



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

**UNIDAD ACADÉMICA DE LAS CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
APLICADAS**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

“Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.”

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Postulantes:

Iván Oswaldo Mena Venegas.

Diego Fernando Noroña Álvarez.

Director:

Ing. Ernesto Abril Garcés.

Latacunga, Mayo 2013

AUTORÍA

Mena Venegas Iván Oswaldo y Noroña Álvarez Diego Fernando, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra completa autoría; que no ha sido previamente presentado por 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 correspondiente a este trabajo a la Universidad Técnica de Cotopaxi, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Mena Venegas Iván Oswaldo

C.I.: 0501691083

Noroña Álvarez Diego Fernando

C.I.: 0502360928

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS

Cumpliendo con lo estipulado en el Capítulo V, Artículo 27. Literal h) del Reglamento de Graduación en el Nivel de Pregrado de la Universidad Técnica de Cotopaxi, es grato informar que los Señores Mena Venegas Iván Oswaldo y Noroña Álvarez Diego Fernando, desarrollaron su trabajo de investigación de grado bajo mi dirección, de acuerdo a los planteamientos formulados en el Proyecto de Tesis.

En virtud de lo antes expuesto, considero que está habilitado para presentarse al acto de Defensa de Tesis, cuyo tema es: **“PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN, ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL DE ELEPCO S.A.”**.

Ing. Ernesto Abril Garcés

DIRECTOR DE TESIS

Latacunga, 27 de Mayo del 2013

CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA



CERTIFICADO DE AUTORIZACIÓN

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., preocupada por el desarrollo del país y en busca constante del apoyo a la comunidad Cotopaxense, autoriza a los estudiantes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Iván Oswaldo Mena Venegas y Diego Fernando Noroña Álvarez con cédulas de identidad 0501691083 y 0502360928 respectivamente, para el uso de información del sistema de distribución del sector occidental y software CYMDIST y CYMTCC perteneciente a nuestra empresa, para el desarrollo de la tesis de grado: **“Planificación de expansión, estudio de coordinación, y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.”**.

Latacunga a, Abril 09 del 2012.

Dr. Edgar Jiménez S.
Presidente Ejecutivo ELEPCO S.A.

AVAL DEL CENTRO DE IDIOMAS

En calidad de Docente del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica De Cotopaxi, yo Lic. Ana Lucia Constante Noroña con la C.I. 050259647-1 CERTIFICO que he realizado la respectiva revisión del Abstract; con el tema: “PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN, ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTE DE PROTECCIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL DE ELEPCO S.A.” cuyos autores son: Iván Oswaldo Mena Venegas, Diego Fernando Noroña Álvarez y director de tesis Ing. Ernesto Abril Garcés.

Latacunga, Febrero del 2013

Docente:

Lic. Ana Lucia Constante Noroña

C.I. 050259647-1

AGRADECIMIENTO

Primero el agradecimiento a Dios por darme el privilegio del don de la vida y la fortaleza divina para seguir adelante.

A mis queridos padres, hermanos y sobrinos quienes con su infinita bondad me apoyaron en los momentos más difíciles que me toco afrontar en el camino de mi vida.

Un agradecimiento muy especial a mi querido Hijo Sebastián a quien sacrifique un poco de atención en la mejor etapa de su niñez.

Y a todas las personas que con su buena voluntad, experiencia y conocimientos han aportado para la realización de este proyecto.

Iván Oswaldo.....

AGRADECIMIENTO

Primero el agradecimiento a Dios por darme el privilegio de estar vivo y la fortaleza para seguir adelante.

A mis queridos padres, hermanos y sobrinos quienes me apoyan a lo largo de mi vida.

A mi futura esposa Mary que con su amor me apoya incondicionalmente y me complementa.

Y a todas las personas que con su buena voluntad, experiencia y conocimientos han aportado para la realización de este proyecto.

Diego Fernando

DEDICATORIA

Este proyecto tiene especial dedicatoria a mi Hijo Sebastián quien con su amor, dedicación, esfuerzo y comprensión permitió hacer realidad este sueño; a mis dos angelitos del cielo Rosario Y Sofía que fue su mayor ilusión verme realizado como profesional.

A mis queridos padres, hermanos y cuñadas que con su cariño y comprensión me brindaron todo su apoyo para feliz término de este proyecto.

Iván Oswaldo

DEDICATORIA

Este proyecto es para la familia Noroña Álvarez quienes con su amor, dedicación, esfuerzo y comprensión hicieron realidad este sueño; de manera especial a mis padres Efraín y Martha que son mi ejemplo en la vida.

A mis amados abuelitos Fidel y Carmelita que aunque ya no están a mi lado, siempre los llevare en mi corazón.

Diego Fernando

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|---|-------|
| PORTADA..... | I |
| AUTORÍA..... | II |
| CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS | III |
| CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA | IV |
| AVAL DEL CENTRO DE IDIOMAS..... | V |
| AGRADECIMIENTO | VI |
| AGRADECIMIENTO | VII |
| DEDICATORIA | VIII |
| DEDICATORIA | IX |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS | X |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | XIII |
| ÍNDICE DE CUADROS..... | XIV |
| ÍNDICE DE ECUACIONES | XVII |
| RESUMEN EJECUTIVO | XVIII |
| ABSTRACT..... | XIX |
| INTRODUCCIÓN..... | XX |
| CAPÍTULO I..... | 1 |
| SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN | 1 |
| 1.1 INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN..... | 3 |
| 1.3 EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN | 4 |
| 1.3.1 DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA | 4 |
| 1.3.2 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE | 5 |
| 1.3.3 RECONECTADOR..... | 8 |
| 1.3.4 FUSIBLES..... | 14 |
| 1.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES..... | 19 |
| 1.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN. | 20 |
| 1.5.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE FUSIBLES..... | 23 |
| 1.5.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONVENCIONALES Y AUTOPROTEGIDOS Y TRIFÁSICOS. | 24 |

| | | |
|--|--|----|
| 1.5.3 | PROTECCIÓN DEL CONDUCTOR | 29 |
| 1.5.4 | CRITERIOS PARA LOS RELÉS DE FASE, TIERRA Y AJUSTES SEGÚN LAS NORMAS IEC..... | 30 |
| 1.5.5 | CRITERIO PARA LOS RECONECTADORES | 33 |
| 1.6 | CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN..... | 36 |
| 1.6.1 | FUSIBLE – FUSIBLE..... | 36 |
| 1.6.2 | RELÉ - FUSIBLE | 38 |
| 1.6.3 | RELÉ - RECONECTADOR | 39 |
| 1.6.4 | RECONECTADOR – FUSIBLE | 40 |
| 1.7 | DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE CYMDIST Y CYMTCC | 42 |
| CAPÍTULO II..... | | 44 |
| RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO..... | | 44 |
| 2.1 | RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN | 44 |
| 2.1.1 | SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA OCCIDENTAL | 44 |
| 2.1.2 | LEVANTAMIENTO DE SITIO..... | 48 |
| 2.1.3 | REPORTE DE FALLAS..... | 48 |
| 2.2 | DESCRIPCIÓN DE LA S/E LA MANÁ..... | 50 |
| 2.2.1 | NIVELES DE CORTOCIRCUITOS SUMINISTRADOS..... | 54 |
| 2.2.2 | AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIONES..... | 55 |
| 2.3 | DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS A ANALIZAR | 56 |
| 2.3.1 | ALIMENTADOR LA MANÁ – EL ESTADO – PILALÓ (ALIMENTADOR 2)..... | 56 |
| 2.3.2 | ALIMENTADOR LA MANÁ – CATAZACÓN – EL CORAZÓN (ALIMENTADOR 1)..... | 59 |
| 2.4 | CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LOS CIRCUITOS A ANALIZAR..... | 63 |
| 2.4.1 | CIRCUITO LA MANÁ – EL ESTADO – PILALÓ NIVELES DE CORTOCIRCUITO..... | 64 |
| 2.4.2 | CIRCUITO LA MANÁ – CATAZACÓN – EL CORAZÓN NIVELES DE CORTOCIRCUITO..... | 66 |
| CAPÍTULO III..... | | 69 |
| ESQUEMA PROPUESTO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES | | 69 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 3.1 | INTRODUCCIÓN..... | 69 |
| 3.2 | JUSTIFICACIÓN..... | 69 |
| 3.3 | OBJETIVOS..... | 70 |
| 3.4 | AJUSTES DE CALIBRACIÓN PARA LOS CIRCUITOS ANALIZADOS..... | 70 |
| 3.4.1 | NIVELES DE CORTOCIRCUITO..... | 70 |
| 3.4.2 | SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN. | 70 |
| 3.4.3 | AJUSTE PROPUESTO PARA LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE..... | 83 |
| 3.4.4 | AJUSTE PARA LOS RECONECTADORES..... | 88 |
| 3.4.5 | VALORES NOMINALES DE TIRAFUSIBLES PARA LOS SECCIONAMIENTOS. | 93 |
| 3.4.6 | ANÁLISIS DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PROPUESTOS EN EL ESTUDIO. 96 | |
| | CONCLUSIONES..... | 98 |
| | RECOMENDACIONES..... | 99 |
| | ANEXOS..... | 101 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1. DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA..... | 5 |
| FIGURA 2. RELÉ DE SOBRECORRIENTE ABB | 6 |
| FIGURA 3. ESQUEMA DEL ELEMENTO COMPARADOR DE UN RELÉ TIPO ESPIRA EN CORTOCIRCUITO | 7 |
| FIGURA 4. VISTA FRONTAL DEL RELÉ MULTIFUNCIONAL..... | 8 |
| FIGURA 5. CURVAS DE OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR..... | 10 |
| FIGURA 6. SECUENCIA DE OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR.. | 12 |
| FIGURA 7. RECONECTADOR TRIFÁSICO..... | 14 |
| FIGURA 8. CURVAS DE LOS FUSIBLES TIPO K | 15 |
| FIGURA 9. ESTRUCTURA DE LOS FUSIBLES TIPO H, K y T | 17 |
| FIGURA 10. ESTRUCTURA DE LOS FUSIBLES SR y VS | 18 |
| FIGURA 11. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN | 28 |
| FIGURA 12. CURVA DE DAÑO DE CONDUCTORES CON AISLAMIENTO POLIMÉTRICO | 30 |
| FIGURA 13. CARACTERÍSTICAS DE TIEMPOS DE OPERACIÓN DE RELÉS | 31 |
| FIGURA 14. COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE | 36 |
| FIGURA 15. COORDINACIÓN RELÉ – FUSIBLE | 38 |
| FIGURA 16. COORDINACIÓN RELÉ – RECONECTADOR..... | 39 |
| FIGURA 17. COORDINACIÓN RECONECTADOR - FUSIBLE..... | 42 |
| FIGURA 18. GRÁFICA DE LA CURVA DE DATOS HISTÓRICOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CURVA DE TENDENCIA..... | 53 |
| FIGURA 19. DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS..... | 73 |
| FIGURA 20. CURVAS DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS | 74 |

ÍNDICE DE CUADROS

| | |
|---|----|
| CUADRO 1. COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES ANSI/NEMA TIPO K 37 | |
| CUADRO 2. COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES ANSI/NEMA TIPO T 37 | |
| CUADRO 3. CENTRALES DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA OCCIDENTAL..... | 45 |
| CUADRO 4. TRANSFORMADORES DE POTENCIA | 45 |
| CUADRO 5. TRAMOS DEL ALIMENTADOR | 46 |
| CUADRO 6. CONCENTRACIÓN DE CARGA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN | 46 |
| CUADRO 7. VALORES DE DEMANDA ACTUAL DE CARGA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN | 48 |
| CUADRO 8. DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR..... | 51 |
| CUADRO 9. CORRIENTE CARGA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO..... | 51 |
| CUADRO 10. CORRIENTE CARGA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES PROYECTADA. | 52 |
| CUADRO 11. DATOS HISTÓRICOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA OCCIDENTAL. | 53 |
| CUADRO 12. PRONÓSTICO DE CARGA PARA EL SISTEMA OCCIDENTAL..... | 54 |
| CUADRO 13. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE 69 KV. S/E LA MANÁ. | 54 |
| CUADRO 14. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE 13,8 KV. S/E LA MANÁ..... | 55 |

| | |
|---|----|
| CUADRO 15. AJUSTE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE LOS CIRCUITOS EN ANÁLISIS. | 55 |
| CUADRO 16. AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR | 55 |
| CUADRO 17. NIVELES DE VOLTAJE EN SECTORES REPRESENTATIVOS DEL ALIMENTADOR DOS | 57 |
| CUADRO 18. CORRIENTES DE CARGA POR LOS FUSIBLES DEL CIRCUITO LA MANÁ - EL ESTADO - PILALÓ A SER COORDINADOS | 58 |
| CUADRO 19. NIVELES DE VOLTAJE EN SECTORES REPRESENTATIVOS DEL ALIMENTADOR UNO | 61 |
| CUADRO 20. CORRIENTES DE CARGA POR LOS FUSIBLES DEL CIRCUITO LA MANÁ - CATAZACÓN - EL CORAZÓN A SER COORDINADOS | 62 |
| CUADRO 21. NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO LA MANÁ - EL ESTADO - PILALÓ EN LOS FUSIBLES AGUAS ABAJO | 64 |
| CUADRO 22. NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO LA MANÁ - CATAZACÓN - EL CORAZÓN EN LOS FUSIBLES AGUAS ABAJO.... | 66 |
| CUADRO 23. CABLES DE ALUMINIO REFORZADO CON ACERO | 72 |
| CUADRO 24. TIEMPOS DE COORDINACIÓN ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN | 75 |
| CUADRO 25. AJUSTE PROPUESTOS PARA LOS RELÉS DE LOS ALIMENTADORES | 88 |
| CUADRO 26. VALORES NOMINALES TIRAFUSIBLES ALIMENTADOR UNO | 93 |

| | |
|---|----|
| CUADRO 27. VALORES NOMINALES TIRAFUSIBLES ALIMENTADOR DOS | 95 |
| CUADRO 28. ANÁLISIS DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN | 97 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|------------------|----|
| Ecuación 1..... | 29 |
| Ecuación 2..... | 32 |
| Ecuación 3..... | 32 |
| Ecuación 4..... | 32 |
| Ecuación 5..... | 34 |
| Ecuación 6..... | 35 |
| Ecuación 7..... | 35 |
| Ecuación 8..... | 40 |
| Ecuación 9..... | 40 |
| Ecuación 10..... | 40 |
| Ecuación 11..... | 41 |
| Ecuación 12..... | 41 |
| Ecuación 13..... | 51 |
| Ecuación 14..... | 71 |
| Ecuación 15..... | 84 |

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de tesis se elabora con el propósito de realizar la planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A., consistió en realizar un estudio de coordinación y ajuste de protecciones en los dos alimentadores de la S/E La Maná, ubicada en el cantón del mismo nombre, de la provincia de Cotopaxi. Estos alimentadores distribuyen el servicio de energía eléctrica a poblaciones de los cantones La Maná, Pangua y una parte del cantón Pujilí, cargas que en su mayoría son industriales, que sirven a instalaciones agropecuarias, comerciales, residenciales y dos cargas importantes como son: las fábricas Borama y Aquador. Para poder realizar este trabajo, se partió de la recopilación de información de los circuitos bajo estudio y de un levantamiento en campo, que permitió actualizar los planos de operación y obtener los ajustes actuales de las protecciones. Con esta información y gracias a las bondades del software CYMDIST, se calcularon los flujos de potencia y los niveles de las corrientes de cortocircuito en cada alimentador, luego con la ayuda del software CYMTCC, se realizó la coordinación de protecciones y se obtuvo los gráficos tiempo-corriente entre los diferentes dispositivos que tienen estos circuitos. Lo que se busca con este estudio, es que los equipos y cargas que se encuentran a lo largo de cada circuito, sean protegidos de manera adecuada y segura; las protecciones deben presentar los ajustes necesarios, para que los sistemas actúen de manera rápida, efectiva y selectivamente en la detección, ubicación y despeje de la falla. Después de realizar el estudio de coordinación, se le recomienda a la empresa ELEPCO S.A. realizar los cambios propuestos en este trabajo, tanto para tirafusibles, reconectores y ajustes de los relés de sobrecorriente de la S/E La Maná, con el fin de obtener un sistema eléctrico eficiente.

ABSTRACT

This thesis is carried out with the purpose of conducting the expansion plan, coordination study and adjustment of western protection system of ELEPCO S.A., which is a study of coordination and adjustment of protection in the two feeders of S/E La Mana, located in the canton of the same name, in the Cotopaxi province. These feeders distribute electrical service to populations of the towns of La Mana, Pangua and part of Pujili canton. These loads are mostly industrial facilities which serve agricultural, commercial, residential installations and two major burdens such as: Borama and Aquador factories. To develop this research, it was necessary to start on the collection of information of the circuits in study and a field survey that allowed the update of the operating planes and also to get the current settings of the protections. With this information and thanks to the benefits of CYMDIST software, power flows and levels of short-circuit currents on each feeder were calculated. Then with the help of CYMTCC software, the coordinating protection was made in order to get graphics from the time-current between devices which have these circuits. The purpose of this study is that equipment and loads found along each circuit, are adequately protected, safe, furthermore to submit protection adjustments needed, so the systems perform fast, effective and selectively in the detection, location and clearing of faults. After performing the coordination study it was recommended to ELEPCO S.A. to make the changes proposed in this work for fuse link, reconnections and settings of over-current relays of the S/E La Mana in order to get a powerful and efficient system.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son fundamentales en un sistema eléctrico de potencia, por la responsabilidad de entregar un buen servicio a los consumidores.

El presente estudio está orientado y desarrollado para los alimentadores uno y dos de la S/E La Maná administrada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., y se analizan los siguientes aspectos: proyección de la demanda, simulación de flujos de potencia en condiciones actuales, determinación de corrientes de cortocircuito, coordinación de protecciones eléctricas, planteamiento de alternativas de reconfiguración y finalmente determinar los costos de implementación de la propuesta.

La investigación consta de tres capítulos:

El Primer Capítulo establece el MARCO TEÓRICO que describe de manera general, la teoría para desarrollar la investigación, enunciando los conceptos básicos relacionados con la planificación de expansión y estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental.

En el Segundo Capítulo se encuentra la METODOLOGÍA del trabajo de investigación, el estudio se considera una investigación de campo, in situ con investigación documental, descriptiva y proyectiva, con la que se analiza y evalúa las condiciones actuales del sistema occidental.

En el Tercer Capítulo se presenta la PROPUESTA, una vez que se determinaron los nuevos ajustes y la coordinación de protecciones de los dos alimentadores en estudio, con esta información se planteará la reconfiguración de los elementos de protección del sistema y el costo de su implementación.

Por último se presenta conclusiones y recomendaciones sugeridas en el desarrollo de la investigación.

CAPÍTULO I

SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Una de las principales funciones de un sistema eléctrico es el suministro de energía eléctrica, operando de forma óptima tanto técnica como económicamente, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en las regulaciones que emite el CONELEC.

La confiabilidad de un Sistema de Distribución, significa que, las cargas deben ser alimentadas por voltaje y frecuencia constante en todo momento, manteniendo el concepto de barra infinita. Esto significa, que tanto el voltaje y la frecuencia deben estar dentro de los límites de tolerancia, para que los equipos de los consumidores operen de forma satisfactoria y no sufran daño alguno.

En los últimos años, el sistema eléctrico occidental de ELEPCO S.A. ha sufrido cambios topológicos en su red. El presente análisis es una actualización de los estudios eléctricos disponibles considerando las nuevas topologías de la red, los incrementos de corriente de falla y la estabilidad del sistema.

La operación correcta se puede obtener con un estudio adecuado de las características de estabilidad del sistema de distribución. Para el funcionamiento confiable se debe tener muy en cuenta la estabilidad, es decir, la capacidad del sistema para restablecer su funcionamiento normal o cercano a él, después de cualquier perturbación en la red.

Cuando se produce una falla, los valores asociados al Sistema alcanzan magnitudes que se sitúan fuera de los rangos normales de funcionamiento y determinadas áreas del sistema, pueden pasar a funcionar en condiciones de desequilibrio, con el riesgo que esto conlleva para los diferentes elementos que integran el sistema. En caso de no

tomar alguna medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo hacia otros elementos del sistema. Como consecuencia de todo esto, importantes zonas de la red quedarían fuera de servicio y la calidad del suministro se vería afectada, incluso en las zonas más alejadas del lugar donde se produjo la falla.

Es imposible evitar que se produzcan fallas eléctricas, el diseño de un sistema eléctrico debe tomar en cuenta que las fallas se producen de manera incierta e inesperada, por lo que es indispensable tener recursos adecuados para su tratamiento. Por tal razón los sistemas de distribución deben tener un sistema de protección cuya finalidad es minimizar los efectos que producirán las fallas que puedan presentarse en el mismo.

Es recomendable que el sistema de distribución se planifique de manera que permita alternativas de operación que posibilite la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se presenten fallas que afecten a elementos que integran el sistema.

Un objetivo del estudio consiste en presentar los resultados de forma que el usuario pueda evaluar el estado del sistema de una forma intuitiva y rápida, a través de la adecuada visualización de la información.

En este trabajo se presentan una de las tantas técnicas para la visualización de información, que incluye la animación de los valores de los flujos de potencia en cada barra y nodo, los que se pueden obtener mediante el uso de programas de simulación cada vez más modernos, que apuntan esencialmente a la rapidez, eficiencia y manejo más amistoso para el usuario. Estos programas permiten simular el funcionamiento de cualquier sistema independiente de su complejidad, haciendo que el usuario se adapte fácilmente a un entorno más didáctico con símbolos y dibujos claramente reconocibles.

Para el análisis y obtención de resultados se presenta el uso del programa computacional llamado CYMDIST y CYMTCC software de uso

fácil e interactivo, que permite simular en forma rápida y eficiente un sistema eléctrico de potencia, diseñado para el análisis de ingeniería, pero también es tan interactivo y gráfico que puede usarse para explicar distintas formas de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia.

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de expansión futura de los sistemas de potencia, así también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluye en cada línea (p.309).¹

1.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Son sistemas desarrollados para detectar averías en los sistemas de distribución, estas averías son cortocircuitos y sobrecargas que no solo pueden ocurrir por desgaste natural del aislamiento de los elementos del sistema eléctrico que está en funcionamiento, sino también por manipulación o instalación inadecuada de los operadores y por factores de la naturaleza.

El objetivo fundamental de un sistema de protección será proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del sistema de distribución contra averías y efectos que en ellos puedan ocurrir, diferenciando entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio permisible desconectando el equipo o parte afectada del circuito de manera rápida, confiable, segura y al menor costo posible.

Los sistemas de protección deben tener las siguientes funciones selectividad, confiabilidad, rapidez, sensibilidad, simplicidad y economía. Necesarios para cumplir con el objetivo principal de los sistemas de protección, que tiene como funciones:

¹ John J. Grainger, William Stevenson Jr. "SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA"

- Aislar rápidamente del servicio a cualquier elemento que afecte el sistema.
- Seccionar el sistema de potencia en el punto más adecuado.
- Registrar el tipo de falla que ha ocurrido.
- Llevar un registro del número de fallas.

1.3 EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Primero es indispensable definir cada uno de los equipos y/o dispositivos de protección que se encuentran presentes en una red de distribución.

1.3.1 DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema.

De acuerdo con la secuencia de operación de un interruptor, la operación de cierre y apertura se realiza por medios mecánicos, que los mantiene unidos bajo presión, haciendo posible el flujo de la corriente eléctrica de un punto hacia otro. La interrupción de un circuito eléctrico comprende de dos pasos. El primero consiste en intercalar un entre hierro con un conductor gaseoso a la trayectoria metálica original. El segundo consiste en eliminar la habilidad de conducción de la corriente en esta sección gaseosa. El principio fundamental de este proceso, es la rápida conversión de una sección conductora predeterminada del circuito en una sección que no permita el flujo de la corriente.

El elemento más significativo que distingue las diversas técnicas de interrupción es por lo tanto, el medio de extinción del arco, es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco eléctrico, que se presenta al separarse mecánicamente los contactos. Básicamente existen cuatro formas de extinción del arco eléctrico:

- a) Alargamiento y enfriamiento del arco, aumentando gradualmente su resistencia, sin utilizar energía externa, lo que reduce el valor de la corriente hasta que el arco se extingue.
- b) Aprovechamiento de la energía desprendida por el arco eléctrico para apagarlo.
- c) Utilización de energía exterior para soplar y apagar el arco.
- d) Utilización del vacío, en donde los contactos se dosifican con un vapor metálico que forma un arco controlable.

En la figura 1, se puede observar un disyuntor o interruptor de potencia.

FIGURA 1. DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA



Fuente: Manual ABB, Interruptores de media tensión en vacío - IEC / ANSI
Recopilación: Manual ABB.

1.3.2 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE

RELÉ TIPO DISCO DE INDUCCIÓN

El relé que se muestra en la figura 2, es de tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito. El disco del relé está montado sobre un eje que es retenido por un resorte espiral cuya tensión puede regularse, permitiendo el ajuste de corriente mínima de operación. El contacto móvil está sujeto al disco de modo que gira junto con éste y cierra su circuito a

través del espiral. El contacto fijo está montado sobre la armazón metálica del relé; el torque de operación es producido por la unidad electromagnética y en frente de ésta se encuentra ubicado un imán permanente que actúa como freno para el disco, una vez que éste se encuentra en movimiento, sustituyendo en cierta forma al resorte espiral, que en esas condiciones prácticamente no tiene ningún efecto.

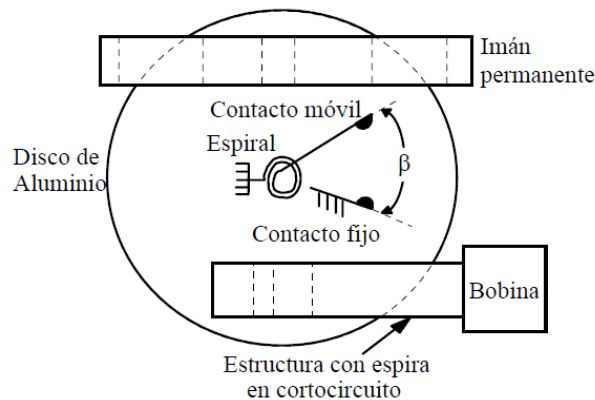
FIGURA 2. RELÉ DE SOBRECORRIENTE ABB



Fuente: Manual ABB, Overcurrent Relay CO.
Recopilación: Manual ABB, Overcurrent Relay CO.

La posición de reposo del disco está definida por un tope movable que permite variar la separación inicial entre los contactos fijo y móvil, los cuales determinan un ángulo β entre sí. El ajuste de la separación de los contactos, es decir del ángulo β (figura 3), se acostumbra denominarlo "LEVER". Las distintas posiciones dan origen a una familia de curvas de tiempos de operación del relé que pueden ser seleccionadas por medio de una rueda numerada o dial de tiempo (time dial) que va desde 1 ó 0,5 a 10 en los relés Americanos y desde 0,1 (0,05) a 1 en los Europeos. La corriente de operación del relé se ajusta utilizando la toma o TAP adecuado de la unidad electromagnética. La posición del imán permanente también es posible de ajustar e influye sobre la curva de operación.

FIGURA 3. ESQUEMA DEL ELEMENTO COMPARADOR DE UN RELÉ TIPO ESPIRA EN CORTOCIRCUITO



Fuente:

<http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/6PROTECCIONESCAPITULO3.pdf>

Recopilación: Departamento de Energía Eléctrica de la Universidad de la Frontera (INELE).

Relé Multifunción o digital

El relé multifunción figura 4, es un equipo digital, es decir, emplea una conversión A/D directamente sobre los valores de entrada obtenidos desde los transformadores de medida (T/C y T/P) conectados al equipo y procesa las señales digitales resultantes usando exclusivamente microprocesadores. Está diseñado para la gestión y protección primaria de alimentadores de distribución, así como también para la gestión y protección de respaldo para barras, transformadores, y líneas de transmisión.

El Relé multifunción incorpora todos los elementos de protección, control, y monitoreo, así como interfaces de usuario local y remoto en un solo conjunto (multifunción). Además, posee la función de reconexión automática, que puede ser iniciada externamente (reconexión manual) o desde la protección de sobrecorriente (con 4 intentos). Los ajustes de las protecciones se pueden configurar con pasos muy pequeños (por ejemplo pasos de 0,01), debido al procesamiento en formato digital de la información, característica que no se puede obtener de los Relés electromecánicos.

FIGURA 4. VISTA FRONTAL DEL RELÉ MULTIFUNCIONAL



Fuente: Manual ABB, Relé de sobreintensidad SPAJ 140 C.
Recopilación: Manual ABB.

1.3.3 RECONECTADOR

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta a lo más algunos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son: Contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra, etc. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, (especialmente en el caso de zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que a su vez, en forma automática reconecte el sistema; este dispositivo es el reconectador automático.

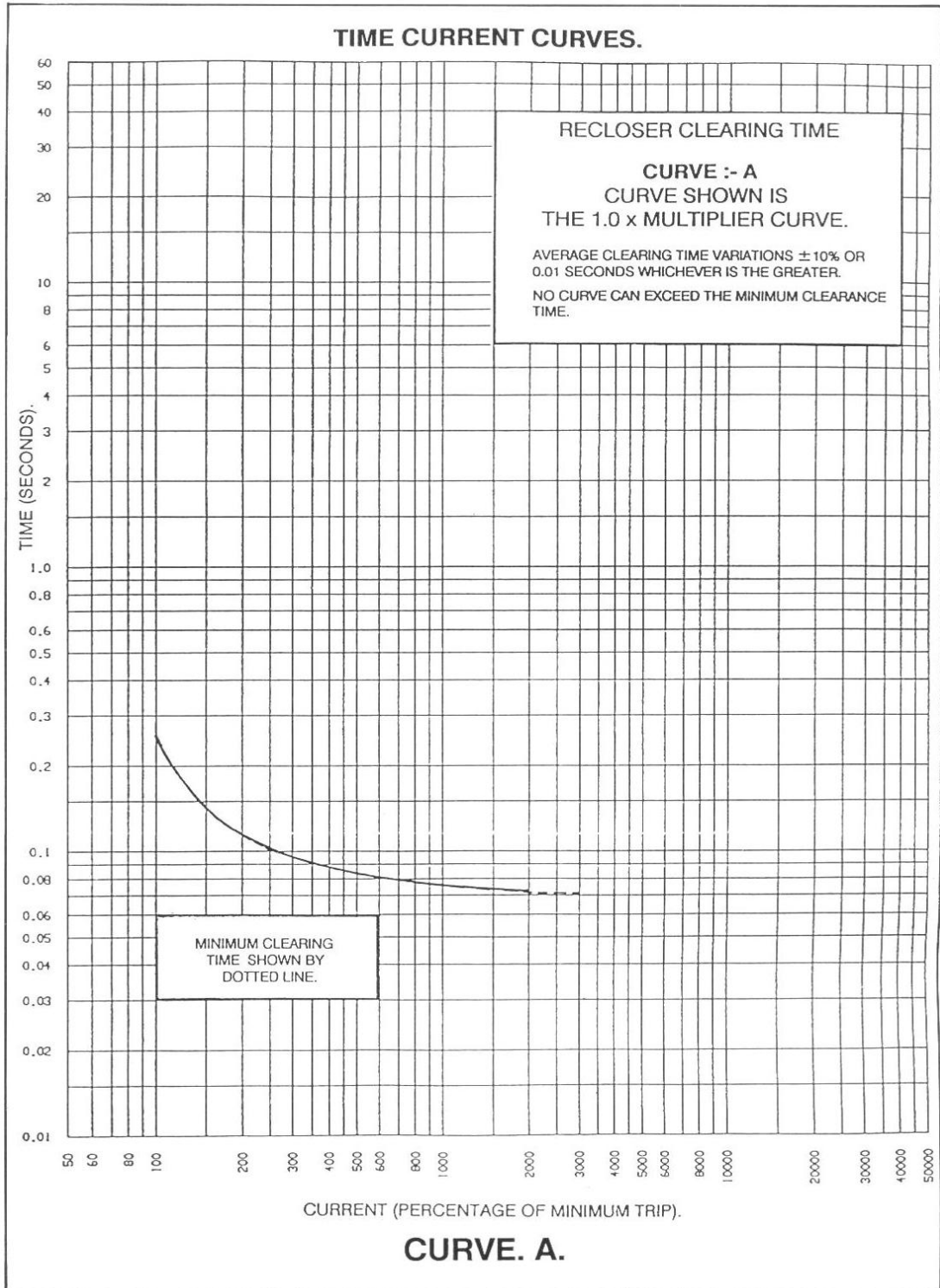
El reconectador es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconectador abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

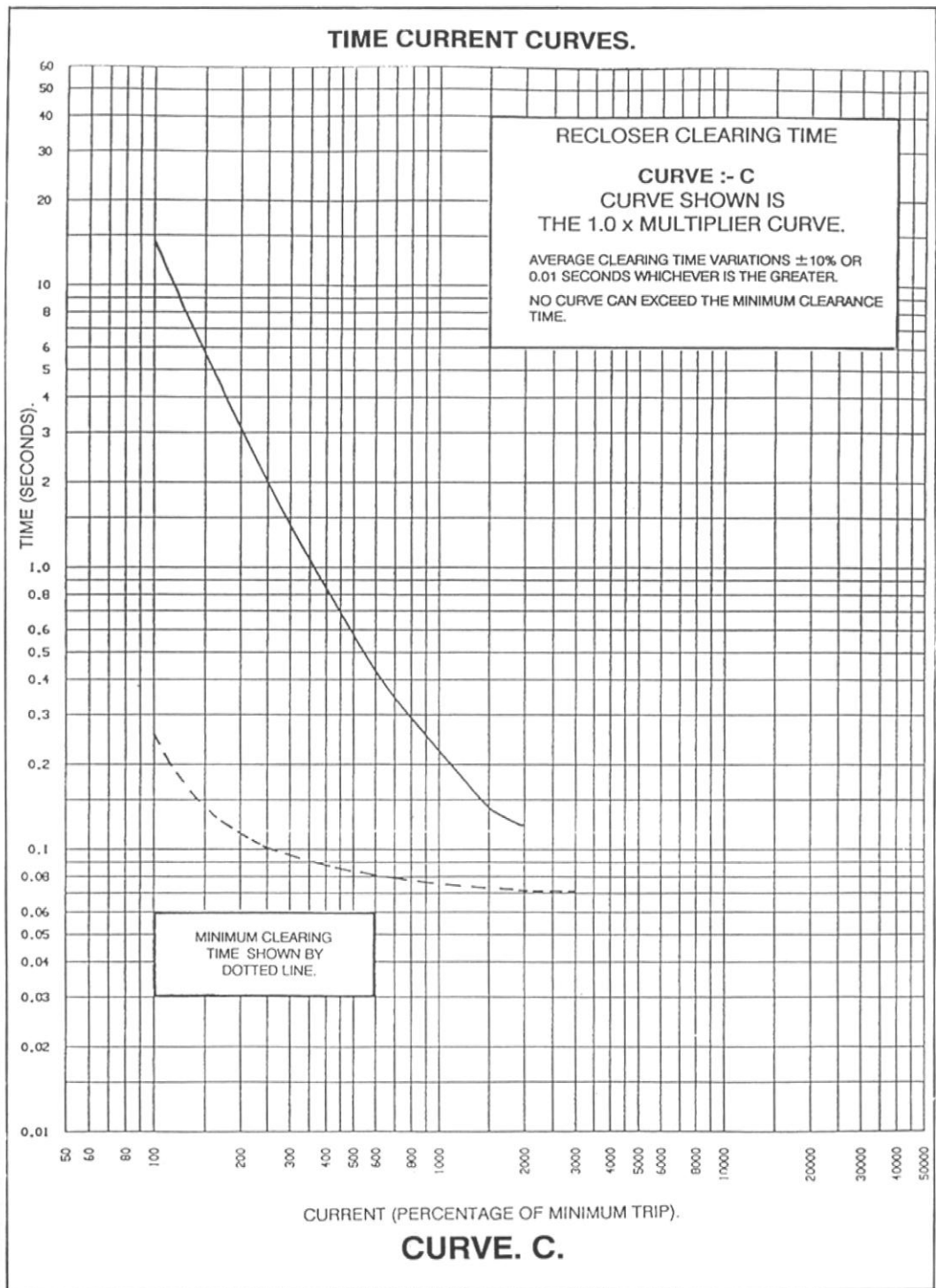
La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente.

Secuencia de Operación: Los reconectores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, como las que se muestran en la figura 5. Cada punto de la curva características representa el tiempo de aclaramiento del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 6, donde se ha supuesto que la programación es C22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la figura 5, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

FIGURA 5. CURVAS DE OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR

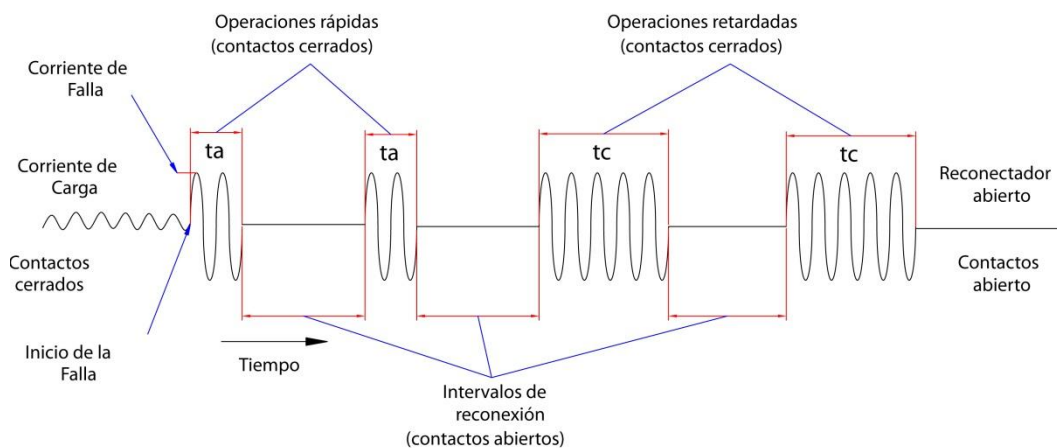




Fuente: Operation and Maintenance Instructions for Microtrip Reclose Relay.
Recopilación: Microtrip Reclose Relay.

Según la figura 6, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo t_a . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de t_a segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento t_c correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de t_c segundos abre definitivamente.

FIGURA 6. SECUENCIA DE OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos36/reconectores-electricos/reconectores-electricos2.shtml>

Recopilación: Postulantes.

En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en

condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

Los reconectadores pueden clasificarse como sigue:

- Por número de fases en monofásicos y trifásicos.
- Por su mecanismo de acción en operación hidráulica o electrónica.
- Por su medio de extinción de arco en aceite, vacío o SF6.

Los reconectadores se instalan en los siguientes puntos de la red de distribución:

- En subestaciones, para proveer protección primaria de circuitos por ejemplo en pequeñas centrales de generación hidráulica.
- En puntos específicos de los alimentadores principales, para permitir el seccionamiento a lo largo de la línea y de ese modo prevenir la pérdida de un circuito completo debido a fallas en los extremos.
- En ramales o derivaciones, para prevenir la apertura del circuito principal debido a fallas.

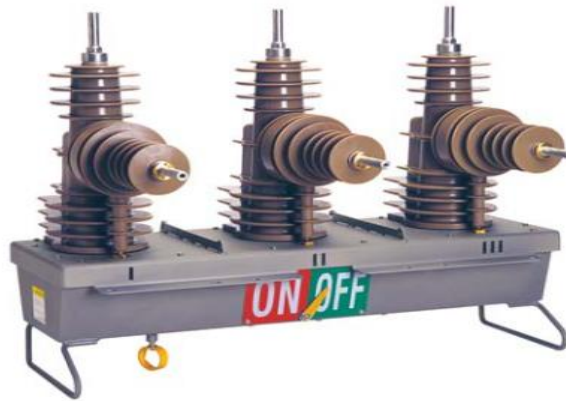
Las principales especificaciones técnicas de un reconectador son:

- Tensión del sistema.
- Niveles de cortocircuito.
- Corriente máxima de carga.
- Corriente mínima de cortocircuito en la zona protegida por el reconectador.
- Número de operaciones.
- Sensitividad de operación para fallas a tierra.

La tensión nominal y la capacidad de cortocircuito del reconectador deben ser igual o mayor que los valores existentes en el punto de instalación. Los mismos criterios deben aplicarse en cuanto a la capacidad de

corriente de los reconectores respecto a la corriente de carga máxima a ser transportada por el circuito.

FIGURA 7. RECONECTOR TRIFÁSICO



Fuente: Manual Schneider-Electric, MV reclosers up to 38 kV.
Recopilación: Schneider-Electric.

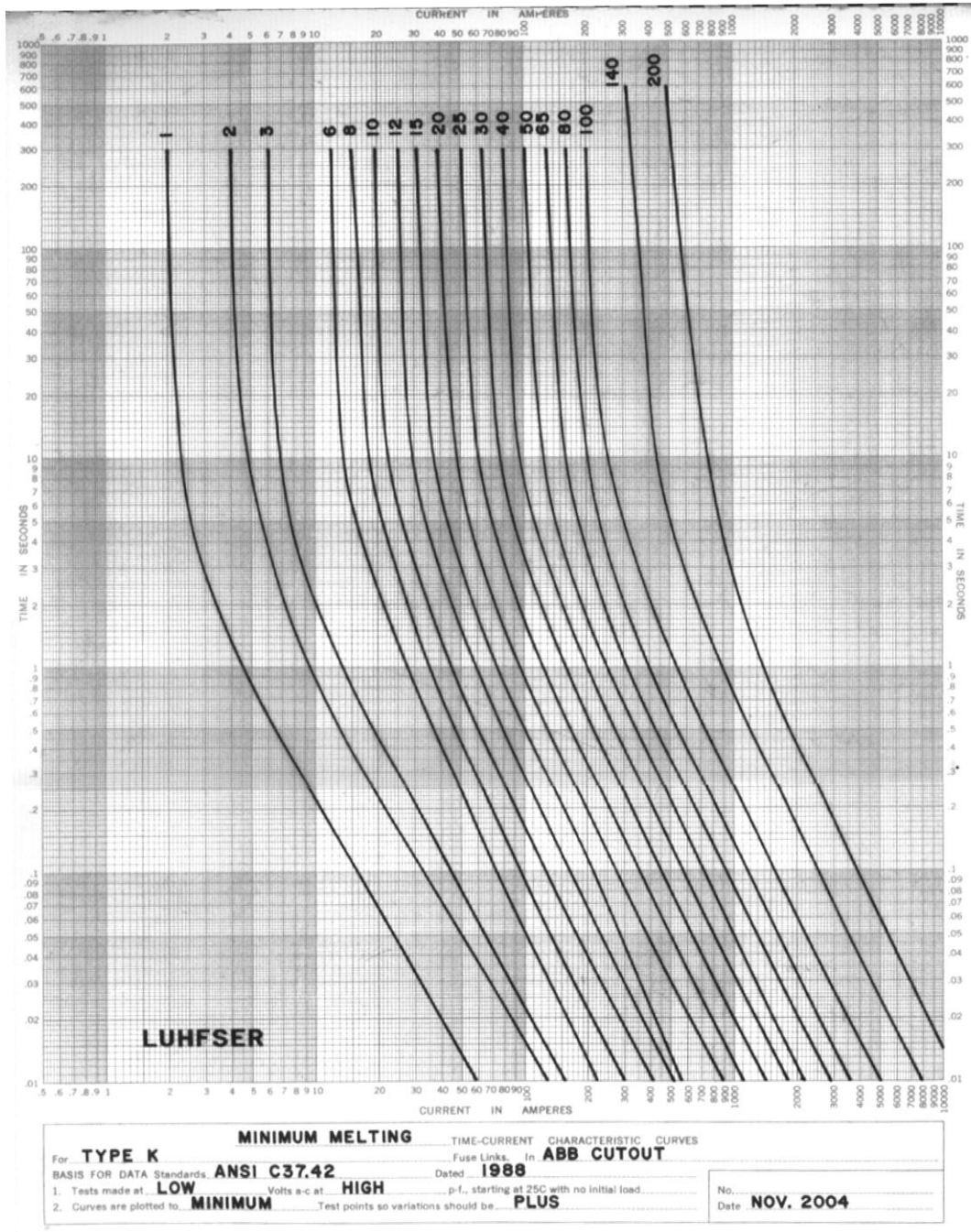
Es necesario también asegurar que la corriente de falla al final de la línea protegida sea lo suficientemente alta para provocar la operación del reconector. En la figura 7 se puede apreciar un reconector trifásico.

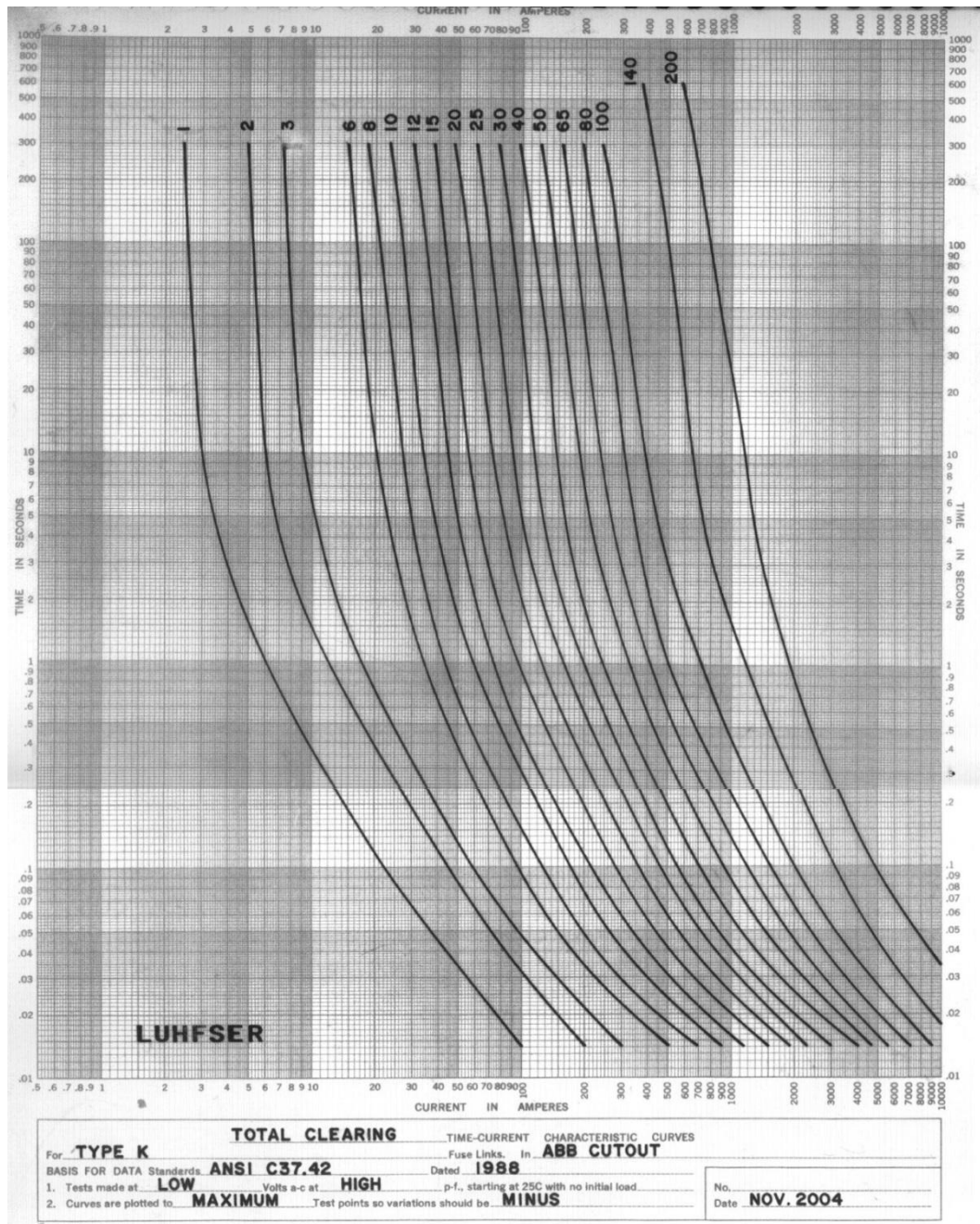
1.3.4 FUSIBLES

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más baratos y simples que se utilizan en la protección de redes de distribución. Al mismo tiempo son uno de los más confiables, dado que pueden brindar protección un tiempo muy prolongado (por arriba de 20 años) sin estar sujeto a tareas de mantenimiento.

Estos elementos poseen el más sencillo de los funcionamientos. Cuando un valor alto de corriente pasa a través del fusor o lamina fusora, entonces se genera una alta temperatura que logra fundir a dicha lamina, quedando de esta manera desconectada la fase averiada. Existe gran variedad de fusibles y muchos de los cuales no tienen exactamente el mismo principio de funcionamiento, pero la variedad de fusibles está en dependencia del nivel de voltaje, la aplicación y la importancia del equipo a proteger.

FIGURA 8. CURVAS DE LOS FUSIBLES TIPO K





Fuente: Catálogo de curvas de fusibles LUHFSEK.
 Recopilación: LUHFSEK.

Existe una cosa muy importante a tomar en consideración en los fusibles y es su característica de respuesta. Un fusible no tiene un tiempo único para su operación, sino que depende del nivel de la corriente que lo atraviesa, para corrientes mayores, mayores temperaturas y, por tanto, más rápido es la fusión de la lámina fusora y todo lo contrario para cuando se tiene corrientes menores.

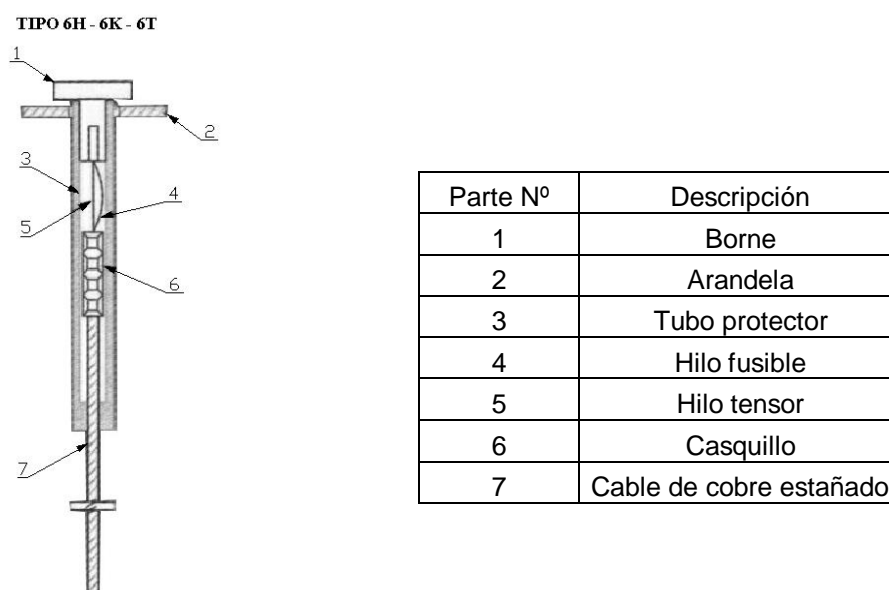
Además de la característica tiempo inverso, es importante indicar que hay una diferencia entre el tiempo que necesita la lámina fusora para comenzar a fundirse y el tiempo en que logra fundirse por completo. Por lo tanto los fabricantes suelen presentar dos curvas de temporización, la curva de tiempo mínimo de fusión y la de tiempo máximo de limpieza o de despeje. En la figura 8, se muestran curvas reales para fusibles tipo K.

CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES

Existen fusibles de numerosas definiciones o normativas, entre las cuales se puede citar los fusibles tipo H, K, T, SR, VS, entre otros, Estas letras representan las características de inversión de las curvas como se indica a continuación.

Fusible tipo H: presenta una relación de tiempo corriente más rápida que el tipo K en el corte y en perturbaciones bruscas, sus valores nominales van desde 1 a 8 Amp. Para voltajes de 4 a 34.5 kV. En la figura 9, se puede observar las partes fundamentales de construcción de estos fusibles.

FIGURA 9. ESTRUCTURA DE LOS FUSIBLES TIPO H, K y T



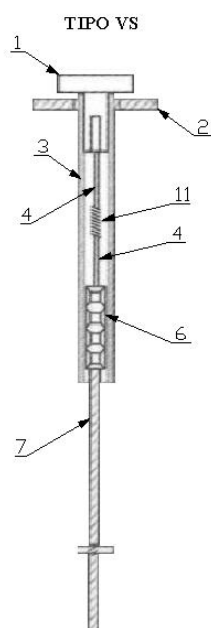
Fuente: Catálogo de Fusibles LUHFSEER.
Recopilación: LUHFSEER.

Fusible tipo K: Son fabricados cumpliendo con las normas ANSI, NEMA e IEEE, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos atendiendo en estas especificaciones técnicas y valores normalizados para lograr una intercambiabilidad adecuada. Estos fusibles se clasifican dentro de los rápidos, sus valores nominales de corriente de 1 a 200 Amp. Para voltajes de 4 a 34,5 kV. En la figura 9, se puede observar las partes fundamentales de construcción de estos fusibles.

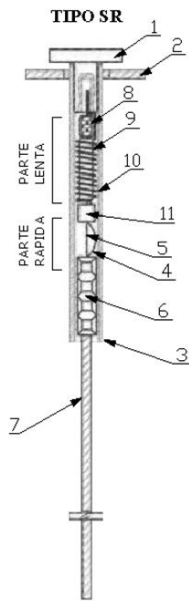
Fusible tipo T: Son fabricados cumpliendo con las normas ANSI, NEMA e IEEE, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos atendiendo en estas especificaciones técnicas y valores normalizados para lograr al igual que los tipo K una intercambiabilidad adecuada. Estos fusibles se clasifican dentro de los lentos o retardados de 1 a 200 Amp. Para voltajes de 4 a 34,5 kV. En la figura 9, se puede observar las partes fundamentales de construcción de estos fusibles.

Fusible tipo SR y VS (DUAL): Son fusibles extra lentos, los fusibles de doble elemento manejan protecciones contra cortos y sobrecargas, obteniendo curvas características que representan una excelente protección. Los fusibles tipo SR y VS, manejan relaciones de velocidad de 20 y 30 para un régimen de 6 a 100 Amp.

FIGURA 10. ESTRUCTURA DE LOS FUSIBLES SR y VS



| Parte N° | Descripción |
|----------|-------------------------|
| 1 | Borne |
| 2 | Arandela |
| 3 | Tubo protector |
| 4 | Hilo fusible |
| 6 | Casquillo |
| 7 | Cable de cobre estañado |
| 11 | Juntura |



| Parte N° | Descripción |
|----------|-------------------------|
| 1 | Borne |
| 2 | Arandela |
| 3 | Tubo de fibra |
| 4 | Hilo fusible |
| 5 | Hilo filtro |
| 6 | Casquillo |
| 7 | Cable de cobre estañado |
| 8 | Aislador |
| 9 | Cerámica |
| 10 | Bobina |
| 11 | Juntura |

Fuente: Catálogo de Fusibles LUHFSEER.

Recopilación: LUHFSEER.

Están formados por las siguientes partes fundamentales como se aprecia en la anterior figura 10.

1.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El objetivo principal de la coordinación de protecciones es poder determinar las características, rangos y valores de ajustes de los equipos de protección que se encuentran instalados en los sistemas eléctricos, con la finalidad de minimizar daños a los equipos e interrumpir las corrientes de cortocircuito que se generan por fallas tan rápido como sea posible.

Un sistema de protecciones eléctricas, debe ser selectivo, sensitivo y con el menor tiempo de respuesta. Para cumplir con estos requisitos, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados con otros, de tal manera que opere primero solo el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla. Si por alguna razón este dispositivo llegara a fallar, entonces debe operar el siguiente conocido

como protección de respaldo, y así sucesivamente con todos los dispositivos de protección que se encuentren instalados en el sistema.

El proceso de coordinación de protecciones se inicia con la elaboración de un diagrama unifilar del sistema en estudio, donde se pueda observar al menos la siguiente información:

- Dispositivos de protección.
- Niveles máximos y mínimos de corriente de cortocircuito.
- Capacidades nominales de los equipos conectados.
- Carga real.
- Relación de los transformadores de corriente y potencial.
- Curvas características de los dispositivos de protección.
- Datos de las cargas conectadas al sistema.

1.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Para proceder con la determinación de las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa del sistema en mención, y conocer debidamente la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al cual se encuentra conectada, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Voltaje nominal: De interruptores y fusibles debe ser igual o mayor a la del sistema en donde se va a utilizar. El voltaje nominal de estos equipos determina la habilidad que tienen para eliminar el arco que se forma al momento de una interrupción, en cambio con un voltaje nominal inferior a la del sistema son incapaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito y el equipo puede fallar violentamente (explotar).
- Corriente nominal: De un dispositivo de protección viene determinada por la corriente nominal de los equipos que va a proteger, este dispositivo no debe tener la corriente nominal inferior a la corriente

máxima del circuito que está protegiendo, por tal razón la corriente nominal del dispositivo debe ser mayor o igual que la del circuito protegido, incluyendo un margen tolerable para futuras ampliaciones.

- Capacidad de interrupción: De un dispositivo de protección debe ser mayor de la corriente máxima de cortocircuito que se pueda dar en el circuito protegido. Si la capacidad fuese menor el dispositivo sería incapaz de interrumpir la falla pudiendo ocasionar daños irreversibles e incluso pudiendo explotar con riesgo de ocurrencia de accidentes.
- Limitación de corriente: Si un dispositivo interrumpe en la corriente en menos de medio ciclo se manifiesta que es un limitador de corriente, las ventajas de estos dispositivos son múltiples al no permitir que la corriente alcance un valor máximo, reduce las enormes fuerzas electromagnéticas que se presentarían, con lo cual permitirá diseñar sistemas más económicos ya que los esfuerzos que tienen que soportar las estructuras, conductores y aisladores se reduce considerablemente.

En general cuando las corrientes de cortocircuito son muy altas, es necesaria la utilización de limitadores de corriente. Estos limitadores se instalan en los circuitos más alejados de la fuente de alimentación, o lo que es lo mismo, lo más cerca de la carga.

- Velocidad de Operación: La velocidad de operación que se requiere de los equipos de protección dependen de varios factores:
 - Capacidad térmica de los equipos protegidos. Un equipo de protección contra sobrecarga debe operar antes de que el equipo sufra daños.
 - Teóricamente un equipo de protección debe despejar un cortocircuito en el menor tiempo posible, para disminuir al mínimo los daños. Sin embargo hay condiciones transitorias que se asemejan a un cortocircuito y que no ameritan una desconexión

como por ejemplo la corriente transitoria magnetizante de un transformador que al momento de conectar llega hasta 12 veces la corriente nominal. Dicha corriente decrece rápidamente y al cabo de 6 ciclos es pequeña.

- Un equipo de protección de respaldo no puede operar tan rápido que no le dé oportunidad de actuar al equipo de protección principal que este más cercano a la falla.
- Entre más alta sea la corriente de cortocircuito menor debe ser el tiempo de operación, por lo tanto todos los equipos de protección cumplen con esta función debido a su característica de tiempo inverso. En resumen, la velocidad de operación de un equipo de protección, depende del tipo de circuito protegido, pero en general debe ser lo más alta posible.
- Modo de instalación: Al seleccionar la protección de un elemento del sistema eléctrico es necesario indicar como se usara la protección: a la intemperie o al interior, en poste o subestación, subestación compacta, tableros, etc. No se puede especificar equipos que no sean apropiados para un ambiente determinado; por ejemplo no se debe usar fusibles de expulsión donde exista vapores inflamables.
- Calidad de servicio: La calidad de servicio tiene mucho que ver con el sistema de protección. La desconexión rápida de una avería permite mantener la alimentación a una parte de la carga y puede reducir el tiempo de reparación de una falla. La calidad de servicio requerida depende del sistema que se tenga.
- Costos: El costo de un sistema de protección está íntimamente relacionado con todos los factores descrito anteriormente. Por lo tanto la misión del ingeniero de protecciones es seleccionar el sistema de protecciones con los atributos mínimos (con un margen razonable de seguridad) para que cumplan las funciones requeridas,

sobredimensionar el sistema de protecciones es costoso y no garantiza mínimas interrupciones.

1.5.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE FUSIBLES

Para la selección de los fusibles se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

- a)** La capacidad de interrupción de la corriente debe ser tal, que el fusible interrumpa sin riesgos, la corriente de falla más elevada en el punto de la instalación.
- b)** Las características de limitación de corriente deben ser tales que restrinjan la corriente de paso libre en las fallas, reduciéndose así al mínimo la posibilidad de averías en los componentes del circuito.
- c)** El período de retraso en las corrientes de sobrecarga debe ser tal que el fusible no se queme innecesariamente a causa de sobrecargas pasajeras, pero si debe proteger contra sobrecargas peligrosas.

La aplicación correcta de los fusibles requiere un conocimiento de las características del sistema de distribución y del equipo al cual va a proteger. Para los fusibles que van a ser instalados a lo largo de la línea, se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- La corriente de cortocircuito del transformador de potencia o de la subestación.
- Corriente normal y de sobrecarga del circuito de distribución.
- Las corrientes transitorias del circuito, tales como corrientes de magnetización de transformadores, corrientes de arranque de motores, etc.
- Características de fusión de los conductores.
- Coordinación con otros aparatos protectores.

Para la protección de los equipos se debe tener en consideración lo siguiente:

- Capacidad de sobrecarga de los equipos.
- Corrientes transitorias.
- Continuidad de servicio.
- Coordinación con otros dispositivos protectores.

En el anexo A tabla A1, se indican los tirafusibles tipo H y fusibles NH que ELEPCO S.A. emplea para la protección de transformadores de distribución, como también los tirafusibles que se pueden emplear para la protección de las redes de distribución, y en la tabla A2 se indica los tirafusibles tipo SR que es recomendable usar en los transformadores de distribución.

1.5.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONVENCIONALES Y AUTOPROTEGIDOS Y TRIFÁSICOS.

La principal función es la de proteger al transformador y desconectar éstos de la red, evitando daños y disturbios de voltaje al mínimo. Ésta protección puede enmarcar las siguientes consideraciones:

- Protección para sobrecargas, que se puede dar por la elevación de la corriente de consumo de ciertas cargas, razón que afecta el aislamiento de los bobinados.
- Protección contra cortocircuitos externos al transformador para evitar efectos electrodinámicos y térmicos a sus bobinados y núcleo.
- Protección para fallas internas cortocircuitos en las bobinas.

Los factores que se deben considerar para la selección ideal de los fusibles son:

- Remover el transformador fallado del sistema de distribución.
- Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
- Proteger el transformador de sobrecargas severas.
- Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
- Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
- Resistir corrientes Inrush.
- Resistirse a daño por sobretensiones inducidas.
- Coordinarse con el próximo dispositivo de protección, aguas arriba.
(p.457).²

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES

Consideraciones de daño del tanque del transformador

Cuando se produce un cortocircuito al interior del transformador, la descomposición del aceite debido a éstas corrientes generan gases con altas presiones, que pueden causar la rotura o soplado del tanque del transformador y en algunos casos acompañado de incendios.

Los fusibles limitadores de corriente brindan una protección adecuada y es común limitar el uso de fusibles de expulsión en donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A.

Corriente de magnetización (inrush)

La corriente de magnetización Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece o cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Ésta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador, razón por la que, aparece como una corriente diferencial.

² Ramírez Castaño Samuel “PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS”

Corrientes de puesta en marcha en frío

Después de una salida de funcionamiento del transformador, al volverlo a energizar se producen elevadas corrientes causadas por la pérdida de diversidad, cuando la interrupción es sumamente larga y por las corrientes de arranque de los motores y en general por el tipo de cargas que abarca estos transformadores.

Daño térmico del transformador

Los transformadores han sido diseñados para su funcionamiento a una elevación de temperatura de 55°C que puede funcionar sin tener afecciones en la vida útil. Para la selección del fusible se debe comprobar que las curvas tiempo corriente estén entre la curva de daño del transformador a proteger y la curva de energización Inrush de carga fría.

Filosofía de protección con fusibles.

La principal función es la de despejar cualquier falla de sobrecorriente que se presente tanto en el transformador como en la alimentación del lado primario, coordinando con la protección del lado secundario para tener una protección total del equipo. Las empresas eléctricas con sus estudios realizados han coincidido que para asegurar la protección del transformador con una adecuada selección del fusible se basan en la filosofía de la baja relación de fusión del mismo, por lo que son seleccionados tan pequeños como sea posible con el propósito de tener una máxima protección contra sobrecargas.

Efecto de las descargas atmosféricas.

Cuando se da tormentas y estas son acompañadas de descargas eléctricas se pueden presentar un sin número de salidas por quema de fusibles en transformadores y en otros casos con la quema de los transformadores. La quema de los fusibles se debe a las corrientes transitorias Inrush que se generan por la saturación del núcleo del

transformador y por voltajes transitorios inducidos en el mismo. Con la finalidad de reducir el número de fusibles quemados los fabricantes han demostrado con las curvas tiempo corriente que el uso de fusibles tipo SR y VS evitan este problema.

Características que debe tener el sistema de suministro.

- Tipo de red sea aérea o subterránea.
- Voltaje nominal de servicio.
- El nivel básico de aislamiento (BIL).
- Capacidad de interrupción en el punto de alimentación.

Fusibles de protección primaria de transformadores.

Para la protección de transformadores con fusibles hay dos tipos:

1. El esquema se considera protegido cuando se aísla aquellos transformadores que fallan o que tienen bajas impedancias a corrientes de cortocircuitos en el lado secundario.
2. El transformador está protegido a las sobrecargas y a fallas de alta impedancia en el lado secundario y también contra fallas internas.

El fusible a elegir dependerá del grado de protección contra sobrecarga se desea y las prácticas varían ampliamente entre las empresas eléctricas.

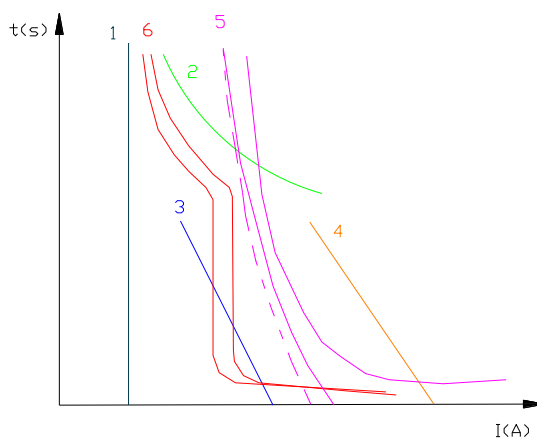
La protección usada en los transformadores auto-protegidos es a través de un interruptor termomagnético en el lado secundario para proteger de sobrecargas y de corrientes de cortocircuito en el lado secundario, y para el lado primario disponen de un fusible interno que se fundirá al presentarse una falla interna, dicho elemento es dimensionado para que actúe sólo cuando se dañe el transformador.

Protección con fusibles del lado secundario de los transformadores.

Los transformadores de distribución del tipo convencionales y que disponen de una relación de transformación bastante alta, sus valores de corriente a plena carga son muy bajos.

Un transformador de 5kVA - 7600V, tiene 0.63 A en el lado primario, anteriormente se usaba los fusibles tipo (K, T y H), que tienen valores de corriente nominal de uno hacia arriba, estos tipos de fusibles no protegen adecuadamente los transformadores contra sobrecargas y corrientes de cortocircuito, por lo que en la actualidad se está usando el fusible tipo SR, que coordinado con la protección en el lado secundario se consigue una adecuada protección del transformador. En cambio, en los transformadores autoprotegidos en el lado secundario se utilizan interruptores termomagnéticos en lugar de fusibles, el mismo que debe ser seleccionado de acuerdo a la corriente de carga en el lado secundario del transformador y un criterio establecido de sobrecarga, con la finalidad de lograr una adecuada coordinación, todos los valores de la corriente secundaria deben referirse al lado primario, con una principal observación de que todos los puntos de la curva de daño del transformador sean cubiertos, como se puede ver en la figura 11.

FIGURA 11. PROTECCIÓN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Redes de Distribución de energía, SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO.
Recopilación: SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO.

1. Corriente nominal del transformador.
2. Curva de daño del transformador.
3. Curva de energización.
4. Curva de daño del conductor bajo voltaje.
5. Fusible de expulsión en el primario.
6. Interruptor termo-magnético de bajo voltaje

1.5.3 PROTECCIÓN DEL CONDUCTOR

Los estudios de coordinación de protecciones indican, la duración y magnitud de las corrientes de cortocircuito. Ya que la falla que se da de acuerdo al calibre y tipo de conductor, debe ser despejada antes de que el calor que se genera por las corrientes de cortocircuito cambie las características mecánicas y físicas lo suficiente como para que los conductores se rompan. Los dispositivos de protección deben operar con curvas más rápidas que la curva de daño del conductor figura 12.

En el caso de ser necesario para reajustar la curva tiempo corriente del relé de sobrecorriente, es necesario verificar que el conductor de menor capacidad que exista a lo largo de un alimentador no sufra daños en caso de darse una falla. Para esto se asume el peor caso, es decir, el conductor no baja de temperatura durante los tiempos muertos que tienen ajustados los relés de sobre corriente. Por esta razón se debe cumplir con la siguiente condición:

$$(N_{recierres}^o + 1)x(t_r + t_i) \leq t_d \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

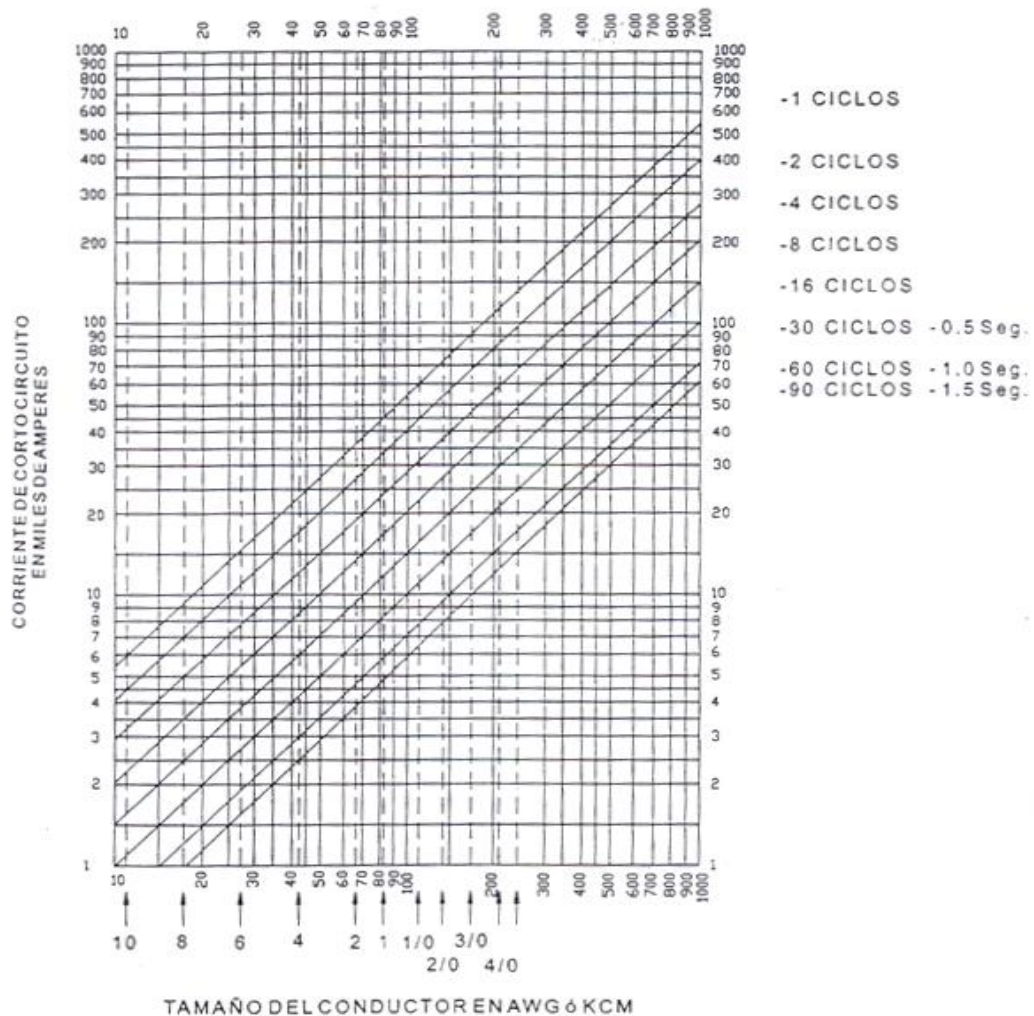
$N_{recierres}^o$: Cantidad de recierres que tiene ajustado el relé de sobrecorriente.

t_r : Tiempo en que el relé de sobrecorriente da la orden de apertura al interruptor para el valor de corriente deseado para el ajuste del instantáneo del relé de sobrecorriente.

t_i : Tiempo de interrupción del relé de sobrecorriente (5 ciclos).

t_d : Tiempo de daño del conductor para el valor de corriente deseado para el ajuste del instantáneo del relé de sobrecorriente.

FIGURA 12. CURVA DE DAÑO DE CONDUCTORES CON AISLAMIENTO POLIMÉRICO



Fuente: Elementos de Diseño de las Instalaciones Eléctricas Industriales, Enríquez Harper.

Recopilación: Enríquez Harper.

1.5.4 CRITERIOS PARA LOS RELÉS DE FASE, TIERRA Y AJUSTES SEGÚN LAS NORMAS IEC.

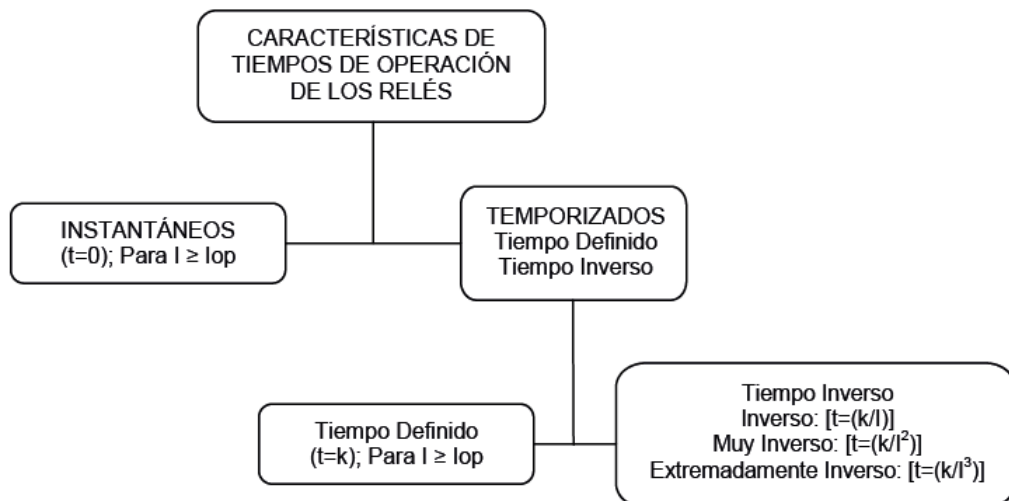
Uno de los fenómenos que ocurren durante las anomalías y en especial durante los cortocircuitos, es el aumento de la corriente que sobrepasa muchas veces los valores normales de operación. Esta manera de discriminar la ocurrencia de fallas se utiliza ampliamente, ya

sea como protección principal o de respaldo. Dos variables muy importantes a tomar en cuenta en estos relés son:

- El nivel de corriente mínima de operación.
- La característica de tiempos de operación.

La corriente mínima de operación (I_{op}), también se la conoce como corriente de “pick up”, y es la encargada de producir el cambio de estado en el relé. Por las características de tiempos de operación se pueden subdividir como se muestra en la figura 13:

FIGURA 13. CARACTERÍSTICAS DE TIEMPOS DE OPERACIÓN DE RELÉS



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

En sistemas de distribución se aprovecha la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoría de veces, de la localización de esta y se mantiene prácticamente inafectada por cambio en la fuente o en el sistema de transmisión de alto voltaje. Esta protección de tiempo inverso está respaldada por la protección instantánea.

Para el caso de los relés de tiempo definido e inverso se los puede calibrar mediante la selección de los siguientes parámetros:

▪ **TAP:** dispositivo que permite variar la sensibilidad del relé, permitiéndole que opere con distintos valores de corriente, está dada en Amperios y es un valor que define la corriente de pick up o de arranque del relé.

$$I_{pick-up} = TAP \times RTC \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

RTC: Relación de Transformación de corriente.

Para los relés de fabricación americana, el TAP y la $I_{pick-up}$ suelen ser las mismas, mientras que para los europeos, especialmente en los ingleses estos valores pueden ser diferentes.

Para el módulo de fase, el valor del TAP se determina dando al relé de sobrecorriente un carácter de relé de sobrecarga, eligiendo un ajuste de 1.5 veces la corriente nominal así:

$$TAP = \frac{(1.5) \times I_N}{RTC} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal.

Para el módulo de falla a tierra, el valor del TAP se determina tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo condiciones de operación normal, que según la experiencia se ha determinado un 30%, entonces la expresión para fijar este TAP sería:

$$TAP = \frac{0.3 \times I_N}{RTC} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal.

RTC: Relación de Transformación de corriente.

Para el ajuste de los relés de fase se usará la corriente de cortocircuito bifásica por ser la más común de las fallas de fase, mientras que para los

de falla a tierra se debe tomar en cuenta la corriente de cortocircuito fase-tierra.

▪ **DIAL:** este constituye el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de pickup, este dispositivo varía los tiempos de operación de un relé.

En la calibración del relé de sobrecorriente se puede utilizar la opción de retardo o temporización y respaldarla por la opción instantánea dentro de la misma unidad.

Para el ajuste del elemento instantáneo se debe usar la corriente de cortocircuito en el punto de instalación del relé, tanto para fase como para tierra.

En el ajuste del módulo de temporización se debe tomar en cuenta la unidad de protección más alejada con la cual se desea coordinar, para que este no actúe antes, afectando así el menor tramo de red posible.

1.5.5 CRITERIO PARA LOS RECONECTADORES

Los criterios para seleccionar, usar y ajustar los valores o los parámetros en los reconectadores se basan en el uso de las curvas tiempo corriente, la cantidad de operaciones y tiempos muertos definidos para estos equipos:

- Para cualquier caso de coordinación los reconectadores electrónicos se deben ajustar para que actúen con cuatro operaciones, cada una con un tiempo muerto igual a 10 segundos.
- En el caso de que no sea necesario coordinar reconectador con fusibles de línea, se ajusta el reconectador para que opere con cuatro curvas lentas.
- En el caso de coordinar reconectadores con fusibles, se ajusta el

reconectador para que opere con 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas.

- Los reconectores lazos deben despejar cualquier falla, cuando su función de transferir carga entre en operación, por lo que se le debe ajustar una curva capaz de detectar cualquier corriente de falla.
- No se busca selectividad entre reconectores secuenciales de circuitos distintos, interconectados mediante un reconector lazo cuando hay transferencia de carga.

Protección de fase:

La corriente umbral (pick up) de fase debe ser mayor a la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconector y de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1,3 y menor a la corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añaden en caso de recuperar carga. De acuerdo a la siguiente condición:

$$I_{cc3\Phi} \geq I_o \geq 1.3 * (IC + IR) \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

$I_{cc3\Phi}$: Corriente de cortocircuito trifásica mínima al final del circuito.

I_o : Corriente umbral de fase.

IC: Corriente máxima de carga alimentada por el reconector.

IR: Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

Para el cálculo de la corriente máxima de carga alimentada por un reconector es necesario estimar la demanda promedio máxima del circuito. Para ello se debe obtener el registro de las mediciones de potencia aparente máxima diaria del circuito de por lo menos un año. De este registro no se debe tomar en cuenta aquellos valores que

corresponden a transferencias temporales de carga. Con la demanda estimada es posible obtener la demanda promedio máxima en el punto de ubicación del reconectador.

$$I_C = kVA_{dem}/\sqrt{3} * V \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

I_{cc} : Corriente máxima promedio en el punto de ubicación del reconectador.

kVA_{dem} : Potencia aparente en el punto de ubicación del reconectador.

V: Nivel de voltaje de la subestación.

Para el cálculo de la corriente máxima a recuperar en caso de emergencia se debe determinar la corriente del peor caso de todas las interconexiones existentes aguas abajo del reconectador.

Protección del neutro:

Para determinar la corriente umbral (pick up) de neutro se debe considerar un desbalance entre las fases del 30%. Por esto, la corriente umbral debe ser mayor al 30% de la sumatoria de la corriente máxima de carga alimentada por el reconectador y de la corriente máxima a recuperar, multiplicada por un factor de crecimiento de carga igual a 1.3. También debe ser menor a la corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito, sin tomar en cuenta los tramos que se añaden en caso de recuperar carga.

$$I_{cc1\Phi} \geq I_o \geq 0.3 * (1.3 * (IC + IR)) \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

$I_{cc1\Phi}$: Corriente de cortocircuito monofásica mínima al final del circuito.

I_o : Corriente umbral de neutro.

IC: Corriente máxima de carga alimentada por el reconectador.

IR: Corriente máxima a recuperar en caso de emergencia.

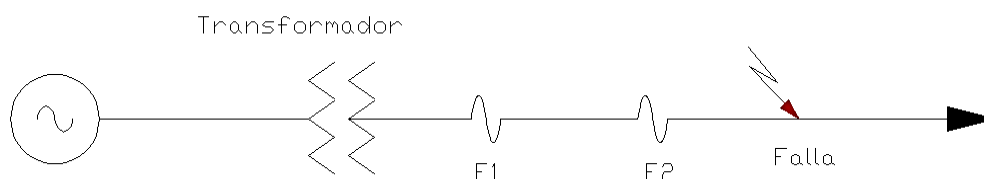
Para la protección de fase y neutro se debe verificar que la corriente falla trifásica o monofásica máxima en el punto de instalación del reconectador sea menor que la capacidad de interrupción del equipo.

1.6 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN.

1.6.1 FUSIBLE – FUSIBLE.

Por definición convencional, cuando dos o más elementos fusibles u otros dispositivos de protección son aplicados a un sistema, el dispositivo más cercano F2, a la falla en el lado de suministro es el “protector” y el más cercano F1, a la alimentación es el de “respaldo” o “protegido”, como se observa en la figura 14.

FIGURA 14. COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Para realizar la coordinación entre fusibles se puede emplear las curvas tiempo corriente o los cuadros de coordinación. En los dos casos el criterio es que el máximo tiempo de despeje del fusible protector (protección principal), debe ser menor o igual al 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.

A más de cumplir con la regla de coordinación deben verificarse los siguientes puntos:

- a) Debe soportar la corriente de carga en su punto de instalación.
- b) Debe coordinar con el fusible de protección de los transformadores de distribución.

El uso de los cuadros de coordinación, implica que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente y que sean instalados en los cortacircuitos adecuados. Los cuadros 1 al 2 presentan un listado de fusibles protectores, protegidos y la máxima corriente a la cual se asegura una adecuada coordinación, a continuación se muestra los siguientes cuadros de coordinación entre fusibles.

CUADRO 1. COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES ANSI/NEMA TIPO K

| Fusible Protector | Fusible protegido | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 8K | 10K | 12K | 14K | 20K | 25K | 30K | 40K | 50K | 65K | 80K | 100K | 140K | 200K |
| Máxima corriente de falla con la cual B protegerá a A (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 |

Fuente: Catálogo LUHFSEER.
Recopilación: LUHFSEER.

CUADRO 2. COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES ANSI/NEMA TIPO T

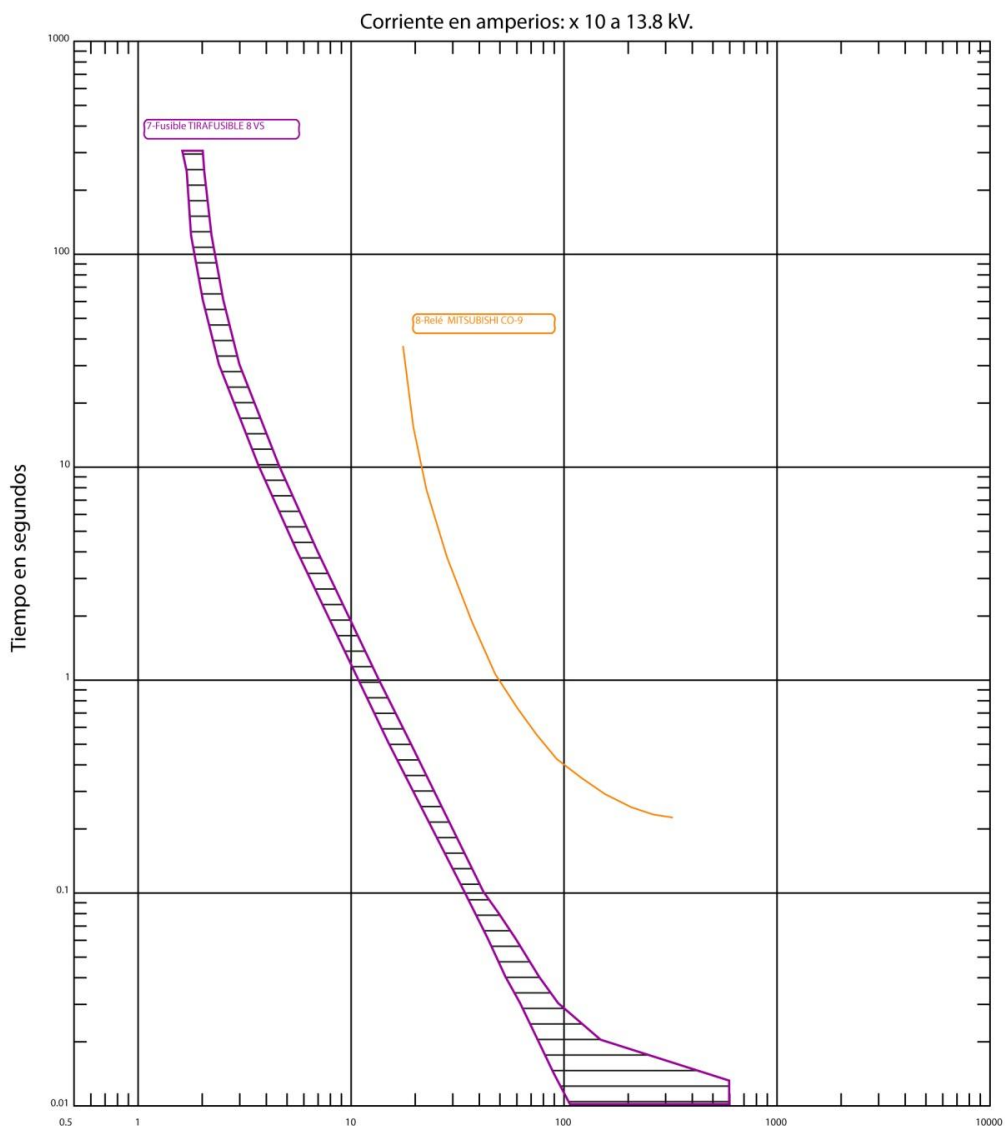
| Fusible protector | Fusible protegido | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | 8T | 10T | 12T | 14T | 20T | 25T | 30T | 40T | 50T | 65T | 80T | 100T | 140T | 200T |
| Máxima corriente de falla con la cual B protegerá a A (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 | 2540 | 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 |

Fuente: Catálogo LUHFSEER.
Recopilación: LUHFSEER.

1.6.2 RELÉ - FUSIBLE

Para la coordinación entre un relé y un fusible ubicado en un alimentador, se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes de que el relé lo detecte, esto se logra en un margen de tiempo de 0,2 a 0,3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé, esto debe mantenerse con la finalidad de permitir arranques del relé, errores en la señal de los transformadores de corriente, etc.

FIGURA 15. COORDINACIÓN RELÉ – FUSIBLE



Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

De manera que el área con la falla queda aislada. Sin embargo, algunos interruptores disponen de relés de recierre, que ejecutan una secuencia de cierres en un intento para despejar las fallas temporales que se dan en los circuitos. En este caso, la coordinación entre el relé de recierre y el fusible se lo consigue cuando los recierres de despeje operan sin fundir el fusible; una vez que se ha completado los recierres y la falla persiste, el fusible debe fundirse antes de que el relé abra el circuito permanentemente. Cuando el relé es protección de respaldo del fusible, la curva tiempo – corriente temporizada del relé debe quedar por arriba de la curva de (mtd) del fusible o principal, esta coordinación se ve en la figura 15.

1.6.3 RELÉ - RECONECTADOR

Este caso se lo puede visualizar en la figura 16. En el caso de que el relé de sobrecorriente sea digital, estos están programados para que la reposición sea instantánea, por lo que solo es necesario garantizar la coordinación estática, en el caso de ser un relé electromecánico, se debe tomar en cuenta el comportamiento dinámico del disco de inducción del relé, puesto que para lograr selectividad se debe asegurar que para fallas aguas abajo del reconectador, el contacto móvil del relé no alcance su nivel de operación aun cuando se lleve a cabo todas las secuencias de operación del reconectador.

FIGURA 16. COORDINACIÓN RELÉ – RECONECTADOR



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Coordinación estática: Para garantizar selectividad entre el relé y el reconectador se debe garantizar un intervalo de 0.3 segundos o mayor

entre la curva más lenta del reconectador y la del relé en el nivel de cortocircuito máximo donde se instala el reconectador. Los 0.3 segundos o mayor corresponderían a la suma del posible error en el relé, error en el reconectador, intervalo de seguridad y tiempo de interrupción del reconectador.

Coordinación dinámica: Para conseguir la selectividad deseada se debe garantizar que el porcentaje de avance neto del relé durante las operaciones del reconectador sea menor al 80%.

$$\% \text{ Avance neto} \leq 80 \%$$

Para esto, se debe calcular el porcentaje de avance del disco de inducción durante las operaciones del reconectador y el porcentaje de retroceso del mismo durante los tiempos muertos. Finalmente se resta el porcentaje de avance menos el porcentaje de retroceso como se indica a continuación:

$$\% \text{ Avance} = \frac{T_{\text{operación Reconectador}}}{T_{\text{operación Relé}}} * 100 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\% \text{ Retroceso} = \frac{T_{\text{muerto Reconectador}}}{T_{\text{reposición Relé}}} * 100 \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\% \text{ Avance}_{\text{neto}} = \sum(\% \text{ Avance} - \% \text{ Retroceso}) \quad \text{Ecuación 10}$$

En este trabajo no se realizara la coordinación dinámica de los relés que son electromecánicos. Todos los tiempos muertos del reconectador serán de 10 segundos, tiempo suficiente para que el disco no de la orden de apertura durante las operaciones del reconectador. Debido a esto la coordinación entre el relé electromecánico y reconectador se realizara únicamente con la coordinación estática.

1.6.4 RECONECTADOR – FUSIBLE

En la figura 17, se presenta dicho caso, donde el fusible se encuentra aguas abajo del reconectador. Es necesario elegir entre dos tipos de filosofías de protección que se detallan a continuación.

Ahorro de fusibles: Esta filosofía se aplica cuando el ramal o alimentador a proteger por fusibles alimenta una zona en donde se tiene alta frecuencia de fallas transitorias, producidas por el roce de conductores con ramas de árboles, animales sobre los conductores o descargas atmosféricas. El reconectador debe ajustarse para que realice un par de operaciones rápidas y un par de operaciones lentas. Las operaciones rápidas deben ser más rápidas que el fusible, para así despejar una falla transitoria. Si luego de las operaciones rápidas la falla persiste el reconectador operará más lentamente que el fusible, permitiendo que la falla sea finalmente despejada por el fusible. De obtener el despeje exitoso de la falla transitoria se evitará la salida del servicio de los clientes conectados al ramal, así como también los costos asociados al restablecimiento del servicio.

Sacrificio de fusibles: Si el alimentador presenta clientes con cargas sensibles a las fallas transitorias, los cuales pueden producir alteraciones bruscas de voltaje y corriente, entonces se prefiere que actúe el fusible que protege al ramal que está bajo falla. Para ello se debe ajustar los valores al reconectador de manera tal que actúe con una operación rápida y tres operaciones lentas.

Para cualquiera de las filosofías indicadas anteriormente, se debe cumplir con estos dos criterios:

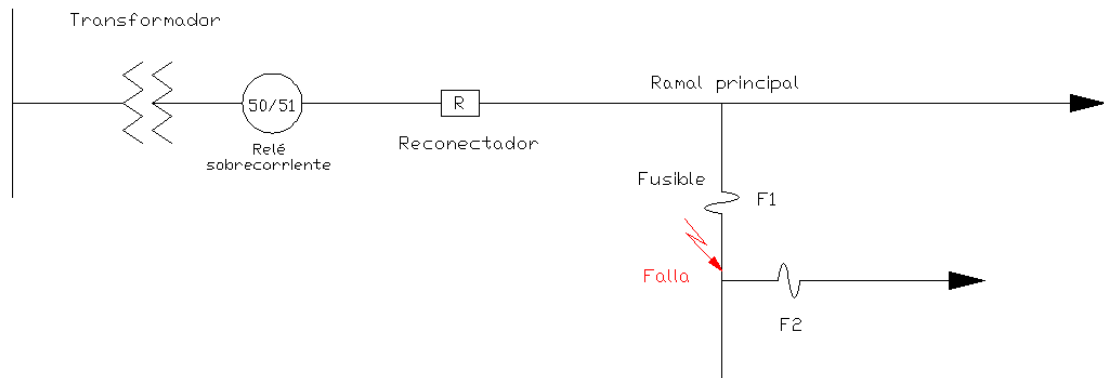
- El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de apertura del reconectador en su curva de actuación rápida, multiplicado o afectado por un factor de 1.5.

$$t_{\text{mín fusión}} \geq 1.5 t_{\text{aper rápida}} \quad \text{Ecuación 11}$$

- El tiempo máximo de fusión del fusible debe ser menor que el tiempo mínimo de apertura en la curva temporizada del reconectador.

$$t_{\text{máx fusión}} \leq t_{\text{aper temporizada}} \quad \text{Ecuación 12}$$

FIGURA 17. COORDINACIÓN RECONECTADOR - FUSIBLE



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

1.7 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE CYMDIST Y CYMTCC

CYMDIST y CYMTCC son software para el análisis, planeamiento, optimización y coordinación de protecciones para sistemas eléctricos de potencia, permiten estudiar y simular bajo diferentes condiciones y escenarios, el comportamiento de las redes de distribución de energía eléctrica están orientados a objetivos bajo un ambiente totalmente gráfico y con integración total.

Están disponibles para diferentes sistemas operativos gráficos (Windows 95/98, Windows NT, Windows 2000/XP y Windows 7) y es multilinguaje; así mismo, CYMDIST y CYMTCC se pueden utilizar en un ambiente de redes de computadoras, como Windows NT, Novell, Netware, etc.

Son ampliamente conocidos por su excelente interface gráfica, por ser amigables al usuario y por el Sistema Administrador de la Base de Datos (DBMS). Ya que, permite que todos los módulos trabajen con la misma base de datos, permitiendo que los datos se registren en una sola ocasión.

El sistema de menús está organizado de forma tal, que permite optimizar el planeamiento, la simulación y análisis de un SEP. En situaciones diferentes de forma eficiente.

El sistema es amigable para el usuario y consta de una serie de módulos independientes, como flujo de carga, cortocircuito, análisis dinámico, entre otras cosas.

Los datos del sistema de potencia se graban por medio de un sistema gráfico tipo CAD y se realizan todas las validaciones respectivas. Es posible construir librerías con datos típicos (por ejemplo librerías de cables) y luego utilizarlas para facilitar la entrada de los datos del sistema de potencia.

La versión Windows de CYMDIST y CYMTCC está orientada a objetivos completamente gráficos, permitiendo trabajar directamente sobre el diagrama unifilar. El programa es completamente integrado y es posible realizar conexión con bases de datos tipo SQL (MS-Access, Oracle).

No existe ningún tipo de restricción con respecto a la cantidad de nodos, elementos, equipos de protección y sub estaciones cuando se cuenta con la respectiva licencia. Para el presente proyecto se va a utilizar una versión adquirida por la Empresa Eléctrica ELEPCO S.A.

CAPÍTULO II

RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO.

2.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información correspondiente a los alimentadores uno y dos de la subestación La Maná, que a su vez tienen asociadas en cada alimentador una pequeña central hidroeléctrica, sus diferentes tipos de concentración de cargas que existe en su sistema eléctrico y los datos de potencia de las cargas fueron proporcionados por cada uno de los funcionarios responsables de las áreas involucradas dentro de la ELEPCO S.A.

2.1.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA OCCIDENTAL

Esta área de estudio corresponde a la identificación de cada uno de los elementos que forman parte del sistema de distribución en estudio: subestaciones, líneas de distribución, centrales de generación y las concentraciones de cargas, es importante la recopilación de información de cada uno de los parámetros de cada elemento para la modelación del sistema.

Por lo tanto, la situación actual del sistema respecto de su configuración establecida es de la siguiente manera:

El sistema occidental tiene una demanda de 3,09 MW,

Centrales hidroeléctricas del sector occidental: En el anexo B1, se presenta la información correspondiente de cada una de las centrales elementos que forman parte del sistema occidental de ELEPCO S.A.

La generación de las dos centrales con respecto a la demanda total del sistema occidental que es de 3,09 MW, representa el 75% del consumo de dicho sector, en el siguiente cuadro se indica su potencia y voltaje.

CUADRO 3. CENTRALES DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA OCCIDENTAL

| CENTRALES | POTENCIA (kVA) | VOLTAJE NOMINAL (V) |
|-----------|----------------|---------------------|
| El Estado | G1 | 1062,5 |
| | G2 | 1062,5 |
| Catazacón | G1 | 500 |
| | G2 | 500 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Transformadores de Potencia: Los transformadores de potencia de las subestaciones de elevación ubicados en cada una de las centrales indicadas anteriormente, se describen en el siguiente cuadro.

CUADRO 4. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

| SUBESTACIÓN | EL ESTADO | CATAZACÓN |
|------------------------|-----------|-----------|
| Transformador No. | 1 | 1 |
| Grupo de Conexión | Ynd11 | Ynd11 |
| Frecuencia | 60 Hz | 60 Hz |
| No. Fases | 3 Φ | 3 Φ |
| Factor de Potencia | 0,8 | 0,8 |
| Potencia Nominal (MVA) | 2 | 1 |
| Voltaje Nominal | Alta (kV) | 13,8 |
| | Baja (kV) | 4,16 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Información de las Líneas de Distribución: En su configuración anterior existía un único alimentador que distribuía la energía eléctrica desde la S/E San Rafael pasando por los sectores de Zumbahua, Pilaló, El Estado, El Guayacán, Puembo, Estero Hondo, Guapara, Catazacón, Las Juntas, Moraspungo, El Corazón hasta llegar al último usuario ubicado en la parroquia de Angamarca sector del Shuyo; actualmente, después de la entrada en funcionamiento de la S/E La Maná, este alimentador se dividió en dos: alimentador uno La Maná-Catazacón-El Corazón y alimentador dos La Maná-El Estado-Pilaló-Pucayacu.

Las redes de distribución tienen un nivel de voltaje de 13,8 kV, debido al nivel de voltaje de operación se considera tan solo como líneas de media tensión.

Seguidamente se detalla los tramos en los que se ha dividido el alimentador con propósitos de operación como se indican en el cuadro.

CUADRO 5. TRAMOS DEL ALIMENTADOR

| TRAMO | VOLTAJE (kV) | CONDUCTOR | TIPO | LONGITUD (km) |
|--|--------------|-----------|------|---------------|
| S/E La Maná-El Estado-Pilaló-La 18 | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 44,32 |
| Tramo Guayacán – Guasaganda – Pucayacu | 13,8 | 1/0 AWG | ACSR | 19,4 |
| S/E La Maná-Catazacón-El Corazón | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 69,74 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Para el análisis de la configuración actual se estableció la modalidad de concentrar la carga en nodos específicos de los alimentadores principales en base de los cuales se establecen los siguientes tramos que se indican en el cuadro.

CUADRO 6. CONCENTRACIÓN DE CARGA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

| TRAMO | VOLTAJE (kV) | CONDUCTOR | TIPO | LONGITUD (km) |
|----------------------------------|--------------|-----------|------|---------------|
| Pilaló – La 18 | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 2,18 |
| Pilaló – La Esperanza | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 8,4 |
| La Esperanza – Central El Estado | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 4,5 |
| Central El Estado – Guayacán | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 11,6 |
| Guayacán – Guasaganda | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 8,4 |
| Guasaganda – Pucayacu | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 11 |
| Guayacán – Fábrica Borama | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 9 |
| Fábrica Borama – La Maná | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 8 |
| La Maná – Catazacón | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 41,3 |
| Catazacón – Moraspungo | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 10,3 |
| Moraspungo – El Corazón | 13,8 | 3/0 AWG | ACSR | 16,7 |
| El Corazón – Shuyo Angamarca | 13,8 | 2 AWG | ACSR | 23,5 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Para el análisis de la configuración actual se establece la modalidad de carga distribuida tal cual como se indica en el diagrama unifilar, debido a que el programa CYMDIST permite el ingreso de dicha información sin ninguna restricción. En el cuadro 6 se muestra la distribución de tramos en los cuales están distribuidas las cargas que serán ingresadas y analizadas en el software:

Información de los sectores con alta concentración de carga

Para la configuración actual, la demanda de potencia de cada uno de los sectores que se han identificado como de alta concentración de carga se lo obtuvo del plano unifilar de la distribución de los alimentadores y de los catastros de consumo de energía que dispone ELEPCO S.A., dicha demanda es calculada de acuerdo al porcentaje de carga distribuida de cada sector multiplicado por la sumatoria de la generación de la central El Estado, central Catazación y la potencia medida en cada uno de los medidores que dispone cada alimentador de la S/E La Maná.

De acuerdo a los valores de demanda se puede establecer que los sectores de mayor concentración de carga son:

1. Sector de Pilaló.
2. Sector de La Esperanza.
3. Fábrica Borama.
4. Sector de Guasaganda.
5. Sector de Pucayacu.
6. Sector de Guapara.
7. Sector de Moraspungo.
8. Sector de El Corazón.
9. Sector de Angamarca.

DEMANDA ACTUAL DEL SISTEMA OCCIDENTAL

Con el ingreso de la S/E La Maná, el sistema occidental se reconfiguró en dos alimentadores, cuya distribución de cargas cambió radicalmente; en tal razón, los valores de la demanda actual del sistema son los siguientes:

CUADRO 7. VALORES DE DEMANDA ACTUAL DE CARGA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

| ALIMENTADOR | DEMANDA MÁXIMA (MW) | DEMANDA MEDIA (MW) | DEMANDA MÍNIMA (MW) |
|--|---------------------|--------------------|---------------------|
| La Maná - El Estado – Pilaló | 0,84 | 0,42 | 0,25 |
| La Maná - Catazación - El Corazón | 0,71 | 0,35 | 0,21 |
| Generación El Estado | 0,80 | 0,40 | 0,24 |
| Generación Catazación | 0,74 | 0,37 | 0,22 |
| Demanda total La Maná - El Estado – Pilaló | 1,64 | 0,82 | 0,49 |
| Demanda total La Maná -Catazación - El Corazón | 1,45 | 0,73 | 0,43 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.1.2 LEVANTAMIENTO DE SITIO

En esta etapa se procede a la actualización de los planos de operación y mantenimiento suministrados. La verificación del mismo se lo realizó poste a poste con la finalidad de comprobar la información proporcionada con respecto a la capacidad de los transformadores, calibres de conductores, ubicación de seccionamientos, reconectores, banco de capacitores; de los circuitos en estudio.

También se verificó todos los rangos y ajustes de los relés de sobrecorriente que serán coordinados en la subestación La Maná, al igual que los datos de placa del transformador de dicha subestación.

2.1.3 REPORTE DE FALLAS

En el sistema de distribución del sector occidental, es muy común encontrar fallas que se presentan debido a varios factores. Las fallas más comunes que se han logrado evidenciar se deben a:

- **Fallas por influencia de La vegetación y medioambiente:** Esto tiene que ver tanto con el mantenimiento de los equipos eléctricos

(componentes como aisladores flameados rotos), despeje de las franjas de seguridad cercanos a las líneas aéreas de cada alimentador. Mantenimiento preventivo que se realiza cada seis meses enfocándose más al desbroce de la franja de seguridad considerada en 2,4 m de cada lado del eje central de la línea.

- **Sobretensiones por descargas atmosféricas:** Principalmente en la época invernal el nivel isoseráunico es bastante elevado por lo cual las descargas atmosféricas que caen en las líneas o sus alrededores provocan el disparo de los alimentadores, debido a la falta de un buen sistema de puesta a tierra (robo de los conductores bajantes) de los descargadores o pararrayos para drenar las sobretensiones resultantes, la inadecuada instalación de pararrayos que al momento existe un juego cada 9 km, siendo necesaria la instalación de un juego cada 3 km.
- **Fallas por accidentes provocados:** Esta clasificación de las fallas es producida principalmente por animales de la zona, sean éstos aves o roedores que se posan sobre las líneas, choque de vehículos contra postes y tala de árboles.
- **Ajuste incorrecto de protecciones o mala coordinación:** Que se da principalmente entre fusibles, reconectores y los relés de protección de la subestación.

El reporte de fallas se lo obtiene del Centro de Operaciones de ELEPCO S.A., el cual usa para tal fin un programa llamado GAISE (Gestión Administrativa de Interrupción del Servicio Eléctrico). Éste se reporta mensualmente y en él aparece un resumen de las causas que dieron origen a las fallas, indicándose la fecha y hora en la que ocurrió la falla, así como el circuito en el que se produjo la misma.

A partir de los reportes suministrados por el Centro de Operaciones, para el período junio 2010 hasta julio 2011, se realizaron gráficos resúmenes de las interrupciones en los circuitos La Maná – El Estado – Pilaló y La Maná – Catazación – El Corazón. Estos gráficos se pueden observar en el anexo C.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA S/E LA MANÁ.

La S/E La Maná, se encuentra ubicada en el cantón La Maná, en el sector La Playita a unos 3 km. del centro de La Maná lado sur occidente.

En el anexo B4, se representa el esquema unifilar de la subestación La Maná, la cual es alimentada con una única línea trifásica de subtransmisión de 69 kV, proveniente de la central Calope (ENERMAX). La central Calope esta interconectada con el S.N.I. a través de la S/E Quevedo.

La línea en 69 kV. llega directamente al GIS el cual está conformado de seccionador de puesta a tierra (57H), seccionador de línea (89H) y disyuntor (52H). Seguidamente se tiene el transformador de potencia de 10 a 12,5 MVA. de relación 69 kV. 13,8 kV. y luego el disyuntor principal de la barra del switchgear de 13,8 kV. En la barra de 13,8 kV. existen cinco salidas cuyo esquema de protección tiene un disyuntor y relés. Cada disyuntor está en una celda o gabinete que tiene en su interior la configuración de protección de un relé por fase y uno de tierra.

Actualmente este transformador distribuye la energía a nivel de 13,8 kV. a través de los alimentadores La Maná - El Estado – Pilaló (alimentador 2) y La Maná – El Estado – El Corazón (alimentador 1); quedando disponible tres celdas o gabinetes para futuras conexiones, entre las cuales serían la fábrica Borama que a futuro al incrementar su carga se desconectará del alimentador existente y tendrá un alimentador exclusivo así como también todo el centro de la ciudad partes rurales del lado norte y occidente de La Maná.

Los datos de placa del transformador de potencia instalado en la S/E La Maná son:

CUADRO 8. DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR

| CAPACIDAD (MVA) | RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (kV) | IMPEDANCIA (Z%) | CONEXIÓN |
|--------------------|---------------------------------------|--------------------|----------|
| 10 - 12,5 | 69 / 13,8 | 5.80 | DY1 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Las corrientes máximas registradas para los circuitos en estudio se indican en el siguiente cuadro.

CUADRO 9. CORRIENTE CARGA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.

| ALIMENTADOR | CORRIENTE MÁXIMA (Amp.) |
|--|----------------------------|
| La Maná - El Estado – Pilaló | 55 |
| La Maná - Catazación - El Corazón | 37 |
| Generación El Estado | 42 |
| Generación Catazación | 39 |
| Demanda total La Maná - El Estado – Pilaló | 105 |
| Demanda total La Maná -Catazación - El Corazón | 79 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

A estas cargas hay que aplicarle el factor de crecimiento con el fin de encontrar la carga de máximo pico del año horizonte. Este factor de crecimiento se define como:

$$K = \left(1 + \frac{r(\%)}{100}\right)^5 \quad \text{Ecuación 13}$$

Dónde:

K = es el factor de crecimiento de carga

r(%) = tasa anual de crecimiento de carga.

n = número de años para el cual está previsto el estudio. En este caso está previsto para 5 años.

Para los dos alimentadores se determina una tasa de crecimiento del 2%, considerando que las zonas son de similares características en su comportamiento social y comercial. De acuerdo a este criterio se tiene:

$$K = \left(1 + \frac{2\%}{100}\right)^5$$

$$K = (1 + 0,02)^5$$

$$K = (1,02)^5$$

$$K = 1,104$$

CUADRO 10. CORRIENTE CARGA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES PROYECTADA.

| ALIMENTADOR | Coeficiente K | Crecimiento de la Carga (Amp.) |
|---|---------------|--------------------------------|
| La Maná - El Estado – Pilaló | 1,104 | 61 |
| La Maná - Catazacón - El Corazón | 1,104 | 41 |
| Generación El Estado | | 42 |
| Generación Catazacón | | 39 |
| Demanda total La Maná - El Estado – Pilaló | 1,104 | 116 |
| Demanda total La Maná -Catazacón - El Corazón | 1,104 | 87 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Para el pronóstico de carga se utilizará el método de extrapolación que consiste en recopilar datos históricos para reflejar la tendencia de crecimiento mediante el uso de curvas de tendencia. Con la curva de tendencia el pronóstico se obtiene al dar valores a la ecuación de la curva de tendencia.

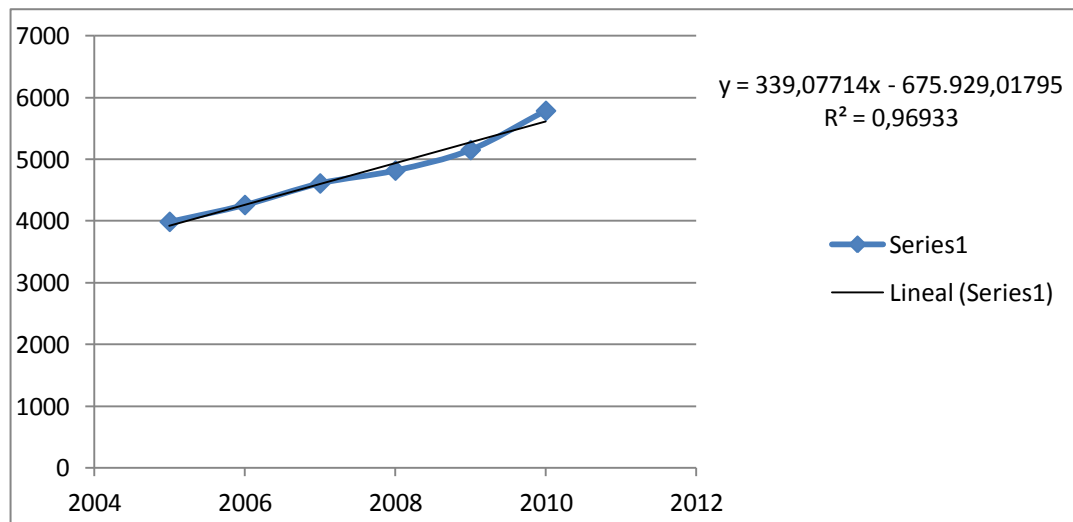
En el cuadro 11 se encuentran los datos históricos a ser proyectados, con estos consumos se crea la gráfica para poder aplicar la línea de tendencia y poder encontrar la ecuación para poder realizar el pronóstico de carga, como se indica en la figura 18.

CUADRO 11. DATOS HISTÓRICOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA OCCIDENTAL.

| AÑO | Consumo (MWh) |
|------|---------------|
| 2005 | 3987,5 |
| 2006 | 4260,225 |
| 2007 | 4609,159 |
| 2008 | 4817,464 |
| 2009 | 5150,54 |
| 2010 | 5785,19 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

FIGURA 18. GRÁFICA DE LA CURVA DE DATOS HISTÓRICOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CURVA DE TENDENCIA



Fuente: Postulantes.
Recopilación: Postulantes.

Evaluando la ecuación de la curva de tendencia de la figura 18, se obtienen los valores del pronóstico de carga hasta el año 2015 y se indica en el siguiente cuadro.

CUADRO 12. PRONÓSTICO DE CARGA PARA EL SISTEMA OCCIDENTAL.

| AÑO | Consumo (MWh) |
|------|---------------|
| 2005 | 3987,5 |
| 2006 | 4260,225 |
| 2007 | 4609,159 |
| 2008 | 4817,464 |
| 2009 | 5150,54 |
| 2010 | 5785,19 |
| 2011 | 5955,1 |
| 2012 | 6294,2 |
| 2013 | 6633,3 |
| 2014 | 6972,3 |
| 2015 | 7311,41 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.2.1 NIVELES DE CORTOCIRCUITOS SUMINISTRADOS.

Para realizar el estudio de cortocircuito en el sistema de distribución, se requiere de los niveles de cortocircuito de la S/E La Maná, los cuales fueron suministrados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A., el mismo que usó el programa Power World. Los resultados se presentan en los siguientes cuadros:

CUADRO 13. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE 69 KV. S/E LA MANÁ.

| TIPO DE FALLA | MAGNITUD (Amp) | MAGNITUD (MVA) |
|---------------|----------------|----------------|
| TRIFÁSICA | 2995 | 357,98 |
| MONOFÁSICA | 2614 | 104,13 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

CUADRO 14. NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE 13,8 KV. S/E LA MANÁ.

| TIPO DE FALLA | MAGNITUD (Amp) | MAGNITUD (MVA) |
|---------------|----------------|----------------|
| TRIFÁSICA | 5221 | 124,8 |
| MONOFÁSICA | 6300 | 50,24 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.2.2 AJUSTES ACTUALES DE PROTECCIONES.

Los ajustes actuales de las protecciones existentes en la S/E La Maná se presentan en los siguientes cuadros:

CUADRO 15. AJUSTE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE LOS CIRCUITOS EN ANÁLISIS.

| S/E | VOLTAJE (kV) | CIRCUITO | RELACIÓN DE LOS TC's | MODELO DEL RELÉ | AJUSTES DEL TAP | | AJUSTE DEL DIAL |
|---------|--------------|----------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------|--------|-----------------|
| | | | | | Fase | Neutro | |
| La Maná | 13.8 | La Maná - El Estado – Pucayacu | 200/5 | Mitsubishi CO-9 | 2 | 1.5 | 2 |
| La Maná | 13.8 | La Maná - Catazacón - El Corazón | 200/5 | Mitsubishi CO-9 | 2 | 1.5 | 2 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

CUADRO 16. AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR

| S/E | RELACIÓN DEL TC's | MODELO DEL RELÉ | AJUSTES DEL TAP (FASE) | | | AJUSTE DEL DIAL |
|---------|-------------------|-----------------|------------------------|---|---|-----------------|
| | | | R | S | T | |
| La Maná | 13.8 | Mitsubishi CO-8 | 3 | 3 | 3 | 1.5 |

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS A ANALIZAR

2.3.1 ALIMENTADOR LA MANÁ – EL ESTADO – PILALÓ (ALIMENTADOR 2).

El diagrama unifilar de este circuito se puede observar en el Anexo B3, el alimentador dos sale de la subestación La Maná a 13.8 kV y va en un solo circuito hasta llegar al primer reconectador, el cual se encuentra ubicado en el sector de Puenbo a la altura de la fábrica Borama. Este alimentador abastece principalmente las zonas de los sectores de Puenbo, La Recta de Vélez, El Guayacán, Guasaganda, Pucayacu, El Palmar, El Negrillo, La Esperanza, Macuchi y Pilaló, a la altura del sector El Negrillo se encuentra ubicada la central El Estado que se conecta a dicho alimentador por medio del interruptor principal de la S/E El Estado.

Este alimentador tiene una carga de tipo residencial, industrial agrícola y una carga importante que es la fábrica Borama. Posee una capacidad instalada de 4005 kVA y tiene una longitud aproximada de 60.9 km de línea trifásica, y 197,24 km en línea monofásica. El alimentador troncal es un sistema de distribución trifásico con conductores de aluminio ASCR de calibre 3/0 y 1/0, en configuración triangular en la mayor parte de su recorrido. Este alimentador se puede interconectar con el alimentador número dos de la S/E San Rafael a través de seccionadores de cámara de extinción ubicados en el sector de La Dieciocho mediante la cual se pueden realizar transferencias de carga entre los dos y también en caso de salir a mantenimiento la S/E La Maná y la central Calope sirven de interconexión con el S.N.I. por el lado de la región sierra.

En la S/E La Maná el alimentador dos a 13.8 kV, está protegido por un disyuntor y un relé de corriente electromecánico. Tanto en el troncal como en los ramales del alimentador está protegido por tirafusibles de diferentes capacidades (1, 2, 3, 5, 6, 8 Tipo H; 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, Tipo T).

De los flujos de potencia realizados los niveles de voltaje que maneja este alimentador están detallados en el siguiente cuadro:

CUADRO 17. NIVELES DE VOLTAJE EN SECTORES REPRESENTATIVOS DEL ALIMENTADOR DOS

| NODO | SECTOR | VOLTAJE NOMINAL (kV) |
|-------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 3145 | S/E La Maná | 13,8 |
| 3484 | Reconector de Puembo | 13,4 |
| 3763 | El Guayacán | 13,3 |
| 3581 | El Palmar | 13,5 |
| 3387 | El Estado salida a La Maná | 13,8 |
| 3239 | El Estado salida a Pilaló | 13,8 |
| 4042 | Guarumal | 7,7 |
| 3291 | Macuchi | 13,7 |
| 3775 | La Dieciocho | 13,7 |
| 3183 | Trifásica Guayacán Guasaganda | 13,3 |
| 3202 | Guasaganda | 13,1 |
| 3645 | Pucayacu | 12,8 |
| 3611 | Yacochaqui Quindigua | 7,1 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Como se puede observar en el cuadro anterior, el voltaje más bajo se da en el sector de Yacochaqui Quindigua, en donde se ubican los usuarios que están más alejados de la S/E La Maná, con una distancia de 56,12 km, A esta distancia se tiene un valor de 7100 V, que comparado con el valor nominal de 7960 V, se tiene un 10,98 % de caída de voltaje que esta fuera de los límites establecidos en la regulación 004/01 del CONELEC.

Este alimentador tiene un desbalance de corriente que supera el 30 % del valor ajustado al relé; por lo tanto, existen desconexiones por este motivo; para lo cual, es necesario realizar el cambio de fase de tres derivaciones monofásicas en el sector de Guasaganda.

Para este circuito las cargas en los puntos de interés, se indican en el cuadro 18:

CUADRO 18. CORRIENTES DE CARGA POR LOS FUSIBLES DEL CIRCUITO LA MANÁ - EL ESTADO - PILALÓ A SER COORDINADOS

| Número de fusible | Nodo | I Carga (A) | Proyección de la Corriente a 5 años |
|-------------------|--------|-------------|-------------------------------------|
| F1 | 72800R | 1,3 | 1,44 |
| F2 | 72798 | 1,3 | 1,44 |
| F3 | 72796 | 1,3 | 1,44 |
| F4 | 72792 | 1,3 | 1,44 |
| F5 | 1009 | 2,6 | 2,87 |
| F6 | 1013 | 1,3 | 1,44 |
| F7 | 1013 | 1 | 1,10 |
| F8 | 2 | 62,2 | 68,67 |
| F9 | 72719 | 1 | 1,10 |
| F10 | 2167 | 1 | 1,10 |
| F11 | 1019 | 17,4 | 19,21 |
| R1 | 72689 | 51,4 | 56,75 |
| F12 | 72453 | 16,7 | 18,44 |
| F13 | 105234 | 2,5 | 2,76 |
| F14 | 72327 | 1,1 | 1,21 |
| F15 | 106962 | 1,3 | 1,44 |
| F16 | PE1 | 2,8 | 3,09 |
| F17 | 72264 | 9,6 | 10,60 |
| F18 | 72248 | 2 | 2,21 |
| F19 | 72236 | 3 | 3,31 |
| F20 | 113383 | 1,3 | 1,44 |
| F21 | 72184 | 1,1 | 1,21 |
| F22 | 465 | 47,7 | 52,66 |
| F23 | 544 | 29,8 | 32,90 |
| F24 | 70178 | 3,9 | 4,31 |
| F25 | 70187 | 5,6 | 6,18 |
| F26 | 70286 | 1,1 | 1,21 |
| F27 | 70344 | 1,3 | 1,44 |
| F28 | 70411 | 5,8 | 6,40 |
| F29 | 70411 | 39,1 | 43,17 |
| F30 | 70484 | 3,9 | 4,31 |
| F31 | 70532 | 20,3 | 22,41 |
| F32 | 70549X | 1 | 1,10 |
| F33 | 70563X | 1,6 | 1,77 |
| F34 | 70596X | 1,3 | 1,44 |
| F35 | 70648 | 1,1 | 1,21 |
| F36 | S/NP2 | 6,3 | 6,96 |
| F37 | S/NP4 | 7 | 7,73 |

| | | | |
|-----|--------|------|-------|
| F38 | S/NP7 | 2,4 | 2,65 |
| F39 | 571 | 12,5 | 13,80 |
| F40 | 114457 | 13,3 | 14,68 |
| F41 | R | 16 | 17,66 |
| F42 | S/N15 | 4,5 | 4,97 |
| F | S/N15 | 14,6 | 16,12 |
| F43 | S/N18 | 7,7 | 8,50 |
| F44 | S/N18 | 6,3 | 6,96 |
| F45 | 70084 | 2 | 2,21 |
| F46 | 70067 | 58,8 | 64,92 |
| F47 | 70067 | 2 | 2,21 |
| F48 | 105799 | 1,1 | 1,21 |
| F49 | 467 | 1,1 | 1,21 |
| F50 | 70025 | 1,5 | 1,66 |
| R1 | 760 | 60,8 | 67,12 |
| R2 | 762 | 15,8 | 17,44 |
| F51 | 755799 | 1,1 | 1,21 |
| F52 | 755644 | 1,1 | 1,21 |
| F53 | 75439 | 15,5 | 17,11 |
| F54 | 75439 | 1 | 1,10 |
| F55 | 75428 | 2 | 2,21 |
| F56 | 75316 | 3,3 | 3,64 |
| F57 | 75280 | 3,9 | 4,31 |
| F58 | 75226 | 3,4 | 3,75 |
| F59 | 75044 | 1,06 | 1,17 |
| F60 | 75035 | 1 | 1,10 |
| F61 | 75030 | 2 | 2,21 |
| F62 | 3806 | 7,2 | 7,95 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

2.3.2 ALIMENTADOR LA MANÁ – CATAZACÓN – EL CORAZÓN (ALIMENTADOR 1).

El diagrama unifilar de este circuito se puede observar en el anexo B2, el alimentador uno sale de la subestación La Maná a 13.8 kV y va en un solo circuito hasta llegar al primer seccionamiento de barra, el cual se encuentra ubicado en el sector de Calope de Muñoz. Este alimentador abastece las zonas de los sectores de Estero Hondo, Calope, Guapara, La Florida, Las Juntas, Catazacón, Moraspungo, San Ramón, El Corazón,

Ramón Campaña, San Francisco, El Quispe, Pinllopata y una parte del sector de Angamarca el Shuyo. En el sector de Catazacón se encuentra ubicada la central Catazacón que se conecta a dicho alimentador por medio de un reconectador en la barra principal de la S/E Catazacón. Este alimentador tiene una carga de tipo residencial, industrial agrícola y una carga importante que es la fábrica Aquador, la misma que al momento no está en producción y que a futuro prevé su funcionamiento. Posee una capacidad instalada de 3755 kVA, este alimentador es el más largo de la S/E La Maná al tener una distancia de 41,3 km de la S/E La Maná hasta Catazacón, 28,44 km desde Catazacón hasta El Corazón, constituyéndose en el alimentador trifásico principal, de aquí hay un alimentador monofásico hasta el sector del Shuyo en Angamarca con una distancia de 23,5 km, sumado se tiene una longitud total de 93,24 km, de estos troncales principales se tiene un total de 266,5 km en línea monofásica. El alimentador troncal es un sistema de distribución trifásico con conductores de aluminio ASCR de calibre 3/0, en configuración triangular en la mayor parte de su recorrido.

En la S/E La Maná el alimentador uno a 13.8 kV, está protegido por un disyuntor y un relé de corriente electromecánico. Tanto el troncal como los ramales del alimentador está protegido por tirafusibles de diferentes capacidades (1, 2, 3, 5, 6, 8 Tipo H; 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, Tipo T).

De los flujos de potencia realizados los niveles de voltaje que maneja este alimentador están detallados en el siguiente cuadro 19, donde también se puede observar el voltaje más bajo se da en el sector del Shuyo Angamarca, en donde se ubican los usuarios que están más alejados de la S/E La Maná, con una distancia de 93,24 km, a esta distancia se tiene un valor de 5900 V, que comparado con el valor nominal de 7960 V, se tiene un 25,8 % de caída de voltaje que está fuera de los límites establecidos en la regulación 004/01 del CONELEC.

CUADRO 19. NIVELES DE VOLTAJE EN SECTORES REPRESENTATIVOS DEL ALIMENTADOR UNO

| NODO | SECTOR | VOLTAJE NOMINAL (kV) |
|-------------|---------------------------|-----------------------------|
| 105804 | S/E La Maná | 13,8 |
| 2720 | Reconectador por Aquador | 13,6 |
| 91002257 | La Piedadcita | 13,2 |
| 85538 | Guapara | 12,9 |
| 1031 | Las Juntas | 12,7 |
| 1046 | Llegada Central Catazacón | 12,7 |
| 1047 | Salida a El Corazón | 12,7 |
| 80246 | Gasolinera las Juntas | 12,2 |
| 80656 | Moraspungo | 12,1 |
| 81136 | San Ramón | 11,7 |
| 478 | El Corazón | 11,5 |
| 2971 | Antenas de El Corazón | 11,5 |
| 635 | Pinllopata | 6,1 |
| 718 | El Shuyo Angamarca | 5,9 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Con el análisis de flujo de potencia y al tener un alimentador excesivamente largo, la caída de voltaje supera toda expectativa al tener un 25,8 %, circunstancia que el último usuario de esta línea en la hora pico tiene un servicio bastante deficiente; por lo cual, ELEPCO S.A. deberá considerar dentro del plan de expansión del sistema, la construcción de una nueva línea de 69 kV. y una Subestación de 69/13,8 kV por el sector de El Corazón y la posibilidad de la interconexión de la central Angamarca a esta subestación, con lo cual se garantizará un mejor servicio en lo referente a los niveles de voltaje.

Este alimentador tiene un desbalance de corriente que no supera el 10 %; por lo tanto, no se ha considerado correctivo alguno.

Para este circuito, las cargas en los puntos de interés se indican en el cuadro 20:

**CUADRO 20. CORRIENTES DE CARGA POR LOS FUSIBLES DEL
CIRCUITO LA MANÁ - CATAZACÓN - EL CORAZÓN A SER
COORDINADOS**

| Número de fusible | Nodo | I Carga (A) | Proyección de la Corriente a 5 años |
|-------------------|-----------|-------------|-------------------------------------|
| F1 | 105812 | 4,2 | 4,64 |
| F2 | 2712 | 2,7 | 2,98 |
| F3 | 2176 | 51,43 | 56,78 |
| F4 | R2717 | 7,2 | 7,95 |
| R | 2720 | 40 | 44,16 |
| F5 | 2721 | 6,1 | 6,73 |
| F6 | 2766 | 2,7 | 2,98 |
| F7 | 2766 | 1 | 1,10 |
| F8 | 91002252 | 1 | 1,10 |
| F9 | 91002257 | 2,5 | 2,76 |
| F10 | 91002264 | 2 | 2,21 |
| F11 | 858866 | 1 | 1,10 |
| F12 | 91003282 | 1,1 | 1,21 |
| F13 | 85854 | 0,7 | 0,77 |
| F14 | 91003288 | 13,9 | 15,35 |
| F15 | 91003288 | 6,1 | 6,73 |
| F16 | 85547 | 3,8 | 4,20 |
| F17 | 85540 | 1,1 | 1,21 |
| F18 | 85538 | 29 | 32,02 |
| F19 | 100107306 | 3,5 | 3,86 |
| F20 | 85363 | 5,5 | 6,07 |
| F21 | 85358 | 1 | 1,10 |
| F22 | 85321 | 1,1 | 1,21 |
| F23 | 85315 | 26,3 | 29,04 |
| F24 | 85256 | 4,5 | 4,97 |
| F25 | 85166 | 2,9 | 3,20 |
| F26 | 85050 | 5,6 | 6,18 |
| F27 | 85028 | 1 | 1,10 |
| F28 | 85015 | 1 | 1,10 |
| F29 | 1031 | 21,8 | 24,07 |
| F30 | 1043 | 1 | 1,10 |
| F31 | P1 | 1,1 | 1,21 |
| R1 | 1046 | 21 | 23,18 |
| R2 | 1047 | 62 | 68,45 |
| F32 | 1048 | 5,5 | 6,07 |
| F33 | 80018 | 58,1 | 64,14 |

| | | | |
|-----|--------|-------|-------|
| F34 | 80117 | 1,1 | 1,21 |
| F35 | 80129 | 0,7 | 0,77 |
| F36 | 80153 | 1,1 | 1,21 |
| F37 | 80206 | 3,5 | 3,86 |
| F38 | 80246 | 54,2 | 59,84 |
| F39 | 119258 | 1,1 | 1,21 |
| F40 | 80273 | 53,3 | 58,84 |
| F41 | 119261 | 5,3 | 5,85 |
| F42 | 80344 | 6,7 | 7,40 |
| F43 | 80452 | 1,3 | 1,44 |
| F44 | 80556 | 0,7 | 0,77 |
| F45 | 80656 | 43 | 47,47 |
| F46 | 80675 | 6,6 | 7,29 |
| F47 | 80834 | 1,1 | 1,21 |
| F48 | 80836 | 11 | 12,14 |
| F49 | 81109 | 2 | 2,21 |
| F50 | 81136 | 34,5 | 38,09 |
| F51 | 476 | 1 | 1,10 |
| F52 | 478 | 32,5 | 35,88 |
| F53 | 81238 | 4,1 | 4,53 |
| F54 | 81304 | 7,9 | 8,72 |
| F56 | 2925 | 20,7 | 22,85 |
| F57 | 2968 | 15,16 | 16,74 |
| F58 | 2969 | 1,1 | 1,21 |
| F59 | 2971 | 20,9 | 23,07 |
| F60 | 2971 | 23,8 | 26,28 |
| F61 | 636 | 16,8 | 18,55 |
| F63 | 504 | 14,5 | 16,01 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

2.4 CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LOS CIRCUITOS A ANALIZAR.

Los niveles de cortocircuito se obtuvieron con la ayuda del programa CYMDIST, el cual tiene una interfaz con AUTOCAD que usa la información actualizada de los planos (puntos de transformación, calibre del conductor, tipo de conductor, presencia de bancos de condensadores, etc.). Los datos que introduce el usuario son: corriente máxima registrada en el circuito, número de fases y nivel de cortocircuito trifásico de la fuente

(puede ser MVA de cortocircuito o kA de cortocircuito). En este caso se usaron los MVA de cortocircuito trifásico en la Barra de 13.8kV de la Subestación La Maná suministrados por el Departamento de Planificación.

2.4.1 CIRCUITO LA MANÁ – EL ESTADO – PILALÓ NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

En el cuadro 21, se muestran los niveles de cortocircuito empleados para la selección y coordinación de las protecciones del circuito La Maná – El Estado - Pilaló. El cuadro también indica con cuáles fusibles aguas abajo debe coordinar el fusible aguas arriba.

CUADRO 21. NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO LA MANÁ - EL ESTADO - PILALÓ EN LOS FUSIBLES AGUAS ABAJO

| Número de fusible | Capacidad y Tipo de Fusible | Nodo | C.C. Gen. máxima en fusibles aguas abajo(kA) | C.C. Gen. mínima en fusibles aguas abajo(kA) |
|-------------------|-----------------------------|------|--|--|
| F1 | 10VS | 3658 | 3,05 | 2,99 |
| F2 | 10VS | 3567 | 2,91 | 2,84 |
| F3 | 10VS | 3173 | 2,78 | 2,71 |
| F4 | 10VS | 3174 | 2,56 | 2,5 |
| F5 | 10VS | 3845 | 1,97 | 1,9 |
| F6 | 10VS | 3503 | 1,95 | 1,9 |
| F7 | 10VS | 3503 | 1,95 | 1,9 |
| F8 | BARRA | 3475 | 2,23 | 2,13 |
| F9 | 10VS | 3200 | 1,156 | 1,146 |
| F10 | 10VS | 3149 | 1,102 | 1,092 |
| F11 | 30VS | 3904 | 1,46 | 1,37 |
| R1 | RECONECTADOR | 3484 | 1,45 | 1,36 |
| F12 | 20VS | 3755 | 0,95 | 0,91 |
| F13 | 10VS | 4020 | 0,77 | 0,74 |
| F14 | 10VS | 3848 | 0,673 | 0,664 |
| F15 | 10VS | 3720 | 1,13 | 1,04 |
| F16 | 10VS | 3307 | 0,72 | 0,69 |
| F17 | 15VS | 3493 | 0,63 | 0,6 |
| F18 | 10VS | 3283 | 0,637 | 0,625 |
| F19 | 10VS | 3650 | 0,63 | 0,6 |

| | | | | |
|-----|---------------|------|-------|-------|
| F20 | 10VS | 3530 | 0,56 | 0,54 |
| F21 | 10VS | 3325 | 0,529 | 0,519 |
| F22 | BARRA | 3763 | 0,87 | 0,77 |
| F23 | 25VS | 3183 | 0,82 | 0,73 |
| F24 | 10VS | 3855 | 0,44 | 0,41 |
| F25 | 10VS | 3432 | 0,4 | 0,38 |
| F26 | 10VS | 4032 | 0,334 | 0,323 |
| F27 | 10VS | 3926 | 0,31 | 0,29 |
| F28 | 10VS | 3202 | 0,31 | 0,3 |
| F29 | BARRA | 3202 | 0,51 | 0,47 |
| F30 | 15VS | 3609 | 0,31 | 0,3 |
| F31 | 15VS | 3911 | 0,48 | 0,45 |
| F32 | 10VS | 3257 | 0,293 | 0,284 |
| F33 | 10VS | 3939 | 0,28 | 0,27 |
| F34 | 10VS | 3937 | 0,28 | 0,27 |
| F35 | 10VS | 3555 | 0,277 | 0,265 |
| F36 | 10VS | 3269 | 0,26 | 0,25 |
| F37 | 10VS | 3180 | 0,24 | 0,23 |
| F38 | 10VS | 3795 | 0,21 | 0,21 |
| F39 | BARRA | 3645 | 0,32 | 0,31 |
| F40 | 10VS | 3854 | 0,21 | 0,19 |
| F41 | RETIRAR SECC. | 3663 | 0,21 | 0,2 |
| F42 | 10VS | 3272 | 0,196 | 0,185 |
| F | 8VS | 3272 | 0,193 | 0,183 |
| F43 | 5VS | 3562 | 0,19 | 0,18 |
| F44 | 5VS | 3562 | 0,19 | 0,18 |
| F45 | 10VS | 3838 | 0,41 | 0,38 |
| F46 | BARRA | 3581 | 0,72 | 0,6 |
| F47 | 10VS | 3581 | 0,39 | 0,36 |
| F48 | 10VS | 3517 | 0,38 | 0,37 |
| F49 | 10VS | 3357 | 0,37 | 0,36 |
| F50 | 10VS | 3361 | 0,34 | 0,31 |
| R1 | RECONECTADOR | 3387 | 0,64 | 0,5 |
| R2 | RECONECTADOR | 3239 | 0,64 | 0,5 |
| F51 | 10VS | 4037 | 0,305 | 0,297 |
| F52 | 10VS | 3189 | 0,578 | 0,565 |
| F53 | 15VS | 3349 | 0,29 | 0,27 |
| F54 | 10VS | 3349 | 0,298 | 0,287 |
| F55 | 10VS | 3508 | 0,278 | 0,269 |

| | | | | |
|-----|------|------|-------|-------|
| F56 | 10VS | 3674 | 0,27 | 0,25 |
| F57 | 15VS | 4033 | 0,26 | 0,24 |
| F58 | 20VS | 3291 | 0,46 | 0,39 |
| F59 | 10VS | 3976 | 0,38 | 0,32 |
| F60 | 7VS | 4031 | 0,337 | 0,326 |
| F61 | 10VS | 3775 | 0,2 | 0,19 |
| F62 | 10VS | 3806 | 0,175 | 0,166 |

| PROTECCIÓN DE RESPALDO | PROTECCIÓN PRINCIPAL |
|--|--|
| Relé S/E | F1,F2,F3,F4,F5,F6,F7,F9,F10,F11 |
| RECONECTADOR PUEMBO Y RECONECTADOR CENTRAL EL ESTADO | F12, F13, F14, F15, F16, F17, F18, F19, F20, F21, F23, F45, F47, F48, F49, F50 |
| Fusible F23 | F24, F25, F26, F27, F28, F30, F31. |
| Fusible F31 | F32, F33, F34, F35, F36, F37, F38, F40, F42, F. |
| Fusible F | F43, F44 |
| Reconectador 2 | F51, F52, F53, F54, F55, F56, F57, F58. |
| Fusible F58 | F59, F60, F61. |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

2.4.2 CIRCUITO LA MANÁ – CATAZACÓN – EL CORAZÓN NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

En el cuadro 22, se muestran los niveles de cortocircuito empleados para la selección y coordinación de las protecciones del circuito La Maná – Catazacón – El Corazón. El cuadro también indica con cuáles fusibles aguas abajo debe coordinar el fusible aguas arriba.

CUADRO 22. NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO LA MANÁ - CATAZACÓN - EL CORAZÓN EN LOS FUSIBLES AGUAS ABAJO

| Número de fusible | Capacidad y Tipo de Fusible | Nodo | C.C. Gen. máxima en fusibles aguas abajo(kA) | C.C. Gen. mínima en fusibles aguas abajo(kA) |
|-------------------|-----------------------------|--------|--|--|
| F1 | 25VS | 105812 | 9,93 | 9,53 |

| | | | | |
|-----|--------------|-----------|-------|-------|
| F2 | 25VS | 2712 | 1,85 | 1,83 |
| F3 | Barra | 2716 | 2,8 | 2,73 |
| F4 | 30VS | R2717 | 2,75 | 2,68 |
| R | RECONECTADOR | 2720 | 2,45 | 2,25 |
| F5 | 10VS | 2721 | 1,28 | 1,27 |
| F6 | 10VS | 2766 | 0,71 | 0,69 |
| F7 | 10VS | 2766 | 0,709 | 0,69 |
| F8 | 10VS | 91002252 | 0,625 | 0,615 |
| F9 | 10VS | 91002257 | 0,564 | 0,554 |
| F10 | 10VS | 91002264 | 0,49 | 0,48 |
| F11 | 10VS | 858866 | 0,415 | 0,4 |
| F12 | 10VS | 91003282 | 0,389 | 0,38 |
| F13 | 10VS | 85854 | 0,38 | 0,375 |
| F14 | 10VS | 91003288 | 0,329 | 0,32 |
| F15 | 15VS | 91003288 | 0,35 | 0,34 |
| F16 | 10VS | 85547 | 0,32 | 0,31 |
| F17 | 10VS | 85540 | 0,33 | 0,322 |
| F18 | BARRA | 85538 | 0,53 | 0,49 |
| F19 | 10VS | 100107306 | 0,33 | 0,32 |
| F20 | 10VS | 85363 | 0,31 | 0,3 |
| F21 | 10VS | 85358 | 0,309 | 0,303 |
| F22 | 10VS | 85321 | 0,302 | 0,297 |
| F23 | BARRA | 85315 | 0,49 | 0,45 |
| F24 | 10VS | 85256 | 0,29 | 0,28 |
| F25 | 10VS | 85166 | 0,27 | 0,26 |
| F26 | 10VS | 85050 | 0,27 | 0,26 |
| F27 | 10VS | 85028 | 0,259 | 0,251 |
| F28 | 10VS | 85015 | 0,25 | 0,245 |
| F29 | BARRA | 1031 | 0,43 | 0,38 |
| F30 | 10VS | 1043 | 0,215 | 0,21 |
| F31 | 7VS | P1 | 0,38 | 0,34 |
| R1 | RECONECTADOR | 1046 | 0,38 | 0,33 |
| R2 | RECONECTADOR | 1047 | 0,38 | 0,33 |
| F32 | 10VS | 1048 | 0,217 | 0,2 |
| F33 | BARRA | 80018 | 0,37 | 0,33 |
| F34 | 10VS | 80117 | 0,34 | 0,334 |
| F35 | 10VS | 80129 | 0,198 | 0,193 |
| F36 | 10VS | 80153 | 0,188 | 0,178 |
| F37 | 10VS | 80206 | 0,17 | 0,17 |

| | | | | |
|-----|-------|--------|-------|-------|
| F38 | BARRA | 80246 | 0,31 | 0,28 |
| F39 | 10VS | 119258 | 0,177 | 0,17 |
| F40 | BARRA | 80273 | 0,3 | 0,27 |
| F41 | 10VS | 119261 | 0,17 | 0,16 |
| F42 | 15VS | 80344 | 0,16 | 0,15 |
| F43 | 15VS | 80452 | 0,16 | 0,15 |
| F44 | 15VS | 80556 | 0,172 | 0,165 |
| F45 | 40VS | 80656 | 0,28 | 0,26 |
| F46 | 10VS | 80675 | 0,163 | 0,16 |
| F47 | 10VS | 80834 | 0,153 | 0,145 |
| F48 | 15VS | 80836 | 0,151 | 0,14 |
| F49 | 10VS | 81109 | 0,14 | 0,13 |
| F50 | 25VS | 81136 | 0,23 | 0,21 |
| F51 | 10VS | 476 | 0,205 | 0,195 |
| F52 | BARRA | 478 | 0,21 | 0,19 |
| F53 | 15VS | 81238 | 0,207 | 0,19 |
| F54 | 15VS | 81304 | 0,124 | 0,12 |
| F56 | 15VS | 2925 | 0,12 | 0,117 |
| F57 | BARRA | 2968 | 0,204 | 0,195 |
| F58 | 10VS | 2969 | 0,119 | 0,11 |
| F59 | BARRA | 2971 | 0,12 | 0,12 |
| F60 | BARRA | 2971 | 0,14 | 0,12 |
| F61 | 15 VS | 636 | 0,11 | 0,108 |
| F63 | 15 VS | 504 | 0,106 | 0,1 |

| PROTECCIÓN DE RESPALDO | PROTECCIÓN PRINCIPAL |
|---------------------------------------|---|
| Relé S/E | F1, F2, F4, R. |
| Reconectador (R) Y Reconectador 1. | F5, F6, F7, F8, F9, F10, F11, F12, F13, F14, F15, F16, F17, F19, F20, F21, F22, F24, F25, F26, F27, F28, F30, F31. |
| Reconectador 2 | F32, F34, F35, F36, F37, F39, F41, F42, F43, F44, F45. |
| Fusible F45 | F46, F47, F48, F49, F50. |
| Fusible F50 | F51, F53, F54, F56, F58, F59, F61. |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

CAPÍTULO III

ESQUEMA PROPUESTO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

3.1 INTRODUCCIÓN.

Con los resultados obtenidos del análisis de cortocircuito mediante el software CYMDIST y el resultado de la coordinación de protecciones analizado con el software CYMTCC, se procederá con la implementación de cada uno de los valores de ajuste de TAPs y dial para los relés de fase y neutro de los alimentadores uno y dos analizados en el presente estudio.

Los ajustes a implementar permitirán un mejor manejo y operación del sistema de distribución del sector occidental de la provincia de Cotopaxi, es decir, ante la ocurrencia de una falla en cualquier punto de los dos alimentadores ésta será despejada por el elemento de protección más cercano. Dando como resultado una buena selectividad garantizando una confiabilidad en el suministro de energía a los usuarios que no estén dentro de la zona donde se produjo la falla.

3.2 JUSTIFICACIÓN.

De acuerdo a las regulaciones emitidas por el CONELEC en lo referente a la calidad del servicio eléctrico de distribución enmarcados en la regulación 004/01; en tal consideración, los valores obtenidos en este estudio y los ajustes propuestos servirán para minimizar las suspensiones de energía y disminuir los índices de calidad y continuidad que mensualmente son reportados al ente regulador, bajo estas consideraciones está justificado el presente estudio y los resultados obtenidos.

3.3 OBJETIVOS.

- Implementar los ajustes necesarios a los equipos de protección de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores uno y dos de la S/E La Maná.
- Mantener un alto nivel de Calidad de servicio (estabilidad y continuidad), evitando en lo posible cortes de suministro o minimizando sus efectos cuando estos ocurran.

3.4 AJUSTES DE CALIBRACIÓN PARA LOS CIRCUITOS ANALIZADOS.

3.4.1 NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

De los flujos de potencia y simulación de falla de cortocircuito en los nodos indicados en el cuadro 21 para el alimentador La Maná-El Estado-Pilaló y el cuadro 22 para el alimentador La Maná-Catazacón-El Corazón y que corresponden a los dos alimentadores en análisis. Valores con los cuales se procedió a realizar las respectivas coordinaciones entre los dispositivos de protección que dispone cada alimentador.

3.4.2 SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

ALIMENTADOR LA MANÁ – EL ESTADO – PILALÓ (ALIMENTADOR DOS).

Bajo la metodología indicadas en el capítulo II se procedió con la coordinación de los fusibles para el alimentador La Maná – El Estado – Pilaló, registrándose un total de 58 puntos de coordinación que corresponde tanto a puntos de seccionamiento del troncal principal como a derivaciones trifásicas y monofásicas que posee este alimentador.

Además de lo indicado este alimentador tiene conectado una pequeña central hidroeléctrica a una distancia de más o menos 33 km., desde la

S/E La Maná, por lo que para su funcionamiento es necesario que se mantenga las señales de voltaje y frecuencia en las tres fases, por lo que es indispensable que el alimentador troncal no tenga seccionamientos tirafusibles a lo largo de su recorrido desde la S/E La Maná hasta la central. Por tal razón la coordinación de los diferentes ramales que se derivan de esta troncal se lo realiza directamente con el relé de protección en la S/E La Maná y el reconectador en la central El Estado.

La coordinación establecida y adoptada en este estudio se inicia en el transformador de distribución protegiéndolo en el lado de medio voltaje por tirafusibles tanto para los del tipo convencional y auto-protegidos, estos deben ser protegidos en vista de que el fusible interno que tiene en el lado de medio voltaje son fusibles del tipo H y que de acuerdo al estudio estos fusibles no protegen adecuadamente a estos equipos, seguidamente este fusible se coordinara con el fusibles del seccionamiento de la derivación o troncal del alimentador, y a su vez estos se coordinan con el reconectador del troncal y este con el relé del alimentador ubicado en la subestación.

La selección del valor del fusible adecuado para los transformadores se lo realiza en base a la ecuación 14, con este valor en la tabla A2 de los anexos se selecciona el tipo de fusible que debe ser instalado a estos equipos. Un ejemplo de cálculo se muestra a continuación:

$$\textit{Capacidad de Tirafusible} = \frac{\textit{Corriente In transf.}}{1,5} \qquad \textbf{Ecuación 14}$$

Ejemplo: Para el transformador monofásico de 5 KVA, la corriente en medio voltaje es:

$$In(5KVA) = \frac{5000}{7960} = 0,628$$

Con este valor de corriente y de acuerdo a la consideración de que un tirafusibles puede soportar 1,5 veces su valor nominal se tiene:

$$\text{Capacidad de Tirafusible} = \frac{0,628 A}{1,5} = 0,418A$$

Con el valor de 0,418 A de acuerdo a las tablas de tirafusibles de los fabricantes para estos valores los tirafusibles que se ajustan a estas corrientes son los denominados Slow-Fast (SR), valores que fueron tabulados en la tabla A2 de los anexos, para cada uno de los transformadores Monofásicos y Trifásicos que se utilizan en la redes de ELEPCO S.A.

Para la coordinación de los tirafusibles en seccionamientos principales y de derivación que tienen cada alimentador se establece la metodología de la protección a los conductores y transformador de potencia.

Los alimentadores del estudio están construidos con conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), de calibres #3/0, #1/0, #2 y hasta el #4 en algunos ramales monofásico. En la siguiente tabla se puede observar la capacidad de corriente que cada uno de ellos puede transportar.

CUADRO 23. CABLES DE ALUMINIO REFORZADO CON ACERO

| Cables de Aluminio Reforzado con Acero (ACSR) | | | |
|---|---------|---|----------------------------|
| Calibre | Clave | Sección total Aprox. (mm ²) | Capacidad Conducción (amp) |
| 4 | Swan | 24.71 | 95 |
| 2 | Sparrow | 39.19 | 130 |
| 1/0 | Raven | 62.44 | 175 |
| 3/0 | Pigeon | 93.30 | 240 |

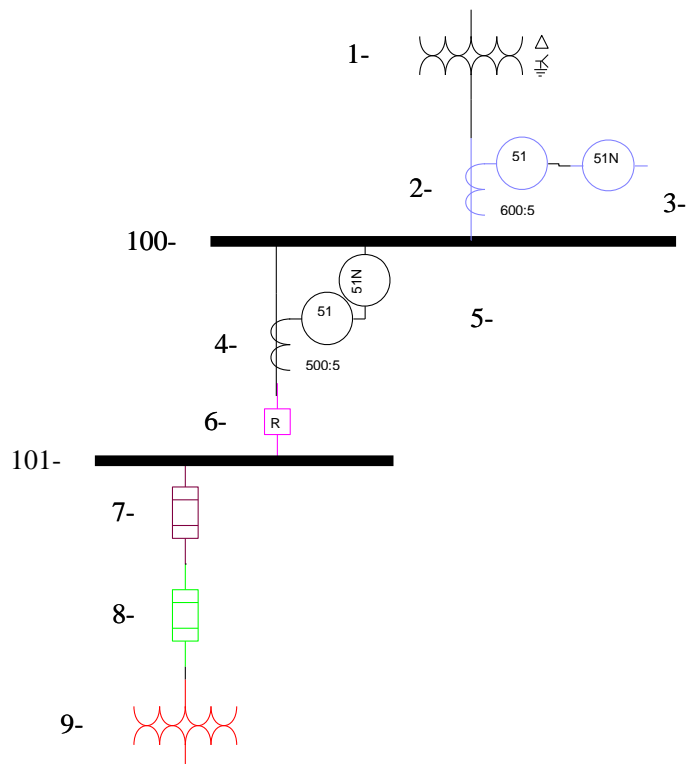
Fuente: Catálogo Electrocables
Recopilación: Postulantes.

Bajo estas consideraciones la protección que se establece está orientada a los conductores del sistema y la coordinación de cada uno de los elementos de protección en el sistema se experimentó con los fusibles tipo T, H, K, SR y VS, logrando mejores tiempos de coordinación con los tirafusibles tipo VS, que permiten obtener los tres principios básicos de la

coordinación que es la selectividad, la sensibilidad y el tiempo de respuesta, con lo que se logra proteger a los conductores y el transformador de potencia ante cualquier falla que se presente en el sistema, por tal motivo toda la coordinación de los dos alimentadores se realizará con este tipo de tirafusibles.

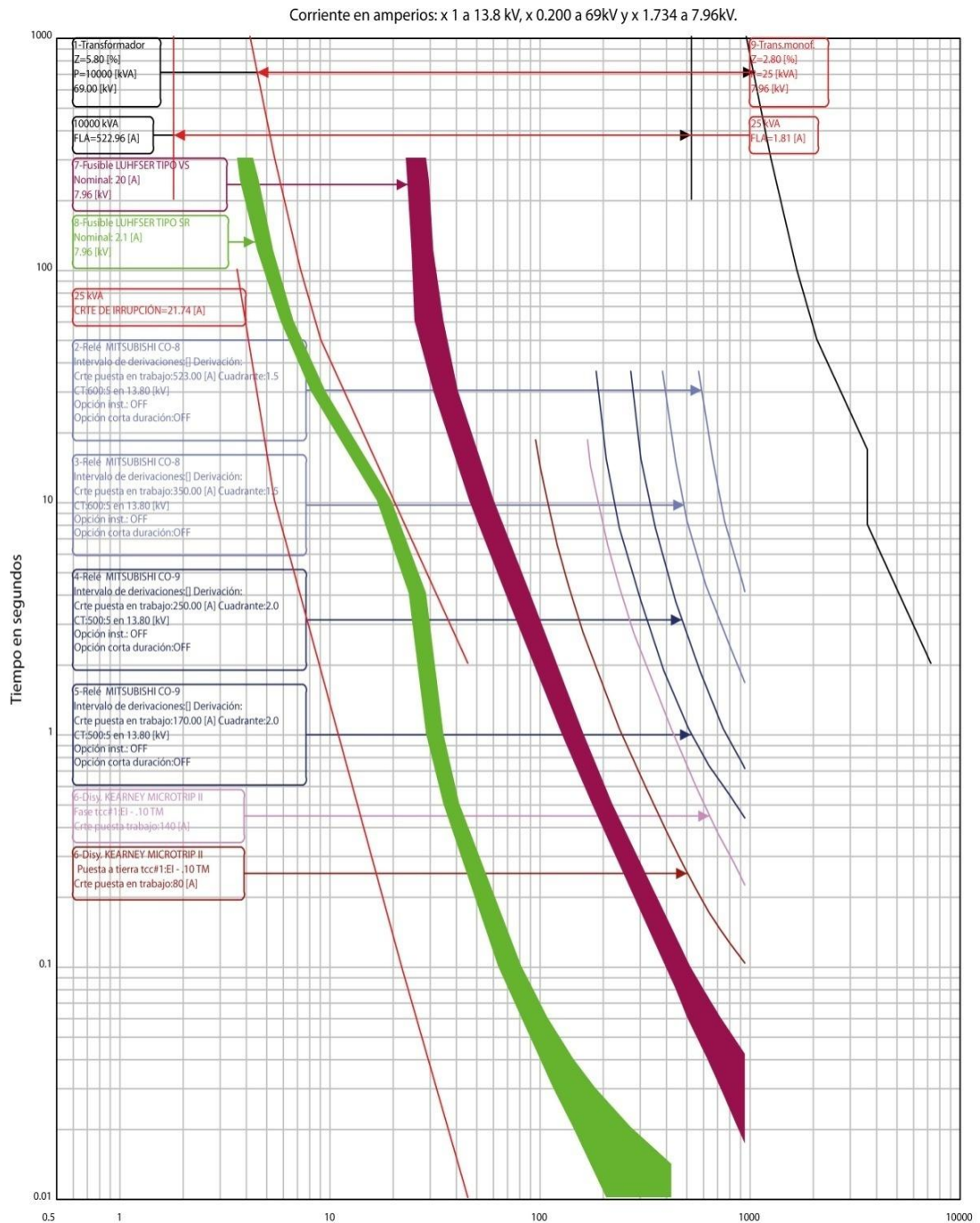
Para el alimentador indicado los puntos de seccionamientos F1, F2, F3, F4, F5, F6 y F7 de derivaciones monofásicas que alimentan a centros poblados urbanos de la ciudad de La Maná, los valores de los tirafusibles que se pueden ver en la tabla del anexo A1 fueron obtenidos de la coordinación que se realizó con el software CYMTCC, tirafusibles que protegen adecuadamente a los conductores de este ramal, que se fundirán a una corriente que exceda el valor nominal de estos.

FIGURA 19. DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

FIGURA 20. CURVAS DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS



Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

CUADRO 24. TIEMPOS DE COORDINACIÓN ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

| DISPOSITIVOS | SEGUNDOS | DELTA |
|---|-----------|-----------|
| 7-FUSE LUHFSEER TIPO VS(min) | 0.0173 | ----- |
| 7-FUSE LUHFSEER TIPO VS(max) | 0.0173 | 0.0000 |
| 6-RECLOSER_4A KEARNEY MICROTRIP II(Ground Fast) | 0.1026 | 0.0853 |
| 6-RECLOSER_4A KEARNEY MICROTRIP II(Phase Fast) | 0.2217 | 0.1191 |
| 5-RELAY MITSUBISHI CO-9 | 0.4370 | 0.2153 |
| 4-RELAY MITSUBISHI CO-9 | 0.7117 | 0.2747 |
| 3-RELAY MITSUBISHI CO-8 | 1.6567 | 0.9450 |
| 2-RELAY MITSUBISHI CO-8 | 4.1176 | 2.4609 |
| 1-TRANSFORMER(Damage) | 1110.5020 | 1106.3844 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Los puntos de seccionamiento F8, F22 y F46 son seccionamientos de barra que en base a los criterios indicados anteriormente no tienen puntos de coordinación, estos seccionamientos únicamente sirven para seccionar la línea en caso de mantenimientos.

Puntos de seccionamientos F9 y F10 derivaciones monofásicas que alimentan a dos haciendas ubicadas en la parte rural del cantón La Maná, coordinación que solo se efectúa con el relé en la S/E La Maná.

Punto de seccionamiento F11 derivación trifásica que sirve a la fábrica BORAMA en la cual tiene instalado transformadores trifásico de 2x250 y 1x100 kVA, protegido por un tirafusible 30 VS, coordinación que solo se efectúa con el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los seccionamientos F12, F13 y F14 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón La Maná como San Pedro, Puembo, entre otros recintos, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Punto de seccionamiento F15 derivación trifásica que sirve a la empresa BECERRA CUESTA en la cual tiene instalado un transformador trifásico de 75 kVA, protegido por un tirafusible 10 VS, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los seccionamientos F16, F17, F18, F19, F20 y F21 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón La Maná como Jesús del Gran Poder, La Recta de Vélez, entre otros recintos, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

El seccionamiento F23 corresponde a la derivación trifásica que alimenta a las parroquias rurales de Guasaganda, Pucayacu y todos los recintos de estas parroquias. Se coordina con el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los seccionamientos F24, F25, F26, F27, F28 y F30 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón La Maná como San Cristóbal, Laureles, Juan Cobo, El Tesoro, Cooperativa Guasaganda, San Antonio, El Recreo, El Triunfo, San Vicente de los Tingos, Guasaganda Centro, CNT de Guasaganda, Colegio Nacional Guasaganda, estos tirafusibles se coordinan con el F23, el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los puntos de seccionamiento F29 y F39 son seccionamientos de línea principal que serán cambiados de tirafusibles que tienen en la actualidad por seccionamientos de barra, por no poder coordinar con los elementos de protección aguas arriba de este punto.

El seccionamiento F31 es un seccionamiento de línea ubicado a la salida de la población de Guasaganda, que alimenta a la parroquia rural de Pucayacu y todos los recintos de esta parroquia. Se coordina con el fusible F23, reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los seccionamientos F32, F33, F34, F35, F36, F37, F38, F40 y F42 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón La Maná como: 21 de Noviembre, Floripondio, La Playa, Solonzo, La Josefina, El Copal, Pucayacu, La Florida, estos tirafusibles se coordinan con el F31, F23, el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

El seccionamiento F41 ubicado en el nodo 3663 en el centro de Pucayacu se debe retirar y ser colocado en el nodo 3272 como seccionamiento de línea monofásica, el motivo de este cambio es por no poder coordinar con los elementos de protección aguas arriba de este punto.

El seccionamiento F es seccionamiento de línea monofásico que distribuye la energía a los sectores de Yacochaqui, Quindigua, La Argentina, entre otros recintos, correspondientes al cantón Sigchos. Este tirafusible se coordina con el F31, F23, el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

Los seccionamientos F43 y F44 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Sigchos como: Yacochaqui, Quindigua, La Argentina, entre otros recintos, estos tirafusibles se coordinan con el F, F31, F23, el reconectador ubicado en Puembo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconectador en la central El Estado.

El seccionamiento F62 corresponde a la derivación monofásica que distribuye la energía a varios recintos rurales del cantón La Maná, este tirafusible coordina con el F40, F31, F23, el reconector ubicado en Puenbo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconector en la central El Estado.

Los seccionamientos F45, F47, F48, F49 y F50 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pujilí como: Salento, Tenefuerte, El Palmar, Jesús del Gran Poder del Palmar, El Negrillo, entre otros recintos, estos tirafusibles se coordinan con el reconector ubicado en Puenbo a la altura de la fábrica BORAMA, el Relé de la S/E y el reconector en la central El Estado.

El seccionamiento F51 corresponde a la derivación monofásica del sector de Macuchi, este tirafusible se coordina con el reconector R2 de la central El Estado.

El seccionamiento F52 corresponde a la derivación trifásica que alimenta al transformador de 50kVA de la Boca Toma de la central El Estado en la cual tiene instalado un transformador trifásico de 50 kVA, protegido por un tirafusible 10 VS, coordinación que se efectúa con el Reconector R2 de la central El Estado.

Los seccionamientos F53, F54, F55, F56 y F57 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pujilí como: Guarumal, El Triunfo, La Esperanza, Macuchi, estos tirafusibles se coordinan con el reconector R2 de la central El Estado.

El seccionamiento F58 corresponde a un seccionamiento de línea trifásico ubicado en el sector de Macuchi y alimenta al sector de Pilaló y La Dieciocho, este tirafusible se coordina con el reconector R2 de la central El Estado.

Los seccionamientos F59, F60 y F61 correspondientes a derivaciones monofásicas y trifásicas que distribuyen la energía a los sectores de Pilaló, Hacienda Pilaló y las antenas de radio en el sector de La Dieciocho. Estos tirafusibles se coordinan con el seccionamiento F58 y el reconectador R2 de la central El Estado.

En el anexo E, se puede observar las curvas tiempo – corriente de cada uno de los seccionamientos principales, derivaciones monofásicas y trifásicas, con los tiempos de coordinación entre cada uno de los equipos de protección que existen en el alimentador.

Alimentador La Maná – Catazacón – El Corazón (alimentador uno).

Con las consideraciones establecidas para el alimentador dos, se procedió con la coordinación de los fusibles para el alimentador La Maná – Catazacón – El Corazón, registrándose un total de 54 puntos de coordinación que corresponde tanto a puntos de seccionamiento del troncal principal como a derivaciones trifásicas y monofásicas que dispone a lo largo de su recorrido este alimentador.

Además de lo indicado este alimentador tiene conectado una pequeña central hidroeléctrica a una distancia de más o menos 40 km., desde la S/E La Maná, por lo que para su funcionamiento es necesario que se mantenga las señales de voltaje y frecuencia en las tres fases, por lo que es indispensable que el alimentador troncal no tenga seccionamientos tirafusibles a lo largo de su recorrido desde la S/E La Maná hasta la central. Por lo que la coordinación de los diferentes ramales que se derivan de esta troncal se lo realiza directamente con el relé de protección en la S/E La Maná y el reconectador en la central Catazacón.

Los puntos de seccionamientos F1 y F2 son derivaciones monofásicas que alimentan a centros poblados urbanos de la ciudad de La Maná, y la Hacienda Aquador. Estos tirafusibles se coordinan con el relé del alimentador en la S/E La Maná.

Los puntos de seccionamiento F3, F18 y F23 son seccionamientos de barra que por lo anotado anteriormente no tienen puntos de coordinación, estos seccionamientos únicamente sirven para seccionar la línea en caso de mantenimientos.

El seccionamiento F4 es la derivación trifásica que sirve a la fábrica AQUADOR en la cual tiene instalado un transformador trifásico de 1x 250 y 1x75kVA, protegido por un tirafusible 30 VS, Este tirafusibles se coordina con el relé del alimentador en la S/E La Maná y el reconectador en la central Catazacón.

Los seccionamientos F5, F6, F7, F8, F9, F10, F11, F12, F13, F14, F15, F16 y F17 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: California, Calope de Garrido, Estero de Damas, La Nueva Victoria, El Limón, Piedra de la Cruz, Guaparita, Guapara, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en el sector de Estero Hondo a la altura de la fábrica AQUADOR, el Relé de la S/E y el reconectador en la central Catazacón.

Los seccionamientos F19, F20, F21, y F22 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: San Antonio de Guapara, Santa Rosa Baja, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en el sector de Estero Hondo a la altura de la fábrica AQUADOR, el Relé de la S/E y el reconectador en la central Catazacón.

Los seccionamientos F24, F25, F26, F27, y F28 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: Estero Hondo, Luz de Sillagua, La Lorenita, Nuevo Porvenir, El Guabo, La Nueva Unión, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en el sector de Estero Hondo a la altura de la fábrica AQUADOR, el Relé de la S/E y el reconectador en la central Catazacón.

Los seccionamientos F30 y F31 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: Catazación y Asociación de Productores de Cacao Catazación, estos tirafusibles se coordinan con el reconectador ubicado en el sector de Estero Hondo a la altura de la fábrica AQUADOR, el Relé de la S/E y el reconectador en la central Catazación.

Los puntos de seccionamiento F33, F38, F40, F52, F59 y F60 son seccionamientos de barra que por lo anotado anteriormente no tienen puntos de coordinación, estos seccionamientos únicamente sirven para seccionar la línea en caso de mantenimientos.

Los seccionamientos F32, F34, F35, F36, F37, F39, F41, F42, F43 y F44 correspondientes a derivaciones monofásicas y trifásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: Calabicitto, La Naranja, Boca Toma de la central Catazación, Las Minas, Las Juntas, San José de Moraspungo, San Fernando de Bolívar, La Libertad, San Alberto, San Miguel de Sillagua, Moraspungo Centro, tirafusibles que se coordinan con el reconectador ubicado en la central Catazación.

El seccionamiento F45 corresponde al seccionamiento de la línea trifásica ubicado a la salida de Moraspungo y que protege las cargas aguas abajo como: la parroquia El Corazón y sus recintos, tirafusible que se coordinan con el reconectador ubicado en la central Catazación.

Los seccionamientos F46, F47, F48 y F49 correspondientes a derivaciones monofásicas que distribuyen la energía a varios recintos rurales del cantón Pangua como: La Providencia Baja, Libertadores de Sillagua, La Providencia Alta, Agua Santa Centro, Agua Santa, San Ramón, Alambulo Alto, tirafusibles que se coordinan con el tirafusible F45 y el reconectador ubicado en la central Catazación.

El seccionamiento F50 corresponde al seccionamiento de la línea trifásica ubicado en el sector de San Ramón que protege las cargas aguas abajo

como: la parroquia El Corazón y sus recintos, tirafusible que se coordinan con el tirafusible F45 y reconector ubicado en la central Catazacón.

Los seccionamientos F51, F53, F54 y F56 correspondientes a derivaciones monofásicas y trifásicas que distribuyen la energía a varios sectores urbanos y recintos rurales del cantón Pangua como: El Corazón Centro, Hospital El Corazón, Sile Guarumal, Guarumal Chaquishca Guaico, Ramón Campaña, Santa Ana, San Miguel, Pilancón, Andoas Culebrillas, tirafusibles que se coordinan con el tirafusible F50, F45 y el reconector ubicado en la central Catazacón.

El seccionamiento F58 correspondiente a la derivación monofásica que distribuye la energía al recinto rural de San Nicolás Pangua, tirafusible que se coordina con el tirafusible F50, F45 y el reconector ubicado en la central Catazacón.

El seccionamiento F61 seccionamiento de la línea monofásica que distribuye la energía a los recintos rurales de Pinllopata y El Shuyo Angamarca. Tirafusible que se coordina con los tirafusibles F50, F45 y el reconector ubicado en la central Catazacón.

El seccionamiento F62 se recomienda instalar un dispositivo indicador de fallas, en vista de no poder lograr coordinación de este seccionamiento con los aguas atrás.

El seccionamiento F63 seccionamiento de la línea monofásica que distribuye la energía a los recintos rurales de El Quishpe, El Empalme, Catazán Chico y Catazán Grande, que se coordina con los tirafusibles F50, F45 y el reconector ubicado en la central Catazacón.

El seccionamiento F64 se recomienda instalar un dispositivo indicador de fallas, en vista de no poder lograr coordinación de este seccionamiento con los aguas atrás.

En el anexo D, se puede observar las curvas tiempo – corriente de cada uno de los seccionamientos principales, derivaciones monofásicas y trifásicas, con los tiempos de coordinación entre cada uno de los equipos de protección que existen en el alimentador.

3.4.3 AJUSTE PROPUESTO PARA LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE.

Esta subestación cuenta con relés que están ubicados en la salida de cada alimentador de distribución. No existe una adecuada coordinación entre elementos de protección, los relés operan sin dar oportunidad a que los fusibles actúen haciendo ineficiente al sistema e incumpliendo así con los requerimientos básicos de un sistema de protección.

Los alimentadores 1 y 2 de 13.8kV, poseen relés electromecánicos de fabricación Japonesa marca Mitsubishi, tipo CO-9, que es un relé de sobrecorriente para fallas de fase (uno por fase) y también a tierra, cada uno consta con un transformador de corriente de relación (200/5A). Sus curvas características se muestran en el anexo G.

Las funciones básicas de estos relés son:

- Sobrecorriente de fase instantánea y temporizada.
- Sobrecorriente a tierra de tiempo instantánea y temporizada.

Para el ajuste de los relés de cada alimentador se tomó en consideración la coordinación con el tirafusible de mayor capacidad y que corresponde al F11 de la derivación trifásica a la fábrica Borama, se debe tomar en cuenta el tirafusible que es el protector y el respaldo es el relé.

De las curvas tiempo-corriente para el tirafusible de 30 A. tipo VS, que se obtiene del software CYMTCC.

Ttd F11= 0.099 seg. (I falla de 1.46kA).

Por experiencia, para realizar una coordinación aceptable se debe cumplir que el tiempo de operación del relé debe ser por lo menos igual al tiempo total de despeje del tirafusible con el que se está coordinando más un tiempo de retardo entre 0.2 a 0.3seg.

$$T_{op\ relé} \geq ttd_{SF} + (0.2 \text{ ó } 0.3)seg \quad \text{Ecuación 15}$$

PARA EL RELÉ DE FASE ALIMENTADOR 1:

Ttd F4= 0.0154 seg. (I falla de 2.56kA).

$$T_{op\ relé} \geq 0.0154 + 0.3 \text{ seg}$$

$$T_{op\ relé} \geq 0.3154 \text{ seg}$$

a) Cálculo del TAP:

La corriente de carga sería considerada el valor de 240 amp., del conductor de AL ACSR #3/0 en el punto de salida.

Con este valor de corriente que soporta el conductor sin ningún problema se puede realizar transferencia de carga del 100%: para poder coordinar y lograr obtener los tiempos que se requiere para la coordinación se ajusto al rele el valor de 250 A.

TC: (200/5) A, ∴ RTC=40

$$TAP = \frac{250}{40}$$

$$TAP = 6,25 ; \text{ se escoge un } TAP = 6$$

b) Determinación del DIAL:

Para la selección del dial que se debe ajustar al relé está determinado en base a los tiempos de coordinación que se da entre el Tirafusible F4, que están aguas abajo del relé. Valores que se logró coordinar con el uso del

programa computacional CYMTCC y que se obtiene con el ingreso de las corrientes de cortocircuito en los nodos establecidos.

I falla primario = 2560 A

I falla secundario = $2560/40 = 64$ A

I pick up = $4 \times 250 = 1000$

I veces TAP = $64 / 4 = 16$

De la curva del relé CO-9: Top relé = 0.28 seg para un DIAL = 2

PARA EL RELÉ A TIERRA:

a) Cálculo del TAP:

In en el punto de ubicación: 170 A

TC: 200/5 A; RTC=40

$$TAP = \frac{170}{40}$$

$TAP = 4.25$; se escoge un $TAP = 4$

b) Determinación del DIAL:

I falla primario = 2560 A

30% falla primaria = 768 A

I falla secundario = $768/40 = 19.2$ A

I pick up = $1 \times 40 = 40$

I veces TAP = $19.2/1 = 19.2$

De la curva del relé CO-9 tierra: $T_{op\ relé} = 0.2367$ seg, para un DIAL = 2

Finalmente la coordinación se la puede representar gráficamente mediante las curvas tiempo-corriente de los equipos, esto como ayuda para comprobar su correcto cumplimiento.

PARA EL RELÉ DE FASE ALIMENTADOR 2:

Ttd F4= 0.0410 seg. (I falla de 2.75kA).

$$T_{op\ relé} \geq 0.0410 + 0.3\ seg$$

$$T_{op\ relé} \geq 0.3410\ seg$$

c) Cálculo del TAP:

La corriente de carga sería considerada el valor de 240 amp., del conductor de AL ACSR #3/0 en el punto de salida.

Con este valor de corriente que soporta el conductor sin ningún problema se puede realizar transferencia de carga del 100%: para poder coordinar y lograr obtener los tiempos que se requiere para la coordinación se ajusto al relé el valor de 250 A.

TC: (200/5) A, ∴ RTC=40

$$TAP = \frac{250}{40}$$

$$TAP = 6,25 ; se escoge un TAP = 6$$

d) Determinación del DIAL:

Para la selección del dial que se debe ajustar al relé está determinado en base a los tiempos de coordinación que se da entre el Tirafusible F4, que están aguas abajo del relé. Valores que se logró coordinar con el uso del programa computacional CYMTCC y que se obtiene con el ingreso de las corrientes de cortocircuito en los nodos establecidos.

I falla primario = 2750 A

I falla secundario = $2750/40 = 68.75$ A

I pick up= $4 \times 250 = 1000$

I veces TAP = $68.75 / 4 = 17.18$

De la curva del relé CO-9: Top relé = 0.2704 seg para un DIAL= 2

PARA EL RELÉ A TIERRA:

c) Cálculo del TAP:

In en el punto de ubicación: 170 A

TC: 200/5 A; RTC=40

$$TAP = \frac{170}{40}$$

$TAP = 4.25$; se escoge un $TAP = 4$

d) Determinación del DIAL:

I falla primario = 2750 A

30% falla primaria= 825 A

I falla secundario = $825/40 = 20.62$ A

I pick up= $1 \times 40 = 40$

I veces TAP = $20.62/1 = 20.62$

De la curva del relé CO-9 tierra: $T_{op\ relé} = 0.2314$ seg, para un DIAL = 2

Finalmente la coordinación se la puede representar gráficamente mediante las curvas tiempo-corriente de los equipos, esto como ayuda para comprobar su correcto cumplimiento.

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de los ajustes propuestos para cada relé de los alimentadores que están en estudio:

CUADRO 25. AJUSTE PROPUESTOS PARA LOS RELÉS DE LOS ALIMENTADORES

| S/E | VOLTAJE (kV) | CIRCUITO | RELACIÓN DE LOS TC's | MODELO DEL RELÉ | AJUSTES DEL TAP | | AJUSTE DEL DIAL |
|---------|--------------|-----------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------|--------|-----------------|
| | | | | | Fase | Neutro | |
| La Maná | 13.8 | La Maná - El Estado – Pucayacu | 200/5 | Mitsubishi CO-9 | 6 | 4 | 2 |
| La Maná | 13.8 | La Maná - Catazación - El Corazón | 200/5 | Mitsubishi CO-9 | 6 | 4 | 2 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Las curvas de calibración para los relés de los dos alimentadores se pueden apreciar en el anexo D y E.

3.4.4 AJUSTE PARA LOS RECONECTADORES.

Para el ajuste de los reconectadores que hay instalados de cada alimentador se tomó en consideración la coordinación con el tirafusible de mayor capacidad y que corresponde a los seccionamientos principales de los troncales principales y derivaciones monofásicas y trifásicas que hay en estos alimentadores, tomando en cuenta el tirafusible que es el protector y el respaldo sería el reconectador.

En el sistema occidental los reconectadores que están instalados corresponden al de la marca Hawker Siddeley Switchgear con el relé Microtrip Reclose Relay, que registra la corriente residual en las tres fases por medio de los TC's asociados, además de la protección de sobrecorriente de falla entre fase y a tierra es de tipo micro procesado. Las curvas de operación de este relé se muestran en la figura 5.

En el alimentador dos La Maná – El Estado – Pilaló, existen tres reconectadores, uno en el sector de Puembo, el mismo que verá y

despejará fallas que se den aguas abajo de este equipo y garantizará un continuo suministro a la fábrica Borama, los ajustes que se dan a este reconectador es:

Para las Fases:

Relación TC's = 200/1

$$I_{pickup} = 0.7 * 200 A. = 140 A.$$

$$I_{cc} = 1450 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.10

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.40 * 200 A. = 80 A.$$

$$I_{cc} = 1450 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.10

Para los reconectadores que están instalados en la central El Estado los ajustes propuestos son:

Relación TC's = 200/1

Reconectador hacia La Maná

$$I_{pickup} = 0.8 * 200 A. = 160 A.$$

$$I_{cc} = 640 A.$$

Curva = VI

Dial = 0.20

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.65 * 200 A. = 130 A.$$

$$I_{cc} = 640 A.$$

Curva = VI

Dial = 0.20

Reconectador hacia Pilaló

$$I_{pickup} = 0.65 * 200 A. = 130 A.$$

$$I_{cc} = 640 A.$$

Curva = VI

Dial = 0.10

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.50 * 200 A. = 100 A.$$

$$I_{cc} = 640 A.$$

Curva = VI

Dial = 0.10

En el alimentador uno La Maná – Catazacón – El Corazón existen 3 reconectores, es necesario la instalación de un cuarto reconector en el sector de Estero Hondo a la altura de la fábrica Aquador, el mismo que verá y despejará fallas que se den aguas abajo de este equipo y garantizará un continuo suministro a la fábrica Aquador, los ajustes que se dan a este reconector es:

Para las Fases:

Relación TC's = 200/1

$$I_{pickup} = 0.7 * 200 A. = 140 A.$$

$$I_{cc} = 2450 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.10

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.40 * 200 A. = 80 A.$$

$$I_{cc} = 2450 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.10

Para los reconectores que están instalados en la central Catazacón los ajustes propuestos son:

Relación TC's = 200/1

Reconector hacia La Maná

$$I_{pickup} = 0.475 * 200 A. = 95 A.$$

$$I_{cc} = 380 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.30

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.425 * 200 A. = 85 A.$$

$$I_{cc} = 380 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.30

Reconectador hacia El Corazón

$$I_{pickup} = 0.40 * 200 A. = 80 A.$$

$$I_{cc} = 380 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.30

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.35 * 200 A. = 70 A.$$

$$I_{cc} = 380 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.30

Reconectador que protege al Transformador de la central Catazacón

$$I_{pickup} = 0.60 * 200 A. = 120 A.$$

$$I_{cc} = 380 A.$$

Curva = EI

Dial = 0.50

Para la Tierra:

$$I_{pickup} = 0.50 * 200 A. = 100 A.$$

$$I_{cc} = 380 \text{ A.}$$

Curva = EI

Dial = 0.40

3.4.5 VALORES NOMINALES DE TIRAFUSIBLES PARA LOS SECCIONAMIENTOS.

CUADRO 26. VALORES NOMINALES TIRAFUSIBLES ALIMENTADOR UNO

| Fusibles Alim. La Maná-Catazacón | | | |
|---|-------------|--------------------|------------------------------------|
| Número de fusible | Nodo | I Carga (A) | Capacidad y Tipo de Fusible |
| F1 | 105812 | 4,2 | 25VS |
| F2 | 2712 | 2,7 | 25VS |
| F3 | 2176 | 51,43 | Barra |
| F4 | R2717 | 7,2 | 30VS |
| R | 2720 | 40 | RECONECTADOR |
| F5 | 2721 | 6,1 | 10VS |
| F6 | 2766 | 2,7 | 10VS |
| F7 | 2766 | 1 | 10VS |
| F8 | 91002252 | 1 | 10VS |
| F9 | 91002257 | 2,5 | 10VS |
| F10 | 91002264 | 2 | 10VS |
| F11 | 858866 | 1 | 10VS |
| F12 | 91003282 | 1,1 | 10VS |
| F13 | 85854 | 0,7 | 10VS |
| F14 | 91003288 | 13,9 | 10VS |
| F15 | 91003288 | 6,1 | 15VS |
| F16 | 85547 | 3,8 | 10VS |
| F17 | 85540 | 1,1 | 10VS |
| F18 | 85538 | 29 | BARRA |
| F19 | 100107306 | 3,5 | 10VS |
| F20 | 85363 | 5,5 | 10VS |
| F21 | 85358 | 1 | 10VS |
| F22 | 85321 | 1,1 | 10VS |
| F23 | 85315 | 26,3 | BARRA |
| F24 | 85256 | 4,5 | 10VS |
| F25 | 85166 | 2,9 | 10VS |
| F26 | 85050 | 5,6 | 10VS |
| F27 | 85028 | 1 | 10VS |
| F28 | 85015 | 1 | 10VS |

| | | | |
|-----|--------|-------|--------------|
| F29 | 1031 | 21,8 | BARRA |
| F30 | 1043 | 1 | 10VS |
| F31 | P1 | 1,1 | 7VS |
| R1 | 1046 | 21 | RECONECTADOR |
| R2 | 1047 | 62 | RECONECTADOR |
| F32 | 1048 | 5,5 | 10VS |
| F33 | 80018 | 58,1 | BARRA |
| F34 | 80117 | 1,1 | 10VS |
| F35 | 80129 | 0,7 | 10VS |
| F36 | 80153 | 1,1 | 10VS |
| F37 | 80206 | 3,5 | 10VS |
| F38 | 80246 | 54,2 | BARRA |
| F39 | 119258 | 1,1 | 10VS |
| F40 | 80273 | 53,3 | BARRA |
| F41 | 119261 | 5,3 | 10VS |
| F42 | 80344 | 6,7 | 15VS |
| F43 | 80452 | 1,3 | 15VS |
| F44 | 80556 | 0,7 | 15VS |
| F45 | 80656 | 43 | 40VS |
| F46 | 80675 | 6,6 | 10VS |
| F47 | 80834 | 1,1 | 10VS |
| F48 | 80836 | 11 | 15VS |
| F49 | 81109 | 2 | 10VS |
| F50 | 81136 | 34,5 | 25VS |
| F51 | 476 | 1 | 10VS |
| F52 | 478 | 32,5 | BARRA |
| F53 | 81238 | 4,1 | 15VS |
| F54 | 81304 | 7,9 | 15VS |
| F56 | 2925 | 20,7 | 15VS |
| F57 | 2968 | 15,16 | BARRA |
| F58 | 2969 | 1,1 | 10VS |
| F59 | 2971 | 20,9 | BARRA |
| F60 | 2971 | 23,8 | BARRA |
| F61 | 636 | 16,8 | 15VS |
| F63 | 504 | 14,5 | 15VS |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

**CUADRO 27. VALORES NOMINALES TIRAFUSIBLES ALIMENTADOR
DOS**

| Fusibles Alim. La Maná - El Estado | | | |
|---|-------------|--------------------|------------------------------------|
| Número de fusible | Nodo | I Carga (A) | Capacidad y Tipo de Fusible |
| F1 | 3658 | 1,3 | 10VS |
| F2 | 3567 | 1,3 | 10VS |
| F3 | 3173 | 1,3 | 10VS |
| F4 | 3174 | 1,3 | 10VS |
| F5 | 3845 | 2,6 | 10VS |
| F6 | 3503 | 1,3 | 10VS |
| F7 | 3503 | 1 | 10VS |
| F8 | 3475 | 62,2 | BARRA |
| F9 | 3200 | 1 | 10VS |
| F10 | 3149 | 1 | 10VS |
| F11 | 3904 | 17,4 | 30VS |
| R1 | 3484 | 51,4 | RECONECTADOR |
| F12 | 3755 | 16,7 | 20VS |
| F13 | 4020 | 2,5 | 10VS |
| F14 | 3848 | 1,1 | 10VS |
| F15 | 3720 | 1,3 | 10VS |
| F16 | 3307 | 2,8 | 10VS |
| F17 | 3493 | 9,6 | 10VS |
| F18 | 3283 | 2 | 10VS |
| F19 | 3650 | 3 | 10VS |
| F20 | 3530 | 1,3 | 10VS |
| F21 | 3325 | 1,1 | 10VS |
| F22 | 3763 | 47,7 | BARRA |
| F23 | 3183 | 29,8 | 25VS |
| F24 | 3855 | 3,9 | 10VS |
| F25 | 3432 | 5,6 | 10VS |
| F26 | 4032 | 1,1 | 10VS |
| F27 | 3926 | 1,3 | 10VS |
| F28 | 3202 | 5,8 | 10VS |
| F29 | 3202 | 25,2 | BARRA |
| F30 | 3609 | 3,9 | 15VS |
| F31 | 3911 | 20,3 | 15VS |
| F32 | 3257 | 1 | 10VS |
| F33 | 3939 | 1,6 | 10VS |
| F34 | 3937 | 1,3 | 10VS |
| F35 | 3555 | 1,1 | 10VS |
| F36 | 3269 | 6,3 | 10VS |
| F37 | 3180 | 7 | 10VS |
| F38 | 3795 | 2,4 | 10VS |

| | | | |
|-----|------|------|----------------|
| F39 | 3645 | 12,5 | BARRA |
| F40 | 3854 | 13,3 | 10VS |
| F41 | 3663 | 16 | RETIRAR SECCI. |
| F42 | 3272 | 4,5 | 10VS |
| F | 3272 | 14,6 | 8 VS INS. SECC |
| F43 | 3562 | 7,7 | 5VS |
| F44 | 3562 | 6,3 | 5VS |
| F45 | 3838 | 2 | 10VS |
| F46 | 3581 | 58,8 | BARRA |
| F47 | 3581 | 2 | 10VS |
| F48 | 3517 | 1,1 | 10VS |
| F49 | 3357 | 1,1 | 10VS |
| F50 | 3361 | 1,5 | 10VS |
| R1 | 3387 | 60,8 | RECONECTADOR |
| R2 | 3239 | 15,8 | RECONECTADOR |
| F51 | 4037 | 1,1 | 10VS |
| F52 | 3189 | 1,1 | 10VS |
| F53 | 3349 | 15,5 | 15VS |
| F54 | 3349 | 1 | 10VS |
| F55 | 3508 | 2 | 10VS |
| F56 | 3674 | 3,3 | 10VS |
| F57 | 4033 | 3,9 | 15VS |
| F58 | 3291 | 3,4 | 10VS |
| F59 | 3976 | 1,06 | 10VS |
| F60 | 4031 | 1 | 7VS |
| F61 | 3775 | 2 | 10VS |
| F62 | 3806 | 7,2 | 10VS |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

3.4.6 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PROPUESTOS EN EL ESTUDIO.

Como se describe en los apartados anteriores la propuesta de este estudio es de cambiar los tirafusibles de seccionamientos principales y transformadores de distribución en los dos alimentadores analizados, además la instalación de un reconectador en el alimentador uno La Maná-Catazacón-El Corazón.

En el siguiente cuadro se indica el costo de la implementación de estos elementos de protección:

CUADRO 28. ANÁLISIS DE COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

| Cantidad | Descripción | Unidad | Costo Unitario | Costo Total |
|-----------------------------|---|---------------|-----------------------|--------------------|
| 100 | Tirafusible tipo SR de 0,6 Amp. | c/u | 3,94 | 394,00 |
| 100 | Tirafusible tipo SR de 1,3 Amp. | c/u | 3,94 | 394,00 |
| 100 | Tirafusible tipo SR de 1,6 Amp. | c/u | 3,94 | 394,00 |
| 100 | Tirafusible tipo SR de 3,1 Amp. | c/u | 3,94 | 394,00 |
| 100 | Tirafusible tipo SR de 5,2 Amp. | c/u | 3,94 | 394,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 7 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 8 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 10 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 15 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 20 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 25 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 30 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 100 | Tirafusible tipo VS de 40 Amp. | c/u | 3,54 | 354,00 |
| 1 | Banco de Capacitores Monofásico 75 Kvar | c/u | 4.525,00 | 4.525,00 |
| 1 | Reconectador Trifásico automático | c/u | 15.000,00 | 15.000,00 |
| 3 | Reconectador Monofásico automático | c/u | 4.500,00 | 13.500,00 |
| Materiales | | | | 37.827,00 |
| Mano de Obra | | | | 741,41 |
| Administración del proyecto | | | | 88,97 |
| Gastos generales | | | | 14,82 |
| Equipos y transporte | | | | 286,45 |
| TOTAL | | | | 38.958,65 |

Fuente: Postulantes
Recopilación: Postulantes.

Este presupuesto que indica la implementación de los resultados del estudio, ha sido elaborado conforme las características y requerimientos propios del proyecto y tiene un costo total de 39.687,83 dólares americanos.

CONCLUSIONES.

- 1 Con el trabajo de campo realizado se verificó y actualizó los planos y diagramas unifilares de este sistema, en la cual se encontró datos erróneos como: Potencia de transformadores, conexión de fases en derivaciones monofásicas cambiadas, ubicación incorrecta de seccionamientos, ubicación de bancos de capacitores incorrectos. Información que fue de mucha utilidad para el análisis del presente estudio y sirve como actualización a la Dirección de Planificación de ELEPCO S.A.
- 2 Se determinó que con el ingreso en funcionamiento de la S/E La Maná, los valores de las corrientes de cortocircuito se incrementaron considerablemente, debido a la presencia cercana de una fuente de generación y el equivalente del Sistema Nacional Interconectado (S/E Quevedo).
- 3 Del cálculo de los flujos de potencia realizada en el software CYMDIST se pudieron obtener los voltajes y las corrientes de carga, así como también las corrientes de cortocircuito, en cada uno de los nodos del alimentador, constatando que en los puntos más alejados de los alimentadores, existen caídas de voltaje que están por debajo de los niveles permitidos.
- 4 Con los valores de las corrientes de cortocircuito y el criterio de la protección de los conductores y transformador de potencia y el uso del software CYMTCC, se realizó las respectivas coordinaciones entre relé, reconectador y tirafusibles distribuidos a lo largo de los alimentadores en estudio.
- 5 Al aplicar los resultados de la coordinación propuesta a los diferentes elementos de protección se tiene un sistema más selectivo, sensitivo y con un tiempo de respuesta menor, que garantiza una mayor

continuidad del servicio aislando la parte afectada en caso de una falla.

- 6 Para la coordinación se analizó el comportamiento de los fusibles tipo T, H, K y VS donde se determinó que el fusible VS es el que mejor ajuste presenta a las curvas tiempo – corriente de los reconectores y relés de los alimentadores. Y para los transformadores de distribución se utilizó el fusible tipo SR.

RECOMENDACIONES

- 1 En el alimentador uno, con la finalidad de proteger a la carga de la fábrica AQUADOR es recomendable instalar un reconector aguas abajo de la derivación a esta empresa, el mismo que despeja fallas aguas abajo del reconector garantizando una continuidad del servicio.
- 2 En el alimentador uno, es necesario eliminar los seccionamientos en los nodos 80018, 80246, 80273, 478 y 2971 del tramo desde la central Catazacán, Moraspungo y El Corazón; y en el alimentador dos, en los nodos 3202 y 3645 del tramo El Guayacán, Guasaganda y Pucayacu, debido a que estos seccionamientos tienen una distancia de 2 a 3 km entre ellos, particularidad que no permite obtener coordinación entre estos seccionamientos.
- 3 Es indispensable realizar un análisis de los sistemas de puesta a tierra en los dos alimentadores del sistema occidental debido a que la topología por donde están construidos los mismos, las superficies de los terrenos, son en su gran mayoría de composición rocosa, que presenta alta resistencia de puesta a tierra; en tal circunstancia, no hay un buen drenaje de las corrientes de las descargas atmosféricas. Con la finalidad de mitigar la desconexión de los alimentadores por descargas atmosféricas es necesario

sugerir la construcción de los alimentadores con el neutro arriba con el propósito de que sirva como hilo de guarda.

- 4 De acuerdo a los flujos de potencia obtenidos, se puede establecer que los valores de voltaje desde El Corazón hasta Angamarca sector El Shuyo están por debajo de los porcentajes aceptables en las normas de diseño; por lo tanto, es necesario la instalación de un banco de capacitores de 75 kVAR, 7620 V., automático en el nodo (702) el cual permite subir el voltaje de 5,9 a 6.3 kV. Y para cualquier proyecto nuevo de instalación de transformadores se debe considere el valor del voltaje nominal de 13,2/7,62 kV y su TAP en el número 5. Con estos antecedentes es necesario que se realice un estudio para la implementación de una nueva S/E de distribución en el cantón Pangua ciudad El Corazón.
- 5 Con la finalidad de cumplir la regulación 004/01 en lo referente al número de interrupciones y tiempos de desconexión es necesario la instalación de reconectores monofásicos a los ramales monofásicos hacia Ramón Campaña, San Francisco – El Shuyo Angamarca y hacia el Quishpe.
- 6 Con el estudio realizado y la consideración establecida de la protección de los conductores del sistema, la coordinación efectuada garantiza un tranquilo crecimiento de la carga, situación que permite a futuros usuarios conectarse a las redes y hacer uso de la energía, garantizada en calidad y continuidad.
- 7 Es necesario indicar que la Empresa Eléctrica Cotopaxi utilice los resultados obtenidos del presente estudio para los ajustes de los equipos de protección del sistema occidental.

ANEXOS