean usados dentro de un seccionamiento adecuadamente seleccionado.

Las Tablas 4.2, 4.3, 4.4, y 4.5 listan los valores máximos de corriente de falla para los cuales el fusible protector coordinará con el fusible protegido, de tal forma que la protección de los enlaces este asegurada. Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo máximo de despeje para fusibles protectores y para el 75% de las curvas de mínimo tiempo de fusión de los fusibles protegidos.

Para la coordinación de protecciones del ejemplo anterior empleando la Tabla 4.3 de coordinación no se tiene ninguna dificultad. Para un fusible 15T como enlace protector, si se coordina con un fusible 25T este brindará protección para una corriente máxima de falla en el punto B hasta de 730 amperios. La tabla presenta que el fusible 15T se coordinará con un fusible 30T hasta los 1700 amperios, y un 30T se coordinará con un 80T hasta los 5000 amperios de corriente máxima de falla en el punto A.

Fusible Protector (Amperios)	Fusible Protegido (Amperios)													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla (Amperios)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 4.2 Coordinación entre fusibles tipo K

Fusible Protector (Amperios)	Fusible Protegido (Amperios)													
	8T	10T	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla (Amperios)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Tabla 4.3 Coordinación entre fusible tipo T

Fusible Protector (Amperios)	Fusible Protegido (Amperios)													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla (Amperios)													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabla 4.4 Coordinación entre fusible tipo K y H

Fusible Protector (Amperios)	Fusible Protegido (Amperios)													
	8T	10T	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de falla (Amperios)													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

Tabla 4.5 Coordinación entre fusible tipo T y H

- Coordinación mediante el método experimental

Este se ha determinado en forma aproximada para la coordinación de fusibles EEI-NEMA del mismo tipo. Resulta útil cuando las corrientes de carga y de falla disminuyen con elevada linealidad conforme los puntos de coordinación se alejan de la subestación.

- Para lograr coordinación entre elementos tipo "K" de valores adyacentes, la corriente de falla debe ser menor o igual a 13 veces la capacidad del fusible protegido.
- Para obtener coordinación entre fusibles tipo "T" de valores adyacentes, la corriente de falla debe ser menor o igual a 24 veces la capacidad del fusible protegido.

4.4.2 COORDINACIÓN RECONECTADOR – RECONECTADOR

El estudio contempla la coordinación bajo los siguientes casos:

- a. Reconectores operados por bobinas serie de disparo.
- b. Reconectores operados por bobinas de disparo serie y bobinas de recierre.

En el primer caso se incluyen casi todos los tipos de reconectores monofásicos y trifásicos controlados hidráulicamente los cuales se los coordina usando sus curvas características tiempo – corriente.

En el segundo grupo están los reconectores de capacidad intermedia y alta controlados hidráulicamente o electrónicamente y que requieren energía de las bobinas serie y de recierre; para este caso se los coordina usando las curvas tiempo corriente y los intervalos de recierre.

La coordinación de reconectores trifásicos en serie no difiere tanto a la realizada en aparatos monofásicos o de estos entre sí. Si los reconectores tiene mecanismos de regulación similares, sus curvas tiempo – corriente son paralelas lo cual facilita la coordinación. Conforme se aumenta la capacidad de las bobinas las curvas se desplazan hacia la derecha según se indica en la Figura 4.4.

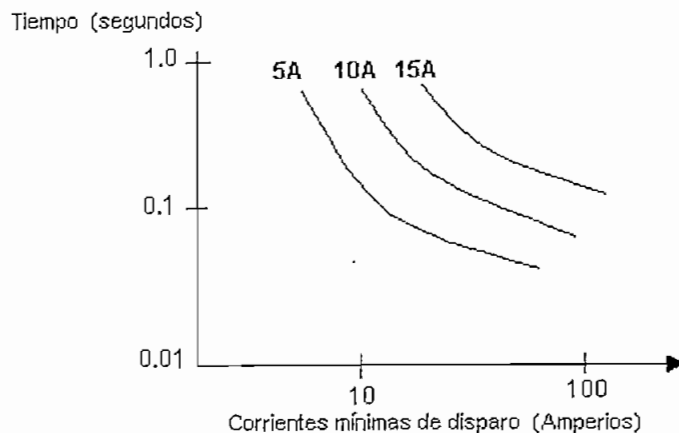


Figura 4.4 Las curvas de los reconfiguradores se desplazan hacia la derecha conforme las capacidades de disparo aumentan

4.4.2.1 Coordinación de reconfiguradores operados por bobinas de disparo serie.

En orden ascendente de importancia se describen tres métodos de coordinación:

1. Usando tamaños adyacentes de bobinas con un mismo tipo de reconfigurador y las mismas secuencias de operación.
2. Usando los mismos tamaños de bobinas, el mismo tipo de reconfigurador pero diferentes secuencias de operación.
3. Cambiando los tamaños de las bobinas, secuencias de operación y tipos de reconfiguradores.

Estos tres métodos se basan en los siguientes principios referentes a las curvas tiempo – corriente de dos reconfiguradores operando en serie:

- Cuando sus curvas operan con una separación menor a la de dos ciclos (0.033 segundos) ocurrirá casi simultáneamente la operación rápida de ambos aparatos.
- Cuando las curvas operan con una separación entre los dos y los doce ciclos (0.033 segundos y 0.198 segundos) se puede tener una operación simultánea de los dos reconfiguradores.
- Curvas con una separación mayor a los doce ciclos (0.198 segundos) lograrán que no haya operación simultánea de los reconfiguradores.

La ubicación de los re conectadores sobre el sistema es como se muestra en la Figura 4.5, y para cada método de coordinación irán variando el tamaño y la secuencia de operación de los dispositivos.

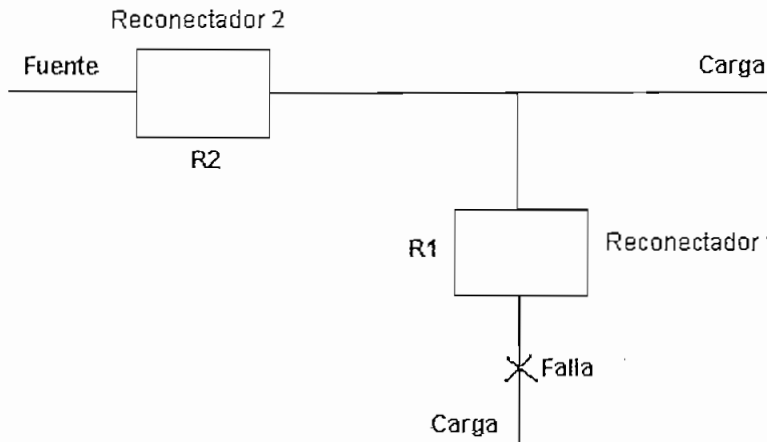


Figura 4.5- Coordinación de Re conectadores

Primer método: Usando tamaños adyacentes de bobinas con un mismo tipo de re conectador y las mismas secuencias de operación.

Al ocurrir una falla, los dos re conectadores operan simultáneamente en sus características rápidas, cuando operan en las características lentas, despejará la falla el re conectador R1, si para el valor de corriente de falla la diferencia de los tiempos de operación es mayor a 0.2 segundos existe coordinación. Si es menor, es probable que los dos re conectadores operen simultáneamente y no existiría coordinación, si la falla es transitoria es posible que R2 no opere, pero si la falla es permanente la zona sin servicio será a partir de R2.

Segundo método: Usando los mismos tamaños de bobinas, el mismo tipo de re conectador pero diferentes secuencias de operación.

Se aplica este método cuando cargas grandes muy cercanas a la subestación requieren una protección con re conectadores, teniéndose a la vez que interrumpir fuertes corrientes de falla. Cuando se utiliza este método se tiene mayor confiabilidad, el dispositivo protector puede ser de una característica menos lenta que del re conectador de respaldo y una operación menos, esto asegura que para fallas permanentes no ocurran operaciones simultáneas de los

dos reconectores. Se puede seleccionar todas las operaciones lentas de los dos reconectores dando un mayor rango de coordinación pero el coordinar R2 con el relé podría resultar difícil.

Tercer método: Cambiando los tamaños de las bobinas, secuencias de operación y tipos de reconectores.

Este es el mejor método y el más recomendado siempre que sea posible aplicarlo. Este simplifica la coordinación con fusibles en el lado de la carga del reconector protector. Permite que los niveles mínimos de disparo sean ajustados más estrechamente a las condiciones de carga y que se mantenga al alimentador entre las unidades protectoras y protegidas.

Con el propósito de ilustrar la coordinación, se asumen las curvas de los reconectores R1 y R2, como se muestra en la Figura 4.6.

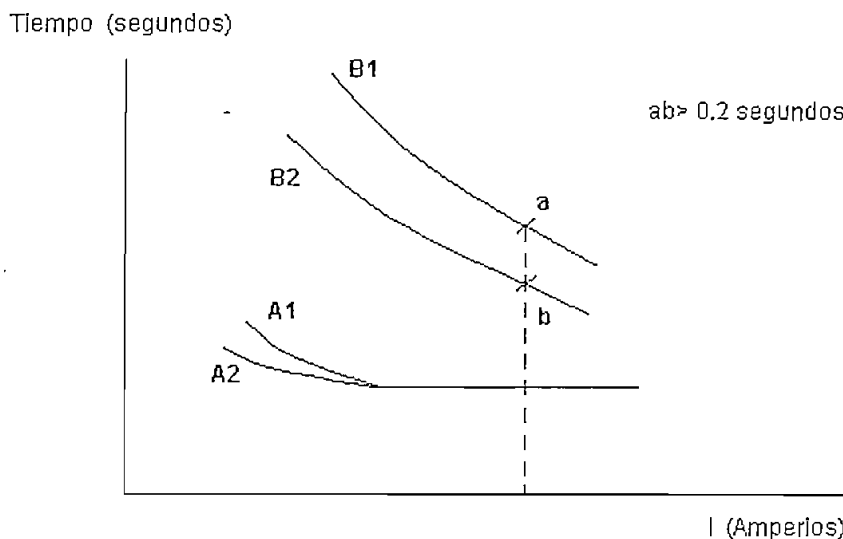


Figura 4.6- Curvas características de reconectores

Para la coordinación es necesario que las curvas del reconector R1 estén por encima de las curvas del reconector protector. En el caso de las operaciones rápidas no existe distancia apreciable entre las dos curvas rápidas de los dos reconectores para corrientes de falla mínimas, y para corrientes de falla superiores las dos curvas coinciden, por consiguiente los dos reconectores operarán simultáneamente. Si se escoge el reconector de respaldo de una operación rápida y tres lentas, se logra reducir a una operación simultánea.

4.4.2.2 Coordinación de reconectores operados por bobinas de disparo serie y de cierre.

Puede utilizarse en los aparatos monofásicos o trifásicos de capacidad intermedia y alta. El método se basa en realizar una combinación de tamaños de bobinas, y de secuencias de operación con las restricciones de separación entre curvas indicadas anteriormente con la excepción de que la posibilidad de operación instantánea es posible cuando las curvas están separadas por más de 8 ciclos.

Disparo para fallas a tierra: Es posible tener la operación de disparo para fallas a tierra en los reconectores de este grupo. Si se emplea este disparo debe ponerse atención en la coordinación de aparatos monofásicos y trifásicos. En efecto el ajuste de disparo mínimo o tierra de la unidad protegida debe ser mayor que la máxima corriente de carga en el reconector protector monofásico más grande; en esta forma se asegura que un reconector protector al abrir permanentemente el circuito no active la bobina de disparo para fallas a tierra de la unidad protegida y provoque la apertura de las tres fases de este aparato. El mecanismo de disparo a tierra debe estar ajustado para tener iguales o menores operaciones rápidas que las secuencias de operación de las fases debido a que el reconector podría cortar fallas monofásicas en la curva más rápida de disparo de las fases.

Este tipo de reconectores presenta un amplio rango de intervalos de reconexión que pueden ser programados para limitar el período de apertura de contactos para los cortos tiempos posibles, llamados tiempos instantáneos de reconexión; intervalos con una duración de 60 segundos también pueden ser programados. Los siguientes factores influyen en la aplicación de los intervalos de reconexión.

La reconexión instantánea, para tiempos muy cortos en la apertura de contactos, generalmente se la utiliza para la protección de cargas que disminuyen su vida útil al transcurrir períodos de tiempo extensos al ocurrir una falla. La reconexión instantánea es aconsejable para la primera reconexión en la secuencia. La desventaja de este tipo de reconexión es que proporciona el tiempo suficiente para despejar fallas transitorias o disipar gases ionizados que no pudieron ser disipados al ocurrir el arco de cortocircuito.

El intervalo de reconexión de dos segundos es bastante común, este provee mayor tiempo para despejar fallas transitorias y disipar gases ionizados. Tiempos mayores a dos segundos incrementan el riesgo de que cargas como motores sean afectadas. Cuando son usados entre operaciones saltadas, a dos segundos de intervalo de reconexión proporciona mayor tiempo a los fusibles para que puedan enfriarse.

Un intervalo de reconexión de cinco segundos a menudo es usado entre operaciones de retardo saltadas del reconectador de una subestación para proporcionar mayor tiempo al fusible en el lado de alta para que pueda enfriarse.

Intervalos de reconexión mayores (10, 15 segundos, etc.) generalmente son usados si la protección de reserva es un relé controlado por el disyuntor. Este proporciona un lapso de tiempo para que el relé de sobrecorriente se encere.

4.4 MAGNITUDES DE FALLA DEL SISTEMA EXISTENTE.

Las magnitudes de falla de los alimentadores en estudio, se las ha determinado con la ayuda del paquete computacional DPA/G, el mismo que permite obtener los flujos de corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas a tierra, de dos fases y trifásicas, que son las más comunes dentro de los sistemas de distribución. El procedimiento seguido para la simulación digital de las fallas, se enuncia en la Sección 2.3.1.

En las tablas mostradas en el Anexo 4.1, se indican las corrientes de falla en cada uno de los puntos de coordinación, de acuerdo a la estructura actual de las protecciones de los alimentadores en estudio, que se detalla en el Anexo 4.3.

En estas tablas se puede observar que para todos los alimentadores la máxima corriente de falla se da en los tramos a la salida de la subestación, y va disminuyendo conforme la longitud de las redes aéreas se incrementan, hasta alcanzar sus magnitudes más reducidas en puntos apartados.

En el Anexo 4.1 los equipos de protección en cada alimentador son designados con las letras R si se trata de un reconectador, SB si es seccionador barra y SF si es seccionador fusible, adicionalmente cualquiera de las designaciones va acompañada de un número, el cual corresponde al número de elemento de este tipo ubicado dentro de la red.

4.5 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES.

ESTRUCTURA DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES

La mayoría de los alimentadores asociados a la subestación Huachi, en lo que se refiere a equipos de protección, no presentan dispositivos en la cantidad ni con la disposición correcta dentro de sus redes, características que son necesarias para brindar la seguridad y confiabilidad requeridas en la operación de los mismos.

La estructura actual de las protecciones instaladas en los alimentadores en estudio, es como se indica a continuación:

- **Alimentador Atahualpa**

Los equipos de protección instalados a lo largo de este alimentador son los siguientes:

Disyuntor

Para condiciones de sobrecorriente que no puedan ser manejadas adecuadamente por el resto de dispositivos de protección, este alimentador está provisto al inicio del mismo y como última línea de defensa de un disyuntor accionado por sus respectivos relés, para protección de las fases y el neutro.

Seccionadores Fusible

Para la protección de líneas de distribución se usan seccionadores fusible tipo K ubicados en diferentes puntos a lo largo del troncal y ramales laterales. Los seccionadores fusible se encuentran dispuestos en casi todas las derivaciones del ramal principal, con excepción de los ramales que se originan de los nodos 8 y 103, según la topología de este alimentador mostrada en el Anexo 2.3; estos seccionadores no se encuentran dimensionados adecuadamente.

La protección de los transformadores se la realiza con seccionadores fusibles, provistos de tirafusibles de acuerdo a la capacidad del transformador.

- **Alimentador Miraflores**

Para la protección de este alimentador se tienen instalados los siguientes equipos:

Disyuntor

Este alimentador consta de un disyuntor instalado al inicio del mismo, que provee de protección contra sobrecorrientes tanto en las fases como en el neutro.

Seccionadores Fusible

Los seccionadores fusibles se encuentran dispuestos al inicio de casi todas las derivaciones del troncal, con excepción del ramal que se origina del nodo 26, en donde el seccionador se ubica en la parte intermedia del mismo; estos seccionadores no se encuentran dimensionados adecuadamente.

La protección de los transformadores se la realiza con seccionadores fusibles, provistos de tirafusibles de acuerdo a la capacidad del transformador.

- **Alimentador Magdalena**

Los equipos de protección de este alimentador son los siguientes:

Disyuntor

El alimentador Magdalena consta de un disyuntor instalado al inicio del mismo, que provee de protección contra sobrecorrientes tanto en las fases como en el neutro.

Seccionadores Fusible

La protección con seccionador fusible se realiza en los ramales laterales que atienden a cargas principalmente de tipo industrial. El resto de ramales laterales no están protegidos; de estos ramales se derivan las acometidas residenciales. Estos seccionadores no se encuentran dimensionados adecuadamente.

La protección de los transformadores se la realiza con seccionadores fusibles, provistos de tirafusibles de acuerdo a la capacidad del transformador.

- **Alimentador Santa Rosa**

Los equipos de protección instalados a lo largo de este alimentador son los siguientes:

Disyuntor

Este alimentador consta de un disyuntor instalado al inicio del mismo, que provee de protección contra sobrecorrientes tanto en las fases como en el neutro.

Seccionadores Fusible

La protección con seccionador fusible se realiza en los ramales laterales que atienden a cargas principalmente de tipo industrial atendidas mediante cámaras de transformación. El resto de ramales laterales a los que están conectados usuarios residenciales, no todos pero sí la mayoría, presentan seccionadores fusible al inicio de los mismos. Las características de los fusibles instalados en los diferentes puntos de las red no es la adecuada.

Reconectador

El circuito Santa Rosa dispone de un dispositivo reconectador instalado en uno de sus tramos, el cual en la actualidad solamente funciona como un equipo de corte manual de corriente de carga ya que el mecanismo de despeje de fallas transitorias se encuentra bloqueado.

- **Alimentador Pasa**

Los equipos de protección instalados a lo largo de este alimentador son los que se indican a continuación:

Disyuntor

Para protección contra sobrecorrientes en las fases y el neutro, este alimentador esta provisto de un disyuntor ubicado en la subestación.

Seccionadores Fusible

La disposición de los seccionadores fusibles se encuentra dada a lo largo del troncal y ramales laterales, pero existen ciertas derivaciones monofásicas que no están provistas de este tipo de equipos. El número de seccionadores fusible dispuestos en ciertos ramales monofásicos resultan ser insuficientes, tomando en cuenta las extensas longitudes que recorren y la cantidad de carga conectada; el dimensionamiento de estos equipos no está realizado adecuadamente.

La protección de los transformadores se la realiza con seccionadores fusibles, provistos de tirafusibles de acuerdo a la capacidad del transformador.

En lo que se refiere a los seccionadores fusibles, no existe una base de datos que pueda brindar una información certera acerca de las características de cada uno de estos elementos instalados en los tramos de los diferentes primarios, ya que posterior a los trabajos de reparación y mantenimiento en donde se realizan cambios o sustituciones de estos equipos, no se registran las variaciones realizadas.

Las características de los disyuntores instalados, son las mismas para todos los alimentadores y se detallan en el Anexo 4.2.

La estructura de los equipos de protección, especificando su ubicación y el tipo de dispositivo instalado dentro de las redes primarias involucradas, se presenta en el Anexo 4.3. Esta información está relacionada con la topología de las redes en estudio, presente en los planos mostrados en el Anexo 2.3.

La designación para los equipos instalados actualmente en los alimentadores, utilizada en el Anexo 4.3 es la siguiente:

SF: Seccionador Fusible existente en la estructura actual.

D: Disyuntor existente en la estructura actual.

R: Reconectador existente en la estructura actual.

SB: Seccionador Barra existente en la estructura actual.

Adicionalmente cualquiera de las designaciones va acompañada de un número el cual corresponde al número de elemento de este tipo colocado dentro de cada alimentador, de esta manera se identifican en los anexos correspondientes los equipos a ser coordinados.

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES

Respecto a la coordinación de protecciones, se puede notar, mediante la observación de los registros históricos de las interrupciones para el año 2002, presentados en el Anexo 4.4, que para los alimentadores en estudio, todas las fallas ocurridas en cualquier punto dentro de sus redes primarias, ocasionan la apertura de su respectivo disyuntor, dejando sin servicio a la totalidad de la carga instalada en dicho circuito, por lo que se puede concluir que actualmente no existe coordinación alguna de los equipos de protección instalados, y si en algún momento la hubo, el constante incremento de la carga y las acciones de mantenimiento inadecuadas debido al reemplazo de los equipos que inicialmente se tenían, por otros de diferentes rangos y características, han conducido a que los sistemas de protección de estos alimentadores, pierdan las características de sensibilidad y selectividad que en un principio poseían y que hoy en día son requeridas.

Observando los datos de calibración de los relés tanto de protección de las fases como del neutro ubicados en la cabecera del alimentador se nota que éstos no han sido calibrados correctamente, pues para los niveles de cortocircuitos que se producen en el alimentador estos relés operan instantáneamente y no permitiendo que los fusibles cumplan con su función como elemento protector en caso de cortocircuitos, esto se puede verificar en los reportes de interrupción de los alimentadores en donde más del 95% de las fallas ocurridas en los tramos de los alimentadores ocasionan la salida de todo el primario por operación del disyuntor, no habiendo actuado los fusibles. Esta situación da lugar al incremento de los índices de frecuencia y duración de las interrupciones, ya que estos dependen directamente de la carga que queda fuera de servicio.

Los datos de calibración de los relés tanto para protección de las fases como del neutro, se muestran en el Anexo 4.5. De los fusibles instalados actualmente en los alimentadores, no se dispone de una base de datos que permita conocer las características de cada uno de ellos.

Como resumen del análisis de la estructura y coordinación de protecciones de los alimentadores asociados a la S/E Huachi, se puede decir que aunque la mayoría de estos primarios, en su mayor parte presentan una adecuada ubicación de los equipos de protección y/o seccionamiento, no se adoptan los criterios apropiados para obtenerla.

CAPÍTULO 5

CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. La confiabilidad de un sistema o equipo de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica, por esta razón, es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe convenir en que, para las prácticas de ingeniería, resulta más conveniente disponer de parámetros cuantitativos que cualitativos, especialmente cuando se desea tomar decisiones sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina confiabilidad y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persiguen con la evaluación, ya sea de establecer el desempeño que ha tenido la red en el pasado o de predecir el comportamiento que tendrá en el futuro.

De esta manera, el objetivo de la evaluación de la confiabilidad de una red eléctrica de distribución, es determinar índices que reflejan la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.

Las empresas de distribución normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La importancia de la predicción de índices de confiabilidad es determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el comportamiento pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red. Debido a la dificultad de definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos, verán comportamientos disímiles, se definen índices globales, para el sistema, e individuales, para cada consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nodo.

5.2 DEFINICIONES PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN. [17] [18] [19]

1. **Confiabilidad.**- En el sentido más general, se dice que la confiabilidad es la capacidad de un sistema para desempeñar la función que se le exige, sobre condiciones preestablecidas, por un período de tiempo determinado, pudiendo ser expresada como una probabilidad.
2. **Componente.**- Es la parte de un sistema que es visto como una única entidad, para fines de informe y/o análisis y previsión de desconexiones.
3. **Sistema.**- Es el conjunto de componentes que interactúan para cumplir con objetivos determinados.
4. **Falla y defecto.**- La palabra falla es el término básico que caracteriza el desempeño requerido de un componente, un defecto es una imperfección en el estado del componente, que puede resultar en una falla del propio componente o de otro. Los defectos pueden ser eliminados en los mantenimientos preventivos y las fallas solo serán restauradas en los mantenimientos correctivos.
5. **Salida.**- Una salida de servicio describe la idea de que un componente no esta disponible para la operación, hecho que podría ser causado por una falla o por otra causa cualquiera. Por lo tanto, no toda salida es causada por una falla, sin embargo, toda falla ocasiona una salida.
6. **Disponibilidad e indisponibilidad.**- La disponibilidad de un dispositivo reparable es el período de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está sin servicio y listo para el mismo. Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección de maniobra.
7. **Probabilidad.**- Es una medida al azar. Indica el número de veces de un total, en las que un evento determinado ocurre.
8. **Tasa de salida.**- Para una clasificación particular de salidas y para un tipo de componente, la tasa de salida se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo por componente.

9. **Duración de la salida.-** La duración de una salida es el período comprendido desde la iniciación de la salida de un componente, hasta que el componente afectado esté disponible otra vez para desempeñar su función específica.
10. **Tiempo de maniobra.-** Es el período comprendido desde el momento que una operación de maniobra es requerida debido a una salida de servicio forzada, hasta que la operación de maniobra sea ejecutada.
11. **Interrupción.-** Es la pérdida de servicio para uno o más consumidores y es el resultado de la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.
12. **Interrupción momentánea.-** Tiene una duración limitada al período requerido para restablecer el servicio por operación de maniobra automática o por control de supervisión; o por maniobra manual en localizaciones donde un operador está disponible inmediatamente. Estas operaciones de maniobra se completan generalmente en pocos minutos.
13. **Interrupción Temporal.-** Tiene una duración limitada al período requerido para restablecer el servicio por maniobra manual en localizaciones donde un operador no está disponible inmediatamente, estas operaciones de maniobra se completan generalmente en 1 ó 2 horas.
14. **Interrupción sostenida.-** Es cualquier interrupción no clasificada como momentánea o temporal.
15. **Interrupción programada.-** Se trata de una interrupción planificada por el distribuidor, con el propósito de mantener y/u operar la red.
16. **Interrupción no programada.-** Se da cuando una interrupción, bien sea manual o automática, no puede ser diferida en el tiempo.
17. **Interrupciones según las condiciones climáticas.-** Los problemas asociados con las condiciones climáticas requieren ser clasificados, para analizar el grado de severidad en que el sistema está sujeto a fallas y la duración de las interrupciones. Se adopta la siguiente clasificación:

- i. Tiempo adverso. Son las condiciones climáticas que causan una alta proporción de salidas forzadas y la demora en la reparación de los componentes, durante los períodos en que persisten estas condiciones. Pueden ser seleccionadas como: lluvia, viento, calor, u otras.
- ii. Tiempo normal. Son las condiciones climáticas no definidas como adversas.

18. Tiempo de interrupción del servicio.- Es el tiempo entre que ocurre la falla hasta que el servicio haya sido restaurado.

19. Componentes no reparables y reparables.- Los componentes que no tienen posibilidad de reparación, cumplen su vida luego de su primera falla. Este tipo de falla se denomina catastrófica a diferencia de muchos de los casos en sistemas eléctricos de potencia en que las componentes son reparables y el sistema regresa a su condición inicial.

5.3 DISTRIBUCIÓN Y CONFIABILIDAD [13]

Existen muchos métodos para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de ingeniería. Estos métodos son instrumentos matemáticos que debe utilizar el ingeniero para analizar la confiabilidad de un sistema en concreto. Para poder aplicar estos métodos es imprescindible el conocimiento del sistema a analizar.

Sistema de distribución

Para el desarrollo de este estudio se acepta la definición generalizada de un sistema de distribución, está compuesta por líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los primarios laterales, los transformadores de distribución y las redes secundarias. (Figura 5.1)

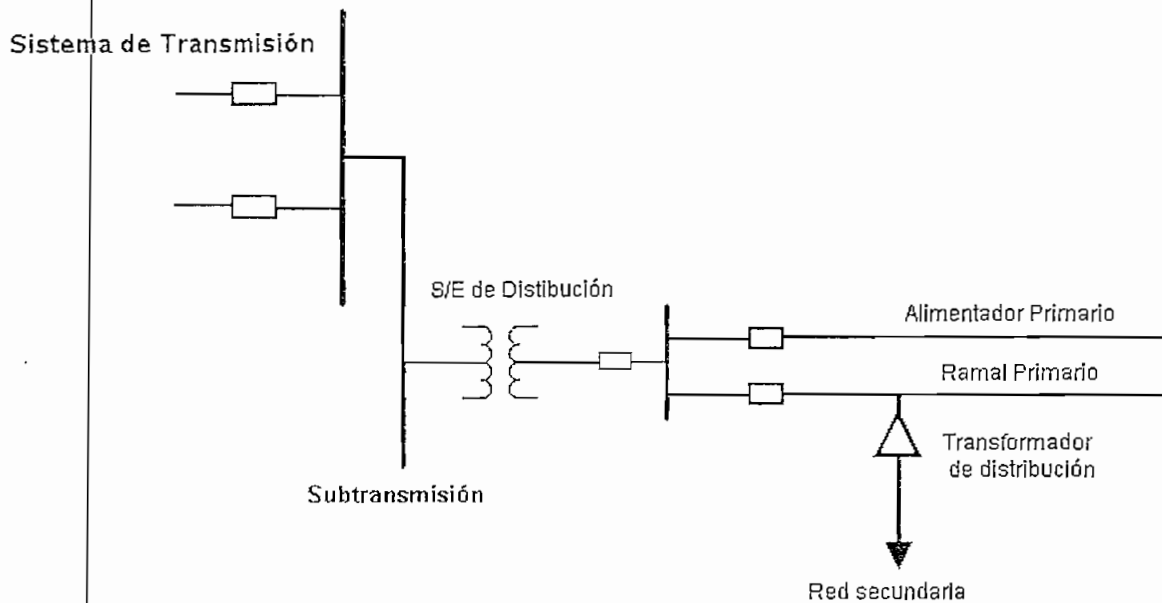


Figura 5.1 - Esquema de un sistema de distribución

5.4 CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos. Las interrupciones breves, o menores a tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes. Las interrupciones largas de suministro suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

5.4.1 ÍNDICES BÁSICOS DE CONTINUIDAD

Los índices de continuidad intentan medir la confiabilidad del servicio, ó sea el número de veces que se ve suspendido el suministro. Cualquier índice de continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de muchas formas muy distintas, llegando a resultados de lo más dispares según a qué aspecto de la continuidad de suministro se le da importancia: puede darse más realce al número de interrupciones que a la duración de las mismas, puede valorarse más la cantidad de potencia interrumpida que la duración de las mismas y otras formas. Debido a la importancia del índice elegido de cara a una posible regulación de la continuidad del suministro, todo este análisis está orientado a proporcionar información sobre el nivel de continuidad del suministro en los diferentes puntos de entrega que tiene la red de distribución, es decir la continuidad del suministro que tienen cada uno de los centros de transformación de los alimentadores primarios en análisis. Los datos concretos que se desean obtener para cada punto de carga son:

- **Tiempo de indisponibilidad.** Es el tiempo total durante el cual no hubo suministro de energía eléctrica en un centro de transformación de la red durante un período concreto. Suele darse en horas por año.
- **Número de interrupciones.** Es el número de veces que se ha interrumpido el suministro de energía en un centro de transformación. Suele darse en número de interrupciones por año.
- **Duración de cada interrupción en un punto de carga.** Cada interrupción tendrá una duración concreta. Si se quiera la duración media de todas las interrupciones, este dato se deduce de los dos anteriores. Suele darse en minutos por interrupción.

Estos son los índices individuales de continuidad de servicio, referidos a centros de transformación. Una vez obtenidos estos datos para centros de transformación, se pueden calcular sin problemas los índices globales referidos a toda la red, los cuales se indicarán más adelante.

5.5 TIPOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Los análisis de confiabilidad pueden tener dos finalidades, la de analizar el comportamiento de un sistema en el pasado, o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro. Los primeros se denominan análisis histórico de la confiabilidad y los segundos análisis predictivos.

Los análisis históricos son realizados por la totalidad de compañías eléctricas por efectos del control de la calidad de servicio. Estos análisis son importantes, ya que aportan los siguientes datos: permiten monitorear el nivel de confiabilidad del sistema, con la identificación de posibles zonas con problemas que deben ser corregidos; permiten establecer tendencias en cuanto a la confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, así como analizar el impacto de posibles cambios de la operación del sistema o inversiones en mejora de la confiabilidad; permiten establecer niveles de confiabilidad que sirvan de referencia para los resultados obtenidos de los análisis predictivos para el futuro, así como verificar la bondad de las predicciones realizadas en el pasado para el período en cuestión; y por último, los datos históricos de confiabilidad obtenidos de estos análisis son esenciales para poder realizar análisis predictivos.

Los análisis predictivos intentan cuantificar el nivel de confiabilidad que se espera obtener de un sistema en el futuro, basándose en los niveles históricos obtenidos hasta el momento y el conocimiento del funcionamiento del sistema analizado. Estos métodos permiten por tanto, predecir el comportamiento del sistema en el futuro. También se pueden utilizar para predecir el comportamiento del sistema frente a cambios en su explotación o diseño, o frente a acciones de mejora de la confiabilidad que se quieran implantar. De esta forma se puede estudiar la relación costo/beneficio existente entre diversas opciones de inversión y acciones de mejora.

Cada uno de los tipos de análisis están encaminados a establecer índices que permitan conocer el comportamiento del sistema, de esta forma dependiendo de los requerimientos de información pueden determinarse índices calculados en modo histórico o en modo predictivo:

- En modo histórico, estos índices se calcularán utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un período de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad de servicio proporcionada y realizar análisis comparativos / tendencias.
- En modo predictivo, se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro. Permiten establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis alternativos de expansión, evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Los datos necesarios serán datos de confiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, y otros.

El presente proyecto tiene como finalidad realizar el análisis predictivo de la confiabilidad del sistema de distribución en estudio, frente a acciones de mejoramiento en el sistema de protecciones. Los datos históricos de confiabilidad se los ha obtenido de los registros de la empresa distribuidora.

5.6 ÍNDICES BÁSICOS DE CONFIABILIDAD [14]

Como se enunció anteriormente, la confiabilidad de un sistema es la probabilidad de desempeñar la función exigida de él, sobre condiciones preestablecidas, por un período de tiempo determinado. Esta definición está orientada a los sistemas que deben cumplir una misión durante un período de tiempo acotado. El objetivo de los sistemas eléctricos de distribución, es una tarea que no esta acotada en el tiempo, sino que es continua. Estos sistemas pueden fallar y repararse para seguir cumpliendo su misión. La definición de confiabilidad dada anteriormente no es válida para este tipo de sistemas, que presentan una tolerancia al fallo. Para este tipo de sistemas, suele utilizarse el término de disponibilidad más que el de confiabilidad, en donde la disponibilidad es la probabilidad de encontrar el sistema funcionando en un instante dado.

Las redes de distribución radiales son sistemas cuyo funcionamiento es continuo, que falla cada cierto tiempo y que es reparable. De acuerdo a lo enunciado, los cuantificadores más populares son los siguientes:

Indisponibilidad: U.

La indisponibilidad se define como la probabilidad de encontrar el sistema averiado en un instante dado. Esta probabilidad puede interpretarse como la parte de tiempo sobre un período concreto que el sistema estará indisponible.

Si se toman unidades distintas para describir la parte de tiempo durante el cual se está indisponible, y el período sobre el que se calcula, se puede obtener un índice por ejemplo en horas al año.

Tasa de fallas: λ .

La tasa de fallas representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el período de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad es normalmente alta. Puede interpretarse como la tasa de transición del estado en funcionamiento al estado averiado. En el caso de tasa de fallas constantes, la inversa de la tasa de fallas es el tiempo medio transcurrido hasta una falla a partir del momento en que se pone en funcionamiento el sistema. Este tiempo medio suele denominarse MTTF (Mean Time To Failure). En sistemas donde la indisponibilidad es muy pequeña, se puede aproximar la tasa de fallas al número de fallas del sistema en el período considerado. Esta aseveración es válida para los sistemas de distribución, por lo que la tasa de fallas del sistema se tomará como aproximación del número de interrupciones del sistema.

Tiempo de reparación: r

Representa la acción de cambio o reparación del componente causante de la salida de servicio. Es el valor medio del tiempo de reparación de las fallas del sistema, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

Energía No Suministrada: ENS

Representa la cantidad de energía que la empresa eléctrica deja de vender. Este índice es de gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de la calidad del servicio.

Al ser estos índices variables aleatorias, los valores normalmente dados para los mismos son en realidad valores medios esperados. Las predicciones que se hacen de estos valores se basan en gran medida en los valores históricos de los índices de confiabilidad de los componentes del sistema. Es importante por tanto a la hora del análisis de confiabilidad, no solo el método de evaluación, sino también en gran medida los datos de partida. La escasez de datos confiables es uno de los principales problemas de estos estudios. Estas circunstancias hacen aconsejable utilizar estas técnicas para realizar estudios comparativos de confiabilidad, donde los errores de simplificaciones del modelo utilizado y las desviaciones de los datos de partida no tienen tanta importancia.

Los índices o parámetros de confiabilidad señalados anteriormente, pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo.

5.6.1 ÍNDICES DE SISTEMA [13]

Dentro de redes de distribución es importante definir índices globales para el sistema como un todo. Como índices globales de una red de distribución se determinan:

A. Número promedio de interrupciones de servicio por abonado por año

Este índice indica el número promedio de interrupciones por consumidor servido por año. (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index).

$$SAIFI = \frac{\text{N}^\circ \text{Total de consumidores interrumpidos}}{\text{N}^\circ \text{Total de consumidores servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i C_i}{\sum_i C_i} \quad (\text{Interrupción / año}) \quad (5.1)$$

Donde:

λ_i : Tasa de fallas en el punto i de la red de distribución.

C_i : Número de consumidores en el punto i de la red de distribución.

B. Tiempo de reposición medio por abonado por año

Es el número de horas que el abonado medio ha estado sin servicio en el período considerado. (SAIDI: System Average Interruption Duration Index).

$$SAIDI = \frac{\text{Suma total de duraciones de las interrupciones de los consumidores}}{\text{Nº Total de consumidores servidos}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i C_i}{\sum_i C_i} \quad (\text{horas / año}) \quad (5.2)$$

Donde:

r_i : Tiempo de reparación en el punto i de la red de distribución.

C. Tiempo promedio de interrupción por abonado

Representa la duración media de una interrupción a un cliente. (CAIDI: Customer average interruption duration index).

$$CAIDI = \frac{\text{Suma total de duraciones de las interrupciones de los consumidores}}{\text{Nº Total de consumidores interrumpidos}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i C_i}{\sum_i \lambda_i C_i} \quad (\text{horas / interrupción}) \quad (5.3)$$

D. Frecuencia media de interrupción

Equivale al número de interrupciones que sufrió el consumidor medio del sistema en análisis, durante el período considerado, período estadístico 1 año.

$$FI = \frac{\sum_i Pa_i}{P_s} \quad (5.4) \quad \text{ó también} \quad \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} \quad (5.5)$$

Donde:

Pa_i : kVA instalados en transformadores de distribución afectados en la interrupción i .

P_s : kVA totales instalados en transformadores de distribución en el sistema en análisis.

λ_i : Tasa de fallas en el punto i de la red de distribución.

kVA_i : Cantidad de kVA nominales instalados en el punto i de la red.

E. Duración media de las interrupciones

Equivale al período de tiempo en que cada interrupción afectó al consumidor promedio del sistema en análisis.

$$DI = \frac{\sum_i Pa_i U_i}{\sum_i Pa_i} \quad (5.6) \quad \text{ó también} \quad \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i \lambda_i} \quad (5.7)$$

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (5.8)$$

Donde:

U_i : Indisponibilidad anual del elemento i , horas/año.

λ_i : Tasa de falla en el punto i de la red de distribución, fallas/año.

r_i : Tiempo de reparación en el punto i de la red de distribución.

kVA_i : Cantidad de kVA nominales instalados en el punto i de la red.

F. Tiempo Total de interrupción medio

Equivale al período de tiempo (TI) en que el consumidor medio del sistema en análisis quedo privado del suministro de energía, durante el período considerado.

$$TI = \frac{\sum_i P_{a_i} U_i}{P_s} \quad (5.9) \quad \text{ó también} \quad \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{kVA}_i} \quad (5.10)$$

Un indicador de interés para las empresas de distribución lo constituye la Energía no Suministrada, dado que tiene una connotación de pérdida.

$$ENS = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{720} T_{Ei} \quad (5.11)$$

Donde:

E_i = energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo j , en kWh.

T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i , horas/año.

5.7 MÉTODOS DE EVALUACIÓN [14]

Para el desarrollo de los análisis predictivos de la confiabilidad en sistemas eléctricos, existen dos clases de métodos utilizables: los métodos deterministas y los probabilísticos. Los primeros se han utilizado y siguen siendo empleados con mayor frecuencia a nivel de transmisión de energía, siendo los métodos probabilísticos los más aplicados a sistemas de distribución.

La única forma de tener en cuenta la estocástica inherente a todo problema de confiabilidad es utilizar métodos probabilísticos. Estos métodos en su análisis tienen en cuenta la aleatoriedad natural de las fallas del sistema. Dentro de los métodos predictivos probabilísticos, existen a la vez dos grandes grupos: los métodos analíticos y los de simulación aleatoria o de Monte Carlo.

Los primeros utilizan un modelo matemático del sistema y de su funcionamiento para poder predecir la confiabilidad del mismo utilizando variables aleatorias. Su ventaja es que suelen ser rápidos y trabajan con valores medios de variables aleatorias. De los métodos analíticos, los más conocidos son los procesos continuos de Markov.

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay una preferencia por los métodos analíticos, dado que su manejo es mucho más fácil.

Para el análisis de las redes de distribución, se considera la técnica de estudio de los modos de falla del sistema y análisis de los efectos, como la más adecuada. Esta técnica se basa en la teoría de los procesos continuos de Markov, aplicando técnicas aproximadas de duración y frecuencia, utilizando la teoría de los sistemas serie.

5.7.1 PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV [12] [14]

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos de Markov. Una red eléctrica de distribución se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, con lo que se ajusta muy bien a una representación mediante los procesos continuos de Markov.

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado "falla del sistema" se alcanza cuando los dos elementos han fallado, mientras que si la conexión es serie, bastará que cualquiera de ellos falle.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema (que es lo que se desea).

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que intervienen.

Para determinar la probabilidad de residencia en un estado, considérese un sistema compuesto de un único elemento, reparable, caracterizado por una tasa de falla λ y una tasa de reparación μ . Estas dos tasas se definen como sigue:

$$\lambda = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fallas del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba expuesto a fallas}}$$

$$\mu = \frac{\text{N}^\circ \text{ de reparaciones del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}}$$

Si las tasas de transición entre estados son constantes con el tiempo, se denomina proceso estático de Markov. El que las tasas de transición sean constantes quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo que lleva en un estado. En el caso de un sistema con dos estados, quiere decir que la probabilidad de que el sistema falle o sea reparado es la misma independiente del tiempo que lleve funcionando o fuera de operación.

Si las tasas de transición λ y μ son constantes, las funciones de la probabilidad de los estados de disponibilidad e indisponibilidad del sistema obedecen a una distribución exponencial negativa:

$$f_0(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (5.12)$$

$$f_1(t) = \lambda e^{-\mu t} \quad (5.13)$$

Además de lo anterior, considérese que $P_0(t)$ y $P_1(t)$ son las probabilidades de que el sistema esté operando y fuera de operación, respectivamente, en un tiempo cualquiera, t .

Considerando un intervalo infinitesimal de tiempo, dt , se acepta que la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos es despreciable. De esta manera,

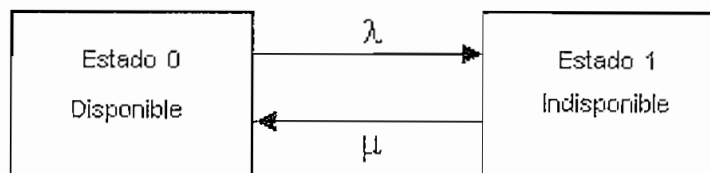


Figura 5.2- Espacio de estados de un sistema de un elemento

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt \quad (5.14)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t) \lambda + P_1(t)(1 - \mu dt) \quad (5.15)$$

dividiendo por dt :

$$\frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (5.16)$$

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (5.17)$$

Si dt tiende a cero, las Ecuaciones (5.16) y (5.17) corresponden exactamente a la definición de derivada, por lo tanto,

$$P_0'(t) = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (5.18)$$

$$P_1'(t) = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (5.19)$$

Estas expresiones representan un sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales, con coeficientes constantes, posible de solucionar por cualquier método matemático. Resolviendo, se obtiene:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (5.20)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_0(0) - \lambda P_1(0)] \quad (5.21)$$

donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales. Además se tiene que:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad (5.22)$$

Puesto que el componente, en un instante cualquiera, t , estará operando o en falla. Admitiendo que el análisis se inicia cuando el sistema está en operación, se tiene:

$$P_0(0) = 1$$

$$P_1(0) = 0$$

Por lo tanto, las Ecuaciones (5.20) y (5.21) se transforman en:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (5.23)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (5.24)$$

Cuando el tiempo tiende a infinito, se tienen las probabilidades de estado estacionario, que son resultados de interés en los estudios de confiabilidad

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (5.25)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.26)$$

Utilizando los conceptos de tiempo medio para falla (m) y tiempo medio de reparación (r), se tiene:

$$MTTF = m = 1 / \lambda \quad (5.27)$$

$$MTTR = r = 1 / \mu \quad (5.28)$$

De esta manera, las probabilidades de operación y falla, en estado de régimen permanente, en función de los tiempos de operación y reparación, son:

$$P_0 = \frac{m}{m+r} \quad (5.29)$$

$$P_1 = \frac{r}{m+r} \quad (5.30)$$

Las Ecuaciones (5.25) y (5.26), así como (5.29) y (5.30), permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y en el estado de falla, de un sistema modelado como un único elemento.

En los estudios de confiabilidad, resulta atractivo determinar los índices frecuencia y duración de interrupciones de servicio, en lugar de una probabilidad. Para ello, se desarrollaron los métodos frecuencia – duración, con estudios de los tipos de fallas y análisis en el resto del sistema. Son métodos aproximados ampliamente utilizados.

5.7.2 TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN [14]

La técnica de Markov es perfectamente adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo otros parámetros de confiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado entregan mucha más información que una simple probabilidad. Para un consumidor que se desee conectar a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable, es que

deseo conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar estas fallas de servicio. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin energía y cuánto tiempo pueden durar estas fallas. En la Figura 5.3, se representa el proceso de operación - falla - reparación - operación de un elemento.

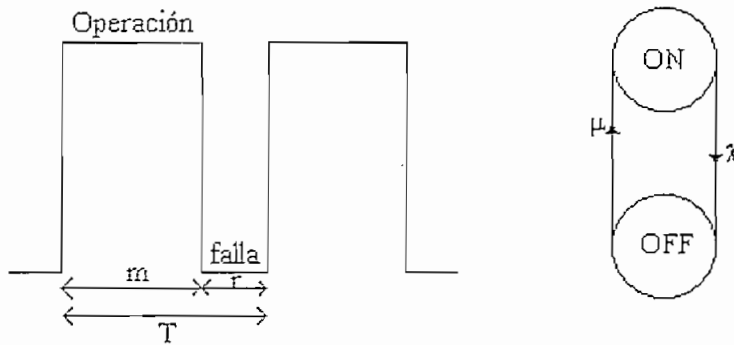


Figura 5.3- Representación del ciclo operación - falla - reparación - operación de un componente.
Diagrama de espacio de estados asociados:

Claramente, la frecuencia de este ciclo es $1/T$. La probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P(\text{operación}) = m / (m + r)$$

Como $T = m + r$, se tiene

$$P(\text{operación}) = m / T = 1 / (\lambda T) = f / \lambda$$

De aquí se obtiene que,

$$f = P(\text{operación}) * \lambda \tag{5.31}$$

La frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado. La aplicación de esta técnica para sistemas de cualquier tamaño puede resumirse en lo siguiente:

- Evaluar las probabilidades límites de estado.
- Evaluar la frecuencia de encuentro en un estado.
- Evaluar la duración media de cada estado.

Evaluando las probabilidades límites de estado, la frecuencia de encuentro en un estado y la duración media de cada estado, se establece la duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados.

5.8 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD [14]

Los sistemas eléctricos de distribución de media tensión (12-138kV), normalmente son redes del tipo radial. En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de los equipos de seccionamiento, por lo que es de suma importancia identificar todas las alternativas de transferencia de carga, posibles entre los circuitos vecinos y el alimentador en estudio, ya que es una condición que influye directa y significativamente en el análisis de la confiabilidad.

En el desarrollo de éste trabajo se utilizarán las siguientes hipótesis:

- Las redes consideradas corresponden a las de distribución en media tensión, es decir, sistemas de 12 - 138 kV nominales.
- Las redes de distribución son operadas radialmente.
- Algunos tramos de alimentadores pueden suministrarse, eléctricamente, desde más de un punto, manteniendo siempre la condición de radialidad en la operación de la red. Si esta condición existe, la reconexión de un alimentador será siempre posible, sin considerar la probabilidad de sobrecarga.
- Los tipos de fallas simulados corresponden a los denominados activos, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

5.8.1 MODELO DE LA RED

5.8.1.1 Estructura Topológica

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

Los tramos de alimentador definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectadores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos equipos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser telecomandados, al igual que los desconectadores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

5.8.1.2 Caracterización de elementos

Los tramos de los alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

1. **Tasa de falla (λ):** Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, etc. En ciertos

casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual, ó
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b.l \quad (1/\text{año}) \quad (5.32)$$

$$b = \frac{m}{L.T} \quad (1/\text{km año}) \quad (5.33)$$

donde:

m: cantidad de fallas.

L: longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.

T: periodo de estudio en años.

b: número de fallas, por kilómetro por año.

l: longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N.T} \quad (1/\text{año}) \quad (5.34)$$

donde:

m: cantidad de fallas observadas para cada tipo de elemento.

N: cantidad de elementos expuestos a falla.

T: periodo de estudio en años.

2. Tiempo de interrupción: El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al período transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- **Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c):** es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella.
- **Tiempo de preparación (T_p):** Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- **Tiempo de localización (T_l):** Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
- **Tiempo de maniobra para la transferencia (T_t):** Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- **Tiempo de reparación (T_r):** Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v):** Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

5.8.1.3 Clasificación de estados

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- **Normal:** El estado del tramo del alimentador *i* se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento *j*.
- **Restablecido:** El estado del tramo del alimentador *i* se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento *j* fallado, aislando *i* mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible:** El tramo de alimentador *i* será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque *j* en falla.
- **Irrestablecible:** Son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobra.
- **Irrestablecible con espera:** El tramo *j*, en falla, se define como Irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

5.8.2 DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS

5.8.2.1 Determinación de estados

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica.

El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elementos indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a. Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b. Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento i).
- d. Para el resto de elementos (j), analizar los efectos de la protección asociada al elemento falla (i).
 - d.1. Si la actuación de la protección no afecta a j , éste se define como normal.
 - d.2. Si el elemento j se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces el elemento es transferible.
 - d.3. El elemento que sufre la falla ($i=j$), se define inmediatamente como Irrestablecible, o bien Irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.
 - d.4. El elemento j debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e. Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f. Calcular los índices asociados a tramos, al sistema en general, etc.

5.8.2.2 Evaluación de estados

Para evaluar el estado de un sistema, es necesario determinar las expresiones equivalentes de la tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad, de la totalidad de elementos sometidos a fallos dentro de la red, tomando en cuenta las diferentes conexiones de los mismos, ya sean serie, paralelo o una combinación de las mismas. A continuación se darán a conocer estas expresiones equivalentes, especificando el tipo de conexión.

a. Componentes en serie [12] [13]

Un sistema en serie o radial se caracteriza por tener una sola trayectoria para el flujo de potencia entre la subestación y los consumidores.

En la Figura 5.4 se indica un diagrama de bloque para un sistema serie, el cual tiene dos componentes. Se asume que los componentes son independientes y reparables.

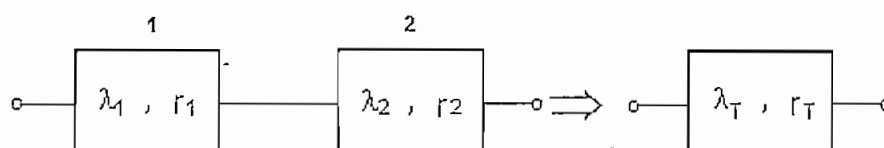


Figura 5.4 - Componentes en serie

Los componentes tienen tasas de falla λ_1 y λ_2 y tiempos de reparación r_1 y r_2 respectivamente. Para que el sistema opere es necesario que los dos componentes también estén operando.

Para evaluar la confiabilidad de este sistema es necesario calcular las frecuencias de falla y reparación λ_T y r_T , además de la indisponibilidad U_T equivalente a los dos componentes en serie. Los índices de confiabilidad para este sistema son los siguientes:

1. Tasa de fallas del sistema: λ_T

$$\lambda_T = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (5.35)$$

2. Duración de la falla promedio del sistema: r_T

$$r_T = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (5.36)$$

3. Indisponibilidad del sistema: U_T

$$U_T = \lambda_T r_T \quad (5.37)$$

Para el caso de un sistema con n componentes en serie tenemos:

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i \quad (5.38)$$

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (5.39)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (5.40)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (5.41)$$

donde:

λ_i : Tasa de falla del elemento i, fallas/año.

r_i : Tiempo de reparación del elemento i, horas.

U_i : Indisponibilidad anual del elemento i, horas/año.

λ_T : Tasa de falla del sistema serie, fallas/año.

r_T : Tiempo de reparación total, horas.

U_T : Indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

b. Componentes en paralelo [12] [13]

Un sistema en paralelo difiere de un sistema radial en que este tiene dos o más trayectorias para el flujo de potencia, desde la subestación a los consumidores. Para evaluar la confiabilidad en este tipo de sistema considérese la Figura 5.5 que representa una combinación de dos componentes en paralelo. Se asume que los componentes son independientes y reparables.

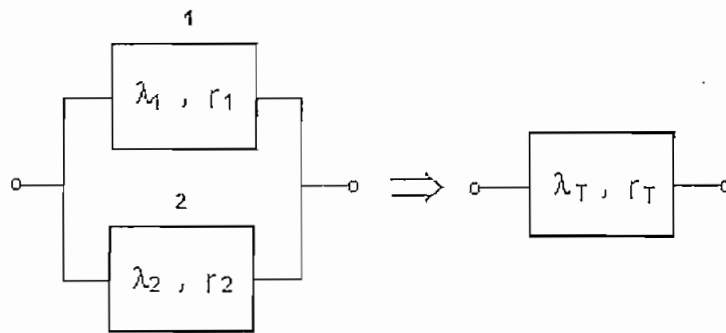


Figura 5.5- Componentes en Paralelo

Un sistema formado por dos componentes en paralelo tiene los siguientes índices de confiabilidad.

1. Tasa de fallas del sistema: λ_p

$$\lambda_T = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (5.42)$$

2. Duración de la falla promedio del sistema: r_p

$$r_T = \frac{(r_1 r_2)}{r_1 + r_2} \quad (5.43)$$

3. Indisponibilidad del sistema: U_p

$$U_T = \lambda_T r_T \quad (5.44)$$

c. Componentes serie- paralelo

Para el caso de componentes Serie - Paralelo, estos sistema pueden ser analizados por reducciones sucesivas de los subsistemas hasta un componente equivalente paralelo o serie usando, las ecuaciones halladas anteriormente tanto para componentes serie como paralelo. Este método se lo ilustra en la Figura 5.6.

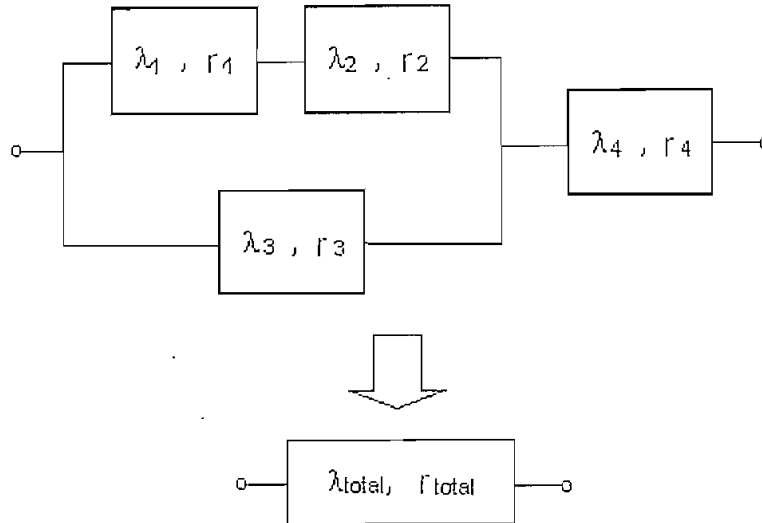


Figura 5.6- Reducción de componentes Serie- Paralelo.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento "genera" independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la Tabla 5.1.

Tipo Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

Tabla 5.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento.

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v .

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentos, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i \cdot l_i \tag{5.45}$$

donde:

λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo i , (fallas/km año)

l_i : Longitud del tramo alimentador i , (km).

λ_T : Tasa de falla tramo (fallas/año).

Entonces, la tasa de fallas total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la Tabla 4.1, es decir,

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_j^i \tag{5.46}$$

donde:

λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento i , fallas/año.

λ_j^i : cantidad de interrupciones en el elemento i , debido a falla en elemento j .

n : cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en la Tabla 4.2.

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la Tabla 4.2:

Tipo Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	$T_c+T_p+T_l$
Transferible	$T_c+T_p+T_l+T_t+T_v$
Irrestablecible	$T_c+T_p+T_l+T_r$
Irrestablecible con espera	$T_c+T_p+T_l+T_t+T_r$

Tabla 5.2 Tiempos de interrupción

$$T_i^j = \lambda_i^j \cdot r_j \quad (5.47)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (5.48)$$

donde:

λ_i^j : cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en elemento j, fallas/año.

r_j : tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, horas.

T_i^j : indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j.

T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año.

n: Cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan los índices de confiabilidad globales de la red de distribución, orientados a medir la calidad de servicio del sistema, señalados en la sección 5.6.1.

5.9 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES ACTUALES DE CONFIABILIDAD PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS EN ESTUDIO.

Este análisis esta enrumado ha encontrar los índices de confiabilidad de los tramos en los alimentadores y por ende de los consumidores debido a fallas, pues los consumidores que están conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Posteriormente se establecerán los índices globales de cada alimentador.

Para efectuar el análisis de confiabilidad de los alimentadores en estudio, las redes de los primarios se modelarán a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra, como se puede apreciar en el Anexo 5.1 en donde se representa la ubicación del equipo de seccionamiento así como también los tramos de las redes en estudio.

La designación de los elementos de protección y/o seccionamiento ubicados en los primarios es la que se indica en la Tabla 5.3.

Código	Descripción
SF	Seccionador fusible
SB	Seccionador barra
D	Disyuntor
R	Reconectador

Tabla 5.3 Designación de elementos

Cada tramo irá identificado por el elemento de protección más cercano ubicado aguas arriba del mismo, por ejemplo si el elemento de protección es el fusible SF-1 el tramo será T-1, si elemento protector es el SF-2 el tramo será T-2 y así según corresponda.

Los elementos presentes en los modelos de las redes estarán caracterizados a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación. La caracterización de elementos se la realiza más adelante.

De acuerdo a la metodología para el análisis de la confiabilidad, una vez modelada la red de distribución a través de tramos de alimentador y caracterizados sus elementos (para nuestro caso tramos y elementos de protección) se debe preparar una matriz de orden $n \times n$, siendo n el número de elementos del modelo, en donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila.

Sin embargo para los primarios asociados a la S/E Huachi, se plantearán matrices de orden $n \times m$ donde m es solamente el número de tramos del alimentador que conforman la topología de la red propuesta para el análisis de confiabilidad, esto se realiza debido a que únicamente interesa conocer la confiabilidad de los tramos pues es en donde se encuentran los usuarios, cabe indicar que al realizar esto no se está dejando de lado el efecto que provocará la falla de un elemento de protección.

5.9.1 CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS EN LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO

Esta caracterización comprende el encontrar la tasa de falla y tiempo de reparación de los tramos y elementos de protección presentes en las redes en estudio.

Para realizar la caracterización de los elementos que integran los diferentes alimentadores, la E.E.A.S.A. no dispone de registros con el detalle necesario, que permitan establecer la cantidad de fallas que se han dado en cada tramo o elemento de protección de los alimentadores en estudio.

Debido a la falta de información y considerando que una falla es igualmente probable que se presente en cualquier tramo del alimentador, una alternativa útil que se puede aplicar para caracterizar los tramos es utilizar los reportes de las interrupciones debido a fallas ocurridas en un año en todos los alimentadores que están a cargo de la E.E.A.S.A.

Utilizando los reportes de interrupciones debido a fallas disponibles para el año 2002 de todos los primarios pertenecientes a la E.E.A.S.A pero diferenciando aquellas que se produjeron en alimentadores urbanos y rurales, se calculan tasas de fallas promedio para tramos, los cuales serán aplicables a todos los alimentadores según su tipo urbano o rural, y naturalmente podrán ser utilizados sobre los asociados a la subestación Huachi.

Para establecer la condición de los diferentes tramos, ante falla de los seccionadores, se ha considerado que si el elemento de seccionamiento fallado corta el flujo de corriente hacia el punto o tramo en análisis, provoca sobre éste la condición de tramo irrestablecible, esto se lo efectúa así, debido a que los tiempos de reparación de los seccionadores son cortos, similares a los que involucra el realizar maniobras de trasposos de carga, por lo que resulta más conveniente reparar el elemento dañado.

El cálculo de la tasa de fallas promedio para tramos de alimentador se realiza utilizando la Ecuación 5.33:

$$b = \frac{m}{L.T} \quad (1/\text{km año})$$

donde:

m: cantidad de fallas ocurridas en todos los alimentadores urbanos o rurales, según el caso .

L: longitud total de las líneas urbanas o rurales concesionadas expuestas a falla, en km.

T: periodo de estudio en años.

b: número de fallas, por kilómetro por año.

l: longitud de la línea de interés.

Entonces, para tramos urbanos tenemos:

$$b = \frac{354 \text{ Fallas}}{953.29 \text{ km} \cdot 1 \text{ año}} = 0.3713 \quad \frac{\text{Fallas}}{\text{km} \cdot \text{año}}$$

Para tramos rurales se tiene:

$$b = \frac{115 \text{ Fallas}}{956.09 \text{ km} \cdot 1 \text{ año}} = 0.1203 \quad \frac{\text{Fallas}}{\text{km} \cdot \text{año}}$$

Aunque mediante este método no es posible encontrar las tasas de fallas específicas de los tramos de cada alimentador en estudio, este proceso es adecuado, ya que al estar los alimentadores ubicados en una misma área de concesión, las condiciones de falla distinguiendo primarios urbanos y rurales van a ser aproximadamente similares, por lo que los índices que se encuentren pueden aplicarse sin problema a un alimentador en particular.

Los tiempos medios de interrupción ocasionados por fallas en los tramos, se han establecido tomando en cuenta el tipo y la longitud del alimentador, así como también de información proporcionada por el personal de reparación y mantenimiento de la E.E.A.S.A acerca de los tiempos de conocimiento, preparación, trasposos y reparación de los tramos de las redes de distribución.

Para los elementos y equipos de protección, tampoco se dispone de información detallada acerca del número de fallas que han ocurrido sobre estos en un período determinado, por lo que debido a la imposibilidad de caracterizar estos elementos tomando en cuenta el comportamiento real que se ha dado a lo largo del tiempo aplicando la Ecuación 5.34, la alternativa que se adoptará es utilizar índices teóricos (tasas de fallas y tiempos de reparación) obtenidos de las Referencias 13 y 20 en base al monitoreo de equipos sometidos a similares condiciones operativas. Los índices teóricos, aunque no son datos propios de los elementos y equipos de protección instalados en los primarios en estudio al ser valores estadísticos de fallas de componentes del mismo tipo, caracterizan a estos elementos.

Las tasas de fallas y tiempos de interrupción que se aplicarán sobre los tramos y elementos de protección de los alimentadores en estudio se resumen en la Tabla 5.4.

TRAMOS SIN RECONEXIÓN	λ (fallas/km. año)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)
Tramo Urbano	0.3713	0.167	0.083	0.25	0.25	1.5	0.25
Tramo Rural	0.1203	0.167	0.083	0.667	0.417	1.0	0.417
Elementos de protección y/o seccionamiento							
ELEMENTO	λ (fallas/km. año)	r (horas)					
Disyuntor	0.003	27					
Seccionador	0.006	0.68					

Tabla 5.4 Caracterización de elementos

Los tiempos de interrupción según el estado que puedan presentar los tramos de los alimentadores, tomando en consideración los diferentes tiempos mostrados en la Tabla 5.5 son:

Tipo Elemento	Interrupciones	Tiempo interrupción (h)	
		Tramo Urbano	Tramo Rural
Normal	0	0	0
Restablecible	Tc+Tp+Tl	0.5	0.92
Transferible	Tc+Tp+Tl+Tt+Tv	1	1.75
Irrestablecible	Tc+Tp+Tl+Tr	2	1.92
Irrestablecible con espera	Tc+Tp+Tl+Tt+Tr	2.25	2.33

Tabla 5.5 Tiempos de interrupción

5.9.1.1 Modelación de la Reconexión Automática [10]

Puesto que en la metodología de evaluación de la confiabilidad señalada en el Capítulo 4, no se considera el efecto de reconexión automática, es necesario modelar esta reconexión de una manera simplificada.

En la práctica, se menciona que un 80% – 95% de todas las fallas en las redes de distribución aéreas son de naturaleza temporal. Esto implica, que de implementarse la reconexión automática, y considerando un 80% de fallas temporales; del 100% de fallas que se presentan en líneas aéreas, el 20% de estas pueden ser modeladas como la frecuencia de fallas de una línea aérea que pertenezca a las zonas de protección de los equipos con reconexión, y el 80% como la frecuencia de falla de una línea aérea que pertenezca a las zonas de protección de los equipos de seccionamiento sin reconexión. Los parámetros de cada uno de los elementos, necesarios para el análisis de confiabilidad considerando tramos con reconexión se muestran en la Tabla 5.6.

TRAMOS CON RECONEXIÓN	λ (Fallas/km. año)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)
Tramo Urbano	0.0743	0.167	0.083	0.25	0.25	1.5	0.25
Tramo Rural	0.0241	0.167	0.167	0.667	0.417	1.0	0.417

Tabla 5.6 Caracterización de tramos con reconexión automática

5.9.2 ÍNDICES ACTUALES DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO

Este análisis tiene como finalidad encontrar la tasa de fallas (λ), tiempo de interrupción (r) e indisponibilidad (U) de cada uno de los tramos de alimentador de los primarios en estudio, para posteriormente determinar sus índices globales frecuencia de interrupción (FI) y tiempo total de interrupción medio (TI). Hay que recordar que este análisis únicamente toma en cuenta las interrupciones debido a fallas en los tramos que conforman los primarios de los alimentadores. Para proceder al análisis de confiabilidad de los alimentadores, se describe la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra, como se presenta en el Anexo 5.1. Los elementos presentes en el modelo se caracterizan utilizando los parámetros frecuencia y duración de fallas mostrados en la Tabla 5.4.

En el desarrollo de este análisis para cada alimentador se especificarán: la longitud, kVA instalados y los equipos de seccionamiento ubicados en los tramos de alimentador, tomando en cuenta la posibilidad de transferir o no a otro alimentador.

Para establecer la condición de los diferentes tramos, ante falla de los seccionadores, se ha considerado que si el elemento de seccionamiento fallado corta el flujo de corriente hacia el punto o tramo en análisis, provoca sobre éste la condición de tramo irrestablecible, esto se lo efectúa así, debido a que los tiempos de reparación de los seccionadores son cortos, similares a los que involucra el realizar maniobras de trasposos de carga, por lo que resulta más conveniente reparar el elemento dañado.

Conocida la información correspondiente a los tramos de alimentador, se procede según la metodología de análisis a preparar la Matriz de Estado de orden $n \times m$, para obtener los índices de confiabilidad de los tramos, que es lo que interesa. A partir de la Matriz de Estado se determinan las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica la Tabla 5.1, los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades del servicio, además como se indica en el Capítulo 4 no existe coordinación adecuada de los seccionadores fusibles ubicados en los alimentadores por lo tanto toda falla que se produzca provocará la salida de todo el alimentador.

Índices Actuales – Alimentador Atahualpa.

En la Tabla 5.7 se presentan: la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicados en cada tramo del alimentador. Es importante recordar que el alimentador Atahualpa es urbano y sus tramos tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador en su totalidad ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador, se plantea la matriz de estado de orden 51 x 25 y siguiendo los pasos señalados en la sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, como la tasa de fallas (λ), tiempos de interrupción (r) y tiempos de indisponibilidad de servicio (U), los cuales también se presentan en la Tabla 5.7. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 5.2. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR ATAHUALPA						
Tramo	Equipos de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga-Tramo (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
T 1	D-SF1	0,352	5,0	4,072	0,557	2,269
T 2	SF- 2	1,457	352,5	4,208	0,757	3,187
T 3	SF- 3	0,280	110,0	4,865	0,681	3,312
T 4	SF- 4	0,085	0,0	4,755	0,672	3,197
T 5	SF- 5	0,515	142,5	4,871	0,730	3,554
T 6	SF- 6	0,595	362,5	4,877	0,797	3,889
T 7	SF- 7	0,640	305,0	4,877	0,803	3,914
T 8	SF- 8	0,066	37,5	4,877	0,737	3,595
T 9	SF- 9	0,077	25,0	4,877	0,738	3,601
T 10	SF -10	0,319	70,0	4,877	0,766	3,736
T 11	SF -11	0,104	25,0	4,883	0,778	3,798
T 12	SF -12	0,100	150,0	4,889	0,789	3,857
T 13	SF -13	0,643	30,0	4,871	0,744	3,625
T 14	SF -14	0,330	0,0	4,877	0,782	3,813
T 15	SF -15	1,280	732,5	4,871	0,817	3,980
T 16	SF -16	0,353	35,0	4,877	0,857	4,181
T 17	SF -17	0,466	190,0	4,877	0,870	4,244
T 18	SF -18	0,066	75,0	4,883	0,877	4,284
T 19	SF -19	0,624	235,0	4,889	0,948	4,636
T 20	SF -20	0,083	65,0	4,883	0,879	4,294
T 21	SF -21	0,321	77,5	4,883	0,906	4,426
T 22	SF -22	0,629	185,0	4,877	0,889	4,334
T 23	SF -23	1,372	275,0	4,871	0,828	4,031
T 24	SF -24	0,000	0,0	4,877	0,827	4,035
T 25	SF -25	0,177	187,5	4,883	0,909	4,437

Tabla 5.7 Resumen de índices- Alimentador Atahualpa

En la matriz de tasa de fallas para este alimentador, se observa que aparecen celdas correspondientes a los estados "T" con una doble tasa de falla. Esto se debe a que efectivamente estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos $T_c+T_i+T_p+T_t$, mientras que al final de la reparación del elemento fallado solo es necesario esperar un tiempo T_v para recuperar el servicio.

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los globales del alimentador.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 4.818 \text{ salidas / año} \quad TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 3.954 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 3.954 horas en un año, con una frecuencia de 4.818 veces en el año.

Índices Actuales – Alimentador Miraflores.

En la Tabla 5.8 se presentan: la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicados en cada tramo del alimentador. Es importante recordar que el alimentador Miraflores es urbano y sus tramos tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador en su totalidad ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador, se plantea la matriz de estado de orden 116×58 y siguiendo los pasos señalados en la sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, como la tasa de fallas (λ), tiempos de interrupción (r) y tiempos de indisponibilidad de servicio (U), los cuales también se presentan en la Tabla 5.8. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 5.2. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR MIRAFLORES						
Tramo	Equipos de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga-Tramo (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
T D	D	0.342	45	7.979	0.528	4.215
T1	SF- 1	0.602	1095	8.112	0.564	4.578
T2	SF- 2	1.088	507.5	8.118	0.632	5.132
T3	SF- 3	0.062	10	8.124	0.637	5.171
T4	SF- 4	0.270	60	8.124	0.637	5.171
T5	SF- 5	0.157	50	8.136	0.655	5.329
T6	SF- 6	0.302	150	8.124	0.653	5.305
T7	SF- 7	0.719	750	8.130	0.702	5.709
T8	SF- 8	0.849	262.5	8.124	0.716	5.815
T9	SF- 9	0.370	140	8.130	0.716	5.819
T10	SF -10	0.376	105	8.130	0.698	5.672
T11	SF -11	0.100	75	8.136	0.705	5.732
T12	SF -12	0.784	257.5	8.130	0.726	5.900
T13	SF -13	0.478	120	8.136	0.719	5.847
T14	SF -14	1.016	537.5	8.136	0.795	6.470
T15	SF -15	0.859	190	8.142	0.814	6.630
T16	SF 16	0.150	75	8.148	0.824	6.717
T17	SF -17	0.484	75	8.148	0.897	7.309
T18	SF -18	0.22	50	8.142	0.869	7.075
T19	SF -19	0.125	37.5	8.130	0.681	5.533
T20	SF -20	0.579	210	8.124	0.672	5.459
T21	SF -21	0.457	140	8.118	0.589	4.781
T22	SF -22	0.372	75	8.124	0.615	4.992
T23	SF -23	1.100	530	8.118	0.646	5.241
T24	SF -24	0.082	30	8.347	0.622	5.189
T25	SF -25	0.176	150	8.347	0.628	5.241
T26	SF -26	0.164	37.5	8.347	0.627	5.234
T27	SF -27	0.807	130	8.756	0.639	5.593
T28	SF -28	0.634	300	8.762	0.679	5.950
T29	SF -29	0.157	10	8.762	0.649	5.684
T30	SF -30	1.062	360	8.762	0.706	6.188
T31	SF -31	0.401	250	8.768	0.732	6.416
T32	SF -32	0.449	190	8.768	0.76	6.666
T33	SF -33	0.100	50	8.768	0.713	6.248
T34	SF -34	0.107	25	8.762	0.646	5.656
T35	SF -35	0.726	172.5	9.062	0.67	6.068
T36	SF -36	0.040	112.5	9.068	0.665	6.027
T37	SF -37	0.671	195	9.068	0.703	6.379
T38	SF -38	0.295	50	9.074	0.722	6.547
T39	SF -39	0.088	75	9.074	0.709	6.432
T40	SF -40	0.245	100	9.337	0.658	6.142
T41	SF -41	0.822	215	9.068	0.713	6.463
T42	SF -42	0.050	150	9.074	0.716	6.495
T43	SF -43	0.132	45	9.074	0.721	6.540
T44	SF -44	0.145	120	9.074	0.722	6.548
T45	SF -45	0.267	150	9.080	0.738	6.701
T46	SF -46	0.072	75	9.074	0.717	6.507
T47	SF -47	0.030	45	9.074	0.715	6.484
T48	SF -48	0.044	100	9.074	0.715	6.491
T49	SF -49	0.088	112.5	9.080	0.721	6.545
T50	SF -50	0.050	75	9.086	0.724	6.576
T51	SF -51	0.114	25	9.074	0.720	6.530
T52	SF -52	0.160	47.5	9.080	0.730	6.624
T36	SF -53	0.093	0	9.080	0.725	6.586
T54	SF -54	0.173	90	9.086	0.736	6.687
T55	SF -55	1.004	390	9.086	0.787	7.150
T56	SF -56	0.057	150	9.092	0.79	7.185
T57	SF -57	0.107	150	9.092	0.793	7.213

Tabla 5.8 Resumen de índices- Alimentador Miraflores

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los correspondientes a la totalidad de la red.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{kVA}_i}{\sum_i \text{kVA}_i} = 8.477 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{kVA}_i}{\sum_i \text{kVA}_i} = 5.882 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 5.882 horas en un año, con una frecuencia de 8.477 veces en el año.

Índices Actuales – Alimentador Magdalena.

En la Tabla 5.9 se presentan: la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicados en cada tramo del alimentador. Es importante recordar que el alimentador Magdalena presta servicio a áreas urbanas y sus tramos tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador en su totalidad ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador, se plantea la matriz de estado de orden 44 x 22 y siguiendo los pasos señalados en la sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, como la tasa de fallas (λ), tiempos de interrupción (r) y tiempos de indisponibilidad de servicio (U), los cuales también se presentan en la Tabla 5.9. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 5.2. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR MAGDALENA						
Tramo	Equipos de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga-Tramo (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
T D	D	0.090	25	3.370	0.518	1.746
T1	SF- 1	1.647	132.5	3.409	0.78	2.659
T2	SF- 2	1.178	155	4.027	0.824	3.319
T3	SF- 3	0.280	40	4.033	0.863	3.479
T4	SF- 4	0.576	290	4.033	0.904	3.644
T5	SF- 5	0.205	45	3.415	0.972	3.319
T6	SF- 6	0.110	0	3.415	0.798	2.725
T7	SF- 7	1.854	517.5	3.421	1.099	3.761
T8	SF- 8	0.100	112.5	3.427	1.115	3.821
T9	SF- 9	0.048	50	3.427	1.089	3.731
T10	SF -10	0.139	25	3.427	1.121	3.843
T11	SF -11	0.121	30	3.427	1.118	3.833
T12	SF -12	0.134	75	3.427	1.121	3.84
T13	SF -13	0.090	15	3.427	1.113	3.816
T14	SF -14	0.060	75	4.033	0.904	3.644
T15	SF -15	0.130	30	3.421	0.834	2.854
T16	SF -16	0.108	15	3.421	0.831	2.842
T17	SF -17	0.130	15	3.421	0.834	2.854
T18	SF -18	0.574	100	3.421	0.907	3.101
T19	SF -19	0.117	15	3.427	0.925	3.171
T20	SF -20	0.160	62.5	3.427	0.932	3.195
T21	SF -21	1.208	385	3.427	1.102	3.778

Tabla 5.9- Resumen de índices- Alimentador Magdalena

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los correspondientes a la totalidad de la red.

$$FI = \frac{\sum \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum \text{ kVA}_i} = 3.5762 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum \text{ kVA}_i} = 3.5437 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 3.5437 horas en un año, con una frecuencia de 3.5762 veces en el año.

Índices Actuales – Alimentador Santa Rosa.

En la Tabla 5.10 se presentan: la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicado en cada uno de los tramos de alimentador. Es importante recordar que el alimentador Santa Rosa es de tipo rural y sus tramos no tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador, se plantea la matriz de estado de orden 22 x 11 y siguiendo los pasos señalados en la sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, como la tasa de fallas (λ), tiempos de interrupción (r) y tiempos de indisponibilidad de servicio (U), los cuales también se presentan en la Tabla 5.10. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 5.2. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR SANTA ROSA						
Tramo	Equipos de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga-Tramo (kVA)	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
T D	D	1,459	50,0	2,094	1,038	2,174
TR	SF- 1	0,524	0,0	2,094	1,068	2,237
T2	SF- 2	4,873	562,5	2,100	1,346	2,827
T3	SF- 3	2,920	60,0	2,106	1,511	3,182
T4	SF- 4	0,763	75,0	2,100	1,081	2,270
T5	SF- 5	0,189	15,0	2,106	1,090	2,296
T6	SF- 6	0,316	810,0	2,100	1,085	2,279
T7	SF- 7	0,030	1000,0	2,100	1,069	2,244
T8	SF- 8	2,855	630,0	2,106	1,507	3,174
T9	SF- 9	0,328	20,0	2,112	1,523	3,218
T10	SF- 10	3,128	105,0	2,112	1,687	3,563

Tabla 5.10 Resumen de índices- Alimentador Santa Rosa

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los correspondientes a la totalidad de la red.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 2.1020 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 2.5914 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 2.5914 horas en un año, con una frecuencia de 2.1020 veces en el año.

Índices Actuales – Alimentador Pasa.

En la Tabla 5.11 se muestran: la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicado en cada uno de los tramos de alimentador. Es importante recordar que el alimentador Pasa es de tipo rural y sus tramos no tienen la posibilidad de ser transferidos a otro alimentador ante la ocurrencia de contingencias o debido al desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador, se plantea la matriz de estado de orden 104 x 52 y siguiendo los pasos señalados en la sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, como la tasa de fallas (λ), tiempos de interrupción (r) y tiempos de indisponibilidad de servicio (U), los cuales también se presentan en la Tabla 5.11. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 5.2. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los correspondientes a la totalidad de la red.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 17.991 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 19.830 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 19.830 horas en un año, con una frecuencia de 17.991 veces en el año.

CAPÍTULO 6

MEJORAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA EN ESTUDIO

6.1 PROPUESTA DE MEJORAS DE LAS PROTECCIONES ACTUALES.

De acuerdo a los reportes de fallas proporcionados por la E.E.A.S.A se observa que una falla en cualquier parte del alimentador ocasiona la apertura de su respectivo disyuntor lo cual indica que no existe una coordinación de los elementos aguas abajo de la subestación de distribución.

Aguas abajo de la subestación de distribución se encuentran elementos seccionadores fusibles, casi en su totalidad, dispuestos para seccionar carga de acuerdo a las normas vigentes de la E.E.A.S.A, pero no han sido seleccionados para actuar en forma adecuada en caso de fallas.

En los alimentadores se realizará la coordinación entre seccionadores fusibles y con el relé del disyuntor, además se ubicarán equipos con reconexión donde sea económicamente factible.

Con la coordinación de los seccionadores fusibles y la ubicación de nuevos equipos de protección y seccionamiento se logrará reducir la zona afectada por cada falla, así como, la frecuencia y duración de las mismas.

Más adelante se calcularán los índices de confiabilidad que se obtendrán con las mejoras propuestas en cada alimentador y el beneficio económico que esto conlleva.

6.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO PROPUESTO DE LOS ALIMENTADORES.

Al analizar la estructura de protección y seccionamiento actual de los alimentadores, se encontró que existen falencias en la selección, ubicación y coordinación de los equipos, por este motivo se propone la reubicación, cambio y coordinación de los fusibles del alimentador, la coordinación de los fusibles con el relé ubicado en la cabecera del alimentador, además se propondrá la utilización de elementos de reconexión donde sea necesario. Posteriormente se cuantificará el beneficio que los cambios y mejoras realizadas proporcionarán al sistema.

Los esquemas propuestos para los alimentadores en estudio se los ha establecido tomando en cuenta lo indicado en las normas de distribución de energía, en lo referente al seccionamiento de alimentadores primarios, además de considerar criterios relacionados con la protección y confiabilidad de redes de distribución.

El esquema propuesto de cada primario, básicamente se compone por elementos del mismo tipo que los dispuestos actualmente, ya que si bien estos no están dimensionados correctamente para proteger el primario ante fallas, la ubicación de la mayoría de ellos ofrecen condiciones favorables para la protección y el seccionamiento de las redes, entonces, solamente se consideran ciertas reubicaciones y la instalación de un reducido número de nuevos elementos y equipos, que posteriormente serán coordinados. Todas las variaciones se han realizado con miras a conseguir un adecuado seccionamiento de la red primaria, que facilite la correcta operación del sistema de protecciones e incremente la disponibilidad del servicio en los tramos de los alimentadores.

A continuación se indicarán los cambios realizados sobre la estructura actual de los alimentadores, que han servido para establecer la estructura propuesta en los mismos.

6.2.1 ESTRUCTURA PROPUESTA - ALIMENTADOR ATAHUALPA

Para el alimentador Atahualpa la estructura de seccionamiento propuesta, presenta las siguientes variaciones respecto a la estructura actual:

- Colocación del seccionador barra SB-P1 en reemplazo del seccionador fusible SF-1.- Este cambio se propone debido a que la ubicación de un seccionador fusible en el troncal, a la salida de la subestación y en serie con el disyuntor, resulta ser una disposición sin utilidad para un elemento de protección, ya que si éste fusible despeja una falla originada muy cerca de la S/E, el reemplazo del mismo involucra intervalos de tiempo considerables, mientras que todo el alimentador se encuentra sin servicio.
- Colocación del seccionador barra SB-P2 en reemplazo del seccionador fusible SF-4.- Debido a que actualmente SF-4 es usado básicamente para acciones de maniobras y traspasos, más que de protección y por encontrarse muy cerca de otros fusibles se hace dificultosa su coordinación, resulta adecuado que se lo sustituya por un seccionador tipo barra.
- Colocación del seccionador barra SB-P3 en reemplazo del seccionador fusible SF-14.- En la actualidad la función de SF-14 es básicamente para acciones de maniobras y traspasos de carga frente a contingencias, por lo que se propone sustituirlo por un seccionador tipo barra.
- Colocación del seccionador barra SB-P4 en reemplazo del seccionador fusible SF-24.- Ya que actualmente el uso de SF-24, es básicamente para acciones de maniobras y traspasos de carga frente a contingencias, se propone sustituirlo por un seccionador tipo barra.
- Debido a la necesidad de protecciones adicionales en los tramos de este alimentador, se han colocado los siguientes fusibles:
 - Colocación del seccionador fusible SF-P1 en el tramo AT25.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P2 en el tramo AT104.
- Debido a la ubicación excesiva de seccionadores fusibles en ciertos puntos de la red, se propone el retiro de los fusibles SF-12 Y SF-19.

6.2.2 ESTRUCTURA PROPUESTA - ALIMENTADOR MIRAFLORES

Para el alimentador Miraflores la estructura de seccionamiento propuesta, presenta las siguientes variaciones respecto a la estructura actual:

- Colocación del seccionador barra SB-P1 en reemplazo del seccionador fusible SF-1.- De manera similar al alimentador Atahualpa, la presencia del fusible SF-1 instalado en el troncal, a la salida de la subestación y en serie con el disyuntor, da como resultado el tener dos elementos de protección prácticamente en el mismo lugar.
- Colocación del seccionador barra SB-P2 en reemplazo del seccionador fusible SF-15.- Ya que actualmente el uso de SF-15, es básicamente para acciones de maniobras y traspasos de carga frente a contingencias, se propone sustituirlo por un seccionador tipo barra.
- Debido a las elevadas corrientes nominales esperadas y por la necesidad de estos puntos de seccionamiento para transferencias de carga, es aconsejable reemplazar los siguientes fusibles por seccionadores barra:
 - Reemplazo del fusible SF-20 por el seccionador barra SB-P3.
 - Reemplazo del fusible SF-23 por el seccionador barra SB-P4.
 - Reemplazo del fusible SF-51 por el seccionador barra SB-P6.
- Colocación del seccionador barra SB-P5 en reemplazo del seccionador fusible SF-35.- Por cuanto el seccionador fusible SF-35 está ubicado en el troncal y cerca del punto de conexión de la alimentación alternativa utilizada frente a contingencias, las ocasiones en que se realicen traspasos de carga en las condiciones más adversas, por este seccionador tendrán que circular altas corrientes, siendo conveniente reemplazarlo por un seccionador barra.
- Colocación del seccionador barra SB-P7 en reemplazo del seccionador fusible SF-53.- Por que el fusible SF-53 es utilizado básicamente para acciones de maniobras y traspasos de carga frente a contingencias, más que de protección y por encontrarse muy cerca de otros fusibles dificultando su coordinación, se propone sustituirlo por un seccionador tipo barra.

- Cambio de ubicación del seccionador fusible SF28 del tramo M133 al tramo 130.- Debido a que el fusible SF-28 actualmente se halla ubicado en una posición intermedia de un ramal lateral, se lo ha reubicado al inicio del mismo, en el tramo 130, para una mejor disposición dentro de la red.
- Debido a la ubicación excesiva de seccionadores fusibles en ciertos puntos de la red, se propone el retiro de los fusibles SF-17 Y SF-41.

6.2.3 ESTRUCTURA PROPUESTA - ALIMENTADOR MAGDALENA

Para el alimentador Magdalena la estructura de seccionamiento propuesta, presenta las siguientes variaciones respecto a la estructura actual:

- Colocación del seccionador barra SB-P1 en reemplazo del seccionador fusible SF-1.- Esto se propone, ya que la ubicación de un fusible en serie con el disyuntor a la salida de la S/E resulta ser una disposición sin utilidad de elementos de protección.
- Colocación del seccionador barra SB-P2 en reemplazo del seccionador fusible SF-6.- Debido a que actualmente la utilidad del SF-6 es básicamente para acciones de maniobras y trasposos de carga frente a contingencias, antes que de protección, resulta adecuado que se lo sustituya por un seccionador tipo barra.
- Debido a la necesidad de otros puntos de protección en los tramos de este primario, se han colocado los siguientes fusibles:
 - Colocación del seccionador fusible SF-P1 en el tramo MG63.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P2 en el tramo MG4.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P2 en el tramo MG14.

6.2.4 ESTRUCTURA PROPUESTA – ALIMENTADOR SANTA ROSA

Para el alimentador Santa Rosa la estructura de seccionamiento propuesta, presenta las siguientes variaciones respecto a la estructura actual:

- En vista que el alimentador Santa Rosa atiende a cargas ubicadas en sectores rurales muy alejados del centro de la ciudad, en donde la presencia de fallas temporales son las más comunes que afectan a la red, se propone colocar un relé de reconexión que controle la operación de disyuntor ante fallas de esta naturaleza.
- En reemplazo del reconectador R-1 el cual está operando únicamente como un interruptor debido al bloqueo de su secuencia de operación, se propone la colocación del seccionador fusible SF-P1 para propósitos de protección y seccionamiento, esto se realiza ya que para este alimentador resulta suficiente el relé de reconexión ya propuesto.
- Colocación del seccionador fusible SF-P2 en el tramo ST21, debido a la necesidad de protección en este punto, ya que aguas abajo del mismo se halla instalada una cantidad considerable de carga.

6.2.5 ESTRUCTURA PROPUESTA – ALIMENTADOR PASA

Para el alimentador Pasa la estructura de seccionamiento propuesta, presenta las siguientes variaciones respecto a la estructura actual:

- Debido a la considerable longitud de este alimentador, que ocasiona el incremento de la probabilidad de ocurrencia de fallas principalmente de naturaleza temporal, se hace necesario disponer de equipos que proporcionen reconexión automática, por lo que se propone la ubicación de un relé con la opción de temporizado para recierres automáticos, que opere el disyuntor ante fallas de esta naturaleza.
- Colocación del seccionador barra SB-P1 en reemplazo del seccionador fusible SF-1.- Esto se propone, ya que la ubicación de un fusible en serie con el disyuntor a la salida de la S/E resulta ser una disposición sin utilidad de elementos de protección.

- Cambio de ubicación del seccionador fusible SF-50 del tramo P365 al tramo P362.- El fusible SF-50 actualmente protege a una sola carga de poca capacidad, por lo que se lo reubica en el tramo P362 de tal manera que seccione y proteja una mayor cantidad de carga.
- Cambio de ubicación del seccionador fusible SF-27 del tramo P116 al tramo P105.- El fusible SF-27 actualmente protege a una sola carga de reducida capacidad, por lo que se lo ha reubicado en el tramo P105 de tal forma que proporcione protección y seccionamiento a una cantidad de carga mayor.
- Por la imposibilidad de coordinar los fusibles colocados en serie en el troncal del alimentador y facilitar la función del relé con recierres, se propone la sustitución de los siguientes seccionadores fusibles por seccionadores tipo barra:
 - Sustitución de SF-2 por SB- P2.
 - Sustitución de SF-3 por SB- P3.
 - Sustitución de SF-4 por SB- P4.
 - Sustitución de SF-5 por SB- P5.
 - Sustitución de SF-6 por SB- P6.
- Debido a la necesidad de otras protecciones se ha considerado la ubicación de los siguientes seccionadores fusibles en los siguientes tramos del alimentador:
 - Colocación del seccionador fusible SF-P1 en el tramo P44.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P2 en el tramo P217.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P3 en el tramo P236.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P4 en el tramo P198.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P5 en el tramo P322.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P6 en el tramo P289.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P7 en el tramo P210.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P8 en el tramo P203.
 - Colocación del seccionador fusible SF-P9 en el tramo P241.

Un resumen de las estructuras de seccionamiento propuestas para cada alimentador se encuentra en el Anexo 6.1, en donde los equipos de protección instalados en los mismos tienen las siguientes designaciones:

D: Disyuntor existente en la estructura actual.

R: Reconectador existente en la estructura actual.

SB: Seccionador Barra existente en la estructura actual.

SF: Seccionador Fusible existente en la estructura actual.

SB-P: Seccionador Barra propuesto en la estructura.

SF-P: Seccionador Fusible propuesto en la estructura.

Adicionalmente cualquiera de las designaciones va acompañada de un número, el cual corresponde al número de elemento de este tipo colocado dentro de cada alimentador, de esta manera los equipos a ser coordinados serán identificados en los anexos correspondientes.

6.3 MAGNITUDES DE FALLA EN LOS ESQUEMAS PROPUESTOS.

Tomando en cuenta los esquemas de protección y seccionamiento propuestos de cada uno de los alimentadores en estudio, se establecen las magnitudes de falla en los puntos de ubicación de los equipos de protección y seccionamiento, mediante la ayuda del paquete computacional DPA/G. La magnitudes de falla se presentan en el Anexo 6.2.

6.4 EQUIPAMIENTO SUGERIDO.

Para los alimentadores que sirven a zonas urbanas, los equipos sugeridos para que cumplan con las funciones de protección y seccionamiento, son los seccionadores fusibles los cuales se hallan ubicados a lo largo de cada uno de los alimentadores como se muestra en el Anexo 6.1; además para condiciones de sobrecorriente se seguirán utilizando los relés de protección de fases y del neutro que operan el disyuntor existente en el arranque de los alimentadores. Para este tipo de primarios, no se propone el uso de elementos de reconexión ya que por recorrer áreas cercanas al centro de operación de la empresa eléctrica, y por tener extensiones muy cortas, resulta más conveniente que el operador ubicado en la S/E tome las decisiones a adoptarse en caso de ocurrencia de fallas.

En el caso de los alimentadores que sirven a zonas rurales se propone que el equipo de protección y seccionamiento este compuesto por seccionadores fusibles ubicados a lo largo del alimentador como se muestra en el Anexo 6.1, además de la ubicación de equipos de reconexión.

El alimentador Santa Rosa continuará protegido por los relés que operan el disyuntor existente en el arranque del mismo, y se propondrá la instalación de un relé de reconexión que protegerá al alimentador frente a fallas temporales. El elemento de reconexión propuesto para este alimentador es el relé temporizado para recierres automáticos SPAA 345 C2 marca ABB.

Para el alimentador Pasa debido a su alto índice de interrupciones debido a fallas principalmente de naturaleza temporal, además de la necesidad de un monitoreo continuo de parámetros eléctricos, es necesaria la colocación de un dispositivo que integre las funciones de medición y protección con recierres automáticos. El equipo que cumple con los requerimiento para este primario es el relé SPAA 345C marca ABB, el cual se propone ubicarlo en la cabecera del alimentador.

6.5 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA CADA ALIMENTADOR.

Mediante la coordinación de los dispositivos de protección instalados en serie en los alimentadores analizados, se obtendrá el despeje oportuno de las fallas de naturaleza transitoria, asegurando también la mínima pérdida de carga frente a la ocurrencia de fallas permanentes.

La coordinación entre los diferentes equipos ubicados en los primarios en estudio, se realiza tomando en consideración los criterios establecidos en la Sección 4.4, para lo que se dispone de los diagramas de cada alimentador, en los cuales se da a conocer la estructura propuesta de localización de equipos de reconexión, interruptores, seccionadores tipo barra y seccionadores fusible.

Los diagramas de los alimentadores, donde se hallan indicadas las corrientes de cortocircuitos máximas y mínimas así como también las de régimen permanente para los puntos de ubicación de los equipos de protección y seccionamiento considerando la estructura propuesta, se presentan en el Anexo 6.3.

Las curvas características tiempo - corriente de los elementos de protección a ser coordinados en los distintos circuitos primarios, se encuentran en el Anexo 6.4.

- **Consideraciones Generales**

En el estudio de coordinación de los alimentadores asociados a la subestación Huachi se presentan básicamente los siguientes tipos de coordinación:

- Coordinación Fusible - Fusible.
- Coordinación Fusible - Relé de protección individual del primario.

Los fusibles que se han considerado para su uso dentro de las redes primarias, son del tipo "T", ya que por ser más lentos que los "K", facilitan la coordinación y al tener rangos más altos de corrientes permiten que se coordinen una mayor cantidad de elementos fusibles colocados en serie.

En los alimentadores rurales con el propósito de disminuir las salidas de servicio debido a fallas transitorias, se ha considerado el uso elementos de reconexión, siguiendo los parámetros establecidos en las normas de distribución de energía eléctrica.

Los relés de protección individual del alimentador que operan el disyuntor, proveerán protección tanto para fases como para el neutro, teniendo que seleccionar las curvas de operación para estos dispositivos. El relé de protección del neutro deberá censar el desbalance que existe entre las corrientes que circulan por las fases del alimentador, por lo que se convierte básicamente en una protección contra fallas monofásicas y de dos fases.

6.5.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - ALIMENTADOR ATAHUALPA

Para este alimentador los equipos de protección instalados en el troncal y ramales laterales son seccionadores fusibles, y a la salida de la subestación se dispone de un interruptor para seccionamiento, operado por los relés de protección de las fases y el neutro. El diagrama de este alimentador, donde se indican las magnitudes de falla en los puntos de coordinación, se muestra en el Anexo 6.3.

La coordinación que se establece entre un elemento protector y el elemento de respaldo se tiene en el caso de los siguientes fusibles:

- SF3, SF-5, SF-10, SF-11.
- SF3, SF-5, SF-6.
- SF3, SF-15, SF-17, SF-18.
- SF3, SF-5, SF-7.
- SF3, SF-15, SF-17, SF-20.
- SF3, SF-5, SF-8.
- SF3, SF-15, SF-17, SF-21.
- SF3, SF-5, SF-9.
- SF3, SF-15, SF-22, SF-25.
- SF3, SF-15, SF-16.
- SF3, SF-23, SF-P2.

El fusible SF-P1 no se encuentra en serie con ningún otro fusible, por lo que deberá coordinarse únicamente con el relé de la subestación que constituye el respaldo de este elemento. Conforme a los valores de carga instalada el tipo de fusible que se ajusta a las condiciones requeridas para SF-P1 es el fusible 10T.

- **Coordinación SF3, SF-5, SF-10, SF-11.**

Para la coordinación de estos elementos, comenzaremos escogiendo los fusibles adecuados para SF-11 (fusible protector), y SF-10 (fusible protegido). Según se muestra en el Anexo 6.2 tenemos que por SF11 circularán 9 amperios de corriente nominal, pero debido a la necesidad de asegurar un margen aceptable de reserva por posibles incrementos de carga, es conveniente escoger un fusible con una mayor capacidad de corriente permanente. De esta manera observando la Tabla 3.8 donde se indican los rangos de corriente permanente de los fusibles, se ha escogido para SF-11 un fusible 8T.

Para la corriente de cortocircuito máxima en el punto de ubicación de SF-11 que alcanza una magnitud de 2626 amperios, el tiempo máximo de despeje de éste, debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión de SF-10. De las curvas de coordinación presentadas en el Anexo 6.4 para los fusibles tipo T se selecciona para SF-10 (fusible protector) un fusible 50T. Los tiempos correspondientes para SF-11 y SF-10 son 0.0215 y 0.029 segundos respectivamente; efectuando la relación entre el máximo tiempo de despeje de SF-11 y el mínimo tiempo de fusión de SF-10 se tiene:

$$0.0215 / 0.029 = 0.74$$

Lo que representa un valor del 74%, dando por lo tanto una coordinación aceptable.

Continuando con la coordinación se escogerá el fusible para SF-5. Para este caso el fusible SF-10 pasa a ser el elemento protector y SF-5 el protegido

La corriente de falla para el fusible SF-10 es 2702 amperios, de la misma manera que en los casos anteriores, para esta corriente, el tiempo máximo de despeje de este elemento debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión de SF-5. De las curvas tiempo - corriente de los fusibles tipo T se selecciona para SF-10 un fusible 100T. Los tiempos correspondientes para SF-10 y SF-5 son 0.041 y 0.12 segundos respectivamente; efectuando la relación de tiempos se tiene:

$$0.041 / 0.12 = 0.34 = 34\%$$

Como se tiene un porcentaje menor al 75%, se asegura una adecuada coordinación.

Finalmente establecido el fusible SF-5 se buscará cual es el adecuado para SF-3. El fusible SF-5 es el elemento protector y SF-3 el protegido.

La corriente de falla en el punto de ubicación del fusible SF-5 es 3044 amperios, para esta corriente, el tiempo máximo de despeje de SF-5 debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión de SF-3. De las curvas tiempo - corriente de los fusibles tipo T se selecciona para SF-3 un fusible 140T. Los tiempos correspondientes para SF-5 y SF-3 son 0.125 y 0.17 segundos respectivamente, efectuando la relación de tiempos se tiene:

$$0.125 / 0.17 = 0.74$$

Lo que representa un valor del 74%, dando por lo tanto una coordinación aceptable.

La corriente máxima de cortocircuito en la ubicación de SF-3 es 3308 amperios, por lo que habiendo seleccionado para este elemento el fusible 140T, el tiempo máximo de despeje de esta corriente de falla es 0.2 segundos.

Los resultados de la coordinación realizada son presentados en la Tabla 6.1:

Coordinación SF3, SF-5, SF-10, SF-11							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-11	8T	-	-	9	-	-	-
SF-10	50T	8T	2626	13	0.029	0.0215	74
SF-5	100T	50T	2702	56	0.12	0.041	34
SF-3	140T	100T	3044	155	0.17	0.125	74
SF-3	-	140T	3308	155	-	0.2	-

Tabla 6.1 Resultados coordinación fusibles SF3, SF-5, SF-10, SF-11

Para la coordinación del resto de fusibles de este alimentador, se procede de manera similar a lo explicado anteriormente, los resultados se muestran en el Anexo 6.5.

- Coordinación fusibles – Relés. Alimentador Atahualpa

Para este caso de coordinación las curvas de máximo tiempo de despeje de los fusibles de mayor capacidad que se han previsto en el sistema, deben estar por debajo de la curva de operación del relé de protección del alimentador, para la máxima y mínima corrientes de cortocircuito detectadas por el relé, asegurando de esta manera que estos fusibles y aún los de menor capacidad, con tiempos de despeje más rápidos, operen antes que el relé, sin que se produzcan salidas innecesarias de la totalidad del primario por causa de una falla en uno de los ramales.

Para este alimentador el fusible de mayor capacidad es el 140T seleccionado para SF-3, siendo éste el que tendrá que coordinarse con el relé del primario.

Previo a la coordinación entre el fusible SF-3 como equipo protector y los relés de sobrecorriente como equipo de respaldo, se consultan las características de los relés:

El tipo de relé utilizado tanto para la protección de fases como del neutro es el CO-9, de la marca Mitsubishi en el cual, los taps disponibles en la unidad de tiempo son: 3, 4, 5 y 6. Los transformadores de corriente instalados actualmente son de relación 200/5 amperios. Para el dial máximo, el tiempo de reposición del relé es de 45 segundos, pudiendo escoger los diales dados en las curvas CO-9 del Anexo 6.4.

La corriente de carga máxima del primario es 47 amperios.

El tap permite una variación de corriente y el dial la variación del tiempo; de la selección del tap y el dial se obtiene la curva de operación del relé, la misma que debe estar por encima de la curva de operación del fusible 140T a fin de realizar la coordinación.

Con estos antecedentes se ha seleccionado el tap 5, lo que representa una corriente de $5 * 200 / 5 = 200$ amperios como corriente I_{set} , este valor debe cumplir dos condiciones:

- Ser mayor que la corriente de carga y
- Menor o igual que la corriente de relación del transformador de medida.

Para este caso 200 amperios son mayores a 47 amperios de la corriente de carga e igual a 200 amperios de la relación de transformación, condiciones que ratifican la correcta selección del tap.

El dial seleccionado debe ser el menor, de tal manera que los tiempos de variación, con la curva del fusible no sean distantes; el dial elegido es el 8.

A continuación verificaremos que la coordinación entre estos dos equipos se cumpla para la máxima y mínima corriente en el punto de ubicación de SF-3.

Para la máxima corriente de falla de fases de 3308 amperios se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{3308}{200} = 16.54$$

Para 16.54 I_{set} y utilizando el dial 8, el tiempo de despeje de relé es de 0.95 segundos, que está por encima del máximo tiempo de despeje del fusible 140T para esta corriente de falla que es de 0.2 segundos.

Para la mínima corriente de falla de 1423 amperios se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{1423}{200} = 7.12$$

Para 7.12 I_{set} y utilizando el dial 8, el tiempo de despeje de relé es de 1.35 segundos, que es mayor al tiempo de despeje del fusible 140T, equivalente a 1.0 segundos.

A más del relé de protección de las fases se continúa utilizando el relé de protección del neutro.

La regulación de la unidad instantánea efectuada para los valores de corriente de falla de fases así como del neutro son:

$$3339 / 40 = 83.48 \text{ amperios (de fases)}$$

$$2911 / 40 = 72.78 \text{ amperios (del neutro)}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para 84 amperios.

La unidad instantánea del relé del neutro será calibrada para 73 amperios.

Los valores de corriente utilizados para calibrar las unidades instantáneas de los relés, corresponden a las magnitudes de fallas trifásica y monofásica en el tramo a partir del cual los únicos elementos de protección son los relés.

Los ajustes determinados para los equipos de este alimentador se presentan en la Tabla 6.2.

RESUMEN COORDINACIÓN. ALIMENTADOR ATAHUALPA							
Equipo	Tramo	Fusibles		Equipo	Tramo	Fusibles	
SB - P1	AT4	-		SF-15	AT60	100T	
SF-3	AT9	140T		SF-16	AT74	6T	
SB - P2	AT12	-		SF-17	AT77	50T	
SF-5	AT14	100T		SF-18	AT86	10T	
SF-6	AT32	20T		SF-20	AT95	6T	
SF-7	AT43	10T		SF-21	AT83	8T	
SF-8	AT51	6T		SF-22	AT68	50T	
SF-9	AT53	6T		SF-23	AT102	50T	
SF-10	AT21	50T		SB-P4	AT110	-	
SF-11	AT23	6T		SF-25	AT72	6T	
SF-13	AT56	6T		SF-P1	AT25	10T	
SB-P3	AT59	-		SF-P2	AT104	8T	
RELÉ FASES - AL. ATAHUALPA				RELÉ NEUTRO - AL. ATAHUALPA			
Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV	Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fases	Marca	Mitsubishi	Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	5	Relé	CO91-D	TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	40	Curva	Muy Inversa	RTC=	40	Curva	Muy Inversa
Inst=	83.48	Dial	8	Inst=	72.78	Dial	8

Tabla 6.2 Resumen Coordinación Al. Atahualpa

6.5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - ALIMENTADOR MIRAFLORES

Los equipos de protección instalados en el troncal y ramales laterales de este alimentador son seccionadores fusibles y a la salida de la subestación se dispone de un interruptor para seccionamiento, operado por los relés de protección de las fases y el neutro. El diagrama de este alimentador, donde se indican las magnitudes de falla en los puntos de coordinación, se muestra en el Anexo 6.3.

Los fusibles presentes en este primario se coordinan siguiendo los criterios indicados en la Sección 4.4, como se realizó con los fusibles del alimentador Atahualpa.

La coordinación entre un elemento protector y el elemento de respaldo se tiene para los siguientes fusibles:

- SF-2, SF-3, SF-4, SF-5
- SF-2, SF-6, SF-7
- SF-2, SF-8, SF-9
- SF-2, SF-10, SF-11
- SF-2, SF-12, SF-13
- SF-2, SF-12, SF-14, SF-16
- SF-2, SF-12, SF-14, SF-18
- SF-2, SF-19
- SF-21, SF-22
- SF-27, SF-28
- SF-27, SF-29
- SF-27, SF-30, SF-31, SF-32
- SF-27, SF-30, SF-33
- SF-27, SF-34
- SF-27, SF-36
- SF-27, SF-37, SF-38
- SF-27, SF-37, SF-39
- SF-27, SF-40
- SF-27, SF-41, SF-42
- SF-27, SF-41, SF-43
- SF-27, SF-41, SF-44, SF-45
- SF-27, SF-41, SF-46
- SF-27, SF-41, SF-47
- SF-27, SF-41, SF-48, SF-50
- SF-27, SF-41, SF-52
- SF-27, SF-41, SF-54
- SF-27, SF-41, SF-55, SF-56
- SF-27, SF-41, SF-55, SF-57

La coordinación de los fusibles de este alimentador, se muestran en el Anexo 6.5.

- **Coordinación fusibles- Relés. Alimentador Miraflores.**

Para este alimentador los fusibles de mayor capacidad a tomarse en cuenta para la coordinación con el relé son el SF-2 y SF-27, para los cuales se ha seleccionado el fusible 140T.

Previo a la coordinación entre SF-2 y SF-27 como equipos protectores y los relés de sobrecorriente como equipos de respaldo, se consultan las características de los relés:

El tipo de relé utilizado tanto para la protección de fases como del neutro es el CO-9 de la marca Mitsubishi. Los transformadores de corriente instalados actualmente son de relación 250/5 amperios.

La corriente de carga máxima del primario es 143 amperios.

Para el relé de protección de fases se ha seleccionado el tap 5, lo que representa una corriente de $5 * 250 / 5 = 250$ amperios como corriente I_{set} , cumpliendo con los requisitos de ser mayor que la corriente de carga y menor o igual a la corriente de relación del transformador de medida.

El dial seleccionado debe ser el menor, de tal manera que los tiempos de variación, con la curva del fusible no sean distantes; el dial elegido es el 7.

A continuación se verifica que la coordinación entre estos dos equipos se cumpla para la máxima y mínima corriente en el punto de ubicación de SF-27, que es el fusible que tiene un mayor tiempo de despeje ante la corriente de falla en su punto de localización.

Para la máxima corriente de falla de fases de 3393 amperios se tiene:

$$N^{\circ} \text{ veces } I_{set} = \frac{3393}{250} = 13.57$$

Para 13.57 I_{set} y utilizando el dial 7, el tiempo de despeje de relé es de 0.85 segundos, que está por encima del máximo tiempo de despeje del fusible SF-27 (140T) para esta corriente de falla que es de 0.21 segundos.

Para la mínima corriente de falla de 1313 amperios se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{1313}{250} = 5.25$$

Para 5.25 Iset y utilizando el dial 7, el tiempo de despeje de relé es de 1.35 segundos, que es mayor al tiempo de despeje del fusible 140T, equivalente a 1.1 segundos.

La regulación de la unidad instantánea efectuada para los valores de corriente de falla de fases así como del neutro son:

$$3041 / 50 = 60.82 \text{ amperios (de fases)}$$

$$2519 / 50 = 50.38 \text{ amperios (del neutro)}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para 61 amperios.

La unidad instantánea del relé del neutro será calibrada para 51 amperios.

Los valores de corriente utilizados para calibrar las unidades instantáneas de los relés, corresponden a las magnitudes de fallas trifásica y monofásica en el tramo a partir del cual los únicos elementos de protección son los relés.

Los ajustes determinados para los equipos de este alimentador se muestran en el Tabla 6.3.

RESUMEN COORDINACIÓN. ALIMENTADOR MIRAFLORES							
Equipo	Tramo	Fusibles		Equipo	Tramo	Fusibles	
SB - P1	M3	-		SF-30	M144	100T	
SF-2	M8	140T		SF-31	M152	50T	
SF-3	M42	100T		SF-32	M156	6T	
SF-4	M43	50T		SF-33	M147	6T	
SF-5	M45	6T		SF-34	M161	6T	
SF-6	M47	65T		SB-P5	M30	-	
SF-7	M50	25T		SF-36	M213	6T	
SF-8	M62	40T		SF-37	M163	40T	
SF-9	M68	6T		SF-38	M172	6T	
SF-10	M74	50T		SF-39	M171	6T	
SF-11	M78	6T		SF-40	M35	6T	
SF-12	M82	80T		SF-41	M174	100T	
SF-13	M102	8T		SF-42	M191	6T	
SF-14	M87	40T		SF-43	M192	6T	
SB -P2	M95	40T		SF-44	M193	40T	
SF-16	M97	10T		SF-45	M195	6T	
SF-18	M118	6T		SF-46	M198	6T	
SF-19	M80	6T		SF-47	M199	6T	
SB-P3	M13	-		SF-48	M200	40T	
SF-21	M37	65T		SF-50	M203	6T	
SF-22	M40	6T		SB-P6	M182	-	
SB-P4	M19	-		SF-52	M209	6T	
SF-24	M121	6T		SB-P7	M183	-	
SF-25	M122	6T		SF-54	M205	6T	
SF-26	M129	6T		SF-55	M184	50T	
SF-27	M26	140T		SF-56	M210	6T	
SF-28	M130	20T		SF-57	M211	6T	
SF-29	M143	6T					
RELÉ FASES - AL. MIRAFLORES				RELÉ NEUTRO - AL. MIRAFLORES			
Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV	Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fases	Marca	Mitsubishi	Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	5	Relé	CO91-D	TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	50	Curva	Muy Inversa	RTC=	50	Curva	Muy Inversa
Inst=	60.62	Dial	7	Inst=	50.38	Dial	7

Tabla 6.3 Resumen coordinación Al. Miraflores.

6.5.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - ALIMENTADOR MAGDALENA

En el alimentador Magdalena los equipos de protección instalados a largo del troncal y ramales laterales son seccionadores fusibles y a la salida de la subestación se dispone de un interruptor para seccionamiento, operado por los relés de protección de fases y el neutro, como se muestra en el Anexo 6.3.

Para los fusibles, la coordinación entre un elemento protector y el elemento de respaldo se tienen en los siguientes casos:

- SF-P2, SF-7, SF-3, SF-12
- SF-P1, SF-5, SF-18, SF-21
- SF-2, SF-3
- SF-2, SF-4
- SF-2, SF-14
- SF-P2, SF-7, SF-8
- SF-P2, SF-7, SF-9
- SF-P2, SF-7, SF-10
- SF-P2, SF-7, SF-11
- SF-P2, SF-7, SF-13
- SF-P1, SF-5, SF-15
- SF-P1, SF-5, SF-16
- SF-P1, SF-5, SF-17
- SF-P1, SF-5, SF-18, SF-19
- SF-P1, SF-5, SF-18, SF-20

La coordinación de los fusibles de este alimentador, se muestran en el Anexo 6.5.

- **Coordinación fusibles- Relés. Alimentador Magdalena.**

Para este primario los fusibles de mayor capacidad que tendrán que tomarse en cuenta para coordinar con el relé son el SF-P1 y SF-P2, para los cuales se selecciona el fusible 140T.

Previo a la coordinación de los fusibles como equipos protectores y los relés de sobrecorriente como equipos de respaldo, se consultan las características de los relés:

El tipo de relé utilizado tanto para la protección de fases como del neutro es el CO-9 de marca Mitsubishi. Los transformadores de corriente instalados actualmente son de relación 150/5 amperios.

La corriente de carga máxima del primario es 72 amperios.

Para el relé de protección de fases se ha seleccionado el tap 5, lo que representa una corriente de $5 * 150 / 5 = 150$ amperios como corriente I_{set} , cumpliendo con los requisitos de ser mayor que la corriente de carga y menor que la corriente de relación del transformador de medida.

Para este caso 150 amperios son mayores a 72 amperios de la corriente de carga y menor o igual a 150 amperios de la relación de transformación, condiciones que ratifican la correcta selección del tap.

El dial seleccionado debe ser el menor, de tal manera que los tiempo de variación, con la curva del fusible no sean distantes; el dial elegido es el 8.

A continuación verificaremos que la coordinación entre estos dos equipos se cumpla para la máxima y mínima corriente en punto de ubicación de SF-P2, que es el elemento que presenta el mayor tiempo de despeje para la corriente de falla en su punto de ubicación.

Para la máxima corriente de falla de fases de 4308 amperios se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{4308}{150} = 28.72$$

Para 28.72 Iset y utilizando el dial 8, el tiempo de despeje de relé es de 0.8 segundos, que está por encima del máximo tiempo de despeje del fusible SF-2 (140T) para esta corriente de falla que es de 0.13 segundos.

Para la mínima corriente de falla de fases de 1465 amperios se tiene:

$$\text{N}^\circ \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{1465}{150} = 9.77$$

Para 9.77 Iset y utilizando el dial 8, el tiempo de despeje de relé es de 1.22 segundos, que es mayor al tiempo de despeje del fusible 140T, equivalente a 1.0 segundos.

La regulación de la unidad instantánea efectuada para los valores de corriente de falla de fases así como del neutro son:

$$4283 / 30 = 142.77 \text{ amperios (de fases)}$$

$$4494 / 30 = 149.80 \text{ amperios (del neutro)}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para 143 amperios.

La unidad instantánea del relé del neutro será calibrada para 150 amperios.

Los ajustes determinados para los equipos de este alimentador se muestran en el Tabla 6.4.

RESUMEN COORDINACIÓN. ALIMENTADOR MAGDALENA							
Equipo	Tramo	Fusibles		Equipo	Tramo	Fusibles	
SB - P1	MG3	-		SF-13	MG22	6T	
SF-2	MG33	50T		SF-14	MG60	6T	
SF-3	MG52	6T		SF-15	MG69	6T	
SF-4	MG43	15T		SF-16	MG72	6T	
SF-5	MG67	100T		SF-17	MG77	6T	
SB - P2	MG6	-		SF-18	MG74	50T	
SF-7	MG7	100T		SF-19	MG81	6T	
SF-8	MG17	6T		SF-20	MG79	6T	
SF-9	MG19	6T		SF-21	MG82	15T	
SF-10	MG20	6T		SF-P1	MG63	140T	
SF-11	MG21	6T		SF-P2	MG4	140T	
SF-12	MG30	6T		SF-P3	MG14	50T	
RELE FASES - AL. MAGDALENA				RELE NEUTRO - AL. MAGDALENA			
Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV	Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fases	Marca	Mitsubishi	Protección	Tierra	Marca	Mitsubishi
TAP=	8	Relé	CO91-D	TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa	RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	142.77	Dial	8	Inst=	149.80	Dial	8

Tabla 6.4 Resumen Coordinación Al. Magdalena.

6.5.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES – ALIMENTADOR SANTA ROSA

Este primario presenta instalados a largo del troncal y ramales laterales seccionadores fusibles, y a la salida de la subestación dispone de un interruptor para seccionamiento operado por el relé de reconexión, además de los relés de protección de las fases y el neutro. El diagrama de este alimentador, donde se indican las magnitudes de falla en los puntos de coordinación, se muestra en el Anexo 6.3.

La coordinación de los fusibles se efectúa siguiendo los criterios descritos en la Sección 4.4.

La coordinación que se establece entre un elemento protector y el elemento de respaldo se da para los siguientes fusibles:

- SF-P1, SF-2 ,SF-3, SF-10
- SF-4, SF-5
- SF-P1, SF-6
- SF-P1, SF-7
- SF-P1, SF-2 ,SF-8, SF-9
- SF-P1, SF-2 ,SF-P2

La coordinación de los fusibles de este alimentador, se muestra en el Anexo 6.5.

- **Coordinación fusibles- Relés. Alimentador Santa Rosa**

Para este primario el fusible de mayor capacidad que tendrá que tomarse en cuenta para coordinarse con los relés son el SF-P1 para el cual se ha seleccionado el fusible 100T.

Previo a la coordinación del fusible como equipo protector y los relés de sobrecorriente y reconexión como equipos de respaldo, se consultan las características de los relés:

El tipo de relé utilizado tanto para la protección de fases como del neutro es el CO-9 de marca Mitsubishi, mientras que para recierres automáticos se utiliza el relé SPAA 345C marca ABB. Los transformadores de corriente instalados actualmente son de relación 150/5 amperios.

La corriente de carga máxima del primario es 50 amperios.

Para el relé de protección de fases se ha seleccionado el tap 5, lo que representa una corriente de $5 * 150 / 5 = 150$ amperios como corriente I_{set} , cumpliendo con los requisitos de ser mayor que la corriente de carga y menor o igual que la corriente de relación del transformador de medida.

El dial seleccionado debe ser el menor, de tal manera que los tiempos de variación, con la curva del fusible no sean distantes; el dial elegido es el 7.

A continuación se verifica que la coordinación entre estos dos equipos se cumpla para la máxima y mínima corriente de falla en el punto de ubicación del fusible SF-P1, que es el elemento que presenta el mayor tiempo de despeje para la corriente de falla en su punto de ubicación.

Para la máxima corriente de falla de fases de 2924 amperios se tiene:

$$N^{\circ} \text{ veces } I_{set} = \frac{2924}{150} = 19.49$$

Para 19.49 Iset y utilizando el dial 7, el tiempo de despeje de relé es de 0.78 segundos, que está por encima del máximo tiempo de despeje del fusible SF-P1 (100T) para esta corriente de falla que es de 0.14 segundos.

Para la mínima corriente de falla de fases de 1191 amperios se tiene:

$$N^{\circ} \text{ veces } I_{\text{set}} = \frac{1191}{150} = 7.94$$

Para 7.94 Iset y utilizando el dial 7, el tiempo de despeje de relé es de 1.1 segundos, que es mayor al tiempo de despeje del fusible 100T, equivalente a 0.85 segundos.

La regulación de la unidad instantánea efectuada para los valores de corriente de falla de fases así como del neutro son:

$$3871 / 30 = 129.03 \text{ amperios (de fases)}$$

$$3833 / 30 = 127.77 \text{ amperios (del neutro)}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para 130 amperios.

La unidad instantánea del relé del neutro será calibrada para 128 amperios.

Los ajustes determinados para los equipos de este alimentador se muestran en el Tabla 6.5.

RESUMEN COORDINACIÓN. ALIMENTADOR SANTA ROSA							
Equipo	Tramo	Fusible		Equipo	Tramo	Fusible	
SF-2	ST6	50T		SF-8	ST14	25T	
SF-3	ST49	25T		SF-9	ST43	6T	
SF-4	ST23	65T		SF-10	ST55	10T	
SF-5	ST24	6T		SF-P1	ST3	140T	
SF-6	ST27	25T		SF-P2	ST21	8T	
SF-7	ST5	65T					
RELÉ FASES - AL. SANTA ROSA				RELÉ NEUTRO - AL. SANTA ROSA			
Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV	Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fases	Marca	Mitsubishi	Protección	Tierra	Marca	Mitsubishi
TAP=	8	Relé	CO91-D	TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa	RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	129.03	Dial	7	Inst=	127.77	Dial	7

Tabla 6.5 Resumen Coordinación Al. Santa Rosa.

6.5.5 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES - ALIMENTADOR PASA

Los equipos de protección instalados en el troncal y ramales laterales de este alimentador son seccionadores fusibles y a la salida de la subestación se dispone de un interruptor para seccionamiento operado por el relé de reconexión, además de los relés de protección de las fases y el neutro. El diagrama de este alimentador, donde se indican las magnitudes de falla en los puntos de coordinación, se muestra en el Anexo 6.3.

Los fusibles presentes en este primario se coordinan siguiendo los criterios indicados en la Sección 4.4.

La coordinación que se establece entre un elemento protector y el elemento de respaldo se da para los siguientes fusibles:

- SF-16, SF-17, SF-18
- SF-16, SF-17, SF-19
- SF-16, SF-20, SF-21
- SF-16, SF-20, SF-22
- SF-23, SF-24
- SF-23, SF-25, SF-26, SF-27
- SF-23, SF-25, SF-26, SF-28
- SF-29, SF-30
- SF-29, SF-31, SF-32
- SF-29, SF-31, SF-33
- SF-35, SF-36
- SF-35, SF-37
- SF-35, SF-38, SF-39
- SF-41, SF-P4, SF-P2
- SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P6
- SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P7
- SF-41, SF-P4, SF-42
- SF-41, SF-P3
- SF-7, SF-P9
- SF-7, SF-43, SF-44
- SF-7, SF-43, SF-45, SF-P5
- SF-7, SF-8, SF-46
- SF-7, SF-8, SF-47
- SF-7, SF-8, SF-48
- SF-7, SF-8, SF-49, SF-50
- SF-7, SF-8, SF-49, SF-51

Los seccionadores tipo barra para este primario son el SB-P1, SB-P2, SB-P3, SB-P4, SB-P5, SB-P6 y aunque estos elementos no estén coordinados permiten seccionar carga cuando se requiera.

La coordinación de los fusibles de este alimentador, se muestran en el Anexo 6.5.

- **Coordinación fusibles – Relés. Alimentador Pasa.**

Para este primario el fusible de mayor capacidad que tendrá que tomarse en cuenta para coordinarse con los relés son el SF-7 para el cual se ha seleccionado el fusible 100T.

Previo a la coordinación del fusible como equipo protector y los relés de sobrecorriente y reconexión como equipos de respaldo, se consultan las características de los relés:

Al inicio del alimentador se propone el uso de un relé digital de sobrecorriente tipo SPAA 345C marca ABB el cual nos permite elegir entre varias curvas de operación además, el mismo integra la opción de temporizado para recierres automáticos. Los transformadores de corriente instalados actualmente son de relación 200/5 amperios.

La corriente de carga máxima del primario es 78 amperios.

Para el relé de protección de sobrecorriente se ha seleccionado la curva de tipo Muy Inversa en el tap 3, lo que representa una corriente de $3 * 200 / 5 = 120$ amperios como corriente I_{set} , cumpliendo con los requisitos de ser mayor que la corriente de carga y menor o igual que la corriente de relación del transformador de medida.

El dial seleccionado debe ser el menor, de tal manera que los tiempos de variación, con la curva del fusible no sean distantes; el dial elegido es el 0.2.

A continuación se verifica que la coordinación entre estos dos equipos se cumpla para la máxima y mínima corriente de falla en el punto de ubicación del fusible SF-7, que es el elemento que presenta el mayor tiempo de despeje para la corriente de falla en su punto de ubicación.

Para la máxima corriente de falla de fases de 768 amperios se tiene:

$$N^{\circ} \text{ veces } I_{set} = \frac{768}{200} = 6.4$$

Para 6.4 Iset y utilizando el dial 0.2 el tiempo de despeje de relé es de 4.2 segundos, que está por encima del máximo tiempo de despeje del fusible SF-P1 (100T) para esta corriente de falla que es de 2 segundos.

Para la mínima corriente de falla que tiene un valor de 449 amperios, también se cumple que el tiempo de despeje del relé es mayor que el tiempo máximo de despeje del fusible SF-P1 (100 T).

La unidad instantánea del relé actuará cuando se tenga una corriente de falla de 2000 amperios.

$$2000 / 40 = 50 \text{ amperios}$$

La unidad instantánea del relé de fase será calibrada para 50 amperios.

Los ajustes determinados para los equipos de este alimentador se muestran en el Tabla 6.6.

RESUMEN COORDINACIÓN. ALIMENTADOR PASA					
Equipo	Tramo	Fusible	Equipo	Tramo	Fusible
D	P1	-	SF-31	P150	20T
SB-P1	P2	-	SF-32	P151	12T
SB-P2	P4	-	SF-33	P153	6T
SB-P3	P9	-	SF-34	P159	6T
SB-P4	P13	-	SF-35	P162	25T
SB-P5	P14	-	SF-36	P186	6T
SB-P6	P18	-	SF-37	P180	6T
SF-7	P21	100T	SF-38	P167	10T
SF-8	P24	40T	SF-39	P170	6T
SF-9	P30	12T	SF-40	P191	6T
SF-10	P42	6T	SF-41	P192	100T
SF-11	P46	6T	SF-42	P253	20T
SF-12	P47	6T	SF-43	P311	65T
SF-13	P48	6T	SF-44	P330	6T
SF-14	P51	6T	SF-45	P317	40T
SF-15	P52	6T	SF-46	P399	6T
SF-16	P53	30T	SF-47	P385	15T
SF-17	P67	15T	SF-48	P371	15T
SF-18	P70	6T	SF-49	P348	25T
SF-19	P77	6T	SF-50	P362	6T
SF-20	P58	20T	SF-51	P354	8T
SF-21	P88	6T	SF-P1	P44	6T
SF-22	P61	6T	SF-P2	P217	15T
SF-23	P99	100T	SF-P3	P236	12T
SF-24	P131	6T	SF-P4	P198	65T
SF-25	P100	65T	SF-P5	P322	20T
SF-26	P102	40T	SF-P6	P289	20T
SF-27	P105	25T	SF-P7	P210	10T
SF-28	P123	6T	SF-P8	P203	40T
SF-29	P145	30T	SF-P9	P341	6T
SF-30	P146	6T			

RELÉ SPAA 345C (ABB)					
TIEMPO CORRIENTE INVERSA			INSTANTANEO		
Tipo	Tap	Dial	Tipo	Tap	Dial
Muy Inversa	3	0,2	Tiempo Definido	16,66	0,2
RTC	40				

Tabla 6.6 Resumen Coordinación Al. Pasa.

6.6 CÁLCULO DE LOS NUEVOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Con los cambios en las estructuras de los alimentadores, nuevo equipamiento y coordinación de los elementos de protección, se procede a calcular los índices de confiabilidad como son la frecuencia de interrupción FI y el tiempo total de interrupción medio (TI) en cada tramo, así también los índices globales para esta nueva condición. Los índices serán obtenidos con el mismo método que se empleó para el cálculo de los índices actuales.

La designación de los elementos de protección y/o seccionamiento ubicados en los primarios es la que se indica en la Tabla 6.7.

Código	Descripción
SF	Seccionador fusible
SB	Seccionador barra
D	Disyuntor
R	Reconectador

Tabla 6.7 Designación de elementos

Cada designación irá acompañada de un número que ayudará a diferenciar de mejor manera los elementos. En lo referente a los tramos de alimentador, para una fácil identificación se los designará con la letra T y adicionalmente irá acompañada por un número que describe el elemento de protección instalado a lo largo del tramo, así por ejemplo, en el tramo T-1 estará instalado el fusible SF-1, en el tramo T-B1 se ubicará el seccionador barra propuesto 1, en el tramo T-P1 se colocará el seccionador fusible propuesto 1, etc.

Los elementos presentes en los modelos de las redes estarán caracterizados a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación los cuales se especificaron en el cálculo de los índices actuales de los alimentadores.

6.6.1 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD - ALIMENTADOR SANTA ROSA

Para proceder al análisis de confiabilidad de este alimentador, se describe la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra, como se presenta en el Anexo 6.6. Los elementos presentes en el modelo se caracterizan utilizando los de parámetros frecuencia y duración de fallas presentes en la Tabla 5.4.

La longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicado en cada uno de los tramos de alimentador se muestra en la Tabla 6.8; también se indica la carga instalada aguas abajo de los equipos de seccionamiento. Este alimentador es radial puro y no existe posibilidad de transferencias de carga con otros primarios.

ALIMENTADOR SANTA ROSA				
Tramo	Equipo Seccionamiento	Longitud tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
D	D	1.450	50	3327.5
2	SF-2	2.636	237.5	1377.5
3	SF-3	2.920	60	165
4	SF-4	0.763	75	90
5	SF-5	0.189	15	15
6	SF-6	0.316	810	810
7	SF-7	0.030	1000	1000
8	SF-8	2.855	630	650
9	SF-9	0.328	20	20
10	SF-10	3.128	105	105
P1	SF-P1	0.524	0	3187.5
P2	SF-P2	2.237	325	325

Tabla 6.8 Características de los tramos de alimentador

Conocida la información correspondiente a los tramos de alimentador, se procede según la metodología de análisis a preparar la matriz estado de orden 24 x 12, para obtener los índices de confiabilidad de los tramos, que es lo que nos interesa. A partir de la matriz de estado (Tabla 6.9) se determina las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica la Tabla 5.1; los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades del servicio.

	TD	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	TP1	TP2
TD	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr	lr
T2	N	lr	lr	N	N	N	N	lr	lr	lr	N	lr
T3	N	N	lr	N	N	N	N	N	N	lr	N	N
T4	N	N	N	lr	lr	N	N	N	N	N	N	N
T5	N	N	N	N	lr	N	N	N	N	N	N	N
T6	N	N	N	N	N	lr	N	N	N	N	N	N
T7	N	N	N	N	N	N	lr	N	N	N	N	N
T8	N	N	N	N	N	N	N	lr	lr	N	N	N
T9	N	N	N	N	N	N	N	N	lr	N	N	N
T10	N	N	N	N	N	N	N	N	N	lr	N	N
TP1	N	lr	lr	N	N	lr	lr	lr	lr	lr	lr	N
TP2	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	lr
D	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
SF 2	N	I	I	N	N	N	N	I	I	I	N	I
SF 3	N	N	I	N	N	N	N	N	N	I	N	N
SF 4	N	N	N	I	I	N	N	N	N	N	N	N
SF 5	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N
SF 6	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N
SF 7	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N
SF 8	N	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	N
SF 9	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N
SF 10	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N
SFP1	N	I	I	N	N	I	I	I	I	I	I	I
SFP2	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I

Tabla 6.9 Matriz de Estado del Alimentador Santa Rosa

Como se mencionó, para el análisis de confiabilidad se plantea una matriz reducida, encontrando únicamente la confiabilidad de los tramos ante la falla del resto de elementos de la red. Para el caso de los tramos que pertenecen a las zonas de protección de los equipos con reconexión automática, los estados de estos elementos mostrados en la Tabla 6.9 están acompañados por la letra r.

Para establecer la condición de los diferentes tramos, ante falla de los seccionadores, se ha considerado que si el elemento de seccionamiento fallado corta el flujo de corriente hacia el punto o tramo en análisis, provoca sobre éste la condición de tramo irrestablecible, esto se lo efectúa así, debido a que los tiempos de reparación de los seccionadores son cortos, similares a los que involucra el realizar maniobras de traspasos de carga, por lo que resulta más conveniente reparar el elemento dañado.

De acuerdo a la Tabla 5.1 (interrupciones aportadas según el tipo de elemento) se tienen las siguientes tablas con las tasas de fallas de cada tramo de alimentador.

	TD	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	TP1	TP2
T D	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
T2	0	0,063	0,063	0	0	0	0	0,063	0,063	0,063	0	0,063
T3	0	0	0,070	0	0	0	0	0	0	0,070	0	0
T4	0	0	0	0,018	0,018	0	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0,005	0	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	0,008	0	0	0	0	0	0
T7	0	0	0	0	0	0	0,001	0	0	0	0	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	0,069	0,069	0	0	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,008	0	0	0
T10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,075	0	0
TP1	0	0,013	0,013	0	0	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0
TP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,054
D	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
SF 2	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0	0,01
SF 3	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
SF 4	0	0	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0
SF 5	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0
SF 6	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0
SF 7	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0
SF 8	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,01	0	0	0
SF 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0
SF 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
SF P1	0	0,01	0,01	0	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
SF P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01
TOTAL	0,038	0,126	0,202	0,062	0,073	0,070	0,063	0,201	0,214	0,283	0,056	0,173

Tabla 6.10 Tasas de Fallas

	TD	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	TP1	TP2
T D	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
T2	0	1,92	1,92	0	0	0	0	1,92	1,92	1,92	0	1,92
T3	0	0	1,92	0	0	0	0	0	0	1,92	0	0
T4	0	0	0	1,92	1,92	0	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	1,92	0	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	1,92	0	0	0	0	0	0
T7	0	0	0	0	0	0	1,92	0	0	0	0	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	1,92	1,92	0	0	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0	1,92	0	0	0
T10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,92	0	0
TP1	0	1,92	1,92	0	0	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	0
TP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,92
D	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
SF 2	0	0,68	0,68	0	0	0	0	0,68	0,68	0,68	0	0,68
SF 3	0	0	0,68	0	0	0	0	0	0	0,68	0	0
SF 4	0	0	0	0,68	0,68	0	0	0	0	0	0	0
SF 5	0	0	0	0	0,68	0	0	0	0	0	0	0
SF 6	0	0	0	0	0	0,68	0	0	0	0	0	0
SF 7	0	0	0	0	0	0	0,68	0	0	0	0	0
SF 8	0	0	0	0	0	0	0	0,68	0,68	0	0	0
SF 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,68	0	0	0
SF 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,68	0	0
SF P1	0	0,68	0,68	0	0	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
SF P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,68

Tabla 6.11 Tiempos de interrupción

	TD	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	TP1	TP2
TD	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
T2	0	0,122	0,122	0	0	0	0	0,122	0,122	0,122	0	0,122
T3	0	0	0,135	0	0	0	0	0	0	0,135	0	0
T4	0	0	0	0,035	0,035	0	0	0	0	0	0	0
T5	0	0	0	0	0,009	0	0	0	0	0	0	0
T6	0	0	0	0	0	0,015	0	0	0	0	0	0
T7	0	0	0	0	0	0	0,001	0	0	0	0	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	0,132	0,132	0	0	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,015	0	0	0
T10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,144	0	0
TP1	0	0,024	0,024	0	0	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0
TP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,103
D	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
SF 2	0	0,004	0,004	0	0	0	0	0,004	0,004	0,004	0	0,004
SF 3	0	0	0,004	0	0	0	0	0	0	0,004	0	0
SF 4	0	0	0	0,004	0,004	0	0	0	0	0	0	0
SF 5	0	0	0	0	0,004	0	0	0	0	0	0	0
SF 6	0	0	0	0	0	0,004	0	0	0	0	0	0
SF 7	0	0	0	0	0	0	0,004	0	0	0	0	0
SF 8	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,004	0	0	0
SF 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0	0	0
SF 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0	0
SF P1	0	0,004	0,004	0	0	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
SF P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004
TOTAL	0,148	0,302	0,441	0,187	0,200	0,195	0,182	0,438	0,457	0,589	0,176	0,385

Tabla 6.12 Tiempos de indisponibilidad de servicio

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos de alimentador, experimentarán los mismos índices que éstos. En la Tabla 6.13 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a la tasa de fallas se obtiene de la fila denominada total, en la Tabla 6.10; mientras que la columna de indisponibilidad (U), es fila Total de la Tabla 6.12. El tiempo de interrupción por falla (r), se obtiene como U/λ .

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR SANTA ROSA			
TRAMO	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TD	0.038	3.903	0.148
T2	0.126	2.396	0.302
T3	0.202	2.179	0.440
T4	0.062	3.006	0.187
T5	0.073	2.747	0.200
T6	0.070	2.779	0.195
T7	0.063	2.872	0.182
T8	0.201	2.181	0.437
T9	0.214	2.129	0.457
T10	0.283	2.077	0.589
TP1	0.056	3.118	0.176
TP2	0.173	2.223	0.385

Tabla 6.13 Resumen de índices- Alimentador Santa Rosa

Una vez conocidos los índices de confiabilidad de los consumidores ubicados en los distintos tramos, estos ayudarán a establecer los referidos a la totalidad de la red.

Los índices totales para el sistema son la Frecuencia Media de Interrupción (FI) y el Tiempo Total de interrupción medio (TI), dados por las Ecuaciones (5.5) y (5.10). Según la carga instalada en cada tramo de alimentador, indicada en la Tabla 6.13 se establecen los índices FI y TI para este primario. Así entonces, los índices globales son:

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 0,1161 \text{ salidas/año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 0,2805 \text{ horas/año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red; experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 0,2805 horas en un año, con una frecuencia de 0,1161 veces en el año.

Los índices de confiabilidad globales encontrados para la estructura de seccionamiento propuesta de los alimentadores, presentan una notable mejoría respecto a los obtenidos con la estructura actual, calculados en el Capítulo 5.

6.6.2 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD - ALIMENTADOR ATAHUALPA

Para proceder al análisis de confiabilidad de este alimentador, se describe la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra, como se presenta en el Anexo 6.6.

En la Tabla 6.14 se especifican la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicado en cada uno de los tramos de alimentador; también se indica la carga instalada aguas abajo de los equipos de seccionamiento. Es importante indicar que los tramos del alimentador Atahualpa tienen la posibilidad de ser transferidos al alimentador Ficoa ante la ocurrencia de contingencias o el desarrollo de trabajos de mantenimiento en sus elementos.

ALIMENTADOR ATAHUALPA				
Tramo	Equipo Seccionamiento	Longitud tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
TD	D	0.352	5	3672.5
B1	SB-P1	0.951	112.5	3667.5
T3	SF-3	0.28	110	3315
B2	SB-P2	0.044	0	3205
T5	SF-5	0.515	142.5	1117.5
T6	SF-6	0.595	362.5	362.5
T7	SF-7	0.64	305	305
T8	SF-8	0.066	37.5	37.5
T9	SF-9	0.077	25	25
T10	SF-10	0.319	70	245
T11	SF-11	0.204	175	175
T13	SF-13	0.643	30	30
B3	SB-P3	0.33	0	0
T15	SF-15	1.28	732.5	1782.5
T16	SF-16	0.353	35	35
T17	SF-17	0.466	190	642.5
T18	SF-18	0.69	310	310
T20	SF-20	0.083	65	65
T21	SF-21	0.321	77.5	77.5
T22	SF-22	0.629	185	372.5
T23	SF-23	1.152	45	275
B4	SB-P4	0	0	0
T25	SF-25	0.177	187.5	187.5
P1	SFP1	0.506	240	240
P2	SFP2	0.22	230	230

Tabla 6.14 Características de los tramos de alimentador

Una vez conocida la información concerniente a los tramos de alimentador y siguiendo los pasos señalados en la Sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, los mismos que se presentan en la Tabla 6.15. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 6.7. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

En la matriz de tasas de fallas para este alimentador, se observa que aparecen celdas correspondientes a los estados "T" con una doble tasa de fallas. Esto se debe a que efectivamente estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos $T_c+T_l+T_p+T_t$, mientras que al final de la reparación del elemento fallado solo es necesario esperar un tiempo T_v para recuperar el servicio.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR ATAHUALPA			
TRAMO	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TD	0,490	0,973	0,477
TB1	0,627	1,701	1,066
T3	1,106	1,107	1,224
TB2	1,216	1,012	1,231
T5	1,413	1,141	1,613
T6	1,640	1,255	2,059
T7	1,657	1,263	2,092
T8	1,444	1,154	1,666
T9	1,448	1,156	1,674
T10	1,538	1,206	1,854
T11	1,619	1,241	2,010
T13	1,461	1,169	1,708
TB3	1,589	1,232	1,957
T15	1,697	1,285	2,181
T16	1,834	1,334	2,447
T17	1,876	1,349	2,531
T18	2,138	1,425	3,048
T20	1,913	1,358	2,597
T21	2,001	1,386	2,774
T22	1,937	1,369	2,652
T23	1,650	1,265	2,086
TB4	1,656	1,262	2,090
T25	2,008	1,388	2,788
TP1	0,820	1,655	1,358
TP2	1,737	1,297	2,253

Tabla 6.15 Resumen de índices- Alimentador Atahualpa

Encontrados los índices de confiabilidad para cada tramo se procede a determinar los correspondientes a la totalidad de la red.

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 1.643 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 2.165 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 2.165 horas en un año, con una frecuencia de 1.643 veces en el año.

Los índices de confiabilidad globales calculados con las propuestas incorporadas tienen una notable mejoría respecto a los hallados para la estructura actual, calculados en el Capítulo 5.

6.6.3 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD - ALIMENTADOR MIRAFLORES

Tomando en cuenta la estructura topológica de este alimentador presente en el Anexo 6.6, en la Tabla 6.16 se muestra la información concerniente a la longitud, kVA instalados y el equipo de seccionamiento ubicado en cada uno de los tramos de alimentador; también se indica la carga instalada aguas abajo de los equipos de seccionamiento. Para el desarrollo del análisis de la confiabilidad es importante indicar que los tramos de este alimentador pueden ser transferidos ante la ocurrencia de cualquier contingencia.

Una vez conocida la información correspondiente a los tramos de alimentador y siguiendo la metodología del análisis de confiabilidad señalada en la Sección 5.8 se calculan los índices de confiabilidad para los tramos, los mismos que se presentan en la Tabla 6.17. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 6.7. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR MIRAFLORES				
Tramo	Equipo Seccionamiento	Longitud tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
TD	D	0.342	45.0	9725.0
TB1	SB - P1	0.602	1095.0	9680.0
T2	SF-2	1.088	507.5	3662.5
T3	SF-3	0.062	10.0	120.0
T4	SF-4	0.270	60.0	110.0
T5	SF-5	0.157	50.0	50.0
T6	SF-6	0.302	150.0	900.0
T7	SF-7	0.719	750.0	750.0
T8	SF-8	0.849	262.5	402.5
T9	SF-9	0.370	140.0	140.0
T10	SF-10	0.376	105.0	180.0
T11	SF-11	0.100	75.0	75.0
T12	SF-12	0.784	257.5	1305.0
T13	SF-13	0.478	120.0	120.0
T14	SF-14	1.016	537.5	927.5
TB2	SF-15	0.859	190.0	390.0
T16	SF-16	0.614	150.0	150.0
T18	SF-18	0.220	50.0	50.0
T19	SF-19	0.125	37.5	37.5
TB3	SB - P2	0.579	210.0	1732.5
T21	SF-21	0.457	140.0	215.0
T22	SF-22	0.372	75.0	75.0
TB4	SB - P3	1.100	530.0	4707.5
T24	SF-24	0.082	30.0	30.0
T25	SF-25	0.176	150.0	150.0
T26	SF-26	0.164	37.5	37.5
T27	SF-27	0.436	55.0	3960.0
T28	SF-28	1.005	375.0	375.0
T29	SF-29	0.157	10.0	10.0
T30	SF-30	1.062	360.0	850.0
T31	SF-31	0.401	250.0	440.0
T32	SF-32	0.449	190.0	190.0
T33	SF-33	0.100	50.0	50.0
T34	SF-34	0.107	25.0	25.0
TB5	SB - P4	0.726	172.5	2645.0
T36	SF-36	0.040	112.5	112.5
T37	SF-37	0.671	195.0	320.0
T38	SF-38	0.295	50.0	50.0
T39	SF-39	0.088	75.0	75.0
T40	SF-40	0.245	100.0	100.0
T41	SF-41	0.822	215.0	1940.0
T42	SF-42	0.050	150.0	150.0
T43	SF-43	0.132	45.0	45.0
T44	SF-44	0.145	120.0	270.0
T45	SF-45	0.267	150.0	150.0
T46	SF-46	0.072	75.0	75.0
T47	SF-47	0.030	45.0	45.0
T48	SF-48	0.132	212.5	287.5
T50	SF-50	0.050	75.0	75.0
TB6	SB - P5	0.114	25.0	852.5
T52	SF-52	0.160	47.5	47.5
TB7	SB - P6	0.093	0.0	780.0
T54	SF-54	0.173	90.0	90.0
T55	SF-55	1.004	390.0	690.0
T56	SF-56	0.057	150.0	150.0
T57	SF-57	0.107	150.0	150.0

Tabla 6.16 Características de los tramos de alimentador

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR MIRAFLORES			
TRAMO	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TD	0,765	0,794	0,608
TB1	0,898	1,082	0,971
T2	1,523	1,205	1,835
T3	1,552	1,215	1,885
T4	1,658	1,260	2,090
T5	1,722	1,283	2,210
T6	1,641	1,257	2,063
T7	1,914	1,359	2,601
T8	1,844	1,339	2,469
T9	1,987	1,383	2,748
T10	1,674	1,460	2,445
T11	1,718	1,469	2,523
T12	1,826	1,505	2,748
T13	2,009	1,546	3,107
T14	2,528	1,450	3,666
TB2	2,534	1,637	4,148
T16	2,776	1,666	4,623
T18	2,616	1,648	4,312
T19	1,581	1,428	2,258
TB3	1,529	1,414	2,161
T21	1,074	1,172	1,259
T22	1,218	1,264	1,539
TB4	0,904	1,808	1,634
T24	1,164	1,372	1,597
T25	1,199	1,390	1,667
T26	1,194	1,388	1,658
T27	1,973	1,011	1,995
T28	2,352	1,167	2,745
T29	2,038	1,038	2,115
T30	2,374	1,174	2,787
T31	2,529	1,222	3,089
T32	2,730	1,260	3,440
T33	2,417	1,186	2,866
T34	2,019	1,029	2,078
TB5	2,141	1,154	2,470
T36	2,162	1,127	2,437
T37	2,396	1,212	2,905
T38	2,512	1,246	3,129
T39	2,435	1,222	2,975
T40	2,508	1,032	2,589
T41	2,529	1,208	3,056
T42	2,554	1,213	3,097
T43	2,584	1,222	3,158
T44	2,589	1,223	3,168
T45	2,694	1,251	3,370
T46	2,562	1,215	3,114
T47	2,546	1,210	3,082
T48	2,585	1,222	3,160
T50	2,610	1,227	3,201
TB6	2,535	1,232	3,124
T52	2,601	1,248	3,246
TB7	2,541	1,251	3,179
T54	2,612	1,268	3,312
T55	2,920	1,346	3,929
T56	2,947	1,349	3,976
T57	2,966	1,353	4,013

Tabla 6.17 Resumen de índices- Alimentador Miraflores

Los índices de confiabilidad correspondientes a toda la red primaria del alimentador Miraflores, se calculan a continuación:

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 1.983 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 2.592 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 2.592 horas en un año, con una frecuencia de 1.983 veces en el año.

Si comparamos los índices de confiabilidad calculados en el Capítulo 5 para la estructura actual de este circuito primario, con los hallados para la estructura propuesta, se observa que existe una mejoría notable de los mismos y por ende de la operación del sistema.

6.6.4 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD - ALIMENTADOR MAGDALENA

Para proceder al análisis de confiabilidad del alimentador Magdalena, se describe la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra, como se presenta en el Anexo 6.6. En la Tabla 6.18 se dan a conocer las características relacionadas con cada uno de los tramos de alimentador. Para efectuar el análisis de confiabilidad hay que tener presente que los tramos de este primario pueden ser transferidos al alimentador Atahualpa ante la ocurrencia de cualquier contingencia.

Una vez conocida la información correspondiente a los tramos de alimentador, siguiendo los pasos señalados en la Sección 5.8 se obtienen los índices de confiabilidad para los tramos, los mismos que se presentan en la Tabla 6.19. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 6.7. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR MAGDALENA				
Tramo	Equipo Seccionamiento	Longitud tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
D	D	0.09	25	2210
B1	SB - P1	0.147	0	2185
2	SF-2	1.178	155	560
3	SF-3	0.28	40	40
4	SF-4	0.576	290	290
5	SF-5	0.205	45	667.5
B2	SB - P2	0.11	0	825
7	SF-7	1.274	205	750
8	SF-8	0.1	112.5	112.5
9	SF-9	0.048	50	50
10	SF-10	0.139	25	25
11	SF-11	0.121	30	30
12	SF-12	0.02	75	75
13	SF-13	0.09	15	15
14	SF-14	0.06	75	75
15	SF-15	0.13	30	30
16	SF-16	0.108	15	15
17	SF-17	0.13	15	15
18	SF-18	0.574	100	562.5
19	SF-19	0.117	15	15
20	SF-20	0.16	62.5	62.5
21	SF-21	1.208	385	385
P1	SF-P1	0.895	102.5	770
P2	SF-P2	0.632	30	855
P3	SF-P3	0.849	312.5	387.5

Tabla 6.18 Características de los tramos de alimentador

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR MAGDALENA			
TRAMO	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
TD	0.094	1.154	0.108
TB1	0.133	1.497	0.200
T2	0.631	1.687	1.065
T3	0.741	1.722	1.277
T4	0.851	1.758	1.497
T5	0.554	1.826	1.011
B2	0.421	1.771	0.745
T7	0.900	1.884	1.695
T8	0.943	1.881	1.774
T9	0.924	1.878	1.735
T10	0.958	1.883	1.803
T11	0.951	1.882	1.789
T12	1.235	1.903	2.349
T13	0.939	1.880	1.766
T14	0.660	1.688	1.114
T15	0.608	1.828	1.112
T16	0.600	1.826	1.095
T17	0.608	1.828	1.112
T18	0.773	1.865	1.441
T19	0.822	1.863	1.532
T20	0.838	1.866	1.564
T21	1.228	1.908	2.343
TP1	0.472	1.812	0.855
TP2	0.415	1.639	0.680
TP3	1.221	1.908	2.330

Tabla 6.19 Resumen de índices- Alimentador Magdalena

Los índices correspondientes a toda la red primaria, son los que se calculan a continuación:

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{kVA}_i}{\sum_i \text{kVA}_i} = 0.923 \text{ salidas / año}$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{kVA}_i}{\sum_i \text{kVA}_i} = 1.713 \text{ horas / año}$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 1.713 horas en un año, con una frecuencia de 0.923 veces en el año.

Se puede ver que los índices calculados para las estructuras de seccionamiento propuestas, presentan una reducción de sus valores, lo que evidencia una mejor operación de los primarios.

6.6.5 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR PASA

La estructura topológica de este primario, donde se indican los diferentes tramos de alimentador separados por los dispositivos de protección y/o maniobra, se presenta en el Anexo 6.6. La información acerca de las características de cada uno de los tramos de alimentador, se muestra en la Tabla 6.20.

Por tratarse de un alimentador rural, los tramos de este primario no tienen la posibilidad de ser transferidos, aspecto que debe considerarse en el análisis.

Conocida la información concerniente a los tramos de alimentador y siguiendo la metodología del análisis de confiabilidad señalada en la Sección 5.8, se calculan los índices de confiabilidad para los tramos, los mismos que se presentan en la Tabla 6.21. La matriz de estado, se muestra en el Anexo 6.7. Las matrices de tasas de fallas, tiempos de interrupción y duración de las indisponibilidades del servicio, se plantean a partir de la matriz de estado, utilizando los datos de tasas de fallas y tiempos de interrupción, presentes en la Tabla 5.4.

ALIMENTADOR PASA				
TRAMO	Equipo de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
T D	D	0.236	0	5035
T 1	SF 1	2.298	165	5035
T 2	SF 2	3.390	275	4715
T 3	SF 3	1.565	37.5	4270
T 4	SF 4	0.619	20	3787.5
T 5	SF 5	4.383	65	3267.5
T 6	SF 6	1.370	50	2755
T 7	SF 7	2.053	15	1192.5
T 8	SF 8	1.473	35	650
T 9	SF 9	3.160	155	155
	SF 10	0.626	25	25

ALIMENTADOR PASA				
TRAMO	Equipo de Seccionamiento	Longitud Tramo (km)	Carga (kVA)	Carga Aguas Abajo (kVA)
T D	D	0.236	0	5035
T 1	SF 1	2.298	165	5035
T 2	SF 2	3.390	275	4715
T 3	SF 3	1.565	37.5	4270
T 4	SF 4	0.619	20	3787.5
T 5	SF 5	4.383	65	3267.5
T 6	SF 6	1.370	50	2755
T 7	SF 7	2.053	15	1192.5
T 8	SF 8	1.473	35	650
T 9	SF 9	3.160	155	155
T 10	SF 10	0.636	25	25
T 11	SF 11	0.293	25	25
T 12	SF 12	0.358	25	25
T 13	SF 13	0.458	50	50
T 14	SF 14	0.261	10	10
T 15	SF 15	0.163	10	10
T 16	SF 16	2.199	75	425
T 17	SF 17	2.542	55	140
T 18	SF 18	2.655	55	55
T 19	SF 19	0.815	30	30
T 20	SF 20	2.934	130	210
T 21	SF 21	0.505	30	30
T 22	SF 22	1.988	50	50
T 23	SF 23	0.291	0	500
T 24	SF 24	0.456	45	45
T 25	SF 25	2.069	60	455
T 26	SF 26	5.460	135	395
T 27	SF 27	4.684	205	205
T 28	SF 28	2.434	55	55
T 29	SF 29	2.379	35	130
T 30	SF 30	0.179	5	5
T 31	SF 31	1.140	20	90
T 32	SF 32	0.212	15	15
T 33	SF 33	2.036	55	55
T 34	SF 34	0.619	25	25
T 35	SF 35	3.778	122.5	292.5
T 36	SF 36	1.483	60	60
T 37	SF 37	0.521	15	15
T 38	SF 38	2.427	55	95
T 39	SF 39	1.592	40	40
T 40	SF 40	0.228	10	10
T 41	SF 41	3.260	140	1502.5
T 42	SF 42	4.758	210	210
T 43	SF 43	4.417	65	467.5
T 44	SF 44	0.651	40	40
T 45	SF 45	2.700	147.5	362.5
T 46	SF 46	1.875	55	55
T 47	SF 47	5.248	160	160
T 48	SF 48	4.449	165	165
T 49	SF 49	3.633	120	235
T 50	SF 50	1.352	40	40
T 51	SF 51	1.679	75	75
T 1P	SFP 1	0.679	45	45
T 2P	SFP 2	10.021	165	165
T 3P	SFP 3	2.363	140	140
T 4P	SFP 4	7.007	292.5	1222.5
T 5P	SFP 5	4.798	215	215
T 6P	SFP 6	8.239	195	195
T 7P	SFP 7	3.615	95	95
T 8P	SFP 8	7.200	265	555
T 9P	SFP 9	2.918	60	60

Tabla 6.20 Características de los tramos de alimentador

INDICES DE CONFIABILIDAD ALIMENTADOR PASA			
TRAMO	Λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
T D	0.009	10.588	0.092
T 1	0.070	2.886	0.202
T 2	0.316	1.607	0.507
T 3	0.322	1.707	0.549
T 4	0.328	1.734	0.568
T 5	0.334	2.031	0.677
T 6	0.372	1.999	0.745
T 7	0.428	1.971	0.843
T 8	0.469	1.951	0.915
T 9	0.392	1.459	0.571
T 10	0.337	1.605	0.541
T 11	0.329	1.597	0.525
T 12	0.330	1.599	0.528
T 13	0.333	1.601	0.532
T 14	0.334	1.693	0.565
T 15	0.331	1.691	0.561
T 16	0.380	1.720	0.654
T 17	0.448	1.733	0.776
T 18	0.517	1.743	0.902
T 19	0.473	1.727	0.817
T 20	0.457	1.737	0.794
T 21	0.475	1.728	0.821
T 22	0.511	1.741	0.890
T 23	0.341	1.719	0.585
T 24	0.358	1.708	0.610
T 25	0.396	1.728	0.685
T 26	0.534	1.763	0.941
T 27	0.652	1.779	1.161
T 28	0.598	1.767	1.057
T 29	0.397	1.994	0.791
T 30	0.407	1.974	0.804
T 31	0.441	1.953	0.860
T 32	0.452	1.935	0.874
T 33	0.495	1.934	0.958
T 34	0.354	2.003	0.710
T 35	0.430	1.988	0.856
T 36	0.472	1.966	0.928
T 37	0.449	1.969	0.884
T 38	0.495	1.964	0.972
T 39	0.539	1.946	1.049
T 40	0.384	1.977	0.759
T 41	0.457	1.968	0.899
T 42	0.752	1.928	1.450
T 43	0.540	1.946	1.051
T 44	0.562	1.932	1.085
T 45	0.611	1.931	1.180
T 46	0.520	1.933	1.006
T 47	0.602	1.931	1.162
T 48	0.582	1.931	1.125
T 49	0.563	1.932	1.087
T 50	0.601	1.918	1.153
T 51	0.609	1.918	1.169
T 1P	0.180	2.211	0.398
T 2P	0.879	1.926	1.693
T 3P	0.520	1.947	1.012
T 4P	0.632	1.942	1.226
T 5P	0.733	1.918	1.405
T 6P	1.015	1.918	1.946
T 7P	0.904	1.918	1.733
T 8P	0.811	1.927	1.562
T 9P	0.504	1.948	0.982

Tabla 6.21 Resumen de índices- Alimentador Pasa

Los índices de confiabilidad correspondientes a toda la red primaria del alimentador Pasa, son los que se calculan a continuación:

$$FI = \frac{\sum_i \lambda_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 0,5552$$

$$TI = \frac{\sum_i \lambda_i r_i \text{ kVA}_i}{\sum_i \text{ kVA}_i} = 1,0447$$

El Tiempo Total de interrupción medio (TI), indica que en promedio cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 1,0447 horas en un año, con una frecuencia de 0,5552 veces en el año.

Si comparamos los índices de confiabilidad calculados en el Capítulo 5 para la estructura actual de este circuito primario, con los hallados para la estructura propuesta, se observa que existe una mejoría notable de los mismos.

6.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS. (COSTO - BENEFICIO)

De los resultados encontrados podemos observar que con los cambios propuestos en la estructura de protección y/o seccionamiento de los alimentadores se obtiene una mejoría de los índices de confiabilidad.

Para justificar las ventajas que a nivel económico se conseguirán al implementar la estructura propuesta de cada alimentador, se realizará un breve análisis, que evidencia los beneficios económicos que obtendrá el distribuidor por la reducción de la energía no suministrada.

6.7.1 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para este cálculo tomamos en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales los cuales reciben el servicio a nivel de bajo voltaje e industriales que reciben el suministro eléctrico a nivel de medio voltaje, siendo estos dos tipos de usuarios los que predominan en los alimentadores.

Con respecto a los costos de restricción de energía eléctrica, se aplicará lo siguiente: "El valor de Energía No Suministrada, y se lo valorizará a 1,0 USD/kWh, que representa el Costo, para los consumidores cuyo suministro sea en bajo voltaje. Los consumidores cuyo suministro se efectúe en MV, recibirán de parte del Distribuidor, una compensación valorizada al Costo de la Energía No Suministrada de 1,5 USD/kWh". [21]

6.7.2 ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS

En todo tipo de estudio, es de suma importancia realizar este análisis, debido a que económicamente se puede decidir si es recomendable o no, el ejecutar los cambios propuestos. A continuación se presenta el análisis de las inversiones para implementar las mejoras propuestas en este proyecto, para posteriormente determinar si es o no viable.

Para efectuar este análisis se han tomado como base los precios unitarios proporcionados por la E.E.A.S.A para elementos de redes de media tensión, además de precios referenciales de los dispositivos propuestos en los alimentadores.

▪ BENEFICIOS

Para este estudio se tomarán períodos de 3 y 6 años y una tasa de interés del 10% para evaluar los ahorros (deja de perder) referido a la Energía no Suministrada. Para obtener el valor presente de este rubro se utiliza la siguiente expresión:

$$VP = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (6.1)$$

Donde:

- VP: Valor presente del ahorro (dólares).
- A: Costos anuales (dólares).
- i: Interés.
- n: Número de años.

6.7.3 AHORRO POR REDUCCIÓN DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para realizar el cálculo de la energía no suministrada se dispone del consumo promedio diario de cada alimentador, obtenido en base a los registros del sistema SCADA para los últimos meses del año 2002. A partir de la energía demandada por los usuarios conectados a cada primario, se procede a determinar la energía no suministrada tanto para la estructura de seccionamiento existente como para la propuesta de los alimentadores en estudio.

Cálculo de la Energía no Suministrada - Estructura Existente				
ALIMENTADOR	kWh - día	kWh - año	U (horas/año)	ENS (kWh-año)
Atahualpa	12987,64	4740488,6	4,044	2188,42
Miraflores	35464,86	12944673,9	5,882	8692,29
Magdalena	10895,25	3976766,25	3,544	1608,73
Santa Rosa	14639,26	5343329,9	2,591	1580,67
Pasa	15527,74	5667625,1	19,830	12829,80

Tabla 6.22 Energía no suministrada- Estructura existente

Para establecer el costo de la Energía no Suministrada, en este análisis se considerará que para el sector residencial, el valor de 1 kWh no suministrado asciende a 1 USD y 1.50 USD para el sector industrial. Los alimentadores Atahualpa, Miraflores y Pasa atienden cargas principalmente residenciales a diferencia del Magdalena y Santa Rosa donde un porcentaje de la carga es industrial; en el Magdalena el porcentaje de carga industrial es el 30%, mientras que en el Santa Rosa es el 54%.

El costo de la energía no suministrada, se determina a continuación:

$$\text{Costo de la ENS}_{AL. ATAHUALPA} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 2188.42$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL. MIRAFLORES} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 8692.29$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL. MAGDALENA} = (0.70 * \text{ENS}) * (\$1) + (0.30 * \text{ENS}) * (\$1.5) = \$ 1608.73$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL. SANTA ROSA} = (0.46 * \text{ENS}) * (\$1) + (0.54 * \text{ENS}) * (\$1.5) = \$ 1580.67$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL. PASA} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 12829,80$$

Estos costos tendrán que ser reducidos por medio de las mejoras implementadas en los alimentadores, donde la inversión que se realice para reducir estos costos tendrá que ser retribuidas a través de la disminución de los tiempos de indisponibilidad de los tramos de la red.

Cálculo de la Energía no Suministrada - Estructura Propuesta				
ALIMENTADOR	kWh - día	kWh - año	U (horas/año)	ENS (kWh-año)
Atahualpa	12987,64	4740488,6	2,165	1171,59
Miraflores	35464,86	12944673,9	2,592	3830,20
Magdalena	10895,25	3976766,25	1,713	777,65
Santa Rosa	14639,26	5343329,9	0,756	461,32
Pasa	15527,74	5667625,1	1,044	675,46

Tabla 6.23 Energía no suministrada- Estructura propuesta

El costo de la energía no suministrada para la estructura de seccionamiento propuesta de los alimentadores, se determina a continuación:

$$\text{Costo de la ENS}_{AL.ATAHUALPA} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 1171.59$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL.MIRAFLORES} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 3830.20$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL.MAGDALENA} = (0.70 * \text{ENS}) * (\$1) + (0.30 * \text{ENS}) * (\$1.5) = \$ 894.30$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL.SANTA ROSA} = (0.46 * \text{ENS}) * (\$1) + (0.54 * \text{ENS}) * (\$1.5) = \$ 585.88$$

$$\text{Costo de la ENS}_{AL.PASA} = (\text{ENS}) * (\$1) = \$ 675.46$$

En la siguiente tabla se comparan los costos de Energía no Suministrada, y se determina el ahorro obtenido en cada alimentador.

Alimentador	Costo ENS (USD/kWh)		Ahorro (USD)
	Estr.existente	Estr. Propuesta	
Atahualpa	2188,42	1171,59	1016,82
Miraflores	8692,29	3830,20	4862,08
Magdalena	1850,04	894,30	955,74
Santa Rosa	2007,46	585,88	1421,58
Pasa	12829,80	675,46	12154,34

Tabla 6.24 Comparación de costos de Energía no Suministrada

Los valores presentes de los ahorros obtenidos en cada alimentador, considerando períodos de 3 y 6 años y una tasa de interés del 10% son los siguientes:

Alimentador	Anualidad (USD/año)	VALOR PRESENTE VP	
		3 años	6 años
Atahualpa	1016,82	2528,68	4428,51
Miraflores	4862,08	12091,27	21175,63
Magdalena	955,74	2376,78	4162,50
Santa Rosa	1421,58	3535,26	6191,35
Pasa	12154,34	30226,05	52935,32

Tabla 6.25 Valores presentes de ahorros obtenidos

6.7.4 INVERSIONES

Construcción de red.- Para la determinación de este monto, se ha tomado en cuenta el transporte, tendido, ensamblaje de estructuras, herramientas, transporte de postes, excavación de huecos, erección de postes, etc.

Costos de materiales.- Dentro de este ítem, están contemplados todos los materiales utilizados en la implementación de los cambios propuestos, es decir: portafusibles, tirafusibles, estructuras, conductores, etc.

En la Tabla 6.26 se muestra el presupuesto referencial para el alimentador Atahualpa.

PRESUPUESTO REFERENCIAL - AL. ATAHUALPA				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	6	59,98	359,88
2	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	26	1,34	34,84
3	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	3	2,57	7,71
4	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	12	4,85	58,20
5	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	9	9,84	88,56
6	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	12	102,65	1231,80
7	Mano de obra incluido transporte	-	-	340,00
8	Otros	-	-	220,00
			TOTAL	2340,99

Tabla 6.26 Presupuesto Referencial- Alimentador Atahualpa

Por lo tanto se requieren 2.340,99 dólares para implementar lo propuesto para este alimentador.

En la Tabla 6.27 se muestra el presupuesto referencial para el alimentador Miraflores.

PRESUPUESTO REFERENCIAL - AL. MIRAFLORES				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	0	59,98	0,00
2	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	66	1,34	88,44
3	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	21	2,57	53,97
4	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	18	4,85	87,30
5	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	18	9,84	177,12
6	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	21	102,65	2155,65
7	Mano de obra incluido transporte	-	-	550,00
8	Otros	-	-	320,00
			TOTAL	3432,48

Tabla 6.27 Presupuesto Referencial- Alimentador Miraflores

Por lo tanto se requieren 3.432,48 dólares para implementar lo propuesto para este alimentador.

En la Tabla 6.28 se muestra el presupuesto referencial para el alimentador Magdalena.

PRESUPUESTO REFERENCIAL - AL. MAGDALENA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	9	59,98	539,82
2	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	28	1,34	37,52
3	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	0	2,57	0,00
4	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	9	4,85	43,65
5	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	12	9,84	118,08
6	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	6	102,65	615,90
7	Mano de obra incluido transporte	-	-	320,00
8	Otros	-	-	180,00
			TOTAL	1854,97

Tabla 6.28 Presupuesto Referencial- Alimentador Magdalena

Por lo tanto se requieren 1.854,97 dólares para implementar lo propuesto para este alimentador.

En la Tabla 6.29 se muestra el presupuesto referencial para el alimentador Santa Rosa.

PRESUPUESTO REFERENCIAL - AL. SANTA ROSA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	6	59,98	359,88
3	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	6	1,34	8,04
4	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	7	2,57	17,99
5	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	9	4,85	43,65
6	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	3	9,84	29,52
7	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	0	102,65	0,00
8	Relé temporizado para recierres automáticos SPAA 345C2	1	3000,00	3000,00
9	Mano de obra incluido transporte	-	-	210,00
10	Otros	-	-	380,00
			TOTAL	4049,08

Tabla 6.29 Presupuesto Referencial- Alimentador Santa Rosa

Por lo tanto se requieren 4.049,08 dólares para implementar lo propuesto para este alimentador.

Para el alimentador Pasa se realizan dos presupuestos referenciales, en el primero solamente se toman en cuenta los costos del mejoramiento del sistema de protecciones y se muestra en la Tabla 6.30, mientras que en el segundo se añaden los costos referentes para alcanzar niveles de voltajes adecuados en los puntos críticos del alimentador el cual se presenta en la Tabla 6.31.

PRESUPUESTO REFERENCIAL 1 - AL. PASA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	11	59,98	659,78
2	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	34	1,34	45,56
3	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	16	2,57	41,12
4	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	5	4,85	24,25
5	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	7	9,84	68,88
6	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	18	102,65	1847,70
7	Relé de sobrecorriente feeder terminal con temporizado para recierres automáticos	1	7000,00	7000,00
8	Mano de obra incluido transporte	-	-	650,00
9	Otros	-	-	1040,00
			TOTAL	11377,29

Tabla 6.30 Presupuesto Referencia 1 - Alimentador Pasa

PRESUPUESTO REFERENCIAL 2 - AL. PASA				
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	Portafusible seccionador 200 Amp. 15 kV.	11	59,98	659,78
2	Tirafusible tipo T (6T - 15T)	34	1,34	45,56
3	Tirafusible tipo T (20T - 40T)	16	2,57	41,12
4	Tirafusible tipo T (50T - 65T)	5	4,85	24,25
5	Tirafusible tipo T (80T - 200T)	7	9,84	68,88
6	Portafusible seccionador unipolar barra 300 Amp. 15 kV	18	102,65	1847,70
7	Relé de sobrecorriente feeder terminal con temporizado para recierres automáticos	1	7000,00	7000,00
8	Regulador de voltaje 40 kVA - 50 A - 7967 V	3	8000,00	24000,00
9	Cable de Al. Desnudo tipo ACSR # 1/0 AWG	13347	0,51	6806,97
10	Estructura trifásica CP	75	109,69	8226,75
11	Mano de obra incluido transporte	-	-	1420,00
12	Otros	-	-	5200,00
			TOTAL	55341,01

Tabla 6.31 Presupuesto Referencial 2 - Alimentador Pasa

Por lo tanto se requieren 11.377,29 dólares para implementar lo propuesto para el mejoramiento del sistema de protecciones y 55.341,01 dólares si se añaden los costos de las acciones tomadas para alcanzar niveles de voltaje adecuados en el alimentador.

6.7.5 RELACIÓN COSTO - BENEFICIO

Está expresado por la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{B-D}{C}$$

Donde:

- B: Ventajas o Beneficios económicos de un proyecto.
- C: Gastos que exige un proyecto.
- D: Desventajas.

Es decir, si la relación $B/C > 1$ la inversión es rentable caso contrario provoca pérdidas.

La relación costo – beneficio total para el alimentador Atahualpa se indica en la Tabla 6.32.

Alimentador Atahualpa			
	VP (\$)	Inversión	B/C
3 años	2528,68	2340,99	1,08
6 años	4428,51	2340,99	1,89

Tabla 6.32 Relación Costo – Beneficio Total. Alimentador Atahualpa

La relación costo – beneficio total para el alimentador Miraflores se indica en la Tabla 6.33.

Alimentador Miraflores			
	VP (\$)	Inversión	B/C
3 años	12091,27	3432,48	3,52
6 años	21175,63	3432,48	6,17

Tabla 6.33 Relación Costo – Beneficio Total. Alimentador Miraflores

La relación costo – beneficio total para el alimentador Magdalena se indica en la Tabla 6.34.

Alimentador Magdalena			
	VP (\$)	Inversión (\$)	B/C
3 años	2376,78	1854,97	1,28
6 años	4162,50	1854,97	2,24

Tabla 6.34 Relación Costo – Beneficio Total. Alimentador Magdalena

La relación costo – beneficio total para el alimentador Santa Rosa se indica en la Tabla 6.35.

Alimentador Santa Rosa			
	VP (\$)	Inversión (\$)	B/C
3 años	3535,26	4049,08	0,87
6 años	6191,35	4049,08	1,53

Tabla 6.35 Relación Costo – Beneficio Total. Alimentador Santa Rosa

Las relaciones costo – beneficio total para el alimentador Pasa para los dos casos previamente explicados se indican en las Tablas 6.36 y 6.37.

Alimentador Pasa			
	VP (\$)	Inversión (\$)	B/C
3 años	30226,05	11377,29	2,66
6 años	52935,32	11377,29	4,65

Tabla 6.36 Relación Costo – Beneficio Total 1. Alimentador Pasa

	Alimentador Pasa 2		
	VP (\$)	Inversión (\$)	B/C
3 años	30226,05	55341,01	0,55
6 años	52935,32	55341,01	0,96
10 años	74683,15	55341,01	1,35

Tabla 6.37 Relación Costo – Beneficio Total 2. Alimentador Pasa

De acuerdo a la relación Costo Beneficio de los alimentadores Atahualpa, Miraflores y Magdalena se observa que las inversiones a realizarse para reducir los tiempos de indisponibilidad en los primarios son rentables para los dos períodos de estudio.

La relación Costo Beneficio del alimentador Santa Rosa muestra que para el período de tres años no se recupera la inversión realizada, siendo rentable a partir del cuarto año.

En el alimentador Pasa la relación Costo Beneficio muestra que al implementarse únicamente las mejoras del sistema de protecciones, la inversión es rentable para tres y seis años, mientras que si se consideran las acciones a tomarse para alcanzar niveles de voltaje adecuados esta resulta rentable a partir del séptimo año.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

El trabajo desarrollado ha cumplido con el objetivo propuesto: analizar el sistema de protecciones existente de los alimentadores asociados a la S/E Huachi, así como estudiar el estado de operación, proponiendo mejoras que contribuirán a conseguir condiciones operativas adecuadas e incrementar la confiabilidad en el suministro de energía.

Las conclusiones de este trabajo son las siguientes:

1. El estado de operación actual de los alimentadores Atahualpa, Miraflores, Magdalena y Santa Rosa no presenta problemas. El alimentador Pasa debido a su gran longitud tiene caídas de voltaje considerables, provocando que los usuarios conectados a este alimentador no tengan un servicio que cumpla con los límites establecidos por el CONELEC.
2. Las fallas que con mayor frecuencia afectan a los tramos de los alimentadores estudiados, se deben a: deterioro del equipo, aplicación incorrecta del equipamiento, a operaciones inconvenientes y a causas no identificadas.
3. Las deficiencias en la selectividad de las protecciones de los alimentadores primarios estudiados, determinan que las pérdidas del servicio se presenten en un número mayor de clientes que el estrictamente necesario, ocasionando elevadas indisponibilidades para los consumidores conectados en los distintos tramos y consecuentemente deteriorando los índices globales de confiabilidad de cada primario. Esta afirmación se pone en evidencia cuando los registros muestran que casi la totalidad de fallas en las redes primarias ocasionan la salida de todo el alimentador por apertura del disyuntor.

4. En algunos casos, la ubicación y las características de los equipos de protección y/o seccionamiento existentes en los primarios del estudio, no reúnen las condiciones adecuadas para lograr selectividad y coordinación.
5. El alto número de fusibles en serie, en ciertos casos, determina valores nominales muy grandes para lograr coordinación; por esta razón fue necesario reducir el número de fusibles en serie, manteniendo seccionadores barra solamente en los sitios en que se requieren para transferencias de carga.
6. Los registros de interrupciones debido a fallas no tienen la información necesaria para precisar el punto en donde ocurren, lo cual es un inconveniente para realizar un estudio de confiabilidad más profundo que el presentado.
7. Atendiendo aspectos de confiabilidad y de condiciones de operación del sistema de protecciones de los alimentadores, se demostró que se obtienen beneficios, los mismos que en valor presente dan relaciones beneficio/costo entre 1.53 y 4.65 para un período de análisis de seis años. Para el caso del alimentador Pasa, en el cual además de las inversiones para el mejoramiento de las protecciones, se añaden las destinadas a mejorar el nivel de voltaje, se obtiene una relación beneficio /costo de 1.35 para un período de diez años.

7.2 RECOMENDACIONES

De las necesidades encontradas en el desenvolvimiento del proyecto, así como de las conclusiones han permitido hacer las siguientes sugerencias:

1. En el alimentador Pasa se recomienda el cambio de un tramo monofásico del alimentador a trifásico; con esto se consigue balancear adecuadamente la carga. Además, se recomienda colocar reguladores de voltaje en el troncal trifásico del alimentador, dos kilómetros antes de llegar a la parroquia Juan Benigno Vela en el sector de Cruzhuaycu, con lo cual se logra mantener un nivel de voltaje cumpliendo el Reglamento del CONELEC.

2. Se recomienda realizar una revisión del estudio de la coordinación de las protecciones en la subtransmisión, para ampliar el margen de coordinación de los equipos de media tensión; tomando en cuenta, inclusive, las calibraciones de TRANSELECTRIC, a fin de ampliar el rango de la coordinación de los equipos de protección de la subtransmisión y distribución.
3. La E.E.A.S.A debe disponer de programas digitales que permitan establecer estados de operación, calcular corrientes de cortocircuito, y otros, a fin de disponer de las herramientas fundamentales que faciliten el análisis de los sistemas de distribución.
4. El mantenimiento de las redes de distribución debe ser realizado periódicamente con personal adecuadamente capacitado, de esta forma se logrará reducir el número de fallas que se presentan en las redes.
5. El control de los equipos de trabajo para mantenimiento preventivo y correctivo así como la motivación de su personal incide directamente en el tiempo necesario para volver a un estado normal de operación cuando se presentan fallas.
6. En lo que respecta al registro de interrupciones, la E.E.A.S.A debe detallar de mejor manera la información recopilada, de tal forma que al ocurrir una falla sea fácilmente identificable el origen, la causa y el elemento que operó, esto permitirá establecer la tendencia al fallo que tienen cada uno de los elementos de la red, que es información necesaria para el análisis de la confiabilidad de sistemas de distribución.
7. Este estudio demuestra la necesidad de realizar un análisis periódico del sistema de protecciones, verificando la ubicación de los equipos y su adecuada coordinación, a fin de asegurar selectividad y seguridad en su operación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] WESTINGHOUSE, "Distribution Systems: Electric Utility Engineering Reference Book", Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, Pa., U.S.A., 1965.
- [2] ONTARIO HYDRO, "Distribution Technical Guide".
- [3] CONELEC, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación N° CONELEC – 004/01, Dirección electrónica: www.conelec.gov.ec, Mayo, 2001.
- [4] MASON, Russell. "El arte y la ciencia de la protección por relevadores", México.
- [5] BRAND, Luis. - MONCADA, Juan. "Protecciones de sistemas eléctricos", Santiago de Chile, 1976.
- [6] INECCEL, "Protección y seccionamiento de líneas de distribución", Guía de Aplicación Boletín DC4, Programa de Electrificación rural, Quito, 1980.
- [7] ABB, "Distribution Protection Unit", Catálogo, USA, 2001.
- [8] ABB, "PRICOM Automation System", Catálogo, USA, 2001.
- [9] NU-LEC, "Interruptores Automáticos Reconectores", Catálogo, 1998.
- [10] VÉLEZ, Claudio. "Evaluación del seccionamiento en redes de distribución mediante Índices de confiabilidad y costos", Escuela Politécnica Nacional, 1988.
- [11] EEASA, "Guías de Diseño", Redes Aéreas, EEASA, 1995.

- [12] **BILLINTON, Roy.** "Power system reliability evaluation", Gordon and Breach, science publishers, New York, US, 1970.
- [13] **MENA, Alfredo.** "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1983.
- [14] **ARRAIGADA, Aldo.** "Evaluation and Improvement of Reliability Indexes in Electric Distribution System", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Antofagasta Chile, 1994.
- [15] **IEEE,** "IEEE Recommended practice for protection y coordination of industrial y commercial power systems", New York, US, 1975.
- [16] **McGRAW-EDISON COMPANY,** "Distribution System Protection Manual", Bulletin N° 71022.
- [17] **GONEN – TURAN,** "Electronic Power Distribution System Engineering", McGraw- Hill, New York, US, 1986.
- [18] **IEEE,** "Proposed Definition of terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions".
- [19] **CIER,** "Interrupciones de Suministro, Manual de Estadística CIER para distribución".
- [20] **MONCAYO, Antonio.** "Análisis de Confiabilidad en sistemas Eléctricos de Distribución", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1987.
- [21] **CONELEC.** "Anexo 5 del Contrato de Concesión.- Procedimiento para la aplicación de compensaciones de los consumidores finales por incumplimientos de la calidad del servicio de distribución", Quito, 2001.

ANEXO 1.1

REGULACIÓN N° CONELEC - 004/01

Calidad del Servicio Técnico

REGULACIÓN N° CONELEC – 004/01

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

Con el propósito de garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico. En nuestro país el máximo organismo regulador es el Consejo Nacional de Electrificación el cual a través de los índices y parámetros que se establecen en su REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01, vigila el cumplimiento de los niveles de calidad de servicio, que involucra diferentes aspectos de control, dentro de los cuales se halla incluida la calidad del servicio técnico, que es objeto de nuestro estudio. Los aspectos relevantes, así como también los tipos de índices y valores admisibles, señalados en esta regulación, referentes a la calidad del servicio técnico de distribución, se los resume a continuación:

- Sistema de control

El control de la calidad del servicio técnico prestado se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción. Este control se lo realiza por subetapas.

Durante la subetapa 1 que tiene una duración de 24 meses, se efectúan controles en función a índices globales para el distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de medio voltaje MV.

En la subetapa 2 la cual inicia al finalizar la subetapa 1, con una duración indefinida, los indicadores se calculan a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control es anual, por tanto, los Distribuidores presentan informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes. Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectúan para cada mes del año considerado y para el año completo.

La tarea del levantamiento de la información necesaria para la determinación de los índices de calidad en las diversas etapas de control, será responsabilidad del Distribuidor.

- **Interrupciones a ser Consideradas**

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se consideran todas las interrupciones programadas y no programadas que ocurren en el sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se consideran las interrupciones de un consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros consumidores. Tampoco se consideran para el cálculo de los índices, pero sí se registran, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deben ser notificadas al CONELEC.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

- **Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1**

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en bajo voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computan las interrupciones originadas en la red de Bajo Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquéllas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calculan los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV.

▪ Índices Subetapa 1

Los índices de calidad se calculan para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{Inst}}$$

$$FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVAfs_{iA_j}}{kVA_{Inst}}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{Inst}}$$

$$TTIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVAfs_{iA_j} * Tfs_{iA_j}}{kVA_{InstA_j}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i kVAfs_i$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_{i=1}^{A_j} kVAfs_{iA_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.

kVAfs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

kVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d: Red de distribución global

A_j: Alimentador primario de medio voltaje "j"

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

▪ Límites Subetapa 1

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Las definiciones y fórmulas de cálculo para los índices FAIc y DAIc se detallan posteriormente, sin embargo, los valores límites admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Consumidor	Índice	Valor
Suministro En AV	Lim FAIc	6,0
	Lim DAIc	4,0
Suministro En MV	Lim FAIc	10,0
	Lim DAIc	24,0

- Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controla al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que permitan la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

▪ Índices Subetapa 2

Los índices de calidad antes indicados, se calculan mediante las siguientes fórmulas:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$DAIc = \sum_i (K_i * d_{ic})$$

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

▪ Límites Subetapa 2

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

Índice	Lim FAlc	Lim DAic
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

En las dos subetapas de control debe procederse al cálculo de la energía no suministrada.

Fuera de lo que es la calidad del servicio técnico, a continuación se establecen los límites de las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal, que también serán necesarios conocer para la elaboración del presente proyecto.

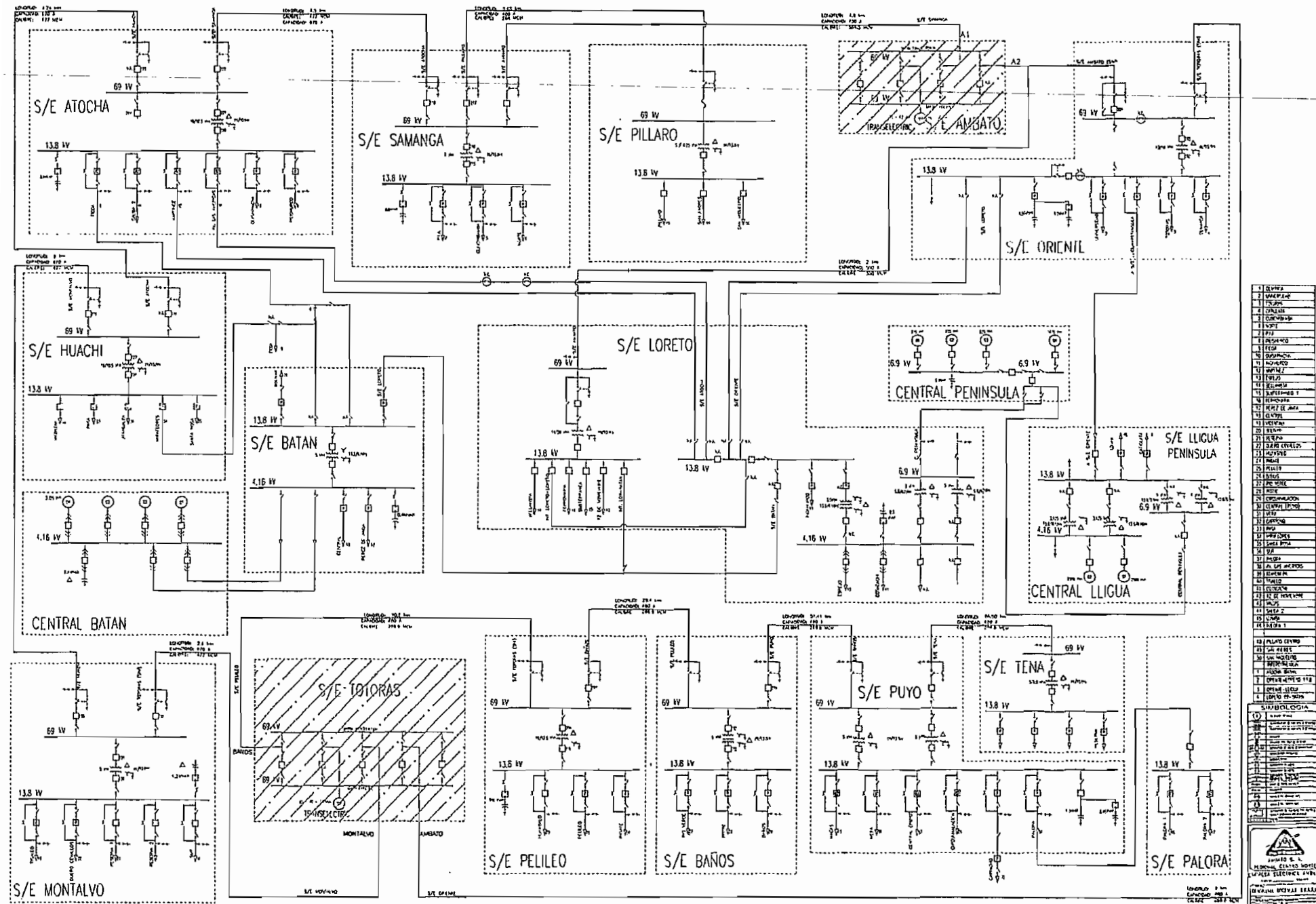
	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	7,0 %	5,0 %
Medio Voltaje	10,0 %	8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	10,0 %	8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	13,0 %	10,0 %

ANEXO 2.1

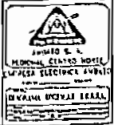
DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELÉCTRICO DE LA E.E.A.S.A

ANEXO 2.1

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE LA E.E.A.S.A.



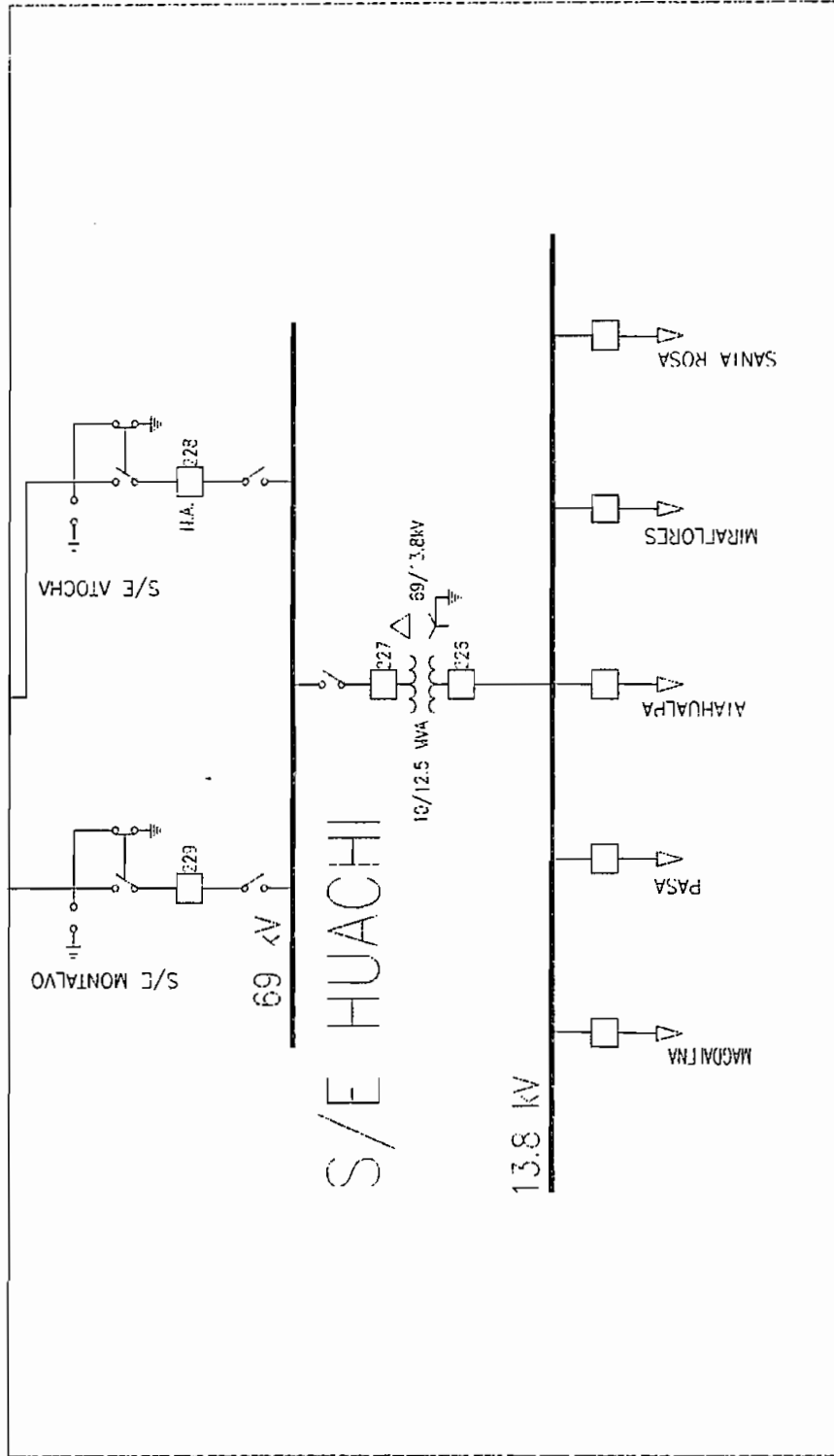
1	INTERRUPCIÓN
2	TRANSFORMADOR
3	REACTOR
4	CONDENSADOR
5	RESISTENCIA
6	INDUCTANCIA
7	CONDENSANCIA
8	RESISTENCIA
9	INDUCTANCIA
10	CONDENSANCIA
11	RESISTENCIA
12	INDUCTANCIA
13	CONDENSANCIA
14	RESISTENCIA
15	INDUCTANCIA
16	CONDENSANCIA
17	RESISTENCIA
18	INDUCTANCIA
19	CONDENSANCIA
20	RESISTENCIA
21	INDUCTANCIA
22	CONDENSANCIA
23	RESISTENCIA
24	INDUCTANCIA
25	CONDENSANCIA
26	RESISTENCIA
27	INDUCTANCIA
28	CONDENSANCIA
29	RESISTENCIA
30	INDUCTANCIA
31	CONDENSANCIA
32	RESISTENCIA
33	INDUCTANCIA
34	CONDENSANCIA
35	RESISTENCIA
36	INDUCTANCIA
37	CONDENSANCIA
38	RESISTENCIA



ANEXO 2.2

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN HUACHI

ANEXO 2.2



ANEXO 2.3

**PLANOS DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS:
Atahualpa, Miraflores, Magdalena, Santa Rosa y
Pasa**

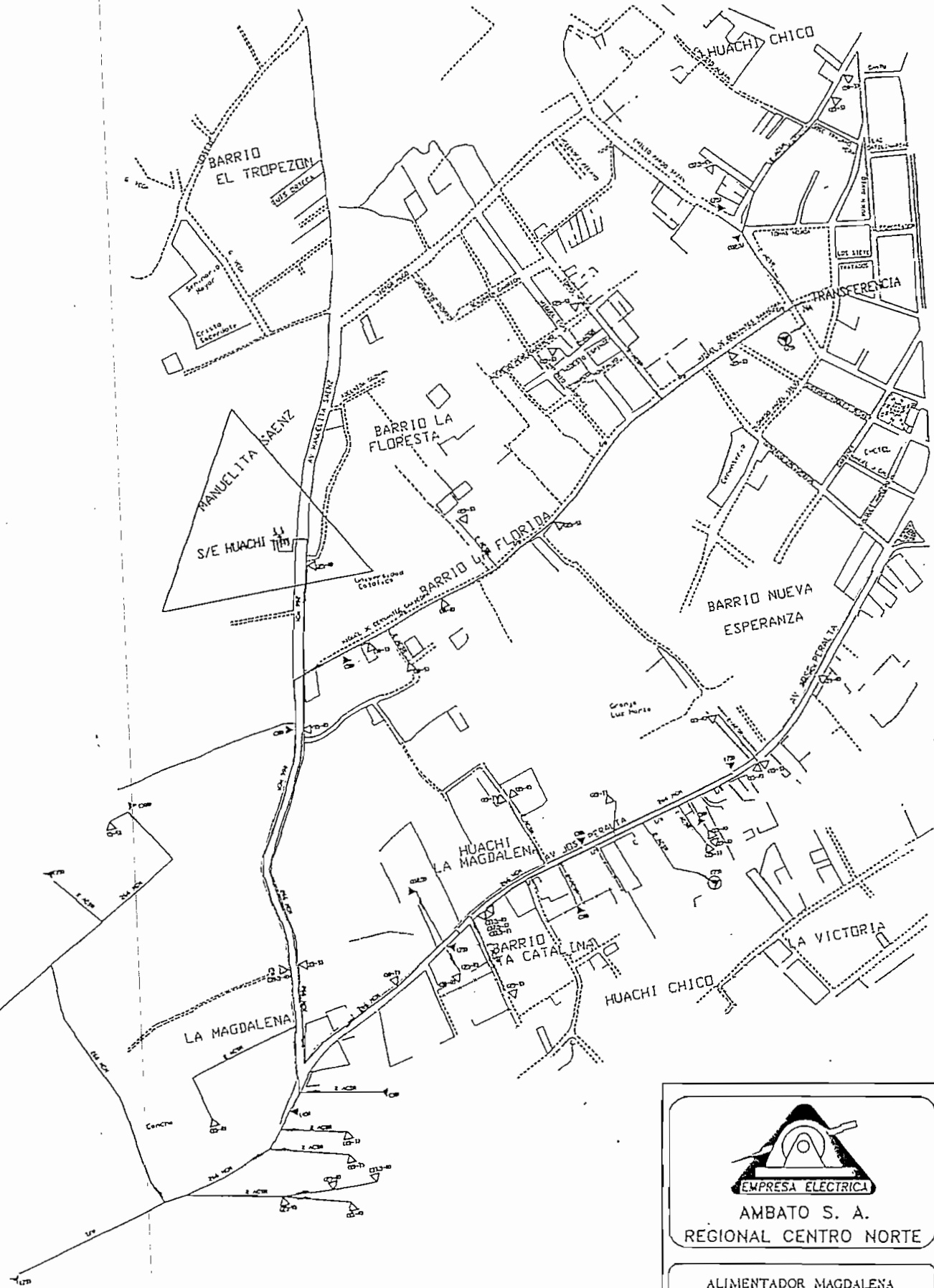





EMPRESA ELÉCTRICA
AMBATO S. A.
REGIONAL CENTRO NORTE

ALIMENTADOR DE LA AV. ATAHUALPA

Escala: 1 : 1	DISEÑADO POR
FECHA: _____	APROBADO POR

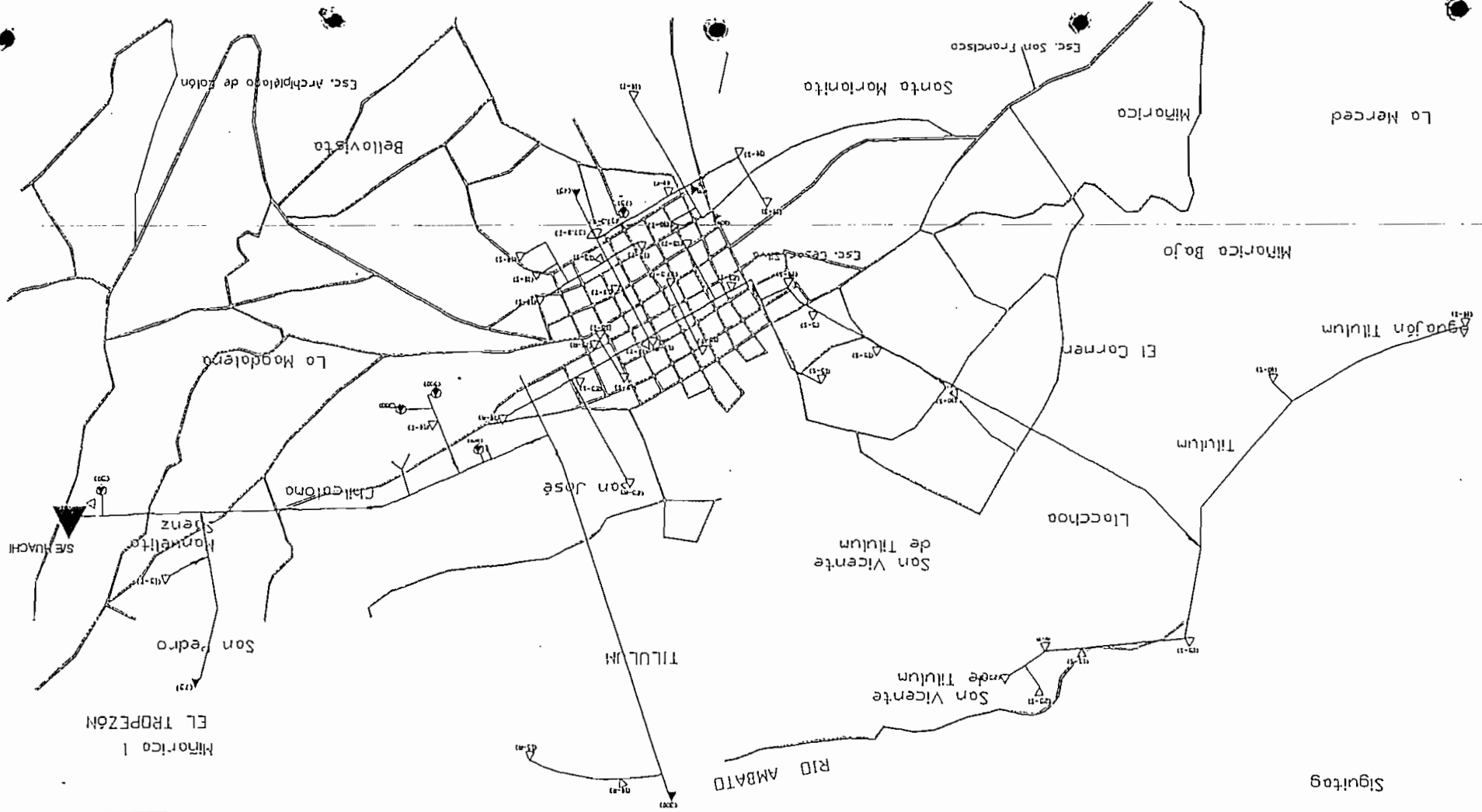




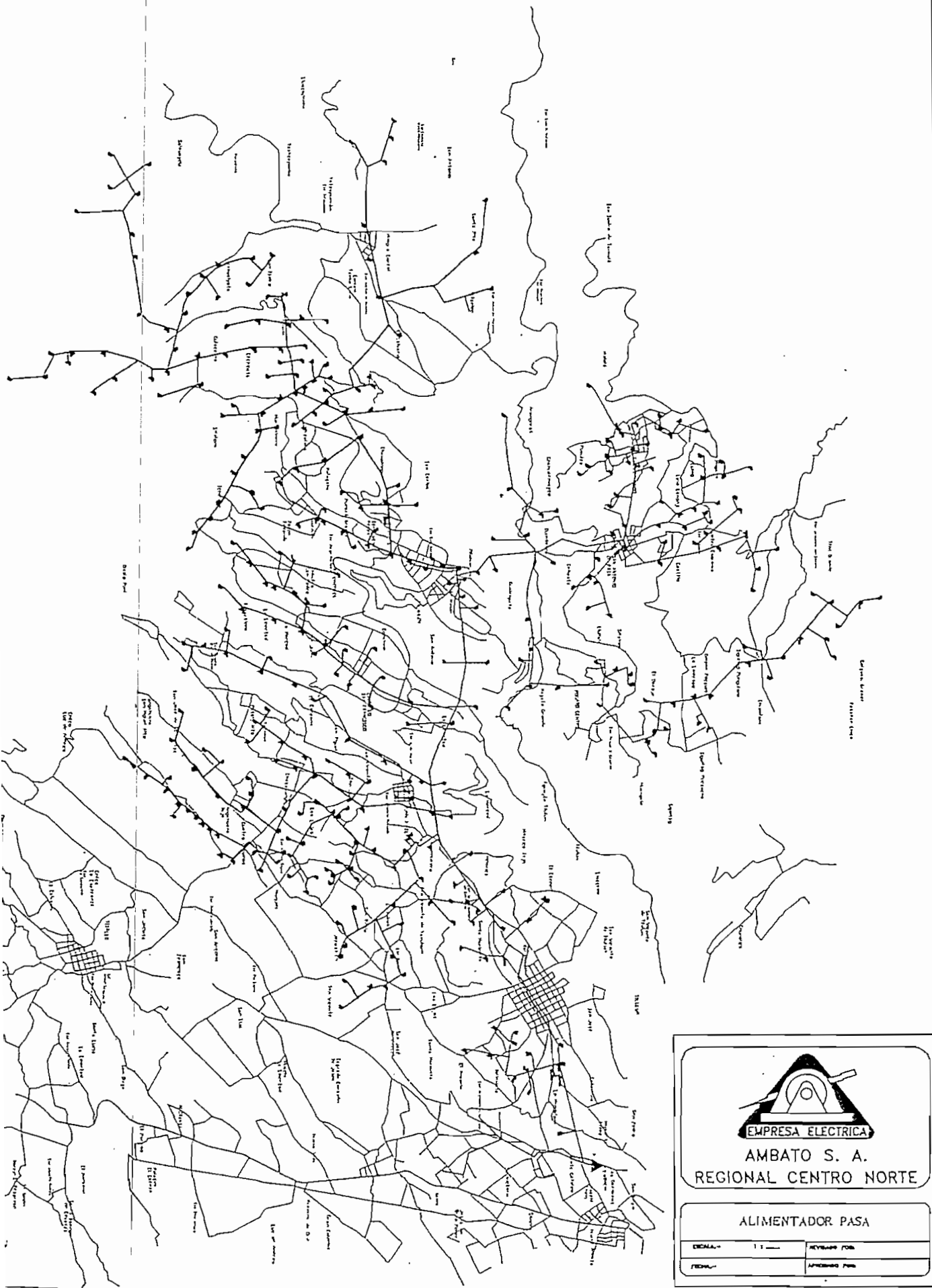
EMPRESA ELÉCTRICA
AMBATO S. A.
REGIONAL CENTRO NORTE

ALIMENTADOR MAGDALENA

Escala: 1:1	Revisado por:
Fecha: -	Aprobado por:



 <p>EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S. A.</p>		
<p>REGIONAL CENTRO NORTE</p>		
<p>ALIMENTADOR SANTA ROSA</p>		
<p>PROYECTO: 11</p>	<p>ESCALA: 1:1000</p>	<p>FECHA: 1978</p>
<p>3 - 11 - 1978</p>		





EMPRESA ELÉCTRICA
AMBATO S. A.
REGIONAL CENTRO NORTE

ALIMENTADOR PASA

FECHA: _____	REVISOR: _____
FECHA: _____	APROBADO POR: _____

ANEXO 2.4

DATOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

(Datos encontrados con el programa computacional
DPA/G)

ALIMENTADOR ATAHUALPA

PROJECT: Spoll & Scoll 02/05/03 11:33:01
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-ATAHUALPA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line (sl)

AL-ATAHUALPA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 120 BASE		LOSSES			
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM	DROP LEVEL	KW	KVAR
SECTION NAME	KM	CFG	COND											DROP	DROP		
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.96)	343	102	45	0		120.0	0.7	1.6	
	PHASE B							(feeder pf = 0.96)	354	105	46	0		120.0	0.8	1.8	
	PHASE C							(feeder pf = 0.96)	346	102	45	0		120.0	0.7	1.6	

VOLTAGE DROP MAXIMUM				WIRE LOAD MAXIMUM				LOSSES		
SECTION NAME	VOLTAGE	VOLTAGE	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR		
NAME	DROP	LEVEL		NAME						
ATF73	0.47	119.53		AT2	14.05	1.80	0.74	1.64		
ATF97	0.48	119.52		AT5	14.49	1.99	0.82	1.81		
ATF94	0.43	119.57		AT1	14.14	1.77	0.73	1.61		

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN	CUMULATIVE FEEDER LOAD	LOAD	PF	RUN	CUMULATIVE FEEDER LOSSES	LOSSES	
	KVA	KW	KVAR		KVA	KW	KVAR
A	358.1	343.4	101.6	0.96	1.8	0.7	1.6
B	369.4	354.2	104.9	0.96	2.0	0.8	1.8
C	360.5	345.7	102.2	0.96	1.8	0.7	1.6
TOTAL	1088.0	1043.3	308.7	0.96	5.6	2.3	5.1

ALIMENTADOR MIRAFLORES

PROJECT: Spott & Scott 02/05/03 11:38:14
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-MIRAFLORES
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AL-MIRAFLORES				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 120 BASE		LOSSES			
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM	DROP LEVEL	KW	KVAR
SECTION NAME	KM	CFG	COND											DROP	DROP		
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.96)	1098	331	144	0		120.0	6.5	12.3	
	PHASE B							(feeder pf = 0.96)	1055	317	138	0		120.0	5.6	11.0	
	PHASE C							(feeder pf = 0.96)	1093	329	143	0		120.0	5.8	11.4	

VOLTAGE DROP MAXIMUM				WIRE LOAD MAXIMUM				LOSSES		
SECTION NAME	VOLTAGE	VOLTAGE	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR		
NAME	DROP	LEVEL		NAME						
MF189	1.43	118.57		MI	44.98	13.90	6.46	12.30		
MF211	1.16	118.84		MI	43.22	12.28	5.56	10.95		
M187	1.33	118.67		MI	44.76	12.85	5.83	11.45		

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN	CUMULATIVE FEEDER LOAD	LOAD	PF	RUN	CUMULATIVE FEEDER LOSSES	LOSSES	
	KVA	KW	KVAR		KVA	KW	KVAR
A	1146.9	1096.2	330.7	0.96	13.9	6.5	12.3
B	1102.0	1055.4	317.1	0.96	12.3	5.6	11.0
C	1141.3	1093.0	328.5	0.96	12.8	5.8	11.4
TOTAL	3390.1	3246.5	976.4	0.96	39.0	17.9	

34.7

ALIMENTADOR MAGDALENA

PROJECT: Scott & Scott 02/05/03 11:26:44
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-MAGDALENA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AL-MAGDALENA		LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 120 BASE		LOSSES				
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	SECT ACCUM	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR		
SECTION NAME	KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST			
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.96)		563	165	74	0	120.0	0.7	1.4
	PHASE B							(feeder pf = 0.96)		453	133	59	0	120.0	0.6	1.0
	PHASE C							(feeder pf = 0.96)		453	133	59	0	120.0	0.5	1.1

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	VOLTAGE DROP	VOLTAGE LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
MGF27	0.28	119.72	MG2	23.01	1.61	0.70	1.45
MGF59	0.33	119.67	MG1	18.53	1.18	0.58	1.03
MGF27	0.32	119.68	MG3	18.50	1.23	0.53	1.10

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	586.7	562.9	165.4	0.96	1.6	0.7	1.4
B	472.5	453.4	133.1	0.96	1.2	0.6	1.0
C	471.7	452.6	132.9	0.96	1.2	0.5	1.1
TOTAL	1530.9	1468.8	431.5	0.96	4.0	1.8	3.6

ALIMENTADOR SANTA ROSA

PROJECT: Scott & Scott 02/05/03 11:42:39
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-STROSA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AL-STROSA		LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 120 BASE		LOSSES				
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	SECT ACCUM	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR		
SECTION NAME	KM	CFG	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST			
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.96)		390	116	51	0	120.0	2.6	2.9
	PHASE B							(feeder pf = 0.96)		406	121	53	0	120.0	2.9	3.2
	PHASE C							(feeder pf = 0.96)		336	100	44	0	120.0	1.8	2.0

VOLTAGE DROP MAXIMUM		WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES			
SECTION NAME	VOLTAGE DROP	VOLTAGE LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
STF42	1.34	118.66	ST1	29.21	3.89	2.65	2.85
STF61	1.43	118.57	ST0	30.38	4.33	2.95	3.17
STF42	0.87	119.13	ST0	25.15	2.67	1.82	1.96

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	407.3	390.4	116.0	0.96	3.9	2.6	2.9
B	423.6	406.0	120.7	0.96	4.3	2.9	3.2
C	350.7	336.3	99.5	0.96	2.7	1.8	2.0
TOTAL	1181.6	1132.7	336.2	0.96	10.9	7.4	8.0

ALIMENTADOR PASA

PROJECT: Scott & Scott 07/05/03 11:56:32
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-PASA
 Nominal Voltage - 13.80 KV Line to Line

AL-PASA		---- LOAD IN SECTION ---				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE 120 BASE --			LOSSES -					
SECTION NAME	LGTH PHS KM CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.95)	397	124	52	0		120.0	10.7	11.2		
	PHASE B							(feeder pf = 0.95)	599	205	79	0		120.0	44.3	43.2		
	PHASE C							(feeder pf = 0.95)	499	161	66	0		120.0	20.4	21.3		

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	VOLTAGE DROP	VOLTAGE LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	
PF350	4.78	115.22	P0	29.05	15.49	10.66	11.23	
PF309	15.23	104.77	P192	47.25	61.93	44.34	43.24	
PF410	7.17	112.83	P0	37.58	29.44	20.36	21.27	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----					: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	416.2	397.3	124.0	0.95	15.5	10.7	11.2
B	633.1	599.0	205.0	0.95	61.9	44.3	43.2
C	524.0	498.7	160.8	0.95	29.4	20.4	21.3
TOTAL	1573.1	1494.9	489.8	0.95	106.8	75.4	75.7

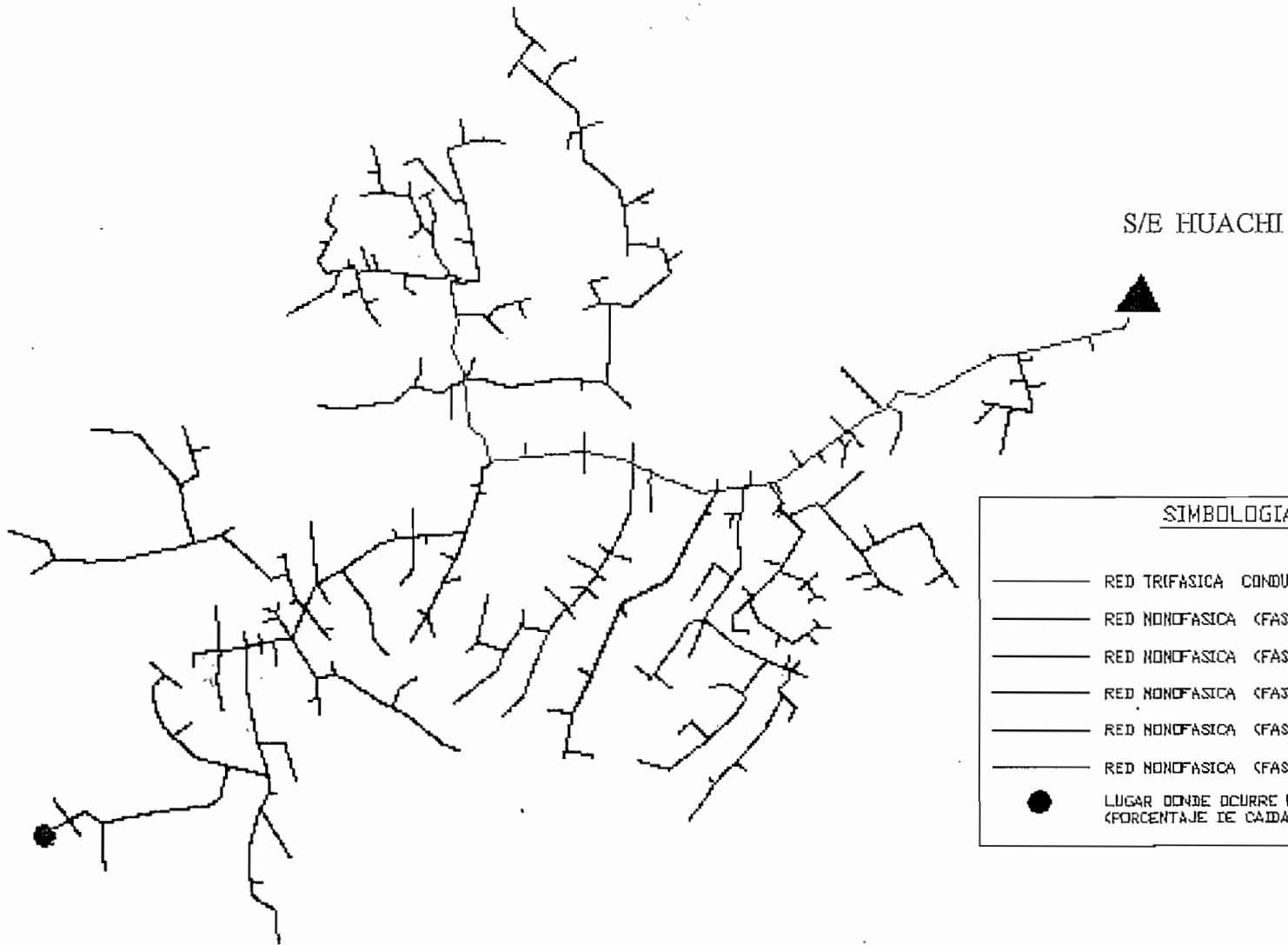
ANEXO 2.5

ALIMENTADOR PASA

Configuración Actual, Datos del flujo de potencia

Configuración actual carga balanceada DPA/G

ALIMENTADOR PRIMARIO PASA
(Configuración Actual)



SIMBOLOGIA

- RED TRIFASICA CONDUCTOR #1/0 ACSR
- RED MONOFASICA (FASE R) CONDUCTOR #2 ACSR
- RED MONOFASICA (FASE R) CONDUCTOR #4 ACSR
- RED MONOFASICA (FASE S) CONDUCTOR #4 ACSR
- RED MONOFASICA (FASE T) CONDUCTOR #2 ACSR
- RED MONOFASICA (FASE T) CONDUCTOR #4 ACSR
- LUGAR DONDE OCURRE LA MAXIMA CAIDA DE VOLTAJE (PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE 12.69%)

ALIMENTADOR PASA (CARGA BALANCEADA)

PROJECT: Scott & Scott 12/17/02 12:35:49
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER AL-PASA
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AL-PASA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE 120 BASE			LOSSES			
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR
SECTION NAME	RM	CFG	COND															
FEEDER TOTALS:									(feeder pf = 0.96)	1407	410	61	0		120.0	69.5	59.4	

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	VOLTAGE DROP	VOLTAGE LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR
BF309	14.94	105.06	P192	40.87	91.43	69.54	59.36

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.10

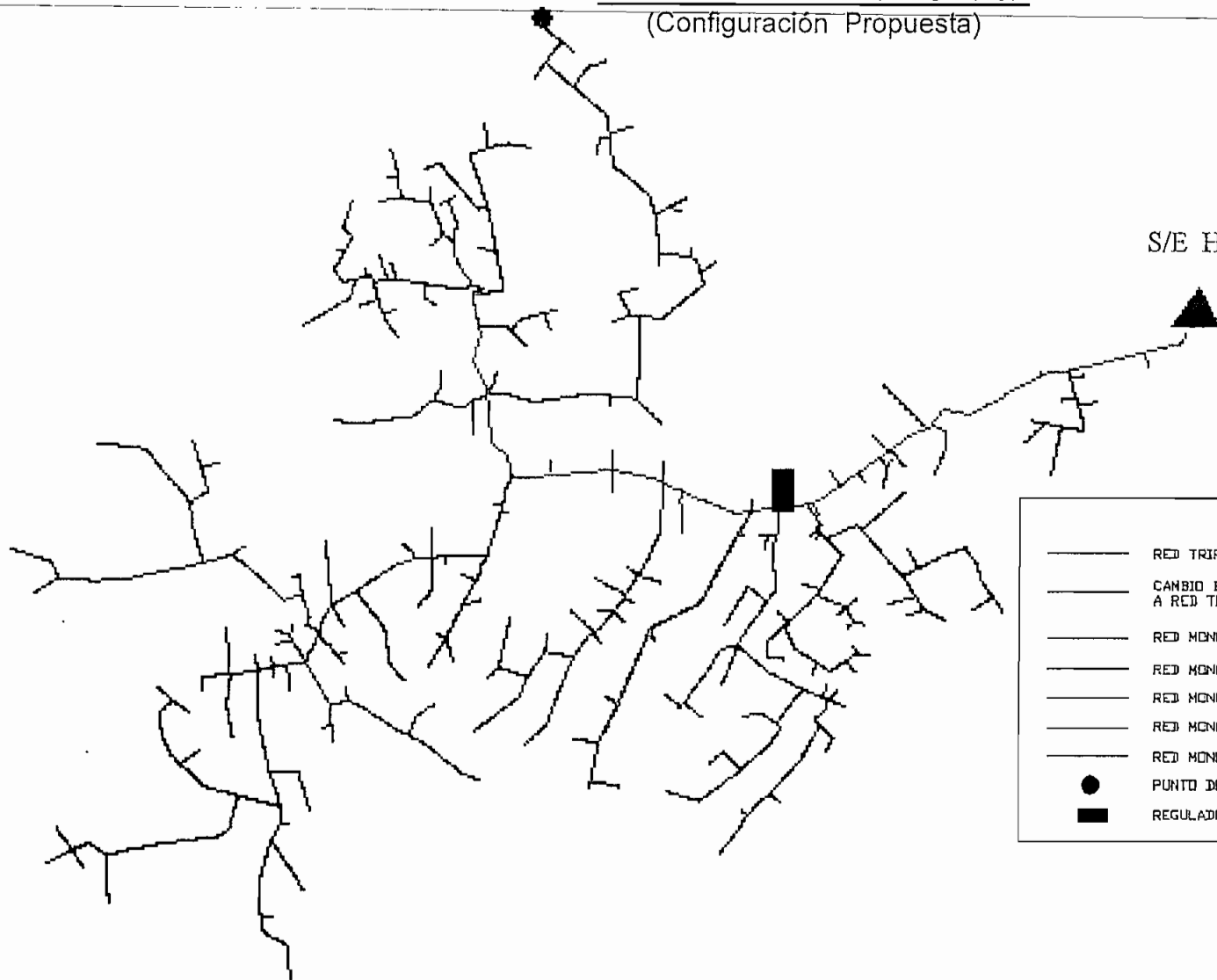
RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
1465.8	1407.3	410.0	0.96	91.4	69.5	59.4	

ANEXO 2.6

ALIMENTADOR PASA

Configuración Propuesta, Datos del flujo de potencia
Configuración propuesta DPA/G

ALIMENTADOR PRIMARIO PASA
(Configuración Propuesta)



S/E HUACHI

SIMBOLOGIA

- RED TRIFASICA CONDUCTOR # 1/0 ACSR-AWG
- CAMBIO DE RED MONOFASICA CONDUCTOR # 4 ACSR-AWG A RED TRIFASICA CON CONDUCTOR # 1/0 ACSR-AWG
- RED MONOFASICA (FASE R) CONDUCTOR # 2 ACSR-AWG
- RED MONOFASICA (FASE R) CONDUCTOR # 4 ACSR-AWG
- RED MONOFASICA (FASE S) CONDUCTOR # 4 ACSR-AWG
- RED MONOFASICA (FASE T) CONDUCTOR # 2 ACSR-AWG
- RED MONOFASICA (FASE T) CONDUCTOR # 4 ACSR-AWG
- PUNTO DE REGULACION (CAIDA DE TENSION 2.91 %)
- REGULADOR DE VOLTAJE

ALIMENTADOR PASA

(CONFIGURACIÓN PROPUESTA)

PROJECT: Scott & Scott 06/10/03 12:01:10
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AL-PASA
 Nominal Voltage = .13.80 KV Line to Line

AL-PASA		--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE 120 BASE --			LOSSES -			
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	LOAD		LOAD		SECT ACCUM		DROPP		DROPP		KW KVAR			
SECTION NAME	KM CFG COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:	PHASE A				(feeder pf = 0.96)	581	172	76	0			120.0	38.8	25.4		
	PHASE B				(feeder pf = 0.96)	422	122	55	0			120.0	28.1	15.9		
	PHASE C				(feeder pf = 0.96)	466	136	61	0			120.0	29.7	17.5		

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	VOLTAGE DROP	VOLTAGE LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	
P13	5.05	114.95	P2	43.42	46.37	38.82	25.36	
PF309	4.55	115.45	P0	31.50	32.31	28.11	15.94	
PF97	5.21	114.79	T2	34.84	34.48	29.69	17.54	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.05

	RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				:	RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
	KVA	KW	KVAR	PF		KVA	KW	KVAR
A	605.4	580.5	171.9	0.96	:	46.4	38.8	25.4
B	439.2	421.8	122.5	0.96	:	32.3	28.1	15.9
C	485.7	466.4	135.7	0.96	:	34.5	29.7	17.5
TOTAL	1530.3	1468.7	430.1	0.96	:	113.1	96.6	58.8

ANEXO 4.1

MAGNITUDES DE FALLA

**Estructuras de protección y/o seccionamiento
existentes**

ANEXO 4.1

MAGNITUDES DE FALLA - ESTRUCTURA ACTUAL

MAGNITUDES DE FALLA: AL. ATAHUALPA			
Equipo	Tramo	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
		Máxima	Minima
D	AT1	4284	1480
SF-2	AT4	3927	1423
SF-3	AT9	3308	1305
SF-4	AT12	3102	1259
SF-5	AT14	3044	1246
SF-6	AT32	2986	1227
SF-7	AT43	2862	1195
SF-8	AT51	2261	1186
SF-9	AT53	2196	1172
SF-10	AT21	2702	1159
SF-11	AT23	2626	1138
SF-12	AT24	2581	1126
SF-13	AT56	3047	1245
SF-14	AT59	2457	1081
SF-15	AT60	3043	1245
SF-16	AT74	2226	1165
SF-17	AT77	2772	1176
SF-18	AT86	2611	1128
SF-19	AT89	2572	1115
SF-20	AT95	2139	1084
SF-21	AT83	2479	1085
SF-22	AT68	2542	1115
SF-23	AT102	2890	1203
SF-24	AT110	2364	1053
SF-25	AT72	2314	1045

MAGNITUDES DE FALLA: AL. MIRAFLORES			
Equipo	Tramo	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
		Máxima	Mínima
D	M1	4489	1509
SF-1	M3	4238	1460
SF-2	M8	3393	1313
SF-3	M42	3330	1296
SF-4	M43	3238	1271
SF-5	M45	2933	1189
SF-6	M47	3189	1264
SF-7	M50	2995	1211
SF-8	M62	2948	1204
SF-9	M68	2316	1157
SF-10	M74	2798	1166
SF-11	M78	2737	1148
SF-12	M82	2770	1161
SF-13	M102	2639	1126
SF-14	M87	2407	1062
SF-15	M95	2244	1015
SF-16	M97	2165	991
SF-17	M112	1623	967
SF-18	M118	1540	941
SF-19	M80	2182	1130
SF-20	M13	2872	1188
SF-21	M37	3987	1419
SF-22	M40	3486	1302
SF-23	M19	3464	1338
SF-24	M121	2996	1316
SF-25	M122	3324	1306
SF-26	M129	2540	1235
SF-27	M26	3041	1245
SF-28	M133	2848	1185
SF-29	M143	2371	1204
SF-30	M144	2745	1154
SF-31	M152	2666	1139
SF-32	M156	2547	1102
SF-33	M147	2090	1132
SF-34	M161	2264	1185
SF-35	M30	2811	1188
SF-36	M213	2811	1188
SF-37	M163	2626	1134
SF-38	M172	1790	1040
SF-39	M171	2323	1034
SF-40	M35	2527	1110
SF-41	M174	2738	1169
SF-42	M191	2630	1133
SF-43	M192	2530	1100
SF-44	M193	2507	1092
SF-45	M195	2412	1061
SF-46	M198	2452	1074
SF-47	M199	2431	1068
SF-48	M200	2319	1031
SF-49	M201	2302	1026
SF-50	M203	2245	1007
SF-51	M182	2281	1019
SF-52	M209	1674	994
SF-53	M183	2252	1010
SF-54	M205	2206	995
SF-55	M184	2206	995
SF-56	M210	2109	963
SF-57	M211	2068	950

MAGNITUDES DE FALLA: AL. MAGDALENA			
Equipo	Tramo	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
		Máxima	Minima
D	MG1	4538	1516
SF-1	MG3	4494	1480
SF-2	MG33	4312	1461
SF-3	MG52	2949	1270
SF-4	MG43	3029	1215
SF-5	MG67	3666	1377
SF-6	MG6	3679	1379
SF-7	MG7	3524	1350
SF-8	MG17	3348	1306
SF-9	MG19	2931	1306
SF-10	MG20	2866	1291
SF-11	MG21	2758	1274
SF-12	MG30	2800	1175
SF-13	MG22	2488	1232
SF-14	MG60	3109	1236
SF-15	MG69	3497	1333
SF-16	MG72	3141	1333
SF-17	MG77	3078	1323
SF-18	MG74	3430	1331
SF-19	MG81	2776	1265
SF-20	MG79	2796	1270
SF-21	MG82	3087	1256

MAGNITUDES DE FALLA: AL. SANTA ROSA			
Equipo	Tramo	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
		Máxima	Minima
D	ST1	4469	1502
R - 1	ST3	3871	1393
SF-2	ST6	2474	1078
SF-3	ST49	1868	897
SF-4	ST23	3616	1333
SF-5	ST24	3197	1288
SF-6	ST27	2593	1109
SF-7	ST5	2665	1128
SF-8	ST14	1996	938
SF-9	ST43	1286	834
SF-10	ST55	1039	726

MAGNITUDES DE FALLA: AL. PASA			
Equipo	Tramo	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
		Máxima	Mínima
D	P0	4241	1461
SF-1	P2	3561	1331
SF-2	P4	2409	1060
SF-3	P9	1348	709
SF-4	P13	1158	630
SF-5	P14	1097	604
SF-6	P18	824	477
SF-7	P21	768	449
SF-8	P24	659	394
SF-9	P30	1856	1000
SF-10	P42	1146	769
SF-11	P46	1051	728
SF-12	P47	1038	720
SF-13	P48	1040	725
SF-14	P51	913	662
SF-15	P52	870	642
SF-16	P53	816	608
SF-17	P67	735	556
SF-18	P70	624	485
SF-19	P77	600	469
SF-20	P58	690	527
SF-21	P88	622	484
SF-22	P61	573	452
SF-23	P99	806	606
SF-24	P131	786	593
SF-25	P100	714	546
SF-26	P102	622	486
SF-27	P116	511	411
SF-28	P123	482	391
SF-29	P145	779	594
SF-30	P146	764	584
SF-31	P150	599	479
SF-32	P151	571	460
SF-33	P153	542	440
SF-34	P159	650	513
SF-35	P162	575	462
SF-36	P186	472	388
SF-37	P180	521	424
SF-38	P167	481	394
SF-39	P170	452	374
SF-40	P191	571	466
SF-41	P192	545	448
SF-42	P253	359	308
SF-43	P311	465	393
SF-44	P330	394	340
SF-45	P317	396	341
SF-46	P399	453	385
SF-47	P385	446	380
SF-48	P371	422	361
SF-49	P348	443	378
SF-50	P365	382	329
SF-51	P354	384	331

ANEXO 4.2

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES

ANEXO 4.2

CARACTERÍSTICAS DE LOS DISYUNTORES

CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR EN VACÍO			
Tipo	20-VPR-25B	Norma IEC Pub.56	
Voltaje nominal	13.8 kV	Tensión de impulso(a nivel del mar)	125 kV
Corriente nominal	600/1200 A	Frecuencia nominal	50/60 Hz
Corriente nominal de interrupción	18 kA	Corriente de corta duración	23 KA
Tensión de reencendido	0,34 kV/ μ s	Tiempo de interrupción	3 ciclos
Tiempo de cierre	0,1 s	Tiempo de apertura	0,033 s
Voltaje de cierre	125 V- dc	Ciclo de operación	0-3M-CO-3M-CO
Voltaje de apertura	125V- dc	Peso Total	290 kg

ANEXO 4.3

**ESTRUCTURA DE PROTECCIÓN Y/O
SECCIONAMIENTO EXISTENTE DE LOS
ALIMENTADORES**

EQUIPO INSTALADO: AL. MAGDALENA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	MG1
Seccionador Fusible - 1	SF-1	MG3
Seccionador Fusible - 2	SF-2	MG33
Seccionador Fusible - 3	SF-3	MG52
Seccionador Fusible - 4	SF-4	MG43
Seccionador Fusible - 5	SF-5	MG67
Seccionador Fusible - 6	SF-6	MG6
Seccionador Fusible - 7	SF-7	MG7
Seccionador Fusible - 8	SF-8	MG17
Seccionador Fusible - 9	SF-9	MG19
Seccionador Fusible - 10	SF-10	MG20
Seccionador Fusible - 11	SF-11	MG21
Seccionador Fusible - 12	SF-12	MG30
Seccionador Fusible - 13	SF-13	MG22
Seccionador Fusible - 14	SF-14	MG49
Seccionador Fusible - 15	SF-15	MG69
Seccionador Fusible - 16	SF-16	MG72
Seccionador Fusible - 17	SF-17	MG77
Seccionador Fusible - 18	SF-18	MG74
Seccionador Fusible - 19	SF-19	MG81
Seccionador Fusible - 20	SF-20	MG79

EQUIPO INSTALADO: AL. SANTA ROSA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	ST1
Reconectador - 1	R -1	ST3
Seccionador Fusible - 2	SF-2	ST6
Seccionador Fusible - 3	SF-3	ST49
Seccionador Fusible - 4	SF-4	ST23
Seccionador Fusible - 5	SF-5	ST24
Seccionador Fusible - 6	SF-6	ST27
Seccionador Fusible - 7	SF-7	ST5
Seccionador Fusible - 8	SF-8	ST14
Seccionador Fusible - 9	SF-9	ST43
Seccionador Fusible - 10	SF-10	ST44

EQUIPO INSTALADO: AL.PASA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	P0
Seccionador Fusible - 1	SF-1	P2
Seccionador Fusible - 2	SF-2	P4
Seccionador Fusible - 3	SF-3	P9
Seccionador Fusible - 4	SF-4	P13
Seccionador Fusible - 5	SF-5	P14
Seccionador Fusible - 6	SF-6	P18
Seccionador Fusible - 7	SF-7	P21
Seccionador Fusible - 8	SF-8	P24
Seccionador Fusible - 9	SF-9	P30
Seccionador Fusible - 10	SF-10	P42
Seccionador Fusible - 11	SF-11	P46
Seccionador Fusible - 12	SF-12	P47
Seccionador Fusible - 13	SF-13	P48
Seccionador Fusible - 14	SF-14	P51
Seccionador Fusible - 15	SF-15	P52
Seccionador Fusible - 16	SF-16	P53
Seccionador Fusible - 17	SF-17	P67
Seccionador Fusible - 18	SF-18	P70
Seccionador Fusible - 19	SF-19	P77
Seccionador Fusible - 20	SF-20	P58
Seccionador Fusible - 21	SF-21	P88
Seccionador Fusible - 22	SF-22	P61
Seccionador Fusible - 23	SF-23	P99
Seccionador Fusible - 24	SF-24	P131
Seccionador Fusible - 25	SF-25	P100
Seccionador Fusible - 26	SF-26	P102
Seccionador Fusible - 27	SF-27	P116
Seccionador Fusible - 28	SF-28	P123
Seccionador Fusible - 29	SF-29	P145
Seccionador Fusible - 30	SF-30	P146
Seccionador Fusible - 31	SF-31	P150
Seccionador Fusible - 32	SF-32	P151
Seccionador Fusible - 33	SF-33	P153
Seccionador Fusible - 34	SF-34	P159
Seccionador Fusible - 35	SF-35	P162
Seccionador Fusible - 36	SF-36	P186
Seccionador Fusible - 37	SF-37	P180
Seccionador Fusible - 38	SF-38	P167
Seccionador Fusible - 39	SF-39	P170
Seccionador Fusible - 40	SF-40	P191
Seccionador Fusible - 41	SF-41	P192
Seccionador Fusible - 42	SF-42	P253
Seccionador Fusible - 43	SF-43	P311
Seccionador Fusible - 44	SF-44	P330
Seccionador Fusible - 45	SF-45	P317
Seccionador Fusible - 46	SF-46	P399
Seccionador Fusible - 47	SF-47	P385
Seccionador Fusible - 48	SF-48	P371
Seccionador Fusible - 49	SF-49	P348
Seccionador Fusible - 50	SF-50	P365
Seccionador Fusible - 51	SF-51	P354

ANEXO 4.4

REGISTRO DE INTERRUPCIONES 2002 DE LOS ALIMENTADORES

ANEXO 4.4

REGISTRO DE INTERRUPCIONES 2002 DE LOS ALIMENTADORES ASOCIADOS A LA S/E HUACHI

ALIMENTADOR ATAHUALPA

Código	Fecha inicio	Hora Interrup.	Fecha conexión	Hora conexión	Tiempo (h)	Tipo Desconexión	Causa	Ubicación	Origen interrup.	Energía no suministrada	kVA Fuera
30	1/2/02	7:11:00	1/2/02	07:42:00	0,52	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	400	3575
37	9/2/02	12:15:00	9/2/02	12:30:00	0,25	Solicitada	No Programada	Red BV	Interna	193	3575
101	24/5/02	23:48:00	25/5/02	00:59:00	1,18	Forzada	Falla	Red BV	Interna	751	3575
126	28/6/02	11:19:00	28/6/02	12:02:00	0,72	Forzada	Falla	Red BV	Interna	408	3575
154	2/7/02	07:40:00	2/7/02	07:54:00	0,23	Solicitada	Programada	-	Externa	128	3575
179	15/8/02	19:58:00	15/8/02	20:18:00	0,33	Solicitada	No Programada	-	Interna	314	3575
186	24/8/02	09:42:00	24/8/02	09:47:00	0,08	Solicitada	Programada	-	Externa	50	3575
199	1/9/02	16:26:00	1/9/02	16:52:00	0,43	Solicitada	Programada	-	Interna	183	3575
292	19/3/02	08:46:00	19/3/02	08:51:00	0,08	Forzada	Falla	Red MV	Externa	53	3575
368	09/11/02	07:30:00	09/11/02	11:25:00	3,92	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	-	2000

ALIMENTADOR MIRAFLORES

Código	Fecha inicio	Hora Interrup.	Fecha conexión	Hora conexión	Tiempo (h)	Tipo Desconexión	Causa	Ubicación	Origen interrup.	Energía no suministrada	kVA Fuera
74	9/4/02	11.16.00	9/4/02	11.36.00	0,33	Forzada	Falla	Red BV	Interna	438	8267
75	9/4/02	11.55.00	9/4/02	12.04.00	0,15	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	177	8267
168	10/8/02	06.44.00	10/8/02	06.49.00	0,08	Solicitada	Programada	-	Externa	84	8267
248	29/10/02	02.28.00	29/10/02	03.06.00	0,63	Forzada	Falla	Red MV	Interna	767	8267
305	13/4/02	15.03.00	13/4/02	15.17.00	0,23	Solicitada	Programada	Red MV	Interna	557	9455
369	09/11/02	07:30:00	09/11/02	11:25:00	3,92	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	-	2000

ALIMENTADOR MAGDALENA

Código	Fecha inicio	Hora Interrup.	Fecha conexión	Hora conexión	Tiempo (h)	Tipo Desconexión	Causa	Ubicación	Origen interrup.	Energía no suministrada	kVA Fuera
42	7/2/02	08:33:00	7/2/02	14:09:00	5,6	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	480	1330
59	5/3/02	08:04:00	5/3/02	08:12:00	0,13	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	88	1330
65	10/3/02	06:57:00	10/3/02	07:14:00	0,28	Solicitada	Programada	Red BV	Externa	83	1330
89	14/5/02	23:45:00	15/5/02	05:53:00	6,13	Forzada	No Programada	-	Externa	2738	1330
117	18/6/02	11:42:00	18/6/02	11:49:00	0,12	Forzada	No Programada	-	Externa	106	1330
174	15/8/02	11:08:00	15/8/02	11:55:00	0,78	Forzada	Falla	Red BV	Interna	732	1330
177	15/8/02	15:51:00	15/8/02	15:56:00	0,08	Forzada	No Programada	-	Externa	59	1330
181	20/8/02	06:58:00	20/8/02	07:22:00	0,4	Solicitada	Programada	-	Externa	189	1330
232	12/10/02	12:15:00	12/10/02	13:39:00	1,4	Forzada	Falla	-	Interna	1240	1330
317	7/5/02	07:42:00	7/5/02	07:49:00	0,12	Solicitada	No Programada	Red MV	Interna	71	905
367	09/11/02	07:30:00	09/11/02	11:25:00	3,92	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	-	1330

ALIMENTADOR PASA

Código	Fecha inicio	Hora Interrup.	Fecha conexión	Hora conexión	Tiempo (h)	Tipo Desconexión	Causa	Ubicación	Origen interrup.	Energía no suministrada	kVA Fuera
34	8/2/02	09:56:00	8/2/02	10:01:00	0,08	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	42	7260
225	5/10/02	06:36:00	5/10/02	06:48:00	0,2	Forzada	Falla	Red MV	Interna	115	7260
226	7/10/02	10:17:00	7/10/02	10:20:00	0,05	Solicitada	Programada	Red MV	Interna	27	7260
264	9/11/02	07:32:00	9/11/02	10:30:00	2,97	Solicitada	Programada	Red MV	Interna	2243	7260
283	24/11/02	12:22:00	24/11/02	12:27:00	0,08	Forzada	Falla	Red MV	Interna	54	7260
323	15/5/02	15:53:00	15/5/02	16:05:00	0,2	Forzada	Falla	Red MV	Externa	120	7420
363	26/12/02	19:06:00	26/12/02	19:57:00	0,85	Temporizador	No Programada	-	Interna	1462	7290
365	09/11/02	07:30:00	09/11/02	11:25:00	3,92	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	-	2000

ALIMENTADOR SANTA ROSA

Código	Fecha inicio	Hora Interrup.	Fecha conexión	Hora conexión	Tiempo (h)	Tipo Desconexión	Causa	Ubicación	Origen interrup.	Energía no suministrada	kVA Fuera
204	7/9/02	07:30:00	7/9/02	14:29:00	6,98	Solicitada	Programada	-	Externa	2124	4640
205	10/9/02	10:19:00	10/9/02	10:23:00	0,07	Forzada	Falla	-	Externa	65	4640
239	26/10/02	07:59:00	26/10/02	08:07:00	0,13	Forzada	Falla	Red MV	Interna	114	4640
366	09/11/02	07:30:00	09/11/02	11:25:00	3,92	Solicitada	Programada	Red BV	Interna	-	2000

ANEXO 4.5

CALIBRACIÓN ACTUAL DE LOS RELÉS DE LOS ALIMENTADORES

ANEXO 4.5

DATOS DE CALIBRACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

ALIMENTADOR ATAHUALPA

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fase	Marca	Mitsubishi
TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	40	Curva	Muy Inversa
Inst=	28,88	Dial	0,5
Designado	50/51 A, B, C		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	7,5	300	1,4
1,7	8,5	340	0,94
1,9	9,5	380	0,68
2	10	400	0,57
2,2	11	440	0,46
2,5	12,5	500	0,34
2,8	14	560	0,29
3	15	600	0,255
4	20	800	0,1575
5	25	1000	0,12
6	30	1200	0,105
7	35	1400	0,098
7,5	37,5	1500	0,095

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	2,5	Relé	CO91-D
RTC=	40	Curva	Muy Inversa
Inst=	25,56	Dial	0,5
Designado	50N/51N		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	3,75	150	1,4
1,7	4,25	170	0,94
1,9	4,75	190	0,68
2	5	200	0,57
2,2	5,5	220	0,46
2,5	6,25	250	0,34
2,8	7	280	0,29
3	7,5	300	0,255
4	10	400	0,1575
5	12,5	500	0,12
6	15	600	0,105
7	17,5	700	0,098
7,5	18,75	750	0,095

ALIMENTADOR MIRAFLORES

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fase	Marca	Mitsubishi
TAP=	5	Relé	CO91-D
RTC=	50	Curva	Muy Inversa
Inst=	27,72	Dial	0,5
Designado	50/51 A, B, C		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	7,5	375	1,4
1,7	8,5	425	0,94
1,9	9,5	475	0,68
2	10	500	0,57
2,2	11	550	0,46
2,5	12,5	625	0,34
2,8	14	700	0,29
3	15	750	0,255
4	20	1000	0,1575
5	25	1250	0,12
6	30	1500	0,105
7	35	1750	0,098
7,5	37,5	1875	0,095

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	2,5	Relé	CO91-D
RTC=	50	Curva	Muy Inversa
Inst=	24,56	Dial	0,5
Designado	50N/51N		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	3,75	187,5	1,4
1,7	4,25	212,5	0,94
1,9	4,75	237,5	0,68
2	5	250	0,57
2,2	5,5	275	0,46
2,5	6,25	312,5	0,34
2,8	7	350	0,29
3	7,5	375	0,255
4	10	500	0,1575
5	12,5	625	0,12
6	15	750	0,105
7	17,5	875	0,098
7,5	18,75	937,5	0,095

ALIMENTADOR MAGDALENA

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fase	Marca	Mitsubishi
TAP=	3	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	46,2	Dial	0,5
Designado	50/51 A, B, C		
M.T.	Corriente (Amperios)		Dial
	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	4,5	135	1,4
1,7	5,1	153	0,94
1,9	5,7	171	0,68
2	6	180	0,57
2,2	6,6	198	0,46
2,5	7,5	225	0,34
2,8	8,4	252	0,29
3	9	270	0,255
4	12	360	0,1575
5	15	450	0,12
6	18	540	0,105
7	21	630	0,098
7,5	22,5	675	0,095

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	1,5	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	40	Dial	0,5
Designado	50N/51N		
M.T.	Corriente (Amperios)		Dial
	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	2,25	67,5	1,4
1,7	2,55	76,5	0,94
1,9	2,85	85,5	0,68
2	3	90	0,57
2,2	3,3	99	0,46
2,5	3,75	112,5	0,34
2,8	4,2	126	0,29
3	4,5	135	0,255
4	6	180	0,1575
5	7,5	225	0,12
6	9	270	0,105
7	10,5	315	0,098
7,5	11,25	337,5	0,095

ALIMENTADOR SANTA ROSA

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fase	Marca	Mitsubishi
TAP=	4	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	46,2	Dial	0,5
Designado	50/51 A, B, C		
M.T.	Corriente (Amperios)		Dial
	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	6	180	1,4
1,7	6,8	204	0,94
1,9	7,6	228	0,68
2	8	240	0,57
2,2	8,8	264	0,46
2,5	10	300	0,34
2,8	11,2	336	0,29
3	12	360	0,255
4	16	480	0,1575
5	20	600	0,12
6	24	720	0,105
7	28	840	0,098
7,5	30	900	0,095

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	1,5	Relé	CO91-D
RTC=	30	Curva	Muy Inversa
Inst=	40	Dial	0,5
Designado	50N/51N		
M.T.	Corriente (Amperios)		Dial
	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	2,25	67,5	1,4
1,7	2,55	76,5	0,94
1,9	2,85	85,5	0,68
2	3	90	0,57
2,2	3,3	99	0,46
2,5	3,75	112,5	0,34
2,8	4,2	126	0,29
3	4,5	135	0,255
4	6	180	0,1575
5	7,5	225	0,12
6	9	270	0,105
7	10,5	315	0,098
7,5	11,25	337,5	0,095

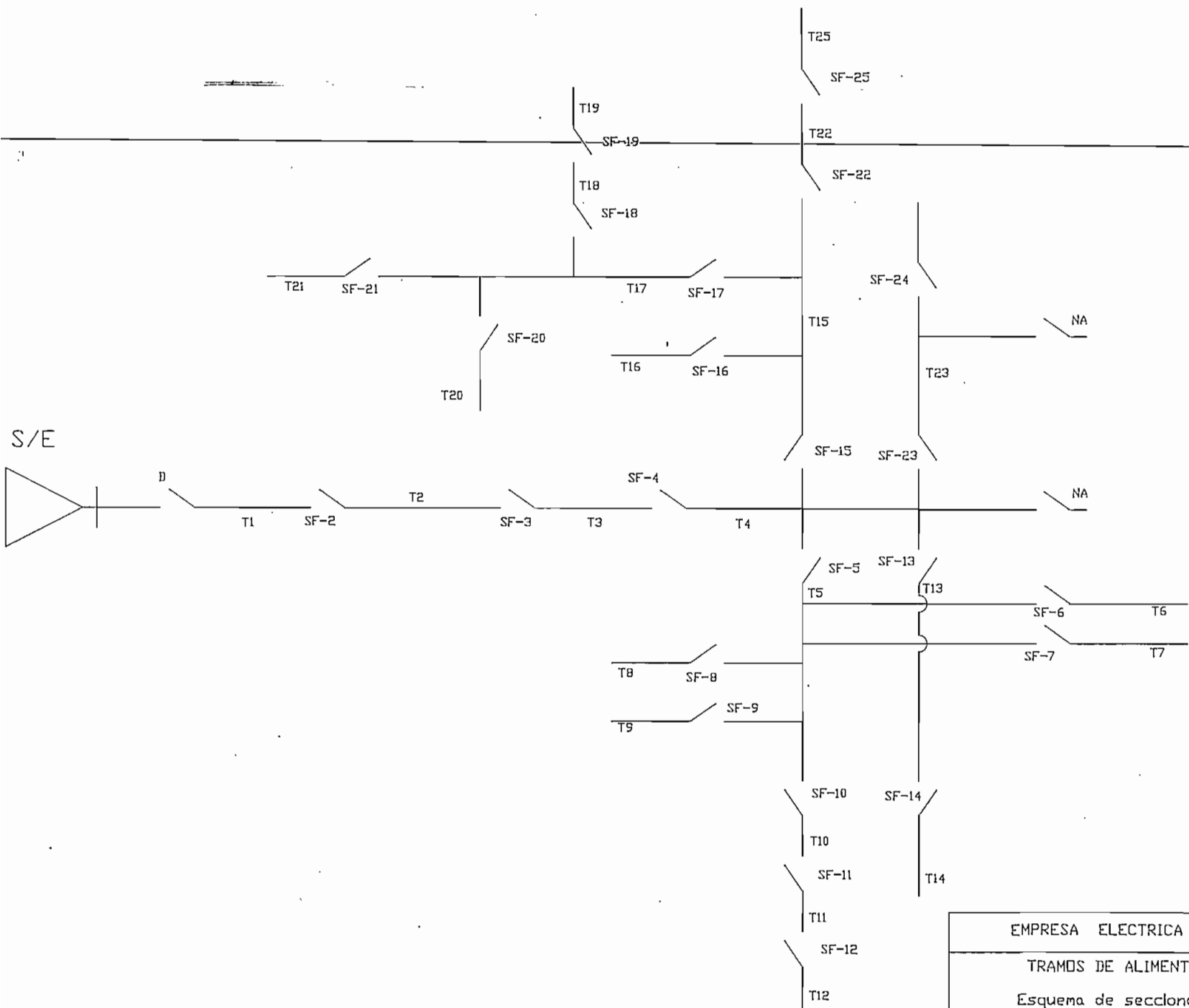
ALIMENTADOR PASA

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Fase	Marca	Mitsubishi
TAP=	3,5	Relé	CO91-D
RTC=	40	Curva	Muy Inversa
Inst=	34,65	Dial	0,5
Designado	50/51 A, B, C		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	5,25	210	1,4
1,7	5,95	238	0,94
1,9	6,65	266	0,68
2	7	280	0,57
2,2	7,7	308	0,46
2,5	8,75	350	0,34
2,8	9,8	392	0,29
3	10,5	420	0,255
4	14	560	0,1575
5	17,5	700	0,12
6	21	840	0,105
7	24,5	980	0,098
7,5	26,25	1050	0,095

Posición	S/E Huachi	Nivel	13.8 kV
Protección	Neutro	Marca	Mitsubishi
TAP=	2	Relé	CO91-D
RTC=	40	Curva	Muy Inversa
Inst=	30,68	Dial	0,5
Designado	50N/51N		
	Corriente (Amperios)		Dial
M.T.	Secundario	Primario	0.5 seg.
1,5	3	120	1,4
1,7	3,4	136	0,94
1,9	3,8	152	0,68
2	4	160	0,57
2,2	4,4	176	0,46
2,5	5	200	0,34
2,8	5,6	224	0,29
3	6	240	0,255
4	8	320	0,1575
5	10	400	0,12
6	12	480	0,105
7	14	560	0,098
7,5	15	600	0,095

ANEXO 5.1

**ESTRUCTURA TOPOLÓGICA EXISTENTE DE
LAS REDES PARA EL ANÁLISIS DE
CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES**

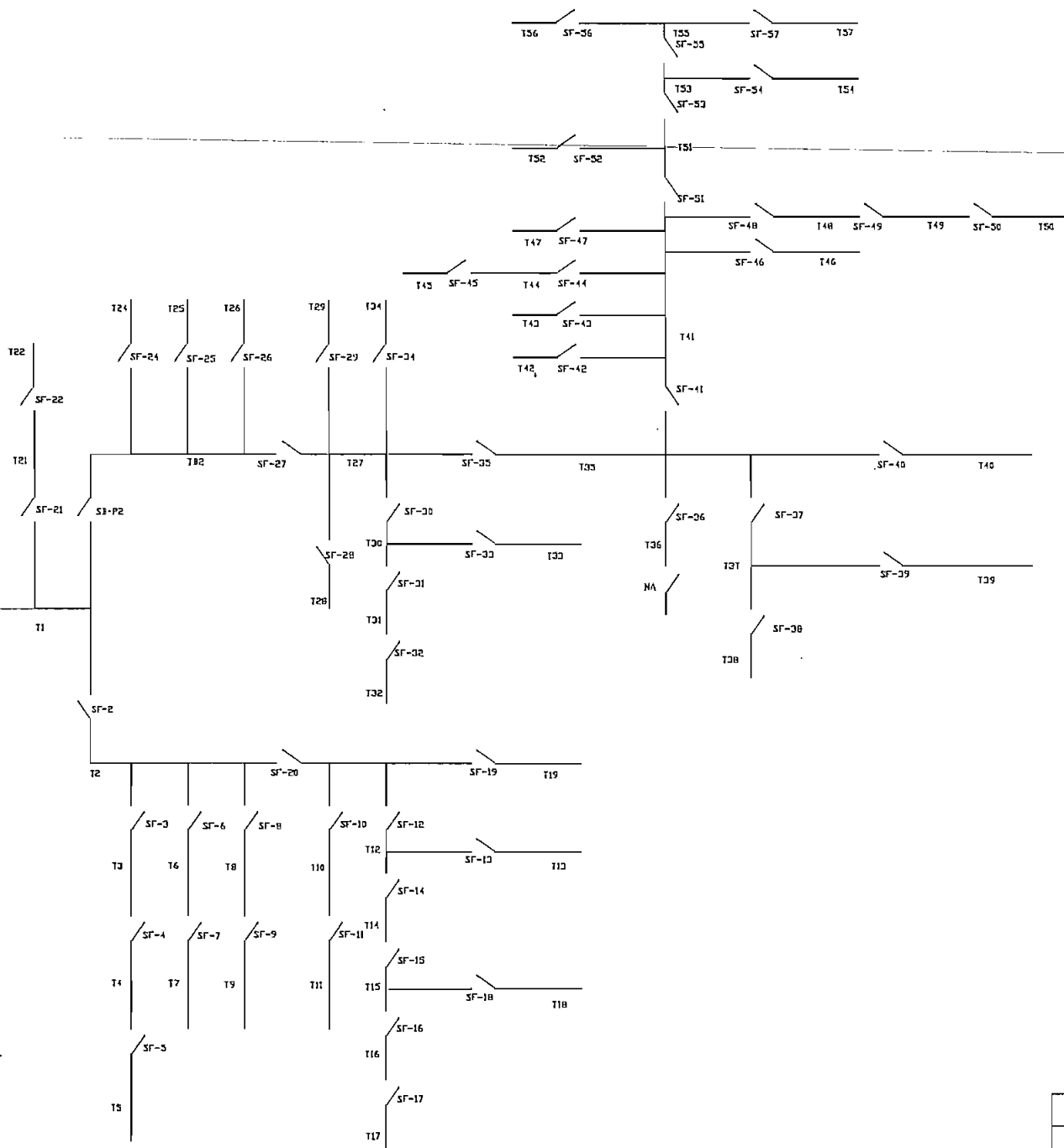


EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

TRAMOS DE ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento
y/o maniobra existente

ALIMENTADOR
ATAHUALPA

S/E



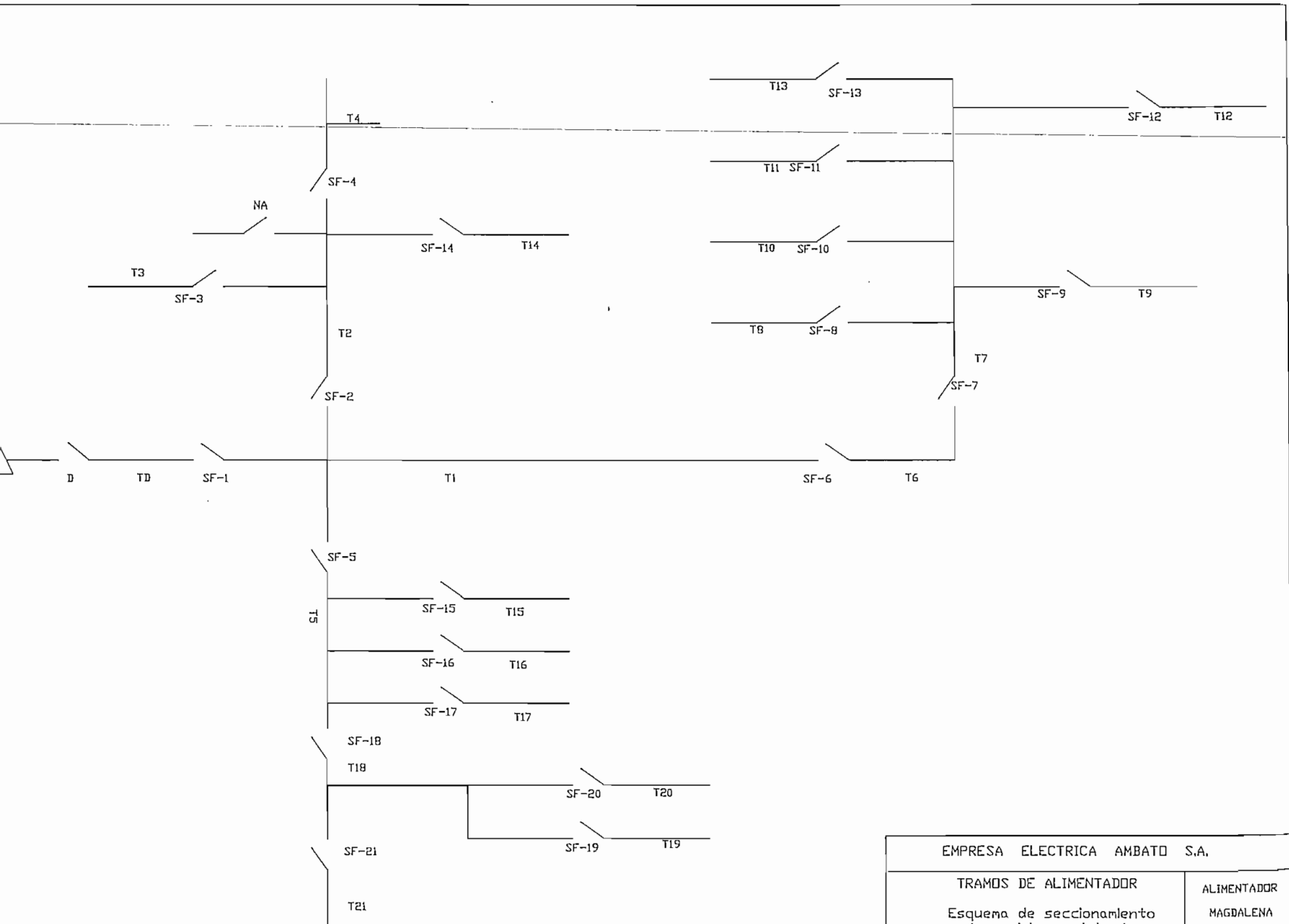
EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

TRAMOS DE ALIMENTADOR

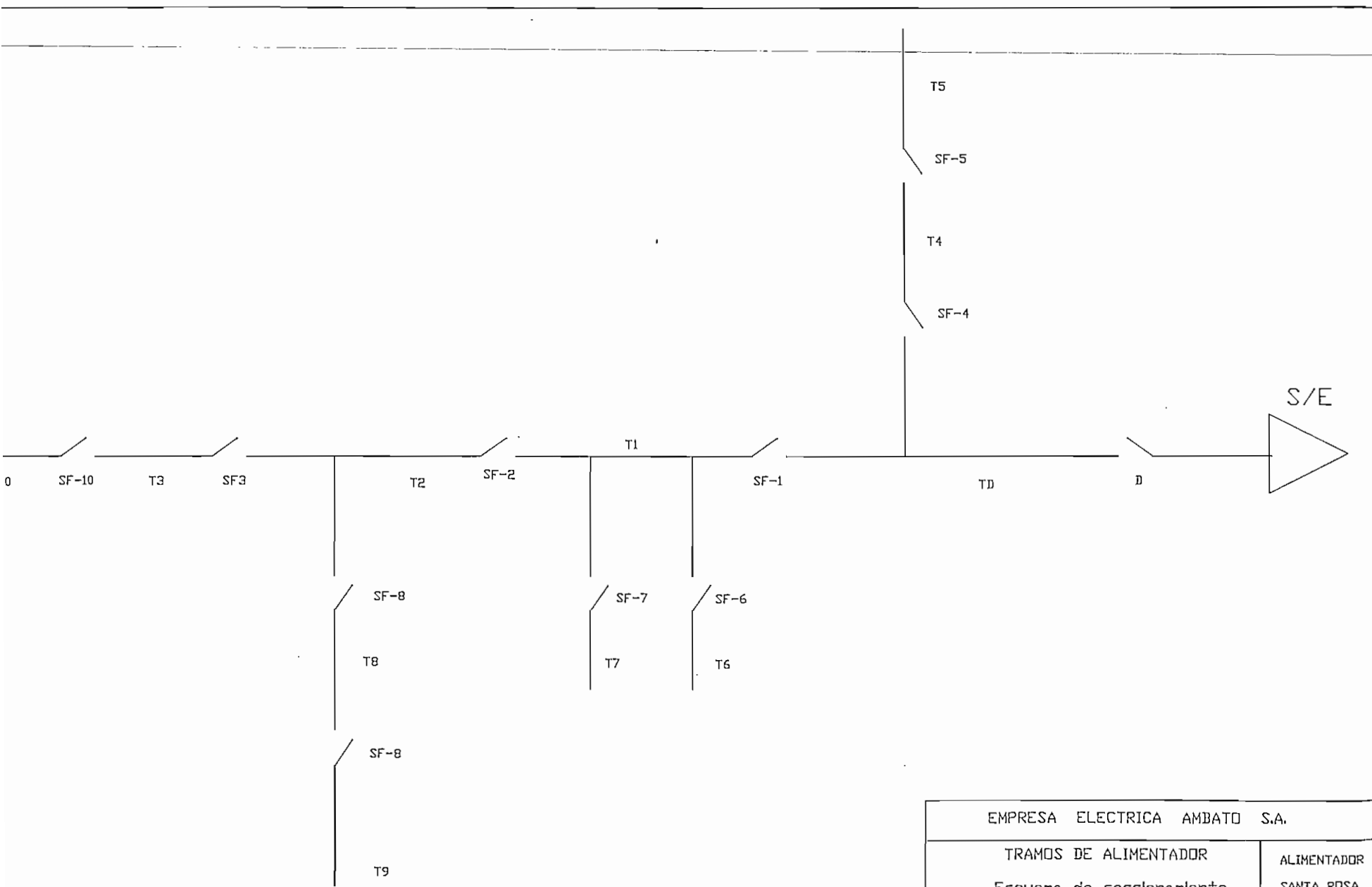
Esquema de seccionamiento
y/o manobra existente

ALIMENTADOR

MIRAFLORES



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
TRAMOS DE ALIMENTADOR	ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento y/o manobra existente	MAGDALENA

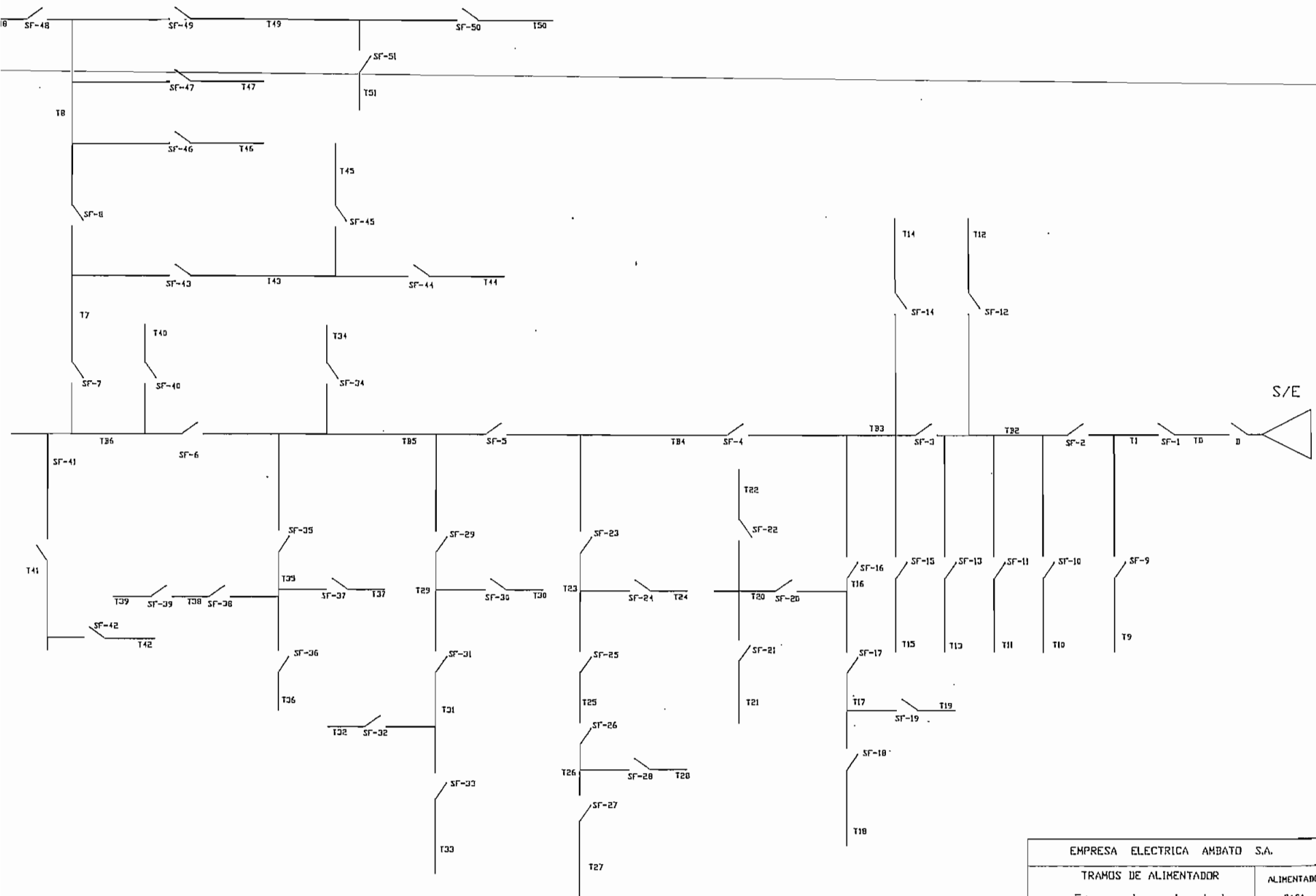


EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

TRAMOS DE ALIMENTADOR

Esquema de seccionamiento
y/o maniobra existente

ALIMENTADOR
SANTA ROSA



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
TRAMOS DE ALIMENTADOR	
Esquema de seccionamiento y/o manobra existente	ALIMENTADOR PASA

ANEXO 5.2

**MATRICES DE ESTADO PARA LA ESTRUCTURA
EXISTENTE DE LOS ALIMENTADORES**

ANEXO 6.1

**ESTRUCTURA DE PROTECCIÓN Y/O
SECCIONAMIENTO PROPUESTA EN LOS
ALIMENTADORES**

ANEXO 6.1

ESTRUCTURA DE PROTECCION Y/O SECCIONAMIENTO PROPUESTA

ESTRUCTURA PROPUESTA: AL. ATAHUALPA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	AT2
Seccionador Barra-P1	SB - P1	AT4
Seccionador Fusible-3	SF-3	AT9
Seccionador Barra -2	SB - P2	AT12
Seccionador Fusible - 5	SF-5	AT14
Seccionador Fusible - 6	SF-6	AT32
Seccionador Fusible - 7	SF-7	AT43
Seccionador Fusible - 8	SF-8	AT51
Seccionador Fusible - 9	SF-9	AT53
Seccionador Fusible - 10	SF-10	AT21
Seccionador Fusible - 11	SF-11	AT23
Seccionador Fusible - 13	SF-13	AT56
Seccionador Fusible - 14	SF-14	AT59
Seccionador Fusible - 15	SF-15	AT60
Seccionador Fusible - 16	SF-16	AT74
Seccionador Fusible - 17	SF-17	AT77
Seccionador Fusible - 18	SF-18	AT86
Seccionador Fusible - 20	SF-20	AT95
Seccionador Fusible - 21	SF-21	AT83
Seccionador Fusible - 22	SF-22	AT68
Seccionador Fusible - 23	SF-23	AT102
Seccionador Fusible - 24	SF-24	AT110
Seccionador Fusible - 25	SF-25	AT72
Seccionador Fusible - P1	SF-P1	AT25
Seccionador Fusible - P2	SF-P2	AT104

ESTRUCTURA PROPUESTA: AL.MIRAFLORES		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	M1
Seccionador Barra - P1	SB - P1	M3
Seccionador Fusible - 2	SF-2	M8
Seccionador Fusible - 3	SF-3	M42
Seccionador Fusible - 4	SF-4	M43
Seccionador Fusible - 5	SF-5	M45
Seccionador Fusible - 6	SF-6	M47
Seccionador Fusible - 7	SF-7	M50
Seccionador Fusible - 8	SF-8	M62
Seccionador Fusible - 9	SF-9	M68
Seccionador Fusible - 10	SF-10	M74
Seccionador Fusible - 11	SF-11	M78
Seccionador Fusible - 12	SF-12	M82
Seccionador Fusible - 13	SF-13	M102
Seccionador Fusible - 14	SF-14	M87
Seccionador Barra - P2	SB-P2	M95
Seccionador Fusible - 16	SF-16	M97
Seccionador Fusible - 18	SF-18	M118
Seccionador Fusible - 19	SF-19	M80
Seccionador Barra - P3	SB-P3	M13
Seccionador Fusible - 21	SF-21	M37
Seccionador Fusible - 22	SF-22	M40
Seccionador Barra - P4	SB-P4	M19
Seccionador Fusible - 24	SF-24	M121
Seccionador Fusible - 25	SF-25	M122
Seccionador Fusible - 26	SF-26	M129
Seccionador Fusible - 27	SF-27	M26
Seccionador Fusible - 28	SF-28	M130
Seccionador Fusible - 29	SF-29	M143
Seccionador Fusible - 30	SF-30	M144
Seccionador Fusible - 31	SF-31	M152
Seccionador Fusible - 32	SF-32	M156
Seccionador Fusible - 33	SF-33	M147
Seccionador Fusible - 34	SF-34	M161
Seccionador Barra - P5	SB - P5	M30
Seccionador Fusible - 36	SF-36	M213
Seccionador Fusible - 37	SF-37	M163
Seccionador Fusible - 38	SF-38	M172
Seccionador Fusible - 39	SF-39	M171
Seccionador Fusible - 40	SF-40	M35
Seccionador Fusible - 41	SF-41	M174
Seccionador Fusible - 42	SF-42	M191
Seccionador Fusible - 43	SF-43	M192
Seccionador Fusible - 44	SF-44	M193
Seccionador Fusible - 45	SF-45	M195
Seccionador Fusible - 46	SF-46	M198
Seccionador Fusible - 47	SF-47	M199
Seccionador Fusible - 48	SF-48	M200
Seccionador Fusible - 50	SF-50	M203
Seccionador Barra- P6	SB-P6	M182
Seccionador Fusible - 52	SF-52	M209
Seccionador Barra - P7	SB-P7	M183
Seccionador Fusible - 54	SF-54	M205
Seccionador Fusible - 55	SF-55	M184
Seccionador Fusible - 56	SF-56	M210
Seccionador Fusible - 57	SF-57	M211

ESTRUCTURA PROPUESTA: AL. MAGDALENA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	MG1
Seccionador Barra - P1	SB - P1	MG3
Seccionador Fusible - 2	SF-2	MG33
Seccionador Fusible - 3	SF-3	MG52
Seccionador Fusible - 4	SF-4	MG43
Seccionador Fusible - 5	SF-5	MG67
Seccionador Barra - P2	SB - P2	MG6
Seccionador Fusible - 7	SF-7	MG7
Seccionador Fusible - 8	SF-8	MG17
Seccionador Fusible - 9	SF-9	MG19
Seccionador Fusible - 10	SF-10	MG20
Seccionador Fusible - 11	SF-11	MG21
Seccionador Fusible - 12	SF-12	MG30
Seccionador Fusible - 13	SF-13	MG22
Seccionador Fusible - 14	SF-14	MG60
Seccionador Fusible - 15	SF-15	MG69
Seccionador Fusible - 16	SF-16	MG72
Seccionador Fusible - 17	SF-17	MG77
Seccionador Fusible - 18	SF-18	MG74
Seccionador Fusible - 19	SF-19	MG81
Seccionador Fusible - 20	SF-20	MG79
Seccionador Fusible - 21	SF-21	MG82
Seccionador Fusible - P1	SF-P1	MG63
Seccionador Fusible - P2	SF-P2	MG4
Seccionador Fusible - P3	SF-P3	MG14

ESTRUCTURA PROPUESTA: AL. SANTA ROSA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	ST1
Seccionador Fusible - 2	SF-2	ST6
Seccionador Fusible - 3	SF-3	ST49
Seccionador Fusible - 4	SF-4	ST23
Seccionador Fusible - 5	SF-5	ST24
Seccionador Fusible - 6	SF-6	ST27
Seccionador Fusible - 7	SF-7	ST5
Seccionador Fusible - 8	SF-8	ST14
Seccionador Fusible - 9	SF-9	ST43
Seccionador Fusible - 10	SF-10	ST55
Seccionador Fusible - P1	SF-P1	ST3
Seccionador Fusible - P2	SF-P2	ST21

ESTRUCTURA PROPUESTA: AL.PASA		
Equipo instalado	Designación	Tramo
Disyuntor	D	P1
Seccionador Barra - P1	SB-P1	P2
Seccionador Barra - P2	SB-P2	P4
Seccionador Barra - P3	SB-P3	P9
Seccionador Barra - P4	SB-P4	P13
Seccionador Barra - P5	SB-P5	P14
Seccionador Barra - P6	SB-P6	P18
Seccionador Fusible - 7	SF-7	P21
Seccionador Fusible - 8	SF-8	P24
Seccionador Fusible - 9	SF-9	P30
Seccionador Fusible - 10	SF-10	P42
Seccionador Fusible - 11	SF-11	P46
Seccionador Fusible - 12	SF-12	P47
Seccionador Fusible - 13	SF-13	P48
Seccionador Fusible - 14	SF-14	P51
Seccionador Fusible - 15	SF-15	P52
Seccionador Fusible - 16	SF-16	P53
Seccionador Fusible - 17	SF-17	P67
Seccionador Fusible - 18	SF-18	P70
Seccionador Fusible - 19	SF-19	P77
Seccionador Fusible - 20	SF-20	P58
Seccionador Fusible - 21	SF-21	P88
Seccionador Fusible - 22	SF-22	P61
Seccionador Fusible - 23	SF-23	P99
Seccionador Fusible - 24	SF-24	P131
Seccionador Fusible - 25	SF-25	P100
Seccionador Fusible - 26	SF-26	P102
Seccionador Fusible - 27	SF-27	P105
Seccionador Fusible - 28	SF-28	P123
Seccionador Fusible - 29	SF-29	P145
Seccionador Fusible - 30	SF-30	P146
Seccionador Fusible - 31	SF-31	P150
Seccionador Fusible - 32	SF-32	P151
Seccionador Fusible - 33	SF-33	P153
Seccionador Fusible - 34	SF-34	P159
Seccionador Fusible - 35	SF-35	P162
Seccionador Fusible - 36	SF-36	P186
Seccionador Fusible - 37	SF-37	P180
Seccionador Fusible - 38	SF-38	P167
Seccionador Fusible - 39	SF-39	P170
Seccionador Fusible - 40	SF-40	P191
Seccionador Fusible - 41	SF-41	P192
Seccionador Fusible - 42	SF-42	P253
Seccionador Fusible - 43	SF-43	P311
Seccionador Fusible - 44	SF-44	P330
Seccionador Fusible - 45	SF-45	P317
Seccionador Fusible - 46	SF-46	P399
Seccionador Fusible - 47	SF-47	P385
Seccionador Fusible - 48	SF-48	P371
Seccionador Fusible - 49	SF-49	P348
Seccionador Fusible - 50	SF-50	P362
Seccionador Fusible - 51	SF-51	P354
Seccionador Fusible - P1	SF-P1	P44
Seccionador Fusible - P2	SF-P2	P217
Seccionador Fusible - P3	SF-P3	P236
Seccionador Fusible - P4	SF-P4	P198
Seccionador Fusible - P5	SF-P5	P322
Seccionador Fusible - P6	SF-P6	P289
Seccionador Fusible - P7	SF-P7	P210
Seccionador Fusible - P8	SF-P8	P203
Seccionador Fusible - P9	SF-P9	P341

ANEXO 6.2

MAGNITUDES DE FALLA

Estructura propuesta de los alimentadores

ANEXO 6.2

MAGNITUDES DE FALLA-ESTRUCTURA PROPUESTA

MAGNITUDES DE FALLA: AL. ATAHUALPA				
Equipo	Tramo	I nominal (Amperios)	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
			Máxima	Minima
D	AT2	167	4284	1480
SB - P1	AT4	167	3927	1423
SF-3	AT9	155	3308	1305
SB - P2	AT12	151	3102	1259
SF-5	AT14	56	3044	1246
SF-6	AT32	24	2986	1227
SF-7	AT43	12	2862	1195
SF-8	AT51	5	2261	1186
SF-9	AT53	3	2196	1172
SF-10	AT21	13	2702	1159
SF-11	AT23	9	2626	1138
SF-13	AT56	2	3047	1245
SF-14	AT59	0	2457	1081
SF-15	AT60	77	3043	1245
SF-16	AT74	3	2226	1165
SF-17	AT77	31	2772	1176
SF-18	AT86	13	2611	1128
SF-20	AT95	6	2139	1084
SF-21	AT83	10	2479	1085
SF-22	AT68	20	2542	1115
SF-23	AT102	14	2890	1203
SF-24	AT110	0	2364	1053
SF-25	AT72	6	2314	1045
SF-P1	AT25	11	3291	1295
SF-P2	AT104	10	2811	1180

MAGNITUDES DE FALLA: AL. MIRAFLORES				
Equipo	Tramo	I nominal (Amperios)	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
			Máxima	Mínima
D	M1	430	4489	1509
SB - P1	M3	374	4238	1460
SF-2	M8	159	3393	1313
SF-3	M42	5	3330	1296
SF-4	M43	5	3238	1271
SF-5	M45	2	2933	1189
SF-6	M47	39	3189	1264
SF-7	M50	29	2995	1211
SF-8	M62	25	2948	1204
SF-9	M68	6	2316	1157
SF-10	M74	8	2798	1166
SF-11	M78	6	2737	1148
SF-12	M82	76	2770	1161
SF-13	M102	10	2639	1126
SF-14	M87	51	2407	1062
SB - P2	M95	26	2244	1015
SF-16	M97	13	2165	991
SF-18	M118	6	1540	941
SF-19	M80	5	2182	1130
SB - P3	M13	94	2872	1188
SF-21	M37	10	3987	1419
SF-22	M40	3	3486	1302
SB - P4	M19	212	3464	1338
SF-24	M121	2	2996	1316
SF-25	M122	5	3324	1306
SF-26	M129	5	2540	1235
SF-27	M26	174	3041	1245
SF-28	M130	22	2848	1185
SF-29	M143	1	2371	1204
SF-30	M144	39	2840	1195
SF-31	M152	17	2666	1139
SF-32	M156	8	2547	1102
SF-33	M147	6	2090	1132
SF-34	M161	3	2264	1185
SB - P5	M30	123	2811	1188
SF-36	M213	2	2690	1155
SF-37	M163	17	2626	1134
SF-38	M172	5	1790	1040
SF-39	M171	3	2323	1034
SF-40	M35	5	2527	1110
SF-41	M174	97	2738	1169
SF-42	M191	6	2630	1133
SF-43	M192	2	2530	1100
SF-44	M193	10	2507	1092
SF-45	M195	5	2412	1061
SF-46	M198	3	2452	1074
SF-47	M199	2	2431	1068
SF-48	M200	13	2319	1031
SF-50	M203	3	2245	1007
SB - P6	M182	47	2281	1019
SF-52	M209	6	1674	994
SB - P7	M183	41	2252	1010
SF-54	M205	3	2206	995
SF-55	M184	37	2206	995
SF-56	M210	6	2109	963
SF-57	M211	6	2068	950

MAGNITUDES DE FALLA: AL. MAGDALENA				
Equipo	Tramo	I nominal (Amperios)	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
			Máxima	Mínima
D	MG1	109	4538	1516
SB - P1	MG3	106	4494	1480
SF-2	MG33	34	4312	1461
SF-3	MG52	5	2949	1270
SF-4	MG43	18	3029	1215
SF-5	MG67	35	3666	1377
SB - P2	MG6	40	3679	1379
SF-7	MG7	40	3524	1350
SF-8	MG17	5	3348	1306
SF-9	MG19	6	2931	1306
SF-10	MG20	3	2866	1291
SF-11	MG21	2	2758	1274
SF-12	MG30	3	2800	1175
SF-13	MG22	2	2488	1232
SF-14	MG60	3	3109	1236
SF-15	MG69	1	3497	1333
SF-16	MG72	2	3141	1333
SF-17	MG77	2	3078	1323
SF-18	MG74	32	3430	1331
SF-19	MG81	2	2776	1265
SF-20	MG79	6	2796	1270
SF-21	MG82	17	3087	1256
SF-P1	MG63	43	4302	1465
SF-P2	MG4	41	4308	1465
SF-P3	MG14	20	3068	1251

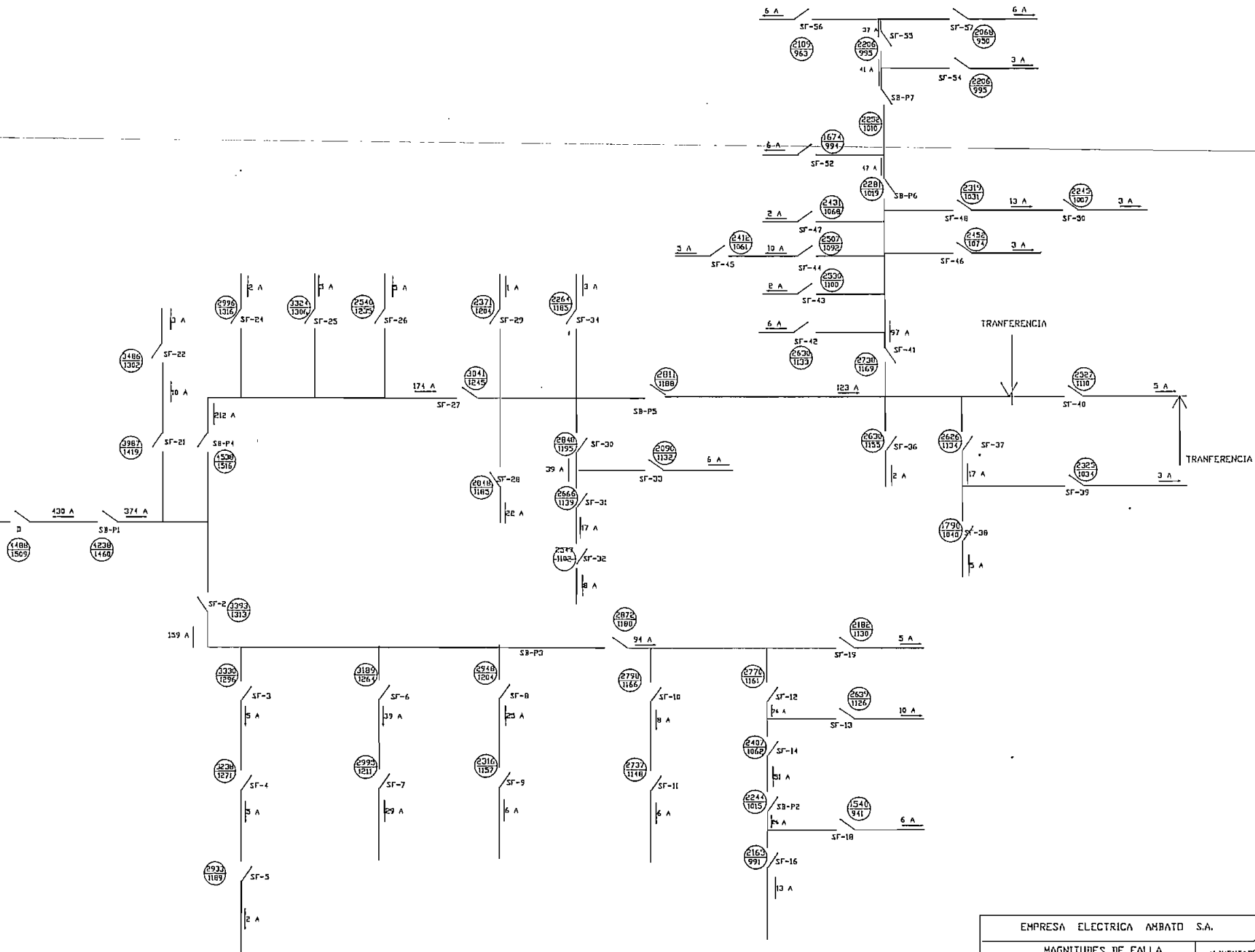
MAGNITUDES DE FALLA: AL. SANTA ROSA				
Equipo	Tramo	I nominal (Amperios)	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
			Máxima	Mínima
D	ST1	146	4469	1502
SF-2	ST6	65	2474	1078
SF-3	ST49	21	1868	897
SF-4	ST23	5	3616	1333
SF-5	ST24	2	3197	1288
SF-6	ST27	34	2593	1109
SF-7	ST5	86	2665	1128
SF-8	ST14	37	1996	938
SF-9	ST43	2	1286	834
SF-10	ST55	13	1039	726
SF-P1	ST3	141	2924	1191
SF-P2	ST21	9	1799	874

MAGNITUDES DE FALLA: AL. PASA				
Equipo	Tramo	I nominal (Amperios)	Corrientes de Cortocircuito (Amperios)	
			Máxima	Mínima
D	P1	257	4241	1461
SB-P1	P2	257	3561	1331
SB-P2	P4	249	2409	1060
SB-P3	P9	226	1348	709
SB-P4	P13	218	1158	630
SB-P5	P14	152	1097	604
SB-P6	P18	143	824	477
SF-7	P21	70	768	449
SF-8	P24	62	659	394
SF-9	P30	17	1856	1000
SF-10	P42	2	1146	769
SF-11	P46	3	1051	728
SF-12	P47	3	1038	720
SF-13	P48	4	1040	725
SF-14	P51	1	913	662
SF-15	P52	1	870	642
SF-16	P53	52	816	608
SF-17	P67	19	735	556
SF-18	P70	7	624	485
SF-19	P77	4	600	469
SF-20	P58	26	690	527
SF-21	P88	3	622	484
SF-22	P61	6	573	452
SF-23	P99	65	806	606
SF-24	P131	5	786	593
SF-25	P100	58	714	546
SF-26	P102	51	622	486
SF-27	P105	27	522	419
SF-28	P123	7	482	391
SF-29	P145	16	779	594
SF-30	P146	15	764	584
SF-31	P150	11	599	479
SF-32	P151	9	571	460
SF-33	P153	6	542	440
SF-34	P159	3	650	513
SF-35	P162	37	575	462
SF-36	P186	6	472	388
SF-37	P180	2	521	424
SF-38	P167	12	481	394
SF-39	P170	4	452	374
SF-40	P191	1	571	466
SF-41	P192	119	776	453
SF-42	P253	28	394	343
SF-43	P311	63	465	393
SF-44	P330	5	394	340
SF-45	P317	49	396	341
SF-46	P399	7	453	385
SF-47	P385	19	446	380
SF-48	P371	21	422	361
SF-49	P348	31	443	378
SF-50	P362	5	394	339
SF-51	P354	10	384	331
SF-P1	P44	4	1173	780
SF-P2	P217	22	409	354
SF-P3	P236	16	490	410
SF-P4	P198	93	673	399
SF-P5	P322	28	343	299
SF-P6	P289	26	322	284
SF-P7	P210	13	324	285
SF-P8	P203	71	394	342
SF-P9	P341	7	491	412

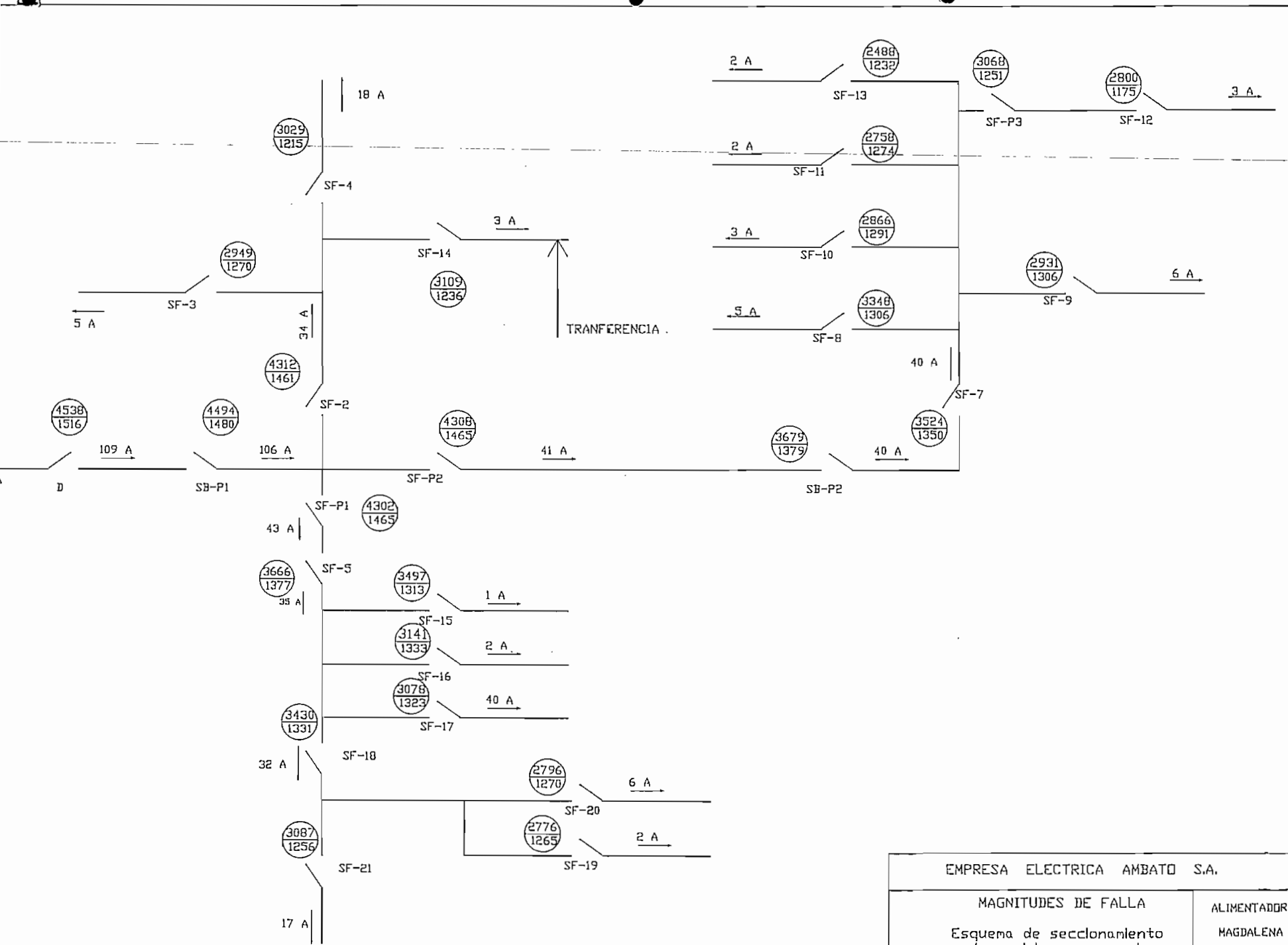
ANEXO 6.3

**DIAGRAMAS DE LOS ALIMENTADORES
MAGNITUDES DE FALLA**

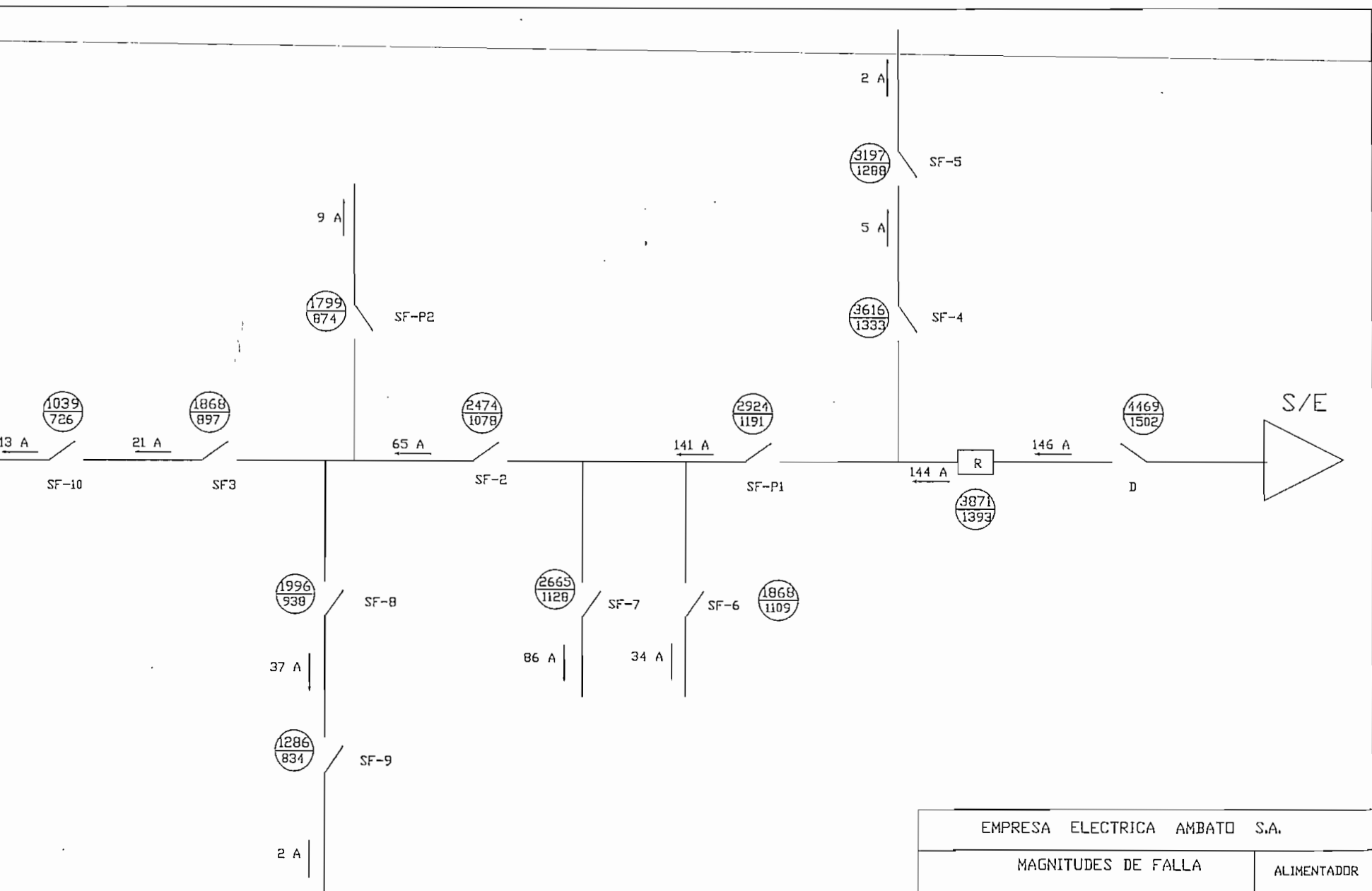
S/E



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
MAGNITUDES DE FALLA	ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento y/o manobra propuesto	MIRAFLORES



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
MAGNITUDES DE FALLA Esquema de seccionamiento y/o manobra propuesto	ALIMENTADOR MAGDALENA



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

MAGNITUDES DE FALLA
Esquema de seccionamiento
y/o maniobra propuesto

ALIMENTADOR
SANTA ROSA

ANEXO 6.4

**CURVAS TIEMPO – CORRIENTE DE LOS
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE LOS
ALIMENTADORES**

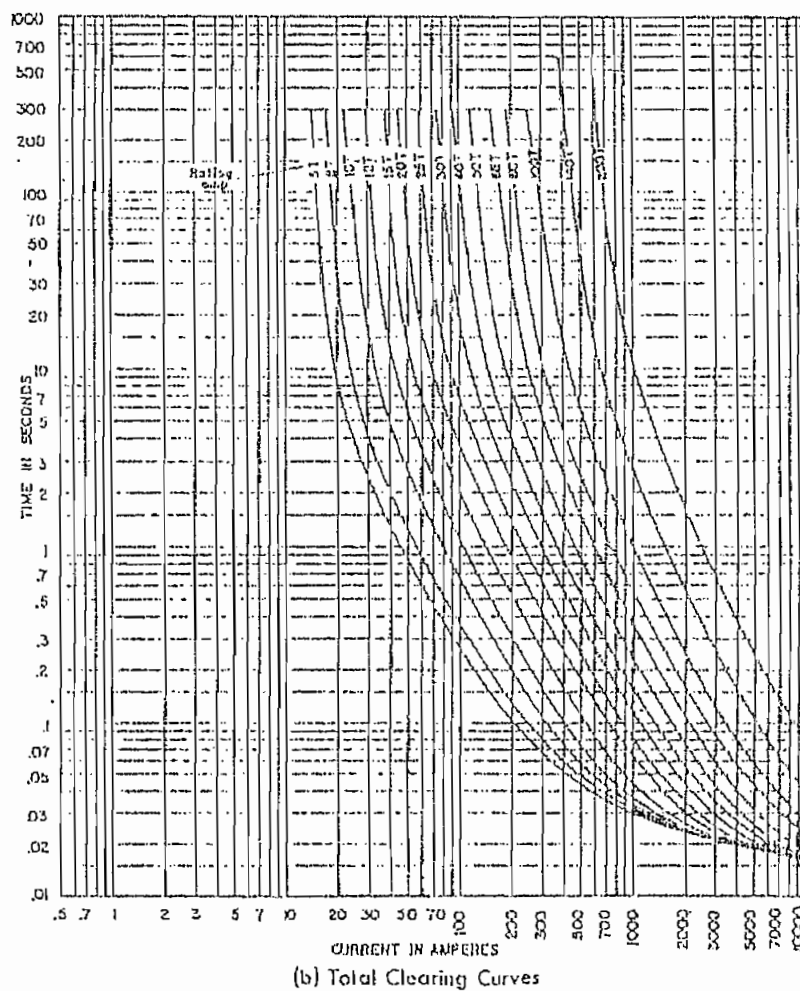
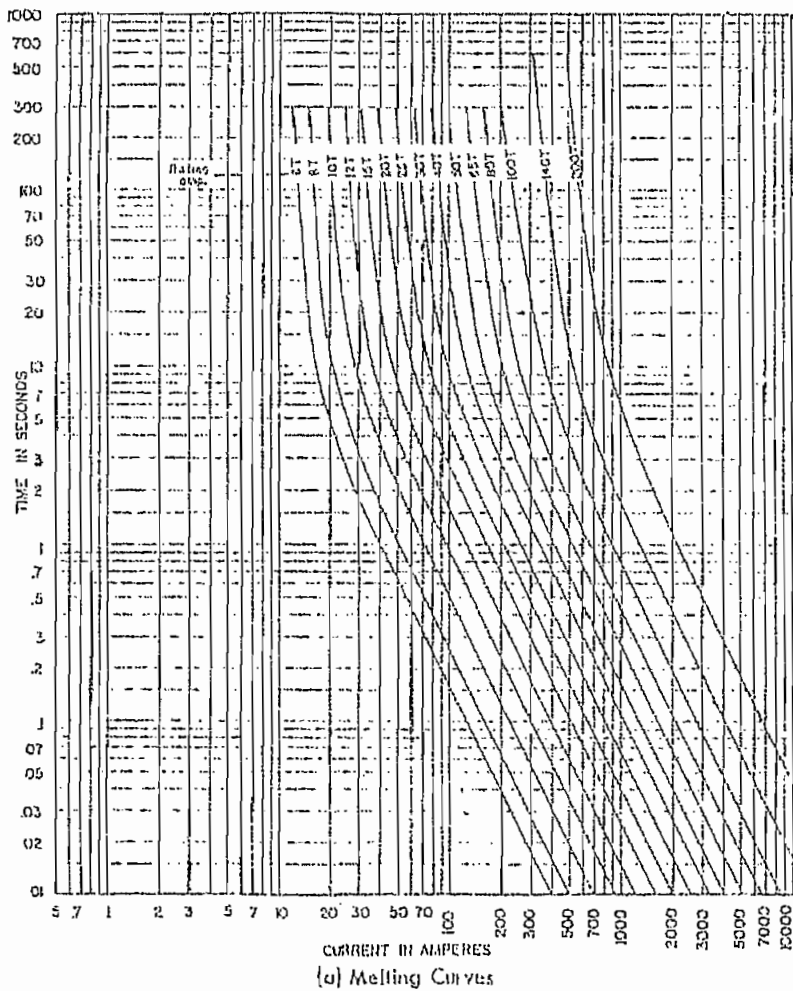


Fig. 42—Time-current characteristic curves for Type T (Slow) universal fuse links. (a) Melting curves. These curves show the minimum time required to melt the fusible element, starting from an ambient temperature of 25C with no previous loading.

No arcing time is included. (b) Total-clearing curves. These curves show the time required for any given current to melt the fuse link and clear the circuit.

CURVAS DE FUSIBLES TIPO T

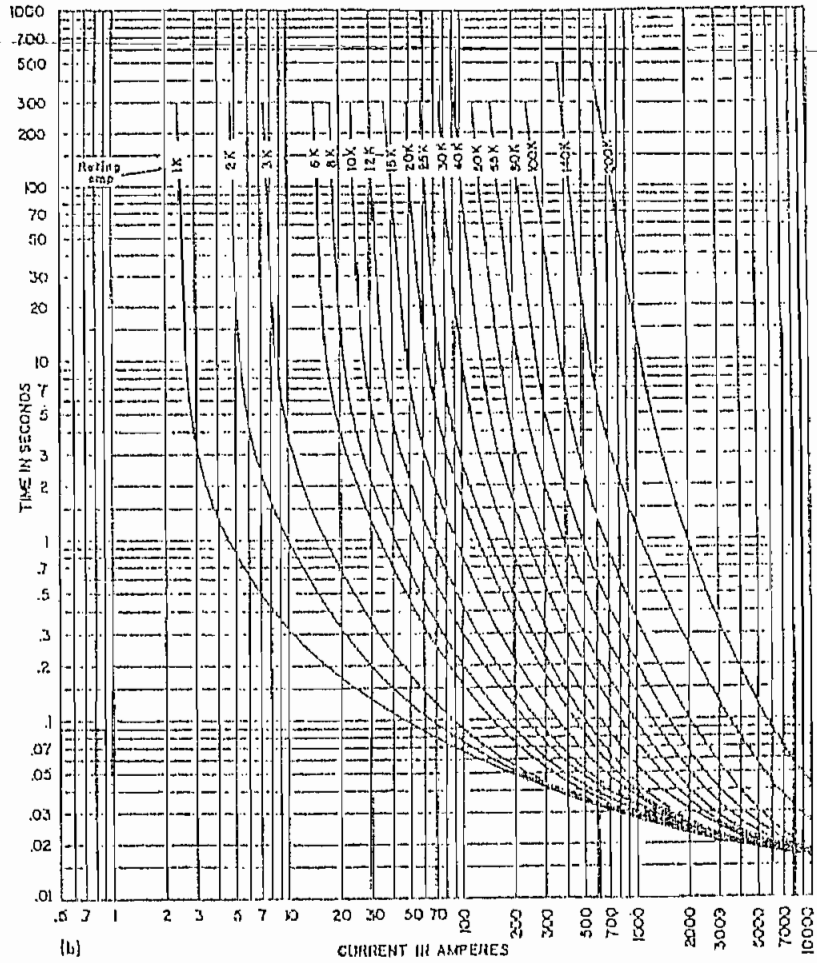
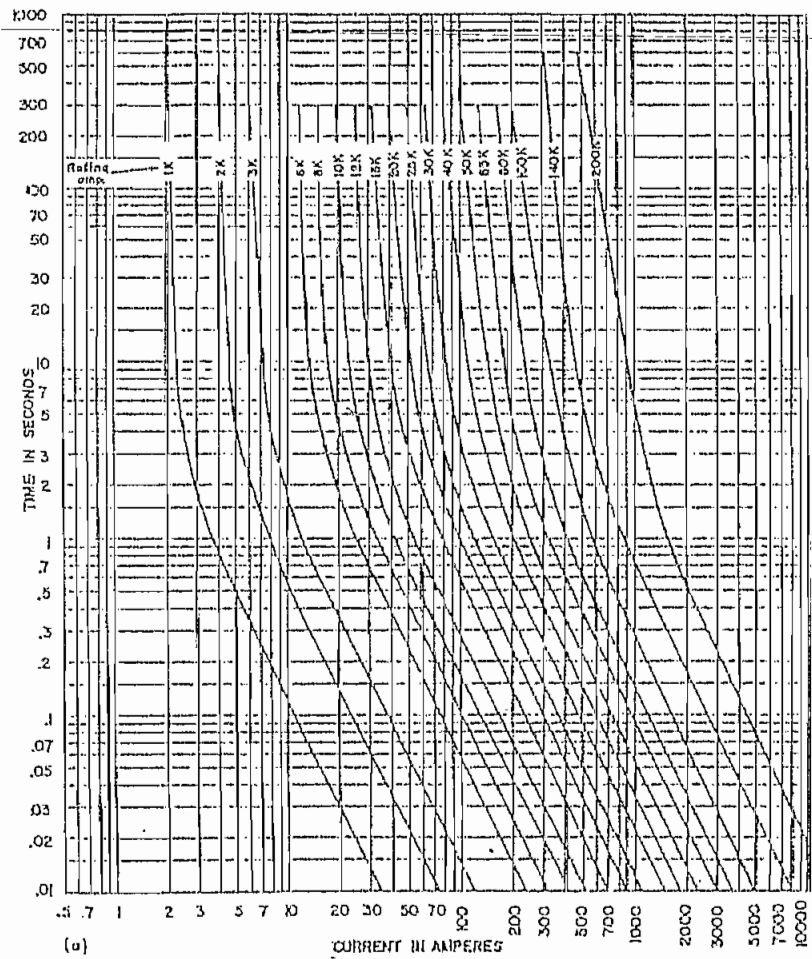
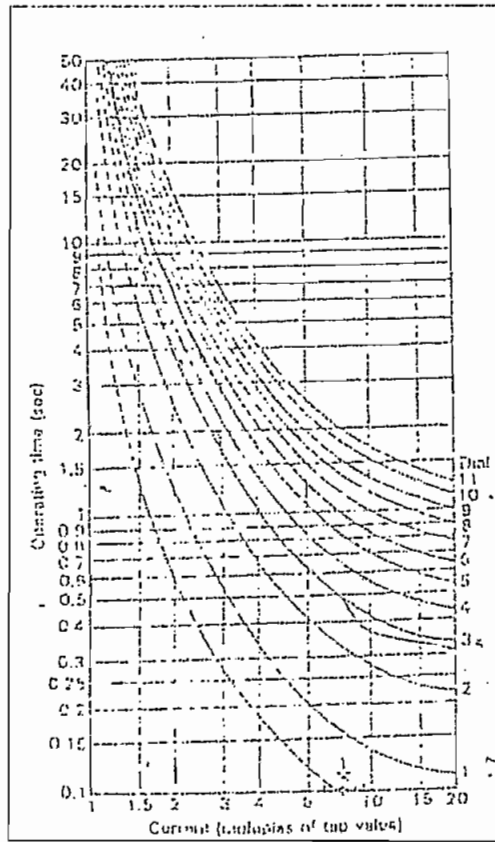


Fig. 41—Time-current characteristic curves for Type K (Fast) universal fuse links. (a) Melting curves. These curves show the minimum time required to melt the fusible element, starting from an ambient temperature of 25C with no previous loading.

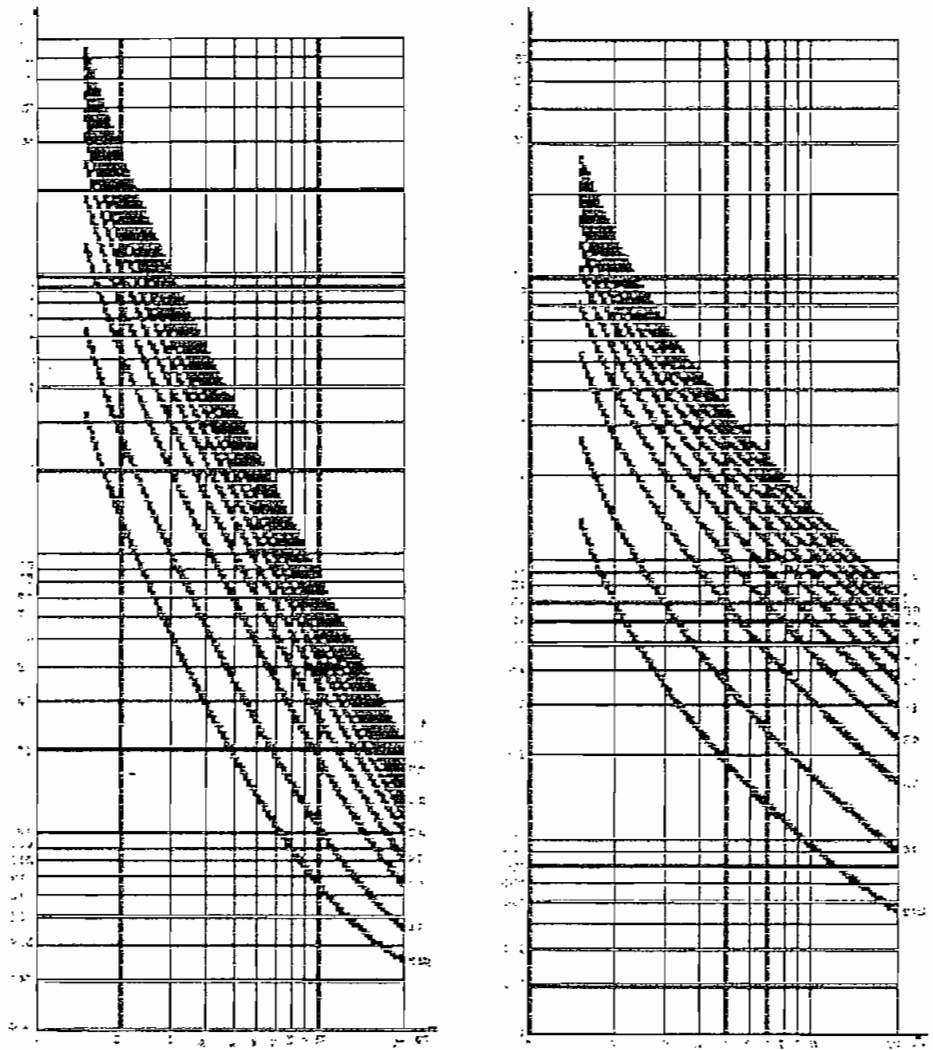
No arcing time is included. (b) Total-clearing curves. These curves show the time required for any given current to melt the fuse link and clear the circuit.

CURVAS DE FUSIBLES TIPO K

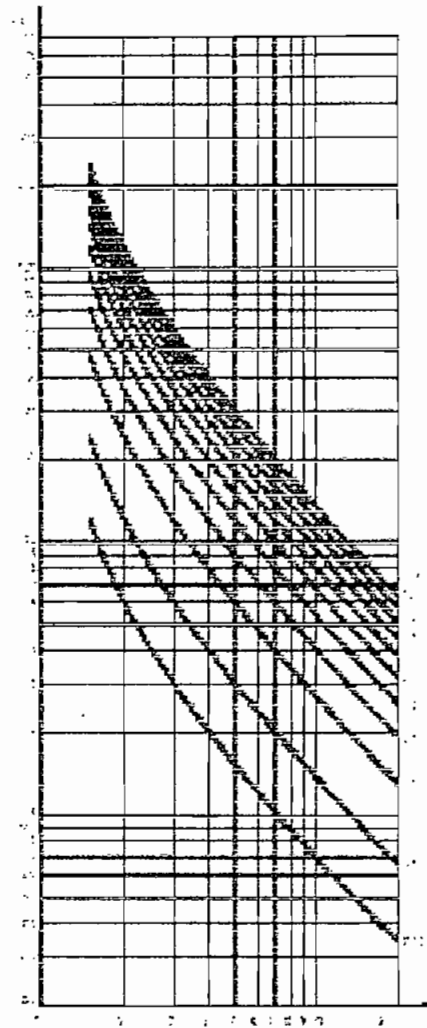
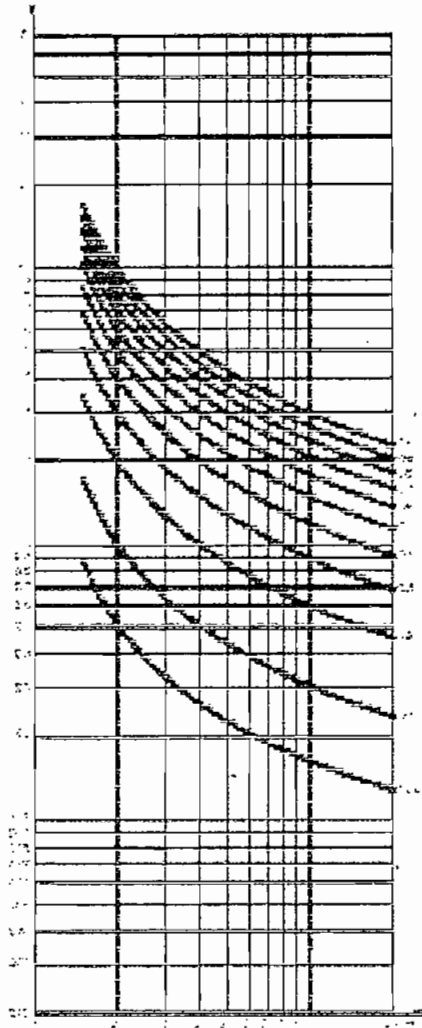
CURVA DEL RELÉ CO9 MITSUBISHI



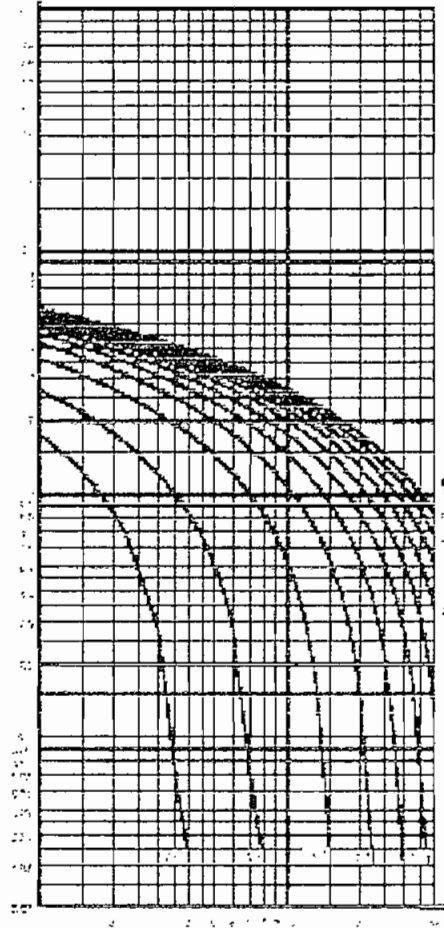
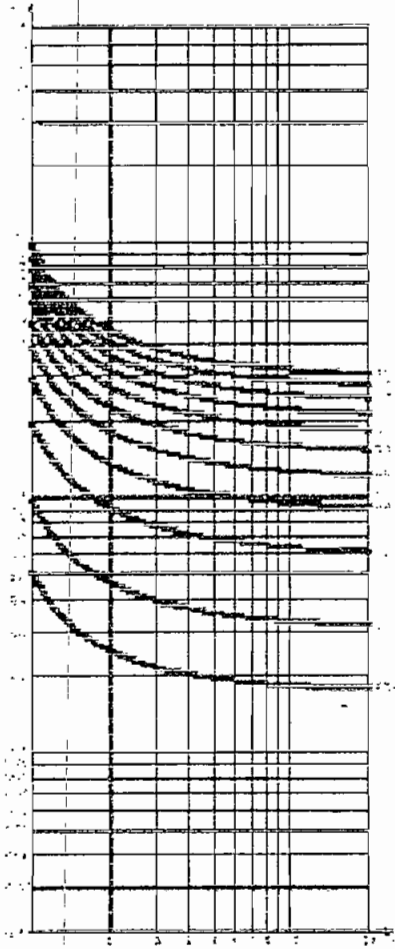
CURVAS DEL RELÉ SPAA 345C ABB



Curvas Extremadamente Inversa y Muy Inversa



Curvas Normal Inversa e Inversa de Larga Duración



Curvas RI e RXIDG para relés ABB

ANEXO 6.5

**COORDINACIÓN DE LOS SECCIONADORES
FUSIBLES EN LOS ALIMENTADORES**

COORDINACIÓN DE FUSIBLES – ALIMENTADOR ATAHUALPA

- Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-18.

Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-18							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-18	10T	-	-	13	-	-	-
SF-17	50T	10T	2611	31	0.029	0.0216	74
SF-15	100T	50T	2772	77	0.11	0.056	51
SF-3	140T	100T	3043	155	0.17	0.11	65

- Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-20.

Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-20							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-20	6T	-	-	6	-	-	-
SF-17	50T	6T	2611	31	0.029	0.021	72
SF-15	100T	50T	2772	77	0.11	0.056	51
SF-3	140T	100T	3043	155	0.17	0.11	65

- Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-21.

Coordinación SF3, SF-15, SF-17, SF-21							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-21	8T	-	-	10	-	-	-
SF-17	100T	8T	2479	31	0.135	0.022	16
SF-15	100T	50T	2772	77	0.11	0.056	51
SF-3	140T	100T	3043	155	0.17	0.11	65

- Coordinación SF3, SF-15, SF-22, SF-25.

Coordinación SF3, SF-15, SF-22, SF-25							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-25	6T	-	-	6	-	-	-
SF-22	50T	6T	2314	20	0.031	0.023	74
SF-15	100T	50T	2542	77	0.12	0.055	46
SF-3	140T	100T	3043	155	0.17	0.11	65

▪ Coordinación SF3, SF-23, SF-P2.

Coordinación SF3, SF-23, SF-P2							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P2	8T	-	-	10	-	-	-
SF-23	50T	8T	2811	14	0,027	0,02	74
SF-3	140T	50T	2890	155	0,2	0,048	24

▪ Coordinación SF3, SF-5, SF-6.

Coordinación SF3, SF-5, SF-6							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-6	20T	-	-	24	-	-	-
SF-5	100T	20T	2986	56	0,09	0,037	41
SF-3	140T	100T	3044	155	0,17	0,12	71

▪ Coordinación SF3, SF-5, SF-7.

Coordinación SF3, SF-5, SF-7.							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-7	10T	-	-	12	-	-	-
SF-5	100T	10T	2862	56	0,11	0,023	21
SF-3	140T	100T	3044	155	0,17	0,12	71

▪ Coordinación SF3, SF-5, SF-8.

Coordinación SF3, SF-5, SF-8							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-8	6T	-	-	5	-	-	-
SF-5	100T	6T	2261	56	0,17	0,022	13
SF-3	140T	100T	3044	155	0,17	0,12	71

- Coordinación SF3, SF-5, SF-9.

Coordinación SF3, SF-5, SF-9							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-9	6T	-	-	3	-	-	-
SF-5	100T	6T	2196	56	0,18	0,023	13
SF-3	140T	100T	3044	155	0,17	0,12	71

- Coordinación SF3, SF-15, SF-16.

Coordinación SF3, SF-15, SF-16							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-16	6T	-	-	3	-	-	-
SF-15	100T	6T	2226	77	0,16	0,023	14
SF-3	140T	100T	3043	155	0,17	0,12	71

- Coordinación SF3, SF-13.

Coordinación SF3, SF-13							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-13	6T	-	-	2	-	-	-
SF-3	140T	6T	3047	155	0,1765	0,0205	12

COORDINACIÓN DE FUSIBLES – ALIMENTADOR MIRAFLORES

▪ Coordinación SF-2, SF-12, SF-14, SF-16

Coordinación SF-2, SF-12, SF-14, SF-16							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-16	10T	-	-	13	-	-	-
SF-14	40T	10T	2165	51	0.03	0.0225	75
SF-12	80T	40T	2407	76	0.125	0.042	34
SF-2	140T	80T	2770	159	0.22	0.1	45
SF-2	140T	-	3393	159	-	0.21	-

▪ Coordinación SF-27, SF-30, SF-31, SF-32

Coordinación SF-27, SF-30, SF-31, SF-32							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-32	6T	-	-	8	-	-	-
SF-31	50T	6T	2547	17	0.0295	0.022	75
SF-30	100T	50T	2666	39	0.13	0.055	42
SF-27	140T	140T	2840	174	0.21	0.29	138

▪ Coordinación SF-27, SF-41, SF-55, SF-56

Coordinación SF-27, SF-41, SF-55, SF-56							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-56	6T	-	-	6	-	-	-
SF-55	50T	6T	2109	37	0.039	0.023	59
SF-41	100T	50T	2206	97	0.16	0.065	41
SF-27	140T	100T	2738	174	0.22	0.15	68

▪ Coordinación SF-2, SF-3, SF-4, SF-5

Coordinación SF-2, SF-3, SF-4, SF-5							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-5	6T	-	-	2	-	-	-
SF-4	50T	6T	2933	5	0,0275	0,0205	75
SF-3	100T	50T	3238	5	0,07	0,039	56
SF-2	140T	100T	3330	159	0,15	0,105	70
SF-2	-	140T	3393	159	-	0,21	-

- Coordinación SF-2, SF-6, SF-7

Coordinación SF-2, SF-6, SF-7							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-7	25T	-	-	29	-	-	-
SF-6	65T	25T	2995	39	0,0335	0,025	75
SF-2	140T	65T	3189	159	0,16	0,055	34

- Coordinación SF-2, SF-8, SF-9

Coordinación SF-2, SF-8, SF-9							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-9	6T	-	-	6	-	-	-
SF-8	40T	6T	2316	25	0,03	0,0225	75
SF-2	140T	40T	2948	159	0,205	0,038	19

- Coordinación SF-2, SF-10, SF-11

- Coordinación SF-2, SF-10, SF-11							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-11	6T	-	-	6	-	-	-
SF-10	50T	6T	2737	8	0,0281	0,0212	75
SF-2	140T	50T	2798	159	0,225	0,049	22

- Coordinación SF-2, SF-12, SF-13

Coordinación SF-2, SF-12, SF-13							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-13	8T	-	-	10	-	-	-
SF-12	80T	8T	2639	76	0,07	0,0215	31
SF-2	140T	80T	2770	159	0,23	0,1	43

- Coordinación SF-2, SF-12, SF-14, SF-18

Coordinación SF-2, SF-12, SF-14, SF-18							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-18	6T	-	-	6	-	-	-
SF-14	40T	6T	1540	51	0,05	0,026	52
SF-12	80T	40T	2407	76	0,075	0,045	60
SF-2	140T	80T	2770	159	0,23	0,1	43

- Coordinación SF-2, SF-19

Coordinación SF-2, SF-19							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-19	6T	-	-	5	-	-	-
SF-2	140T	6T	2182	159	0,39	0,0227	6

- Coordinación SF-21, SF-22

Coordinación SF-21, SF-22							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-22	6T	-	-	3	-	-	-
SF-21	65T	6T	3486	10	0,0265	0,02	75

- Coordinación SF-27, SF-28

Coordinación SF-27, SF-28							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-28	20T	-	-	22	-	-	-
SF-27	140T	20T	2848	174	0,22	0,021	10

- Coordinación SF-27, SF-29

Coordinación SF-27, SF-29							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-29	6T	-	-	1	-	-	-
SF-27	140T	6T	2371	174	0,27	0,0223	8

- Coordinación SF-27, SF-30, SF-33

Coordinación SF-27, SF-30, SF-33							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-33	6T	-	-	6	-	-	-
SF-30	100T	6T	2090	39	0,2	0,025	13
SF-27	140T	100T	2840	174	0,21	0,15	71

- Coordinación SF-27, SF-34

Coordinación SF-27, SF-34							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-34	6T	-	-	3	-	-	-
SF-27	140T	6T	2264	174	0,37	0,0235	6

- Coordinación SF-27, SF-36

Coordinación SF-27, SF-36							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-36	6T	-	-	2	-	-	-
SF-27	140T	6T	2690	174	0,23	0,023	10

- Coordinación SF-27, SF-37, SF-38

Coordinación SF-27, SF-37, SF-38							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-38	6T	-	-	5	-	-	-
SF-37	40T	6T	1790	17	0,034	0,0255	75
SF-27	140T	40T	2626	174	0,25	0,039	16

- Coordinación SF-27, SF-37, SF-39

Coordinación SF-27, SF-37, SF-39							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-39	6T	-	-	3	-	-	-
SF-37	40T	6T	2323	17	0,0295	0,0222	75
SF-27	140T	40T	2626	174	0,26	0,04	15

- Coordinación SF-27, SF-40

Coordinación SF-27, SF-40							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-40	6T	-	-	5	-	-	-
SF-27	140T	6T	2527	174	0,28	0,022	8

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-42

Coordinación SF-27, SF-41, SF-42							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-42	6T	-	-	6	-	-	-
SF-41	100T	6T	2630	97	0.12	0.0218	18
SF-27	140T	100T	2738	174	0.23	0.15	65

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-43

Coordinación SF-27, SF-41, SF-43							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-43	6T	-	-	2	-	-	-
SF-41	100T	6T	2530	97	0.13	0.022	17
SF-27	140T	100T	2738	174	0.23	0.15	65

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-44, SF-45

Coordinación SF-27, SF-41, SF-44, SF-45							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-45	6T	-	-	5	-	-	-
SF-44	40T	6T	2412	10	0.0298	0.0224	75
SF-41	100T	40T	2507	97	0.13	0.041	32
SF-27	140T	100T	2738	174	0.23	0.15	65

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-46

Coordinación SF-27, SF-41, SF-46							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-46	6T	-	-	3	-	-	-
SF-41	100T	6T	2452	97	0.125	0.0223	18
SF-27	140T	100T	2738	174	0.22	0.15	68

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-47

Coordinación SF-27, SF-41, SF-47							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-47	6T	-	-	2	-	-	-
SF-41	100T	6T	2431	97	0.13	0.0223	17
SF-27	140T	100T	2738	174	0.22	0.15	68

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-48, SF-50

Coordinación SF-27, SF-41, SF-48, SF-50							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-50	6T	-	-	3	-	-	-
SF-48	40T	6T	2245	13	0,0295	0,022	75
SF-41	100T	40T	2319	97	0,15	0,041	27
SF-27	140T	100T	2738	174	0,22	0,15	68

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-52

Coordinación SF-27, SF-41, SF-52							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-52	6T	-	-	6	-	-	-
SF-41	100T	6T	1674	97	0,38	0,0255	7
SF-27	140T	100T	2738	174	0,22	0,15	68

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-54

Coordinación SF-27, SF-41, SF-54							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-54	6T	-	-	3	-	-	-
SF-41	100T	6T	2206	97	0,16	0,0228	14
SF-27	140T	100T	2738	174	0,22	0,15	68

- Coordinación SF-27, SF-41, SF-55, SF-57

Coordinación SF-27, SF-41, SF-55, SF-57							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-57	6T	-	-	6	-	-	-
SF-55	50T	6T	2068	37	0,04	0,025	63
SF-41	100T	50T	2206	97	0,17	0,065	38
SF-27	140T	100T	2738	174	0,22	0,15	68

COORDINACIÓN DE FUSIBLES – ALIMENTADOR MAGDALENA

- Coordinación SF-P2, SF-7, SF-3, SF-12

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-3, SF-12							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-12	6T	-	-	3	-	-	-
SF-P3	50T	6T	2800	5	0,028	0,021	75
SF-7	100T	50T	2949	40	0,1	0,05	50
SF-P2	140T	100T	3524	34	0,135	0,099	73
SF-P2	-	140T	4308	34	-	0,13	-

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-21

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-21							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-21	15T	-	-	17	-	-	-
SF-18	50T	15T	3087	32	0,0275	0,0205	75
SF-5	100T	50T	3430	35	0,065	0,037	57
SF-P1	140T	100T	3666	43	0,13	0,09	69
SF-P1	-	140T	4302	43	-	0,128	-

- Coordinación SF-2, SF-3

Coordinación SF-2, SF-3							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-3	6T	-	-	5	-	-	-
SF-2	50T	6T	2949	34	0,027	0,0203	75

- Coordinación SF-2, SF-4

Coordinación SF-2, SF-4							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-4	15T	-	-	18	-	-	-
SF-2	50T	15T	3029	34	0,0273	0,0205	75

▪ Coordinación SF-2, SF-14

Coordinación SF-2, SF-14							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-14	6T	-	-	3	-	-	-
SF-2	50T	6T	3109	34	0.027	0.0203	75

▪ Coordinación SF-P2, SF-7, SF-8

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-8							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-8	6T	-	-	5	-	-	-
SF-7	100T	6T	3348	40	0.065	0.02	31
SF-P2	140T	100T	3524	41	0.13	0.095	73

▪ Coordinación SF-P2, SF-7, SF-9

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-9							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-9	6T	-	-	6	-	-	-
SF-7	100T	6T	2931	40	0.09	0.0205	23
SF-P2	140T	100T	3524	41	0.13	0.095	73

▪ Coordinación SF-P2, SF-7, SF-10

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-10							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-10	6T	-	-	3	-	-	-
SF-7	100T	6T	2866	40	0.125	0.021	17
SF-P2	140T	100T	3524	41	0.13	0.095	73

- Coordinación SF-P2, SF-7, SF-11

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-11							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-11	6T	-	-	2	-	-	-
SF-7	100T	6T	2758	40	0.132	0.0214	16
SF-P2	140T	100T	3524	41	0.13	0.095	73

- Coordinación SF-P2, SF-7, SF-13

Coordinación SF-P2, SF-7, SF-13							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-13	6T	-	-	2	-	-	-
SF-7	100T	6T	2488	40	0.14	0.0224	16
SF-P2	140T	100T	3524	41	0.13	0.095	73

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-15

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-15							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-15	6T	-	-	1	-	-	-
SF-5	100T	6T	3497	35	0.06	0.02	33
SF-P1	140T	100T	3666	43	0.14	0.1	71

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-16

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-16							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-16	6T	-	-	2	-	-	-
SF-5	100T	6T	3141	35	0.08	0.0203	25
SF-P1	140T	100T	3666	43	0.14	0.1	71

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-17

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-17							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-17	6T	-	-	2	-	-	-
SF-5	100T	6T	3078	35	0.085	0.0202	24
SF-P1	140T	100T	3666	43	0.14	0.1	71

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-19

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-19							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-19	6T	-	-	2	-	-	-
SF-18	50T	6T	2776	32	0.029	0.0215	74
SF-5	100T	50T	3430	35	0.082	0.036	44
SF-P1	140T	100T	3666	43	0.14	0.1	71

- Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-20

Coordinación SF-P1, SF-5, SF-18, SF-20							
Elemento	Fusible		I. de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-20	6T	-	-	6	-	-	-
SF-18	50T	6T	2796	32	0.0285	0.0214	75
SF-5	100T	50T	3430	35	0.082	0.036	44
SF-P1	140T	100T	3666	43	0.14	0.1	71

COORDINACIÓN DE FUSIBLES – ALIMENTADOR SANTA ROSA.

- Coordinación SF-P1, SF-7

Coordinación SF-P1, SF-7							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-7	30T	-	-	86	-	-	-
SF-P1	100T	30T	2665	146	0.245	0.075	31

- Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-3, SF-10

Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-3, SF-10							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-10	10T	-	-	13	-	-	-
SF-3	25T	10T	1039	21	0.04	0.03	75
SF-2	50T	25T	1868	65	0.0505	0.038	75
SF-P1	100T	50T	2474	146	0.28	0.055	20

- Coordinación SF-4, SF-5

Coordinación SF-4, SF-5							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-5	6T	-	-	2	-	-	-
SF-4	50T	6T	3197	5	0,028	0,0202	72

- Coordinación SF-P1, SF-6

Coordinación SF-P1, SF-6							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/MT %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-6	25T	-	-	34	-	-	-
SF-P1	100T	25T	2593	146	0.28	0.029	10

- Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-8, SF-9

Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-8, SF-9							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-9	6T	-	-	2	-	-	-
SF-8	25T	6T	1286	37	0.034	0.0255	75
SF-2	50T	25T	1996	65	0.0435	0.032	74
SF-P1	100T	50T	2474	146	0.28	0.055	20

- Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-P2

Coordinación SF-P1, SF-2 ,SF-P2							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P2	8T	-	-	9	-	-	-
SF-2	50T	8T	1799	65	0.051	0.023	45
SF-P1	100T	50T	2474	146	0.28	0.055	20

COORDINACIÓN DE FUSIBLES – ALIMENTADOR PASA.

- **Coordinación SF-16, SF-17, SF-18**

Coordinación SF-16, SF-17, SF-18							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-18	6T	-	-	8	-	-	-
SF-17	15T	6T	624	19	0.038	0.022	58
SF-16	30T	15T	735	52	0.11	0.05	45

- **Coordinación SF-16, SF-17, SF-19**

Coordinación SF-16, SF-17, SF-19							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-19	6T	-	-	5	-	-	-
SF-17	15T	6T	600	19	0.04	0.022	55
SF-16	30T	15T	735	52	0.11	0.05	45

- **Coordinación SF-16, SF-20, SF-21**

Coordinación SF-16, SF-20, SF-21							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-21	6T	-	-	3	-	-	-
SF-20	20T	6T	622	26	0.07	0.022	31
SF-16	30T	20T	690	52	0.14	0.1	71

- **Coordinación SF-16, SF-20, SF-22**

Coordinación SF-16, SF-20, SF-22							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-22	6T	-	-	7	-	-	-
SF-20	20T	6T	573	26	0.08	0.022	28
SF-16	30T	20T	690	52	0.14	0.1	71

▪ Coordinación SF-23, SF-24

Coordinación SF-23, SF-24							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-24	6T	-	-	6	-	-	-
SF-23	100T	6T	786	84	1.2	0.022	2

▪ Coordinación SF-23, SF-25, SF-26, SF-27

Coordinación SF-23,SF-25,SF-26,SF-27							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-27	25T	-	-	32	-	-	-
SF-26	40T	25T	522	64	0.3	0.2	67
SF-25	65T	40T	622	75	0.6	0.38	63
SF-23	100T	65T	714	84	1.3	0.7	54

▪ Coordinación SF-23, SF-25, SF-26, SF-28

Coordinación SF-23,SF-25,SF-26,SF-28							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-28	6T	-	-	7	-	-	-
SF-26	40T	6T	482	64	0.5	0.025	5
SF-25	65T	40T	622	75	0.6	0.38	63
SF-23	100T	65T	714	84	1.3	0.7	54

▪ Coordinación SF-29, SF-30

Coordinación SF-29, SF-30							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-30	6T	-	-	1	-	-	-
SF-29	30T	6T	764	16	0.1	0.022	22

▪ Coordinación SF-29, SF-31, SF-32

Coordinación SF-29,SF-31, SF-32							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-32	12T	-	-	9	-	-	-
SF-31	20T	12T	571	13	0,08	0,06	75
SF-29	30T	20T	599	16	0,19	0,14	74

▪ Coordinación SF-29, SF-31, SF-33

Coordinación SF-29,SF-31, SF-33							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-33	6T	-	-	6	-	-	-
SF-31	20T	6T	542	13	0,085	0,024	28
SF-29	30T	20T	599	16	0,19	0,14	74

▪ Coordinación SF-35, SF-36

Coordinación SF-35, SF-36							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-36	6T	-	-	6	-	-	-
SF-35	25T	6T	472	37	0,2	0,025	13

▪ Coordinación SF-35, SF-37

Coordinación SF-35, SF-37							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-37	6T	-	-	2	-	-	-
SF-35	25T	6T	521	37	0,15	0,024	16

▪ Coordinación SF-35, SF-38, SF-39

Coordinación SF-35, SF-38, SF-39							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-39	6T	-	-	4	-	-	-
SF-38	10T	6T	452	12	0.033	0.024	73
SF-35	25T	10T	481	37	0.17	0.06	35

▪ Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P2

Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P2							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P2	15T	-	-	22	-	-	-
SF-P4	65T	15T	409	93	1.5	0.15	10
SF-41	100T	65T	673	119	1.7	0.8	47

▪ Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P6

Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P6							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P6	20T	-	-	26	-	-	-
SF-P8	40T	20T	322	90	0.9	0.35	39
SF-P4	65T	40T	394	93	1.6	0.8	50
SF-41	100T	65T	673	119	1.6	0.85	53

▪ Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P7

Coordinación SF-41, SF-P4, SF-P8, SF-P7							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P7	10T	-	-	26	-	-	-
SF-P8	40T	10T	324	90	0.9	0.1	11
SF-P4	65T	40T	394	93	1.6	0.8	50
SF-41	100T	65T	673	119	1.6	0.85	53

▪ Coordinación SF-41, SF-P4, SF-42

Coordinación SF-41,SF-P4,SF-42							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-42	20T	-	-	28	-	-	-
SF-P4	65T	20T	359	93	2	0,3	15
SF-41	100T	65T	673	119	1,6	0,85	53

▪ Coordinación SF-41, SF-P3

Coordinación SF-41,SF-P3							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P3	12T	-	-	16	-	-	-
SF-41	100T	12T	490	119	3	0,07	2

▪ Coordinación SF-7, SF-P9

Coordinación SF-7,SF-P9							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P9	6T	-	-	8	-	-	-
SF-7	100T	6T	491	70	4	0,04	1

▪ Coordinación SF-7, SF-43, SF-44

Coordinación SF-7,SF-43,SF-44							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-44	6T	-	-	5	-	-	-
SF-43	65T	6T	394	63	1,7	0,05	3
SF-7	100T	65T	465	70	4	1,7	43

- Coordinación SF-7, SF-43, SF-45, SF-P5

Coordinación SF-7,SF-43,SF-45,SF-P5							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-P5	20T	-	-	28	-	-	-
SF-45	40T	20T	343	59	0.85	0.3	35
SF-43	65T	40T	396	63	1.6	0.8	50
SF-7	100T	65T	465	70	4	1.7	43

- Coordinación SF-7, SF-8, SF-46

Coordinación SF-7,SF-8,SF-46							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-46	6T	-	-	8	-	-	-
SF-8	40T	6T	453	62	0.65	0.045	7
SF-7	100T	40T	659	70	1.8	0.32	18

- Coordinación SF-7, SF-8, SF-47

Coordinación SF-7,SF-8,SF-47							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-47	15T	-	-	24	-	-	-
SF-8	40T	15T	446	62	0.55	0.16	29
SF-7	100T	40T	659	70	1.8	0.32	18

- Coordinación SF-7, SF-8, SF-48

Coordinación SF-7,SF-8,SF-48							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-48	15T	-	-	-	-	-	-
SF-8	40T	15T	422	62	0.6	0.18	30
SF-7	100T	40T	659	70	1.8	0.32	18

▪ Coordinación SF-7, SF-8, SF-49, SF-50

Coordinación SF-7,SF-8,SF-49,SF-50							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-50	6T	-	-	5	-	-	-
SF-49	25T	6T	394	31	0.28	0.05	18
SF-8	40T	25T	443	62	0.55	0.3	55
SF-7	100T	40T	659	70	1.8	0.32	18

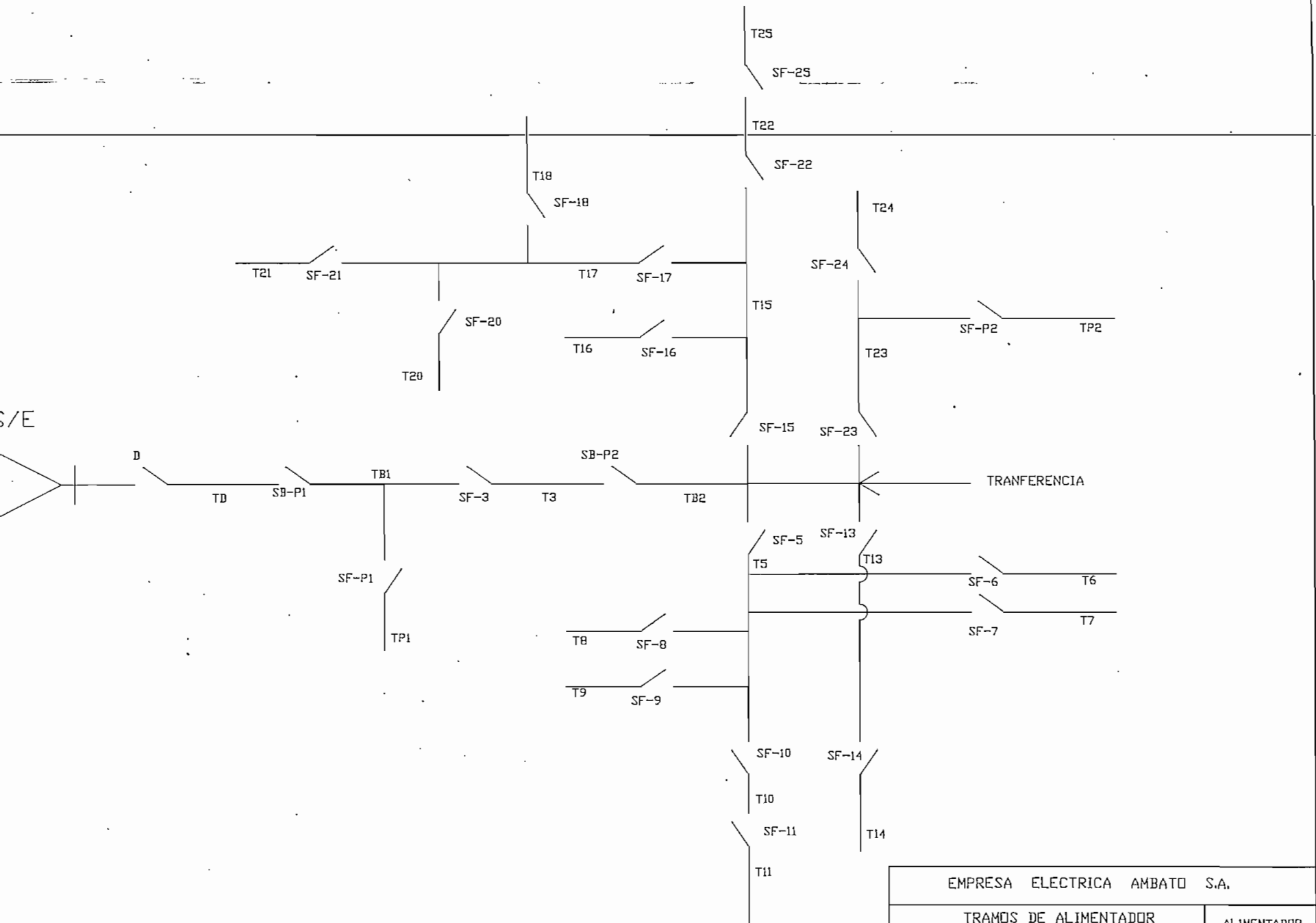
▪ Coordinación SF-7, SF-8, SF-49, SF-51

Coordinación SF-7,SF-8,SF-49,SF-51							
Elemento	Fusible		I de falla (Amps.)	I. de carga (Amps.)	Fusible		CT/CM %
	Protegido	Protector			Protegido	Protector	
					MT (segundos)	CT (segundos)	
SF-51	8T	-	-	10	-	-	-
SF-49	25T	6T	384	31	0.29	0.055	19
SF-8	40T	25T	443	62	0.55	0.3	55
SF-7	100T	40T	659	70	1.8	0.32	18

ANEXO 6.6

**ESTRUCTURA TOPOLÓGICA PROPUESTA DE
LAS REDES PARA EL ANÁLISIS DE
CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES**

S/E

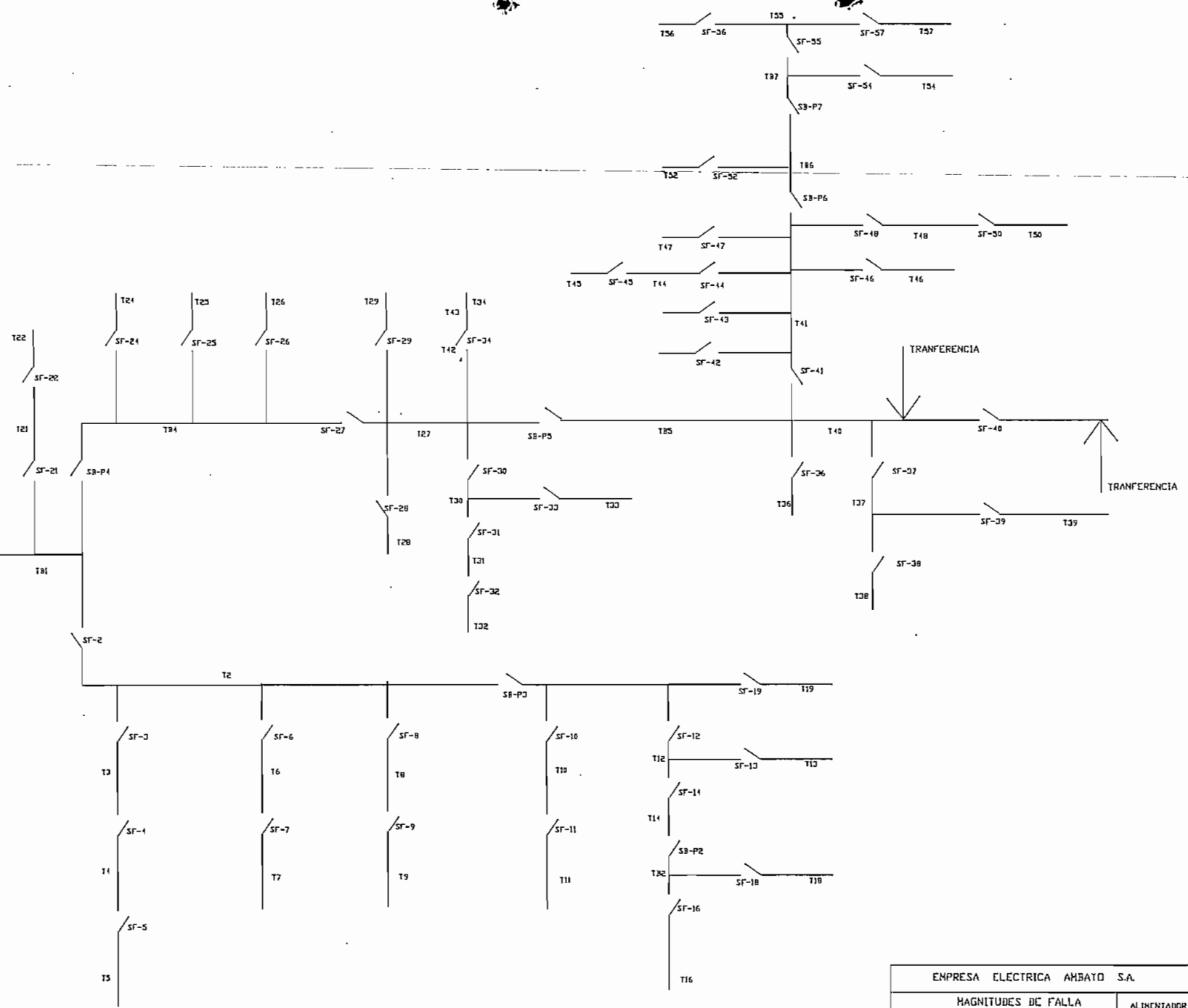


EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

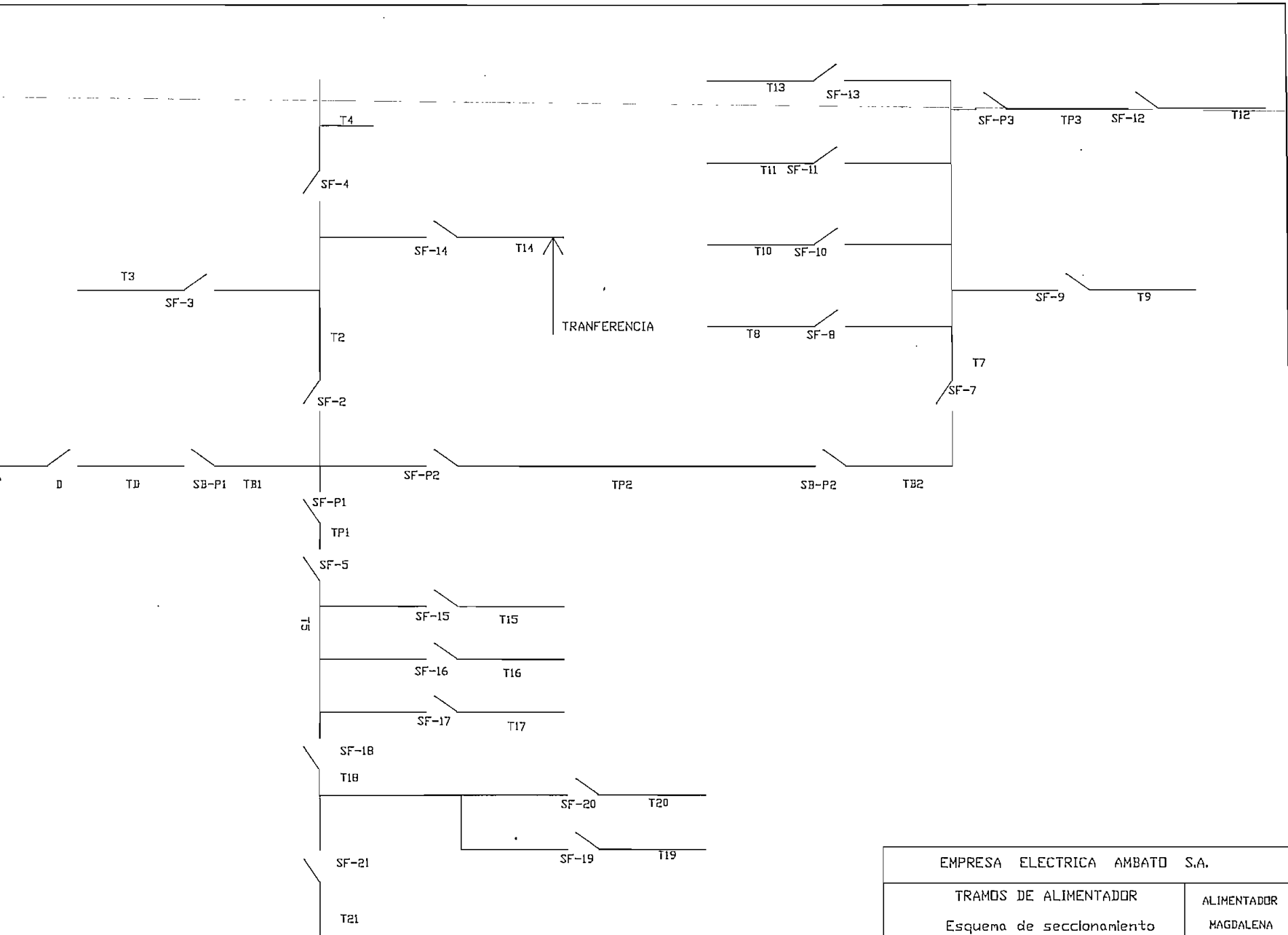
TRAMOS DE ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento
y/o maniobra propuesto

ALIMENTADOR
ATAHUALPA

VE



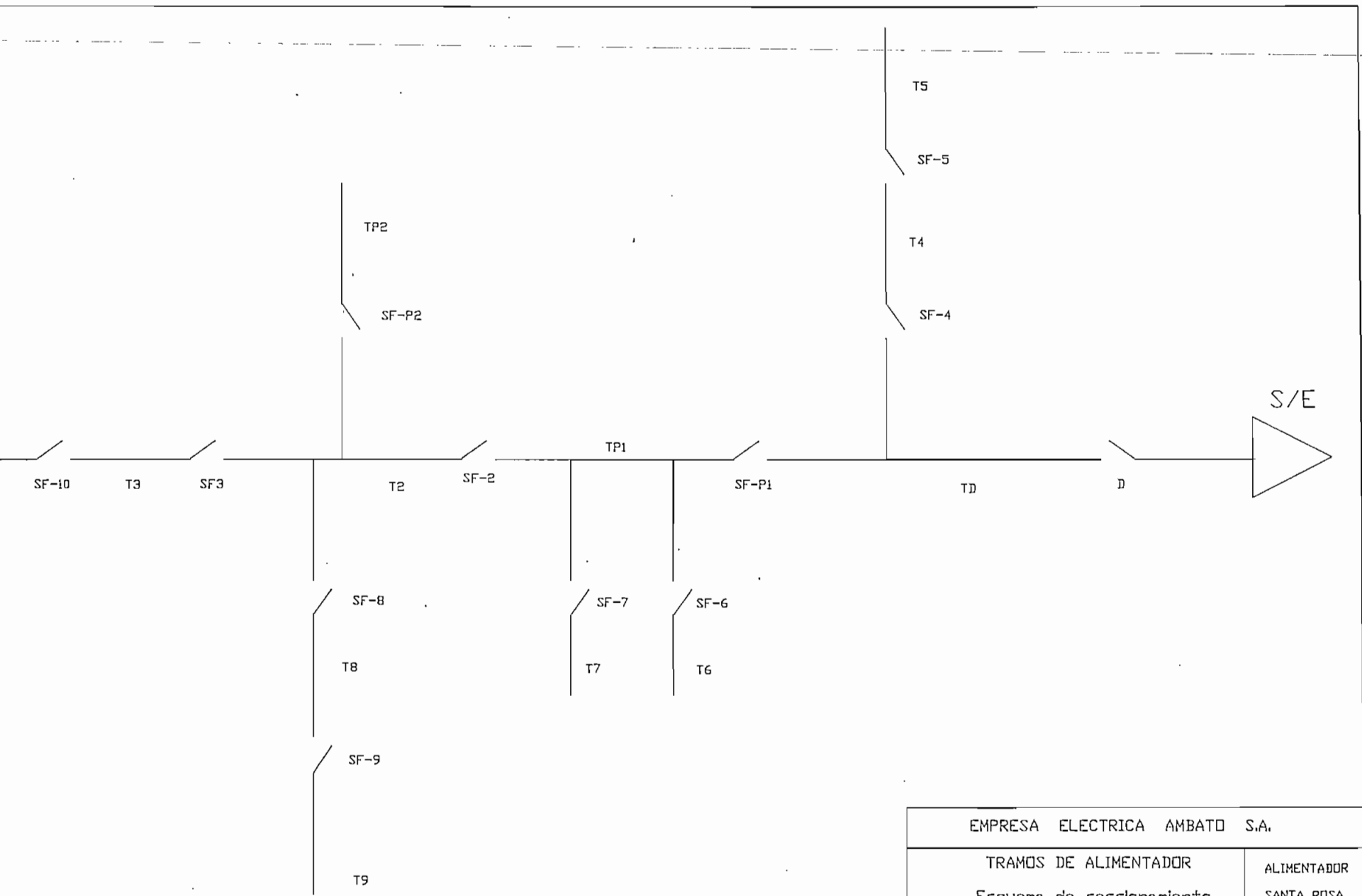
EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
MAGNITUDES DE FALLA	
Esquema de seccionamiento y/o manobra propuesto	
ALIMENTADOR	MIRAFLORES



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

TRAMOS DE ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento
v/o manobra propuesta

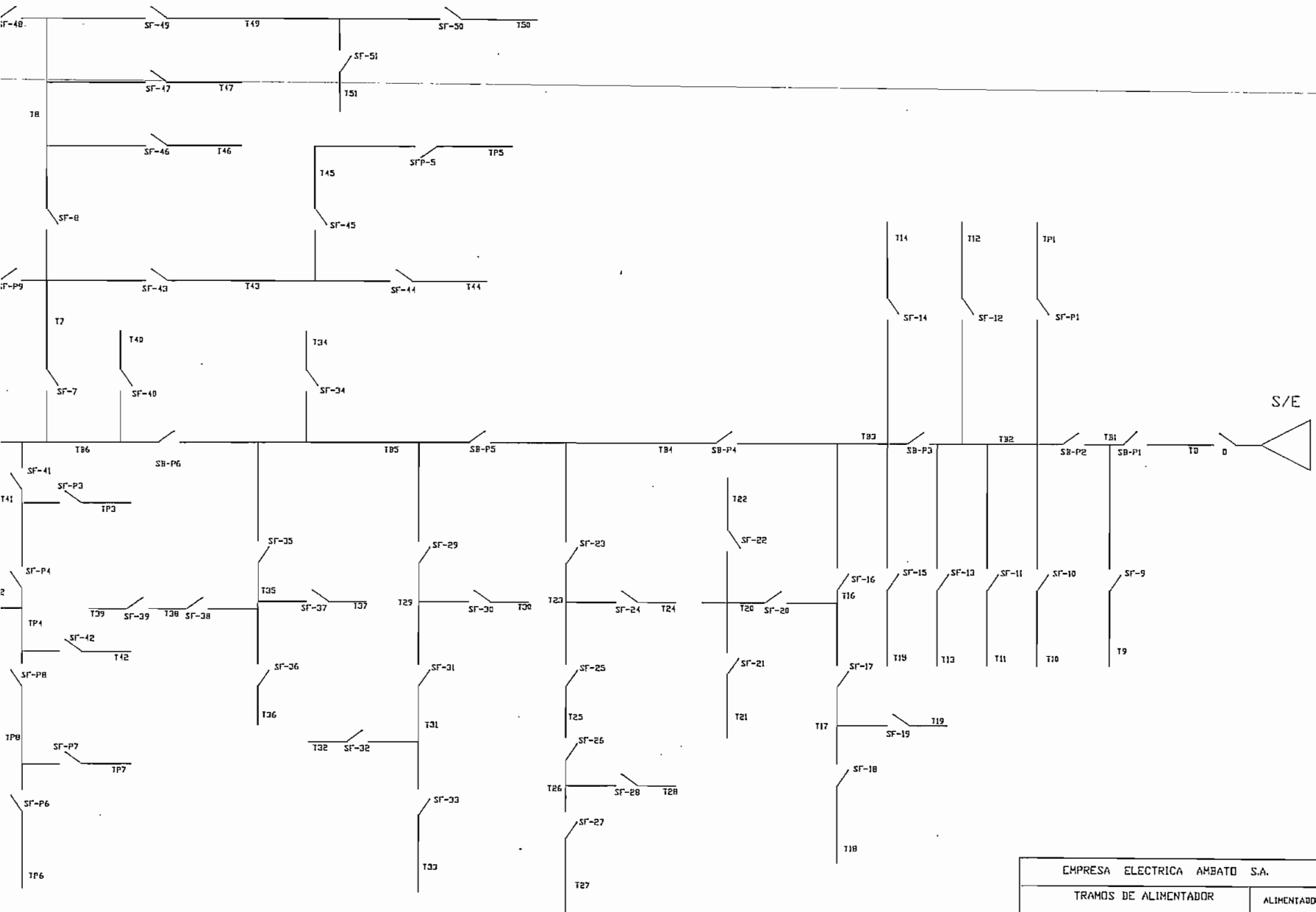
ALIMENTADOR
HAGDALENA



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

TRAMOS DE ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento
y/o manobra propuesto

ALIMENTADOR
SANTA ROSA



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.	
TRAMOS DE ALIMENTADOR	ALIMENTADOR
Esquema de seccionamiento y/o manobra propuesta	PASA

ANEXO 6.7

**MATRICES DE ESTADO PARA LA ESTRUCTURA
PROPUESTA DE LOS ALIMENTADORES**

