

COORDINACION DE LA PROTECCION CONTRA SOBRE  
CORRIENTES EN CIRCUITOS PRIMARIOS, AEREOS  
RADIALES DE DISTRIBUCION


TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN  
LA ESPECIALIDAD DE ELECTRICA EN LA  
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

GONZALO ERNESTO BRAVO BARRIGA

Quito, Noviembre de 1980

**CERTIFICO:**

Que el presente trabajo fue  
elaborado por el señor Gon-  
lo Bravo Barriga, bajo mi di-  
rección.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'J. Barragan R.', with a large, stylized flourish extending from the end of the signature.

ING. JOSE BARRAGAN R.

DEDICATORIA

A:

Mis padres, esposa e hijas

### AGRADECIMIENTO

A los señores ingenieros: José Barraquán R., Galo Gamboa, Franklin Valdiviezo, Manuel Rueda y Mario Alarcón, quienes con su ayuda han hecho posible la consecución de este trabajo, de igual forma a la señora Nancy de Morales y al señor Milton Larreta por su colaboración.

GONZALO E. BRAVO BARRIGA

## SUMARIO

Se realiza el diagnóstico de la situación actual de los primarios de distribución de la E.E.Q. S.A. y su sistema de protección; se detallan las principales características y se establecen los criterios fundamentales para la especificación y aplicación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en circuitos primarios, aéreos, radiales de distribución, en base al análisis de los diferentes parámetros necesarios para tal objeto; se utiliza un programa digital para determinar la caída de tensión y otro para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, detallándose un procedimiento para la obtención de corrientes asimétricas de falla; se determinan procedimientos de coordinación entre los elementos de protección, aplicándose el estudio y cálculo al Primario " C" de la Subestación N° 18 de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A.

## I N D I C E

Página

### CAPITULO I

#### INTRODUCCION.

1.1	Antecedentes	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Alcance del Estudio	4

### CAPITULO II

#### ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA E.E.Q.S.A.

2.1	Situación actual	7
2.1.1	Tipo de alimentadores	7
2.1.2	Tensiones de servicio	7
2.1.3	Longitudes	8
2.1.4	Calibres	8
2.1.5	Demanda	9
2.1.6	Regulación de Tensión	9
2.1.7	Clasificación	10
2.2	Principales causas de la situación actual	10
2.2.1	Crecimiento del sistema	10
2.2.2	Falta de políticas	11
2.2.3	Aspecto económico	13
2.3	Análisis de fallas	13

2.4	Sistema Actual de protección	14
2.4.5	Coordinación	16
2.5	Conclusiones	16
2.5.1	Diseño	16
2.5.2	Equipos	19
2.5.3	Operación	19
2.5.4	Mantenimiento	20
2.6	Recomendaciones	20
2.6.1	Diseño	21
2.6.2	Equipos	21
2.6.3	Protecciones	22
2.6.4	Operación	22
2.6.5	Mantenimiento	23

CAPITULO III

PROTECCIONES

3.1	Introducción	25
3.2	Objetivos de la protección	26
3.2.1	Continuidad de servicio	26
3.2.2	Selectividad	27
3.2.3.	Rapidez	28
3.2.4	Confiabilidad	30
3.2.6	Protección del conductor	31

3.3	Requerimientos preliminares	32
3.3.1	Índices de continuidad de servicio	32
3.3.2	Consideraciones básicas	33
3.3.2.1	Condiciones iniciales	33
3.3.2.2	Condiciones ambientales	34
3.3.2.3	Importancia	34
3.3.2.4	Consideraciones económicas	34
3.3.2.5	Condiciones locales.	34
3.4	Estudio de cortocircuitos	35
3.4.1	Tipos de fallas	35
3.4.2	Selección del conductor	38
3.4.2.1	Regulación de Tensión	38
3.4.2.2	Capacidad de conducción	38
3.4.3.3	Límite térmico	39
3.4.2.4	Análisis económico	39
3.4.3	Procedimiento del cálculo	40
3.4.3.1	Caondiciones del sistema	40
3.4.3.2	Diagrama del circuito	41
3.4.3.3	Datos del programa	41
3.4.4	Resultados	43
3.4.4.1	Corrientes simétricas de falla	43
3.4.4.2	Corrientes asimétricas de falla	44



		<u>Página</u>
3.5	Dispositivos de protección	56
3.5.1	Descripción	56
3.5.1.1	Fusible	56
3.5.1.2	Reconectador	57
3.5.1.3	Seccionalizador	59
3.5.1.4	Disyuntor	59
3.5.2.	Factores de selección	60
3.5.2.1	Nivel de aislamiento	60
3.5.2.2	Capacidad de corriente	61
3.5.2.3	Curvas tiempo-corriente y secuencias de operación	63
3.5.2.4	Condiciones locales	64
3.5.3	Utilización	65
3.5.3.1	Fusibles	65
3.5.3.2	Reconectador	66
3.5.3.3	Seccionalizador	68
3.5.3.4	Disyuntor	69

#### CAPITULO IV

#### COORDINACION DE LA PROTECCION

4.1	Principios básicos	77
4.2	Procedimientos	78
4.2.1	Coordinación fusible-fusible	78
4.2.1.1	Curvas tiempo-corriente	79

		<u>Página</u>
4.2.1.2	Tablas de coordinación	80
4.2.1.3	Método aproximado	80
4.2.2	Coordinación fusible-reconectador	84
4.2.2.1	Fusible del lado de la carga	84
4.2.2.2	Fusible del lado de la alimentación	86
4.2.3	Coordinación reconectador-reconectador	89
4.2.3.1	Reconectores hidráulicos	89
4.2.3.2	Reconectores electrónicos	90
4.2.4	Coordinación reconectador-seccionalizador	91
4.2.4.1	Reconectador-seccionalizador hidráulico	91
4.2.4.2	Reconectador-seccionalizador-electrónico	92
4.2.5	Coordinación reconectador-seccionalizador fusible	93
4.2.6	Coordinación reconectador-relé del disyuntor	94

## CAPITULO V

### EJEMPLO DE APLICACION

5.1	Descripción del sistema	97
5.1.1	Características del sistema	98
5.2	Demanda	99
5.2.1	Cargas a servir	99
5.2.2	Regulación de tensión	100
5.3	Corrientes de corto-circuito	101

		<u>Página</u>
5.4	Coordinación de la protección	125
5.4.1	Consideraciones generales	125
5.4.2	Coordinación fusible-fusible	126
5.4.2.1	Coordinación fusibles F6 y F5	126
5.4.2.2	Coordinación fusibles F7-F9-F10	128
5.4.3	Coordinación fusible-reconectador	130
5.4.4	Coordinación reconectador-reconectador	135
5.4.5	Coordinación reconectador-relé	136
5.4.5.1	Aspectos Generales	136
5.4.5.2	Coordinación reconectador R1-Relé R1-1	137
5.4.6	Coordinación Relé-Relé	140
5.4.7	Coordinación fusible-relé	141
5.5	Operación del Sistema	141

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Plan de Expansión de la E.E.Q. S.A.	157
6.2	Utilización de equipos	158
6.2.1	Fusible	158
6.2.2	Reconectador	160
6.2.3	Seccionalizador	162
6.3	Especificación de equipos	163
	REFERENCIAS	167

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

#### 1.1 ANTECEDENTES

La Empresa Eléctrica "Quito" S.A., conciente de que su actual sistema de distribución adolece de muchas deficiencias técnicas consecuencia esencialmente del gran desarrollo y crecimiento de su área de concesión en los últimos años, de la falta de políticas definidas tendientes a afrontar este crecimiento, de la falta de recursos económicos que imposibilitan el que pueda proveerse de un servicio eléctrico de calidad; y de que la base fundamental para su desarrollo está dada por la confiabilidad que pueda dar a su sistema, emprenderá en un plan general de mejoramiento de sus instalaciones, orientado fundamentalmente al incremento de capacidad en subestaciones y primarios.

Estas deficiencias, también han sido motivo de profunda preocupación para todos quienes laboramos en la institución, y es por esto que en las diferentes áreas comprometidas con el problema, se están elaborando planes que conduzcan a dar las soluciones que a corto, mediano y largo plazo, satisfagan la creciente demanda de energía eléctrica.

En cuanto se refiere a los alimentadores primarios existentes se puede señalar que éstos, se encuentran completamente sobrecargados y desprotegidos contra fallas, puesto que se han desarrollado con el crecimiento del sistema sin que para el efecto se hayan realizado análisis técnicos y sin que se mantengan

los criterios básicos de protección.

Los dispositivos de protección se han instalado, fundamentalmente con el propósito de brindar puntos de seccionamiento, para posibles mantenimientos y reparaciones de la línea, y más no para procurar protección coordinada de las instalaciones en base a un cabal conocimiento de los diferentes problemas ocasionados por fallas, a un análisis de los diferentes equipos existentes y a la determinación del equipo que sea aplicable a nuestro sistema.

Todas estas razones, han concientizado en mi persona la importancia que tienen las protecciones dentro del sistema de distribución y consecuentemente motivado ha realizar el presente estudio, con el firme propósito de brindar las soluciones que contribuyan al mejoramiento del sistema, con el fin de suministrar a los usuarios un servicio sin interrupciones.

## 1.2 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta que la operación del sistema eléctrico de distribución en condiciones normales, se encuentra a cargo de personas y equipos automáticos que cumplen consignas bien determinadas y que, en cambio, el comando cuando existen perturbaciones o fallas es realizado únicamente por los dispositivos de protección que en él existan, debe considerarse para su determinación, que éstos deben operar de forma oportuna y coordinadamente.

En base a lo señalado, el presente estudio tiene como finalidad:

- Dar a conocer el estado actual del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, para que se puedan determinar las medidas que deben adoptarse dentro del plan de equipamiento, expansión y mejoramiento a emprenderse.
- Brindar un adecuado conocimiento de los diferentes dispositivos de protección para que de esta manera sea posible escoger el equipo más adecuado que deba instalarse en un punto determinado del primario, derivación o subderivación para que cumpla con el objetivo propuesto.
- Obtener un cabal conocimiento de los procedimientos de coordinación, para que cada equipo proteja el sistema conjuntamente con los que sean ubicados a ambos lados de éste, de una manera coordinada, considerando que para lograr un sistema adecuado de protección existen gran variedad de solu-

ciones en lo que se denomina como el arte y la ciencia de la protección.

- Crear conciencia de que en un sistema confiable, en el cual la tensión de suministro se encuentra dentro de límites admisibles predeterminados, exista máxima seguridad en el su ministro de energía y, cuyo diseño haya previsto el dimensionamiento de las instalaciones de tal forma que pueda cubrir demandas futuras, existen mayores probabilidades de que se instalen nuevas industrias y en definitiva nuevos clientes que beneficiarán a la Empresa con una mayor venta de energía.

- Como objetivo fundamental del presente estudio se puede señalar el aporte de criterios básicos para que en sistemas como el de la E.E.Q. S.A. se adopten verdades políticas en el estudio de las protecciones, considerando todos los parámetros necesarios, la adecuada selección del equipo, su correcta aplicación y coordinación, propendiendo al mantenimiento de esta última en beneficio de un buen funcionamiento de las instalaciones, en todos los primarios.

### 1.3. ALCANCE DEL ESTUDIO

Puesto que el tema de redes aéreas de distribución, es tan amplio que cada una de sus diferentes partes tales como: diseño, construcción, protección, operación y mantenimiento, merecen una verdadera especialización, el presente trabajo reali-

zará un enfoque dirigido a obtener la mejor solución en la parte correspondiente a protección contra sobre corrientes en circuitos primarios, aéreos, radiales de distribución, que son los que ha adoptado la Empresa Eléctrica Quito S.A., y que se utilizan de forma general en todo el país.

Por consiguiente, para lograr el propósito fundamental del presente estudio el mismo que tiende a valorizar en forma adecuada la importancia de las protecciones en un sistema de desarrollo como lo es el de la E.E.Q. S.A., y con el objeto de obtener un servicio altamente confiable, capaz de solucionar cualquier anomalía con rapidez, se plantean los siguientes puntos:

- Diagnóstico de la situación actual del sistema de distribución de la E.E.Q. S.A. en lo referente a primarios de distribución, los problemas que presentan y las posibles soluciones que contribuirán a mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en su área de concesión.
- Conceptos básicos que permitan establecer un adecuado sistema de protección en base al conocimiento de los objetivos que debe cumplir y las fallas que debe proteger, las mismas que se han calculado utilizando un programa digital de flujo de carga, cortocircuitos y protecciones, contra sobre corrientes de alimentadores primarios, radiales de distribución (Ref. 13)
- Descripción de los dispositivos de protección, su funcion



namiento y aplicación de tal forma que puedan ser especificados de acuerdo a las condiciones y necesidades del sistema.

- Procedimientos de coordinación entre los diferentes dispositivos.

## CAPITULO II

### ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA E.E.Q. S.A.

#### 2.1 SITUACION ACTUAL

En base a las informaciones obtenidas de las áreas de Asesoría y Planificación, Diseño, Operación y Mantenimiento de Distribución de la EEQ. S.A., sobre el estado actual de sus alimentadores primarios de distribución se señalan las siguientes características:

##### 2.1.1. TIPO DE ALIMENTADORES

Todos los primarios existentes son del tipo radial.

##### 2.1.2. TENSIONES DE SERVICIO

- 2.3 KV. y 4.6 KV. en ciertos sectores rurales, debiendo señalarse que estos voltajes, están siendo eliminados por que resultan antieconómicos, puesto que el nivel de pérdidas resulta extremadamente elevado a esta tensión, además de que prácticamente no se disponen de equipos para este nivel de servicio.
- 6.3 KV. en el sector urbano y periférico de la ciudad, esta tensión de servicio, también resulta actualmente inadecuada por las pérdidas que produce, pero se ha determinado mantenerlo por lo costoso que sería el cambio de voltaje esencialmente en el centro de la ciudad donde todas las redes de distribución son subterráneas, previéndose el cambio de tensión unicamente en las zonas periféricas.
- 7.6 KV., 13.2 KV y 22.8 KV. en sectores suburbanos y rurales. Ca

be anotar que la E.E.Q. S.A., tiene previsto mantener en su sistema de distribución, unicamente las tensiones de servicio de 6.3 KV y 22.8/13.2 GRDY KV.

### 2.1.3. LONGITUDES

No es posible establecer longitudes de los diferentes primarios por cuanto el sistema no se encuentra actualizado a más de que en el transcurso de los últimos años ha ido creciendo de una forma tan acelerada que ha salido de todo control, tal el caso de los primarios A y C de la Subestación N° 19 la misma que se encuentra ubicada en Cotocollao, teniéndose que el primero llega hasta la población de Calacalí (aproximadamente 25 Km.) y el segundo, por un lado va hasta un sector denominado Marianitas - (19 Km.), pasando la población de Calderón, y por otro llega a la población de Nayón (22 Km) sin que pueda determinarse de una manera general las longitudes de todos los primarios, puesto que al existir alrededor de 30 subestaciones, con un mínimo de 4 alimentadores cada una, no es posible conocerlos en forma exacta a todos, ya que no existen datos actualizados, a más de que las longitudes van variando debido a las constantes transferencias de carga que deben realizarse de una subestación a otra según se indica en el ítem 2.5.1.

### 2.1.4. CALIBRES

En relación a los calibres que tienen los diferentes primarios, no es posible establecer una regla general por cuanto, al igual que se señaló en el ítem anterior ha ocurrido que al crecer el

sistema, para sus ampliaciones se han utilizado diferentes tipos de conductores tanto en calibres como en el material mismo, dado que no han existido políticas definidas en este sentido y que por ser generalmente situaciones emergentes se ha utilizado el material existente al momento en bodegas; las extensiones en muchos casos se las ha diseñado en base a la carga establecida en un determinado sector, y para ella se han dimensionado los conductores en una forma particular, sin considerar que el primario en su tramo inicial pueda tener características diferentes, ocurriendo como en el caso de la subestación N<sup>o</sup> 12, cuyos primarios por ser de los de menor longitud, han permitido que se puedan obtener sus características, Tabla N<sup>o</sup> 2.1 pu diendo señalarse que el problema es general en todos los alimen tadores.

#### 2.1.5. DEMANDA.

En este aspecto se puede señalar, que únicamente se la conoce a nivel de subestación para efectos de operación del sistema, sin que se lleven registros adecuados que permitan determinar su crecimiento y consecuentemente tomar medidas preventivas; en los tramos distantes de la subestación y en ramales se realizan mediciones de las corrientes de carga sólo cuando se han suscitado situaciones de emergencia.

#### 2.1.6. REGULACION DE TENSION

Como consecuencia de las grandes distancias que recorren los

primarios según lo señalado en el renglón 2.1.3, las condiciones de sobre carga en la que trabajan puesto que la mayoría llevan en funcionamiento un tiempo mayor que su vida útil prevista, la deficiencia en calibres dado que no fueron dimensionados para servir las cargas actuales, se tiene que se han producido grandes caídas de tensión en todos sus puntos de servicio, aspecto que no se ha tomado en cuenta en las ampliaciones y derivaciones que se han ido incrementando, para las cuales el cálculo de la caída de tensión se lo realiza únicamente desde el punto de conexión con el primario.

#### 2.1.7 CLASIFICACION

Se puede decir que los diferentes primarios se encuentran clasificados de acuerdo a las zonas que sirven, en base a la sectorización que el Ilustre Municipio ha realizado, teniéndose por lo tanto, primarios esencialmente industriales en los sectores norte y sur de la ciudad, de servicio comercial los que corren por el centro, y residenciales los que corren por zonas clasificadas como tales.

#### 2.2 PRINCIPALES CAUSAS DE LA SITUACION ACTUAL

En relación a todo lo señalado en el numeral 2.1, se puede resumir que la situación actual en la que se encuentra el sistema de distribución de la E.E.Q. S.A. se debe fundamentalmente a:

##### 2.2.1 CRECIMIENTO DEL SISTEMA

El gran crecimiento debido esencialmente a incrementos de nuevas zonas en su area de concesión y el aumento de capacidad dada por el desarrollo acelerado que ha experimentado su sistema, ha ocasionado como consecuencias:

- Desubicación de las subestaciones respecto al centro de carga.
- Primarios extremadamente largos, teniéndose inclusive alimentadores que recorren grandes distancias sin tomar ninguna carga, hasta llegar a su zona de servicio, ocasionándose con esto: grandes caidas de tensión debidas a su longitud, mayor probabilidad de ocurrencia de fallas; y, dificultad en obtener una operación y mantenimiento adecuados.

#### 2.2.2 FALTA DE POLITICAS

La falta de políticas definidas, tendientes a la obtención de un conocimiento cabal del sistema actual y su proyección futura, considerando todos sus aspectos fundamentales desde el diseño hasta su protección, operación y mantenimiento, ha incidido directamente en una mala calidad del servicio eléctrico puesto que se tienen circuitos sobrecargados, bajos voltajes e inadecuada protección, ya que una falla transitoria en el extremo o derivación de un primario, pueden sacarlo íntegra y definitivamente de servicio, todo esto debido a:

- Que los programas de ampliación y readecuación no se los ejecuta en base a estudios completos del sistema ni se los pone

en marcha en las fechas previstas.

- Falta de planificación en la ejecución de los trabajos de ampliación, lo que trae como consecuencia que se deban tomar soluciones emergentes, recurriendo a los materiales existentes al momento en bodegas, razón por la que se encuentran diferentes tipos, clases y calibres de conductores instalados ya sea en exceso o defecto de su capacidad.
- Instalación incompleta de equipos, tal es el caso de que para solucionar las caídas de tensión se instalan bancos de capacitores los cuales están conformados por: seccionadores de barra, reconectador automático y el banco mismo, pero no se instalan relés de máximo y mínimo voltaje para desconexión automática.
- Se instalan reconectores automáticos los mismos que funcionan únicamente como seccionadores bajo carga, no se instalan con sus respectivos transformadores de corriente para que de esta forma puedan detectar las corrientes de falla y cumplan su verdadera función.
- La falta de estudios adecuados para la aplicación correcta de los diferentes dispositivos de protección ha ocasionado que en ciertos casos se exija el sobrerendimiento del equipo, cosa que ocurre por ejemplo en la especificación de portafusibles seccionadores, los que se han generalizado a una capacidad para corriente asimétrica de falla de 8.000 amperios y 5.600 amperios para la corriente simétrica, tanto

en sectores cerca de las subestaciones donde las corrientes máximas de falla son elevadas por la pequeña impedancia equivalente de la línea, como en zonas muy distantes donde las corrientes de falla son menores puesto que la impedancia de la línea ha aumentado considerablemente.

### 2.2.3 ASPECTO ECONOMICO

La limitación económica no ha permitido que se realicen las inversiones necesarias para: la ejecución de diseños adecuados, la disponibilidad de equipos y repuestos, procurar la conservación y mejoramiento de las instalaciones y por último, conseguir personal suficiente, calificado y mantener cursos periódicos de actualización y capacitación.

Cabe mencionar que la falta de personal incide directamente en la falta de operación y mantenimiento adecuados, y el que no se pueda cumplir con programas establecidos para conformar recorridos, equilibrar cargas, etc.

### 2.3 ANALISIS DE FALLAS

En vista de que la Empresa Eléctrica Quito no dispone a nivel de distribución un estudio completo de su sistema, no se puede conocer exactamente su situación actual en cuanto se refiere a la incidencia de las diferentes fallas ocurridas. Puesto que no se ha llevado en forma regular un análisis estadístico de sus principales causas, no ha sido posible adoptar técnicamente soluciones definitivas.



Por estas razones, únicamente se ha podido establecer un listado de las principales causas que ocasionan una falla, determinándose un orden de mayor a menor incidencia en función de el número de veces que han salido de servicio los diferentes primarios, por dichas causas, teniéndose por lo tanto:

- Caídas de ramas de árboles, escombros de construcciones, antenas de televisión, alambres y cometas, sobre las líneas.
- Efectos del viento
- Sobre cargas
- Errores en la operación
- Descargas atmosféricas sobre postes, líneas o su proximidad
- Choque de vehículos contra postes.
- Contactos deficientes
- Falta de limpieza de los aisladores
- Conectores de mala calidad
- Falla de aisladores

De lo señalado se puede apreciar que las fallas de mayor incidencia son de origen transitorio, pero la inexistencia de equipos de protección adecuados en ciertos casos y la no coordinación en otros ocasionan la falta de selectividad de la falla, ocasionando salidas de servicio totales de primarios y peor aún en ciertos casos de una subestación completa.

#### 2.4 SISTEMA ACTUAL DE PROTECCION

Los alimentadores primarios y sus derivaciones, en forma general, se encuentran actualmente protegidos, como se describe a

continuación:

- Un disyuntor de protección general de la subestación, ubicado en el lado de baja del transformador, comandado por relés, los cuales se hallan calibrados generalmente para la corriente nominal del transformador o del alimentador, dando lugar a un 20% de sobrecarga.
- Luego, cada primario tiene un disyuntor comandado por relés calibrados con el mismo criterio.
- En puntos intermedios se hallan instalados seccionadores de barra en ciertos casos, en otros seccionador fusible y aún reconectores automáticos.
- En derivaciones, generalmente existen fusibles, como único equipo de protección.

A partir de la emisión de las normas de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. en Enero de 1979, en la aprobación de nuevos proyectos, se solicitan varios dispositivos de protección tales como: reconector, seccionador tripolar bajo carga, interruptores automáticos, seccionadores fusibles, etc. pero sin considerar los aspectos fundamentales de protección y coordinación en la determinación del equipo, su capacidad, secuencia de operación, etc., por cuanto no existe un conocimiento cabal del sistema, lo que incidiría en la especificación del equipo mas adecuado en base a un plan general de protección de cada primario y sus diferentes derivaciones.

Únicamente a nivel de S/E. se han determinado los valores

de impedancias de cortocircuito, tabla N° 2.2 en base a las cuales se realizan los cálculos de las corrientes de falla y se establecen las protecciones.

Cabe señalar que al estar las impedancias expresadas en porcentaje, para transformarlas a valores en ohmios se aplican las siguientes relaciones: (Ref. 4.)

Impedancia base:

$$z_{b23} = \frac{(KV_b F-F)^2}{MVAB} = \quad (1)$$

Impedancia en ohmios

$$Z (\Omega) = Z_{pu} \times Z_b \quad (2)$$

$$Z (\Omega) = \frac{Z \%}{100} \times Z_b \quad (3)$$

#### 2.4.1 COORDINACION DE LA PROTECCION

En base a lo expresado anteriormente se define que al no existir una adecuada protección de los sistemas de distribución, tampoco existe una adecuada coordinación entre los diferentes dispositivos, teniéndose de acuerdo a lo expresado en el item 2.3, que si bien es cierto, existen los dispositivos básicos para una correcta protección, no existen los criterios apropiados para obtenerla.

#### 2.5 CONCLUSIONES

##### 2.5.1 DISEÑO

Una de las bases fundamentales para brindar un buen servicio

eléctrico constituye la correcta concepción del diseño del sistema de potencia, siendo una parte importante de éste, los diferentes primarios de distribución y su protección, por lo tanto, debe considerarse que un diseño inadecuado, tal es el caso de los existentes, los hacen vulnerables a fallas, no sólo en el primario mismo, sino en las derivaciones y subderivaciones, pudiendo señalarse como principales deficiencias, las siguientes:

- Falta de recopilación de datos de las zonas a servirse referidas a sus características de consumo y de desarrollo.
- Falsa concepción de la demanda y su proyección futura
- Inadecuada selección del conductor, consecuentemente falta de capacidad de conducción y grandes caídas de tensión.
- Falta de un análisis económico para la determinación del conductor óptimo.
- Falta de estudios de corrientes de falla.
- Falta de análisis de la importancia de los diferentes primarios para de esta forma establecer índices de confiabilidad y continuidad de servicio.
- Falta de políticas para determinar esquemas de protección

Todas estas fallas en el diseño, han ocasionado que al crecer el sistema se tengan los problemas que se detallan a continuación:

- Falta de conocimiento cabal de los primarios existentes, de sus características, recorridos, calibres, corrientes de carga y de falla en los diferentes puntos del circuito.

- No se ha conservado un calibre único a lo largo de los primarios ocasionándose problemas tanto en la transmisión de la potencia como en una adecuada protección, ya que al existir calibres menores en puntos intermedios, estos pueden estar bajo el límite térmico del resto de conductor, transformándose por lo tanto en fusibles dentro de la propia línea; obteniéndose además, diferentes impedancias en la línea que harán variar las corrientes de cortocircuito y dificultarán la coordinación.
- No existe un diagrama actualizado del sistema, ocasionando este desconocimiento que pueda exigirse un equipo de protección adecuado, ni elaborarse un plan general de protecciones conveniente.
- No se han realizado estudios ni estadísticas de fallas, desconociéndose por lo tanto las verdaderas magnitudes de éstas.
- No se han previsto esquemas de protección y coordinación adecuados, teniéndose inclusive que un gran número de fallas ocasionadas por sobre carga en un determinado primario, se las soluciona transitoriamente realizando transferencias de carga de una subestación a otra en base únicamente a los datos proporcionados por las lecturas de carga en las subestaciones, con lo que desaparece el problema aparentemente, pero al ingresar nuevas áreas de consumidores al primario se deberá realizar otra vez el mismo procedimiento.

### 2.5.2 EQUIPOS.

La medida para obtener un buen funcionamiento de las protecciones constituye el aprovechamiento óptimo de los equipos a lo largo de todo el primario, cosa que no ocurre actualmente en los primarios de la E.E.Q. S.A., pudiendo señalarse:

- Que existen una gran variedad de equipos suministrados por diferentes fabricantes, lo que ocasiona que el personal de operación y mantenimiento no lo conozca a cabalidad.
- Se han instalado fusibles de capacidad inadecuada ya que cuando uno se ha fundido, se lo ha cambiado por otro de mayor capacidad, sin tomar en cuenta los otros existentes en el mismo punto de seccionamiento, peor aún a los dispositiuvos instalados como respaldo.
- Los relés de las subestaciones se hallan generalmente mal calibrados ya que se los ajusta tomando en cuenta únicamenute la capacidad de conducción del alimentador a la salida de la subestación, sin considerar la coordinación con otros dispositivos.

### 2.5.3 OPERACION DEL SISTEMA

En esta labor tan importante referida a la desenergización de sectores con el fin de efectuar mantenimiento o reparaciones, se puede señalar lo siguiente:

- Ausencia de planos en los que se indiquen los sectores a los cuales da servicio el alimentador y en el que consten el recorrido y la ubicación de los elementos seccionadores.

en el diseño tanto del primario mismo como de sus ampliaciones y derivaciones ya que se hacen diseños aisladamente, sin considerar todo el sistema en conjunto, en la utilización de los equipos, en una adecuada planificación de su operación y mantenimiento, en capacitación del personal; por lo que se sugiere lo siguiente:

#### 2.6.1. DISEÑO.

El diseño de primarios debe realizarse considerando el sistema completo desde la salida de la subestación, hasta el último de los usuarios, en base a políticas claramente definidas tanto técnica como económicamente, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Demanda
- Regulación de Tensión
- Capacidad adecuada de conducción
- Límite térmico
- Análisis económico
- Estudio de fallas
- Confiabilidad
- Protecciones
- Coordinación

#### 2.6.2. EQUIPOS.

Dentro del diseño mismo por una parte, debe tenderse a la unificación de equipos, lo que permitirá un intercambio de los mismos, brindará una fácil operación y mantenimiento, reduciendo

do además la cantidad de herramientas y repuestos.

Por otra parte deberá tenerse en cuenta que al reponer un elemento fallado, se deberá hacerlo por otro similar al especificado en caso de que sea el adecuado, caso contrario deberá realizarse un análisis técnico para determinar capacidades adecuadas de carga y al cortocircuito.

### 2.6.3 PROTECCIONES

- Considerando desde el último ramal hasta llegar a la subestación, las diferentes protecciones a más de cumplir con su objetivo, deberán permitir en lo posible la coordinación con los dispositivos de respaldo.
- Deberán realizarse en cada caso, análisis económicos del costo de la protección óptima, para con esta base determinar políticas generales respecto a equipos que reúnan las mejores características de sensibilidad, velocidad, selectividad y confiabilidad.
- Emplear el equipo adecuado de tal forma que cumpla su función específica.

### 2.6.4 OPERACION

Debería confeccionarse para cada subestación y primario planos con el sector de servicio, recorrido y ubicación de los dispositivos de protección, los mismos que deben ser constantemente actualizados, esto permitirá que en un caso de emergencia, cualesquier persona autorizada, pueda comandar la operación en caso de ausencia del Jefe, garantizando además que



una suspensión de servicio se reduzca al mínimo en cuanto al sector y tiempo.

- Deberían haber registros e instructivos de operación que permitan planificar mantenimientos extraordinarios.
- Capacitar al personal respecto al funcionamiento y aplicación de los dispositivos de protección, de tal forma de evitar daños por mala operación.

#### 2.6.5 MANTENIMIENTO

- Debe considerarse que un adecuado mantenimiento a más de prolongar la vida útil de los equipos traerá consigo la confiabilidad en el servicio, sugiriéndose por lo tanto:
  - Dotar de instructivos y planos actualizados de los diferentes equipos y sus características.
  - Dotar de instructivos para el mantenimiento
  - Dotar al personal de equipos de seguridad y herramientas para efectuar su trabajo en forma eficaz y rápida.
  - Capacitar al personal mediante cursos periódicos.
  - Dotarlos de registros apropiados para las labores de mantenimiento.

A más de lo señalado, sería conveniente que se forme a nivel de distribución una unidad de ingeniería en la operación de las protecciones, la que se encargaría de:

- Realizar los estudios necesarios para cada caso particular los que irían desde la actualización del sistema hasta la determinación de los dispositivos de protección apropiados

y su coordinación.

- Implementar programas digitales para el cálculo de todos los parámetros necesarios.
- Realizar el seguimiento de la ocurrencia de fallas, sus causas, la operación del sistema de protección y los ajustes necesarios que se requieran.
- Dotar al personal de toda la documentación que se requiera y,
- Coordinar entre las áreas de diseño, construcción y mantenimiento de tal forma de unificar criterios en la protección del sistema y evitar que a medida que crezcan los sistemas varíen las condiciones de protección y se pierda la coordinación.

TABLA N<sup>o</sup> 2.1CONDUCTORES CALIBRES Y LONGITUDES DE PRIMARIOSDE S/E N<sup>o</sup> 12

S/E	PRIMARIO	CONDUCTOR.	CALIBRE AWG	LONGITUD. (Km)	SALIDA CON CALIBRE SUBTERRANEO
12	A	Cu	# 1/0	0.2	4/0 AWG Cu.
		Cu	2 x 4	0.8	
		Cu	x	0.6	
	B	Cu	1/0	0.75	4/0 AWG Cu.
		Cu	2	0.3	
		Cu	6	0.3	
	C	Cu	1/0	1.6	2 x 1/0 AWG Cu/FASE
			2	0.9	
	D	Cu	1/0	1.9	4/0 AWG Cu.
		Cu	4	0.8	
		Cu	6	0.4	
	E	Al	397 MCM	3.1	3/0 AWG Cu.
Cu		6	0.32		
Cu		4	0.15		
Cu		1/0	0.16		

TABLA N° 2.2

## IMPEDANCIA DE CORTO CIRCUITO Z1 Y Zo EN BARRAS A 6.3 KV Y 23 KV

BASE 100 MVA

S/E	KV.	KVA.	AÑO 1980		AÑO 1990	
			Z1 %	Zo %	Z1 %	Zo %
N° 3	6.3		4.138+j 99.77	j 67.00	2.605+j 80.197	j 67.00
4	6.3		6.337+j116.18	j 87.62	2.934+j 55.474	j 43.81
6	6.3		3.024+j161.55	j134.00	3.204+j 81.344	j 66.67
7	6.3		- -	-	2.546+j 46.27	j 33.34
8	6.3		2.994+j115.09	j 87.62	3.204+j 81.344	j 66.67
9	6.3		3.637+j113.35	j 87.62	1.413+j 52.6	j 43.81
10	6.3		1.113+j 88.70	j 67.67	0.494+j 39.37	j 33.34
11	6.3		4.667+j115.25	j 87.62	1.86 +j 44.23	j 33.34
12	6.3		1.397+j110.45	j 87.62	1.064+j 41.14	j 33.34
13	6.3		2.453+j159.36	j134.00	3.306+j79.176	j 67
14	6.3		1.797+j111.68	j 87.62	3.67 +j 48.75	j 33.34
15	6.3		- -	-	4.054+j 79.337	j 66.67
16	6.3		3.545+j 93.45	j 66.67	3.39 +j 47.89	j 33.34
17	6.3		12.265+j104.49	j 67	2.595+j 46.69	j 33.34
→ 18	23		j 42.88	j 33.34	1.352+j 76.143	j 66.67
19	23		16.905+j134.22	j 87.50	2.369+j 79.426	j 66.67
OLIMPICO	6.3		1.134+j 88.79	j 66.67	1.6 +j 42.33	j 33.34
CAROLINA	6.3		- -	-	3.68 +j 48.75	j 33.34
EPICLACHIMA	23		3.65 +j 64.49	j 33.34	1.501+j 42.92	j 33.34
SANTA ROSA	23		- -	-	0.396+j 40.60	j 33.34
CUMBAYA	23		- -	-	4.028+j 48.271	j 33.34
SAN RAFAEL	23		1.673+j107.39	j 66.67	2.716+j 48.08	j 33.34
CHILLOGALLO	23		- -	-	6.231+j 85.22	j 66.67
POMASQUI	23		- -	-	0.498+j 74.344	j 66.67
GUAYLLABAMBA	23		- -	-	4.043+j 85.729	j 66.67
MONJAS	23		- -	-	2.574+j 77.654	j 66.67
MACHACHI	23		- -	-	7.306+j 74.86	j 42.67

### CAPITULO III.

#### PROTECCIONES

##### 3.1. INTRODUCCION.

El propósito fundamental del presente capítulo es aportar con los conceptos básicos que permitan establecer un adecuado esquema de protección contra sobre corrientes en circuitos primarios, aéreos, radiales de distribución, en base al conocimiento de los parámetros que determinan la especificación de los diferentes dispositivos de corte de acuerdo a sus características, funcionamiento y utilización, de tal forma que sea posible proporcionar una protección conveniente tanto a conductores como equipos instalados y obtener consecuentemente confiabilidad en el servicio eléctrico para todas las cargas del sistema, a un costo razonable.

De acuerdo a lo señalado en el capítulo anterior la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. dispondrá para su sistema de distribución de las tensiones de servicio de 6.3 KV. y 22.8 KV., teniéndose en cuenta que por estar la primera circunscrita a la zona central de la ciudad, y por no encontrarse dentro de los planes de crecimiento de la Empresa, todos los primarios existentes a este voltaje, no desarrollarán de manera significativa ni en longitud ni en carga, quedando sólo la tensión de servicio de 22.8 KV. para el futuro desarrollo y expansión del sistema, razón por la que se generaliza el presente estudio para el voltaje no

001907

de fallas:

Permanentes, que ocasionan salidas definitivas del circuito, por efecto de fallas en el equipo o rotura de las líneas.

Transitorias, que son aquellas que se despejan por sí mismas, tales como caída de rayos y ramas de árboles que no ocasionan rotura de los conductores.

Para el caso de sistemas aéreos de distribución se ha establecido que más del 80 por ciento del número total de fallas ocurridas, son de origen transitorio (Ref. 7)

por consiguiente, tomando en cuenta lo señalado, en la selección de los dispositivos de protección es conveniente - proveer elementos con capacidad de recierre, que permitan despejar las fallas de origen transitorio y mantener con mayor regularidad el fluido eléctrico a los usuarios, minimizando el número de suspensiones de servicio con el adecuado despeje de fallas y haciendo más confiable al sistema.

### 3.2.2 SELECTIVIDAD.

El conocimiento de los diferentes parámetros de las fallas en un sistema de distribución tales como: tipos, causas y magnitud, permitirá determinar el equipo de protección más conveniente, con lo que se lograría:

- En caso de falla permanente la operación del elemento más cercano a la falla y consecuentemente limitar al máximo los tramos que queden fuera de servicio, y fa-

cilitar la localización de la falla en la zona afectada procurando una rápida reparación.

- En caso de falla transitoria proveer un dispositivo con recierre que será el que accione, para despejarla, evitando salidas definitivas.

Debe considerarse que en caso de que no accione el elemento de protección más cercano, en dirección de la alimentación, denominado elemento protector, deberá actuar el anterior en dirección de la fuente denominándose a este como protección de respaldo.

### 3.2.3 RAPIDEZ

La velocidad de los dispositivos de protección para despejar una falla es una de las características más importantes a tomarse en cuenta al seleccionar un elemento de protección, puesto que un tiempo extremadamente largo de despeje puede traer consigo sobrecalentamiento de equipos y conductores por efecto de soportar la corriente de cortocircuito durante períodos de tiempo superiores a su límite térmico y llegarse por lo tanto a daños en el equipo y a la rotura de conductores. Por otra parte, debe permitir coordinación con otros dispositivos de protección.

### 3.2.4. CONFIABILIDAD

Un sistema de distribución infalible, es prácticamente imposible de obtenerlo y tratar de acercarse lo más posible a la obtención de uno de éstas características, sería en base

tema, es el instalar dispositivos de protección en las diferentes derivaciones, con lo cual se alcanza a reducir la fallabilidad hasta un valor de 10% cuando se han instalado elementos de corte en todos los ramales, según se indica en la Fig. 3.2.

Para obtener un adecuado grado de confiabilidad en un sistema de distribución, es necesario conjugar estos dos métodos, siempre que sea posible dada la configuración del sistema y la factibilidad de obtener coordinación de la protección.

Cabe señalar que la confiabilidad de un sistema, depende también de la seguridad que brinden en la operación los diferentes dispositivos por lo cual deberá tomarse en cuenta que cuando más sofisticado es el equipo, es más confiable, pero también más caro, de allí que a más de las consideraciones anteriores deberá analizarse económicamente la instalación de tal o cual equipo dependiendo de la zona a servirse y de la confiabilidad deseada.

### 3.2.5 ECONOMIA

Otro aspecto de gran importancia que debe ser tomado en cuenta para determinar el sistema de protección, es el económico, referido a los siguientes aspectos:

- La especificación de equipos adecuados para el grado de confiabilidad requerida de acuerdo a las condiciones de la zona, evitará inversiones elevadas e innecesarias.



- Una buena coordinación de la protección reducirá el número de fusibles quemados por efecto de fallas temporales, evitándose el continuo desplazamiento de vehículos y personal de reparación, produciéndose un ahorro por este concepto.

Cabe señalar además, que al reducirse el número de salidas de tramos de red por causa de fallas transitorias, se tendrán menores pérdidas económicas por conceptos de energía no vendida, y por lo tanto mayores ingresos. (Ref. 6).

### 3.2.6 PROTECCION DEL CONDUCTOR

La magnitud y duración de las corrientes de falla dependiendo del calibre y tipo de conductor, determinan la reacción de éste al esfuerzo eléctrico producido por dicha corriente, ofreciendo mayor o menor probabilidad de quemarse por efectos de las altas temperaturas producidas. Este calor afecta mucho más a los conductores aislados utilizados en redes subterráneas que a los desnudos de las redes aéreas por cuanto en éstas últimas el arco tiende a alejarse de su punto de origen y es también movido por el viento.

En caso de producirse una falla, ésta debe ser despejada antes de que el calor recueza al conductor y llegue a fundirlo, por esta razón, los dispositivos de protección deben operar en curvas más rápidas que la curva de daños del conductor Figura N° 3.3 (Ref. 8,12) teniéndose que el tiempo de calentamiento máximo que puede soportar un deter

$$T1 = \text{Tiempo total de interrupción anual promedio (minutos)} \quad ( 3.3 )$$
$$= F1 \times D1 = \frac{\sum [KVA \text{ interrumpidos}] \times (\text{duración interrupción})}{\sum KVA \text{ instalados}} \quad (\text{minutos})$$

Para determinar el tiempo total de interrupción deben considerarse dos tipos de interrupciones: las forzadas o no programadas, producidas por fallas de origen transitorio o permanente, y las programadas con el propósito de construcción de ampliaciones, mantenimiento o reparaciones.

Las interrupciones no programadas no deben sobrepasar el 1 por ciento del tiempo total de servicio (90 horas/año) (Ref. 18) teniendo en cuenta que no deben ser consideradas situaciones muy graves que alcancen el carácter de catástrofe; cabe señalar que las interrupciones programadas, para el sistema de la E.E.Q.S.A., por concepto de mantenimiento prácticamente no existen.

### 3.3.2. CONSIDERACIONES BASICAS.

Para determinar los diferentes dispositivos a emplearse en la protección de primarios de distribución, una vez determinado el índice de continuidad de servicio, deben realizarse las siguientes consideraciones: (Ref. 7, 26)

#### 3.3.2.1 CONDICIONES INICIALES

- Tensión nominal del sistema 14.4/24.9 GRDY KV.
- Tensión de servicio 13.2/22.8 GRDY KV.

- Geometría de la línea , estructura LVA<sub>1</sub> (Normas EEQ-SA)
- Selección del conductor (aleación de Al. Nº 4/0 AWG)
- Capacidad de carga inicial.
- Flexibilidad para captar futuras cargas
- Buena regulación de tensión.

3.3.2.2. CONDICIONES AMBIENTALES

- Sectores de difícil acceso
- Probabilidades de ocurrencia de fallas dadas por cercanía a árboles, intensidad del viento etc.

3.3.2.3. IMPORTANCIA

- Estabilidad y calidad de servicio
- Establecer daños razonables
- Definición de políticas

3.3.2.4. CONSIDERACIONES ECONOMICAS.

- Costo inicial
- Costos de operación y mantenimiento
- Costo final

3.3.2.5. CONDICIONES LOCALES

- Tipo de red (aérea o subterránea)
- Ubicación de la subestación
- Derechos de paso.

### 3.4. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITOS

Para que se puedan plantear esquemas de protección convenientes, mediante el uso correcto de los elementos de protección, es necesario un completo conocimiento de los diferentes tipos de fallas, sus causas, magnitudes, etc., por consiguiente, además de lo señalado en el ítem 3.3., para especificar acertadamente un dispositivo de protección se requiere considerar las condiciones particulares de las fallas en las líneas de distribución.

#### 3.4.1. TIPOS DE FALLAS

Se define como falla de un conductor a la pérdida parcial o total de su aislamiento o de su continuidad, dando lugar al establecimiento de corrientes entre conductores, o entre uno o varios conductores y tierra, dependiendo de causas que pueden ser de origen interno o externo (Ref.1)

- Fallas internas son defectos que tienen su origen en la red misma, sin que incida en ellas causa externa alguna, como en casos de sobre tensión por apertura de circuitos eléctricos bajo carga o fallas del material.

- Fallas de origen externo que pueden resumirse en dos tipos:

De origen mecánico, como cuando ocurre la rotura de un soporte o un aislador en una línea aérea por efectos de contactos de ramas de árboles o interferencia humana, de

animales o aves.

De origen atmosférico, que es el caso de un rayo que cae sobre los conductores de una línea, en un poste o en su vecindad inmediata.

Estas perturbaciones pueden resumirse en dos grupos perfectamente definidos:

- Cortocircuitos, producidos cuando hay contacto directo entre dos o más conductores de distinta fase o entre una o varias fases y tierra o neutro del sistema, aumentando extraordinariamente la intensidad de la corriente eléctrica que atravieza por un circuito, produciendo efectos desastrosos sobre las líneas y equipos, pudiendo llegarse al deterioro de los mismos y hasta la fundición del conductor, si no se encuentra adecuadamente protegido.
- Sobre carga, se dice que un circuito está sobrecargado cuando trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la cual ha sido dimensionado, provocando calentamiento que a su vez puede producir perforaciones en el aislamiento y dar lugar a cortocircuitos.

Para efectos de una adecuada protección, éstos conceptos de fallas deben estar bien definidos dado que, el cortocircuito se caracteriza por un aumento prácticamente instantáneo y de gran magnitud de la intensidad de corriente que atravieza por un circuito, mientras que la sobrecarga produce un aumento algo mayor de dicha corriente y

por un período de tiempo de cierta duración.

Los tipos de cortocircuito que pueden ocurrir en el sistema 14.4/24.9 GRDY KV., adoptados por la EEQ.SA. son los siguientes

- Falla línea - tierra, cuando se produce el contacto entre una fase y tierra o entre la línea y el neutro del sistema.
- Falla doble línea - tierra, cuando se produce la caída de dos fases a tierra o cuando se ponen en contacto con el neutro dos fases de un sistema bifásico o trifásico.
- Falla trifásica, cuando se ponen en contacto las tres fases de un sistema trifásico.

De las diferentes fallas señaladas se tiene de acuerdo a la tabla N° 3.1 (Ref.26) que la de mayor incidencia es la falla línea a tierra, pero para efecto de protección y coordinación se deberá tomar en cuenta la máxima y mínima corriente de cortocircuito de acuerdo a los resultados que se obtengan del cálculo respectivo según se indica en el ítem 3.4.3

TABLA N°- 3.1

TIPO DE FALLAS EN %

FALLA LINEA-TIERRA	70	%
FALLA LINEA-LINEA	15	%
FALLA DOBLE LINEA-TIERRA	10	%
FALLA TRIFASICA	5	%
TOTAL:	100	%

### 3.4.2 SELECCION DEL CONDUCTOR

Aún cuando no es objeto de este estudio seleccionar al conductor óptimo para circuitos primarios de distribución, por cuanto la E.E.Q. S.A. ya tiene establecido un calibre para este tipo de alimentadores, el mismo que corresponde al conductor de aleación de aluminio N° 4/0 AWG, tipo 5.005 de cablec, se ha creído conveniente señalar los criterios básicos para su selección, siendo los principales factores que determinan su dimensionamiento, los siguientes:

#### 3.4.2.1 REGULACION DE TENSION.

Que se la define como la diferencia de tensiones entre la salida y la entrada de un alimentador, valor que se expresa en porcentaje y que debe estar dentro de un límite preestablecido durante las horas pico. (Ref. 26)

Para efectos del cálculo de la regulación de tensión se utilizará el programa digital (Ref. 13) de acuerdo al formulario de procesamiento de datos, cuadro N° 3.1. y Figura N° 5.2.

#### 3.4.2.2 CAPACIDAD DE CONDUCCION.

El conductor escogido debe ser capaz de transportar la corriente de carga del sistema, asumiendo un cierto factor de seguridad que le permita soportar ciertos valores de sobre carga.

### 3.4.2.3 LIMITE TERMICO

Para el caso de redes aéreas, considerando la corriente de carga, no es determinante puesto que las condiciones de trabajo a la intemperie permiten un alto grado de refrigeración producida por el viento a más de que las condiciones más rígidas de trabajo producidas a las horas pico, tienen lugar entre las 19 y 21 horas, lapso de tiempo en que la temperatura ambiente es relativamente baja.

Considerando las corrientes de corto circuito debe tenerse en cuenta que una línea no debe calentarse por efectos de ésta, hasta el punto en que pueda sufrir daños, considerando que el tiempo de calentamiento máximo admisible está dado por el tiempo total de desconexión de los dispositivos de protección, por consiguiente el calibre del conductor debe ser tal que al producirse la corriente de corto circuito no se sobrepase de la temperatura límite de las líneas.

### 3.4.2.4 ANALISIS ECONOMICO.

Mientras mayor sea el calibre del conductor, menores serán las pérdidas, pero esto implica un mayor costo de las redes, por consiguiente, los costos y las pérdidas deben ajustarse a una adecuada relación de tal forma que se obtenga una sección rentable de acuerdo a la potencia que se requiera transportar.

Para decidir la utilización de un determinado conductor es necesario tomar en cuenta los siguientes factores (Ref. 9).

- Inversión inicial tanto del costo de mano de obra como del



material necesario para realizar la instalación.

- Años de vida útil del conductor
- Capacidad de transporte eléctrico
- Establecer tasas de amortización
- Costos de mantenimiento de las instalaciones
- Tipo de confiabilidad requerida; y,
- Costos anuales debidos a pérdidas de energía.

### 3.4.3 PROCEDIMIENTO DEL CALCULO

Para efectos del cálculo de las corrientes de falla en el presente estudio, se utilizará un programa digital (Ref.13) de acuerdo a los formatos de entrada y salida y a los datos requeridos que se indican en el formulario de procesamiento de datos cuadros N° 3.2 y 3.3, en base al diagrama unifilar Fig. N° 5.2, de acuerdo a las siguientes consideraciones y procedimientos.

### 3.4.1 CONDICIONES DEL SISTEMA.

El sistema de distribución tomado como base del presente estudio es el normalizado por la EEQ-SA. en la proyección de sus nuevos primarios, tanto en calibres de conductores como en su configuración de acuerdo a las siguientes características:

- Frecuencia 60 Hz.
- Alimentador radial de una subestación, sin interconexión con otra fuente de energía.
- La impedancia del sistema está dada por la suma de la impedancia de barra de bajo voltaje de la subestación más la de

línea.

- La corriente del circuito, anterior a la falla, no es considerada.
- Se asume que el voltaje en cada nodo del circuito es el nominal.
- Circuito trifásico con derivaciones trifásicas, a cuatro hilos, neutro puesto a tierra en varios puntos.

#### 3.4.3.2 DIAGRAMA DEL CIRCUITO

- Se traza el diagrama eléctrico unifilar. Fig. N<sup>o</sup> 5.2.
- Se enumeran los diferentes puntos en los que se desea calcular la corriente de falla
- Se identifican los diferentes puntos de circuitos y conductores.
- Para cada sección de línea se anota su longitud en metros.

#### 3.4.3.3. DATOS DEL PROGRAMA.

##### 1. IMPEDANCIA DE LA FUENTE

Para un sistema radial, tal el caso en consideración, las impedancias de secuencia de la fuente, pueden calcularse directamente, reduciendo el sistema a una fuente y a una impedancia equivalente (Ref. 13) para el caso que nos ocupa, se han utilizado los valores suministrados por la División de Asesoría y Planificación de la EEQ-SA. para sus diferentes subestaciones. Tabla N<sup>o</sup> 2.2.

##### 2. CONDUCTOR

Los diferentes datos del conductor necesarios para el

cálculo se tienen en la tabla N<sup>o</sup> 3.2. de acuerdo al código de conductores del programa digital (Ref. 5,13)

### 3. IMPEDANCIA DE FALLA

La impedancia de falla (Zf) necesaria para el cálculo de la mínima corriente de corto circuito, es una variable que se la determina estadísticamente, asumiéndose valores que van entre 0 y 40 ohmio (Ref. 11,16 y 21)

### 4. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LA LINEA

Las estructuras consideradas son las tipo LVA1 de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., en postes de 11.5 metros de altura, teniéndose las siguientes distancias entre conductores, y entre conductores y tierra (Fig. N<sup>o</sup> 3.4) donde:

HA =	Distancia fase A al suelo	=	9,6 m.
HB =	Distancia fase B al suelo	=	10,1 m.
HC =	Distancia fase C al suelo	=	9,6 m.
HA-B =	Distancia fase A a fase B	=	0,8 m.
HA-C =	Distancia fase A fase C.	=	1,6 m.
HA-N =	Distancia fase A a neutro	=	0,72m.

### 5. DISTANCIAS GEOMETRICAS ENTRE CONDUCTORES (DMG)

$$DMG = \sqrt[3]{d(A-B) \times d(A-C) \times d(B-C)} \text{ (cm)} \quad (\text{Ref. 3}) \quad (3.4)$$

$$DMG = 108,577 \text{ cm.}$$

## 6. RADIO MEDIO GEOMETRICO (RMG)

$$\text{RMG} = f \times a \text{ (cm)} \quad (\text{Ref. 3})$$

DONDE:

$$f = 0.726$$

$f$  = factor determinado por el número de hilos, radio y permeabilidad (Ref. 26).

$a$  = 1/2 del diámetro exterior del conductor (cm)

## 7. RESISTIVIDAD DEL SUELO (RHO)

Debido a que la resistividad de la tierra es un valor variable dependiente de la calidad del suelo, deberá ser determinado por para caso particular, de acuerdo a la Tabla N° 3.3. (Ref. 3).

## 3.4.4 RESULTADOS

## 3.4.4.1 CORRIENTES SIMÉTRICAS

Como resultado de la aplicación del programa digital se obtienen las máximas y mínimas corrientes de falla para condiciones en estado estable, esto es, cuando toda transiente inicial ha desaparecido lo que se obtiene mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones de falla:

FALLA TRIFÁSICA.

$$I = \left| \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \right| \quad (\text{A}) \quad (3.5)$$

FALLA FASE - FASE

$$I = \frac{+}{-} \left| \frac{J \sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \right| \quad (\text{A}) \quad (3.6)$$

FALLA FASE - TIERRA

$$I = \left| \frac{3 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \right| \quad (A) \quad (3.7)$$

FALLA DOBLE FASE - TIERRA

$$I = \left| \frac{-j \sqrt{3} V_f (Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2)}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2) (Z_0 + 3Z_f)} \right| \quad (A) \quad (3.8)$$

CORRIENTE EN LA FASE NO FALLADA

$$I = \left| \frac{j \sqrt{3} V_f (Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2)}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2) (Z_0 + 3Z_f)} \right| \quad (A) \quad (3.9)$$

DONDE:

I = Corriente de falla en Amperios RMS

V<sub>f</sub> = Tensión fase - neutro en voltios

Z<sub>1</sub> = Impedancia de secuencia positiva, en ohms.

Z<sub>2</sub> = Impedancia de secuencia negativa, en ohms.

Z<sub>0</sub> = Impedancia de secuencia cero, en ohms.

Z<sub>f</sub> = Impedancia de falla, en ohms.

a = Operador cuyo valor es  $1 \angle 120^\circ$

#### 3.4.4.2 CORRIENTES ASIMÉTRICAS DE FALLA

Dado que las ecuaciones del ítem 3.4.4.1. nos permiten conocer los valores RMS de las corrientes de falla, lo que ocurre después de 3 o 4 ciclos de su iniciación se requieren conocer los valores de la corriente asimétrica que es la que somete a esfuerzos térmicos y magnéticos a los diferentes componentes de las instalaciones, y es la que básicamente determinará

los conductores a emplearse por su capacidad térmica. (Ref.23)

Para calcular la corriente asimétrica realizamos el siguiente procedimiento (Ref. 1,8)

- (a) Para cada tipo de falla obtenemos la impedancia equivalente.

Falla Trifásica

$$Z_{eq} = Z_1 + Z_f \quad (\text{ohmios}) \quad ( 3.10 )$$

Falla Fase-Fase

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 + Z_2 + Z_f}{\sqrt{3}} \quad (\text{ohmios}) \quad ( 3.11 )$$

Falla Fase - Tierra

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}{3} \quad (\text{ohmios}) \quad ( 3.12 )$$

Falla doble fase - tierra

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}{\sqrt{3} (Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2)} \quad (\text{ohmios}) \quad ( 3.13 )$$

Fase no fallada.

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}{\sqrt{3} (Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2)} \quad (\text{ohmios}) \quad ( 3.14 )$$

- (b) obtención del valor X/R de la siguiente relación:

$$\frac{X}{R} = \frac{jX}{R} \quad ( 3.15 )$$

- (c) De la Fig. N° 3.5 en la cual tenemos los valores X/R en el eje horizontal, podemos obtener los valores I ASIMETRICA / I SIMETRICA, en el eje vertical, y de la relación:

$$\frac{I \text{ ASIM}}{I \text{ SIM}} = \frac{X}{R} \quad ( 3.16 )$$

Obtenemos el valor de I ASIM.

$$I \text{ ASIM} = I \text{ SIM} \cdot \frac{X}{R} \quad ( 3.17 )$$

TABLA N° 3.2

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR ALEACIONDE ALUMINIO 5005 DE CABLEC7 HILOS

CODIGO CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR				
	ALUMINIO AWG	SECCION mm <sup>2</sup>	RESISTENCIA 50°C ( $\Omega$ /cm)	DIAMETRO cm	CAPACIDAD A
1	4	21	1.7191		130
2	2	34	1.0814	0,741	175
3	1/0	54	0.6805	0.934	235
4	2/0	68	0.5395	1.051	275
5	3/0	85	0.4276	1.275	320
6	4/0	107	0.3393	1.430	340

TABLA N° 3.3

RESISTIVIDAD DEL SUELO

CIRCUITO DE RETORNO	ohmios/metro <sup>3</sup>
AGUA DE MAR	10
TERRENO ARCILLOSO	100
TERRENO SECO	1000



# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

Forma 06 02 14.00

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

GRAMA TESIS DE GRADO DISEÑADO PAGINA DE  
 FLUJO DE CARGA VERIFICADO FECHA

NOMBRE DE LA EMPRESA

IDENTIFICACION DEL ALIMENTADOR PRIMARIO

TARJETAS DE COMENTARIOS

CTOR DE TENC	NO	DEMANDA DEL CIRCUITO			VOLTASE		TP1	TP2
		FASE A	FASE B	FASE C	KV			

TARJETAS DE VALORES PARA R y X (SEGUN CODIGO DE CONDUCTORES 2.4.2.2. TESIS ING MANUEL BUEDA, APLICADAS AL SISTEMA EN ESTUDIO)

DESCRIPCION	PUNTO	TRANSFORMADORES CONECTADOS			FACT. DEMAN.	DEMANDA MEDIDA			CAPACIT. KVAR	DISTANCIA		# FASES	AL	CU	CODIGO CONDUCTOR PRIMARIO TERMINAL	FACTOR ESCALA	FACT. CREC. 1	FACT. CREC. 2
		FASE A	FASE B	FASE C		FASE A	FASE B	FASE C		MT	CM							

SI SE DESEA ANALIZAR POR CIRCUITO UTILIZAR ESPACIOS CORRESPONDIENTES A FASE A.

NC: 1 ESTUDIO POR CIRCUITO  
 3 ESTUDIO POR FASE

CUADRO Nº 3.1  
CALCULO DE CAIDA DE TENSION

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO TESIS DE GRADO DISEÑADO \_\_\_\_\_ PAGINA \_\_\_\_\_ DE \_\_\_\_\_  
 PROGRAMA IMPEDANCIA DE SECUENCIA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS VERIFICADO FECHA \_\_\_\_\_

FORMATOS DE ENTRADA														
NOMBRE DE LA EMPRESA														
IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO														
ND	N SECC	ISU												
I3	I3	I3												
SI SE DESEA TRABAJAR EN EL SISTEMA INGLES PONER UN (1) COLUMNA 9														
NUMERO DE SECCIONES DE LINEA														
NUMERO DE LINEAS														
F/N	LINEA NO	CIRCUIT TIPO	CONDUCT. MATL	CONDUCT. CALIBRE	HEBR	(Ω/MILLA) RESISTENCL	(PIES) GMR	(PULSADAS) DIAM Ø	(METROS) HA/HN	(METROS) HB	(METROS) HC	(METROS) HA-B/H-A-N	(METROS) H-A-C	(g/m <sup>3</sup> ) RHO
4A1	I2	I2	4A1	4A1	I2	F7.0	F8.0	F6.0	F6.0	F6.0	F6.0	F6.0	F6.0	F6.0
NUMERO DE HEBRAS CALIBRE DEL CONDUCTOR MATERIAL TIPO DE CIRCUITOS NUMERO DE LINEA SI ES FASE O NEUTRO														
COMIENZO	FIN	NL	LONGITUD											
I5	I5	I3	F7.0											
LONGITUD EN METROS (SISTEMA INGLES EN PIES) NUMERO DE LINEA A QUE CORRESPONDE DICHA SECCION NODO FINAL DE LA SECCION NODO INICIAL DE LA SECCION														
TARJETA DE CARACTERISTICAS PARA FORMATO VARIABLE DE ESCRITURA														

CUADRO Nº 3.2

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO: TESIS DE GRADO DISEÑADO: \_\_\_\_\_ PAGINA: \_\_\_\_\_ DE: \_\_\_\_\_  
 PROGRAMA: CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA VERIFICADO: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

PROGRAMA C CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA PARA CIRCUITOS PRIMARIOS RADIALES

NOMBRE DE LA EMPRESA \_\_\_\_\_

IDENTIFICACION DEL CIRCUITO PRIMARIO \_\_\_\_\_

FECHA \_\_\_\_\_

VALORES R-Y DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA FUENTE PARA MAXIMA Y MINIMA GENERACION (Ω)

ZS1M		ZS2M		ZS01M		ZS02M		ZS03M	
R	X	R	X	R	X	R	X	R	X
ZS1N		ZS2N		ZS01N		ZS02N		ZS03N	
R	X	R	X	R	X	R	X	R	X

VALORES DE IMPEDANCIA DE FALLA (OHMS)

ZF3F		ZFLL		ZFLL6		ZFLL6	
R	X	R	X	R	X	R	X

(TODOS LOS VALORES ANTERIORES ENTRAN CON FORMATO FB.0)

VALORES DE VOLTAJE

VF (FB.0)  $\frac{TS}{(TS)}$

0 NO EXISTEN DATOS DE PERFIL DE VOLTAJE

1 SI EXISTEN DATOS DE PERFIL DE VOLTAJE

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA \_\_\_\_\_

SI EXISTEN DATOS DE PERFIL DE VOLTAJE, ESTOS ENTRAN CON FORMATO F10.0 EN EL MISMO ORDEN EN QUE SE ENCUENTRAN NUMERADOS LOS NODOS TERMINALES PARA CADA SECCION DE LINEA

TARJETA DE CARACTERISTICAS PARA FORMATO VARIABLE DE ESCRITURA.

CUADRO Nº 3.3

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA

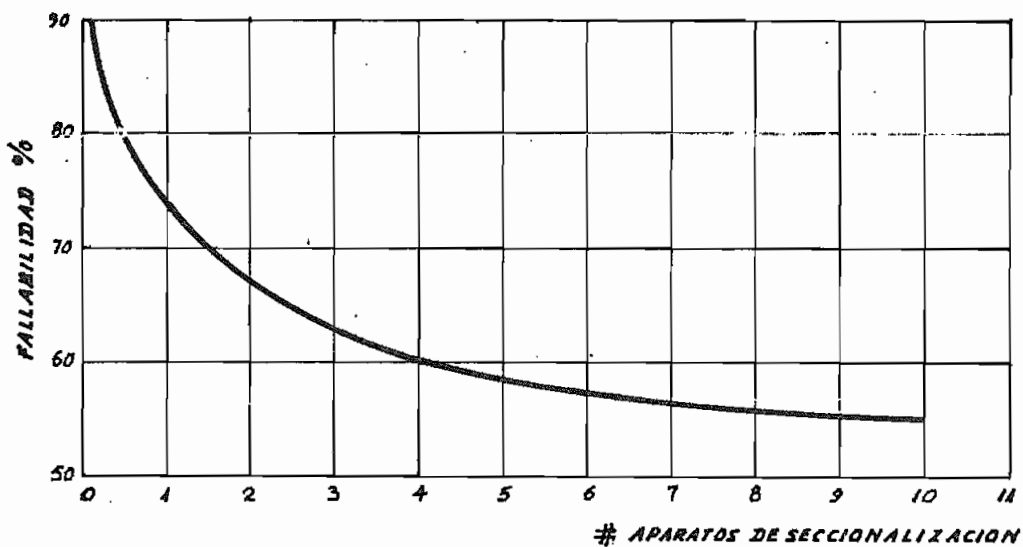


FIGURA N<sup>o</sup> 3.1

FALLABILIDAD VERSUS NUMERO DE APARATOS DE SECCIONALIZACION

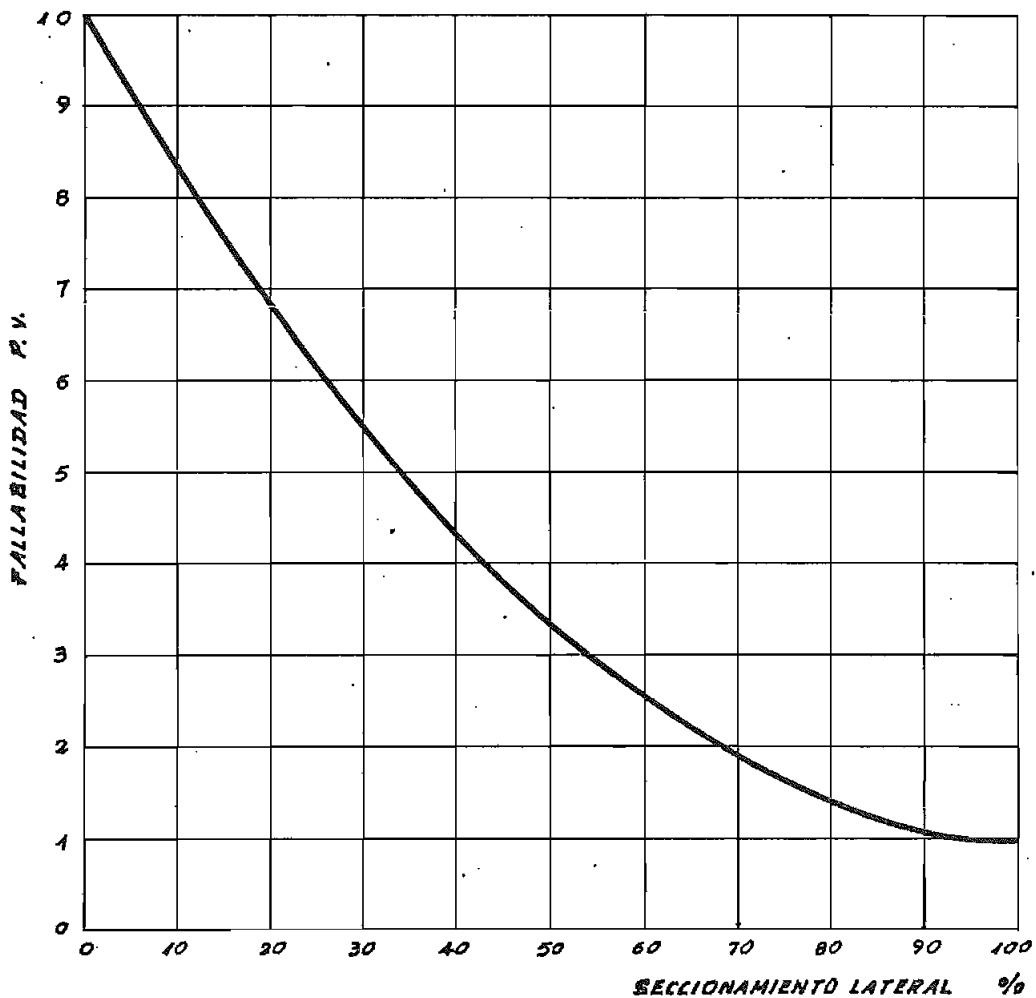


FIGURA N° 3.2

FALLABILIDAD VERSUS SECCIONAMIENTO LATERAL

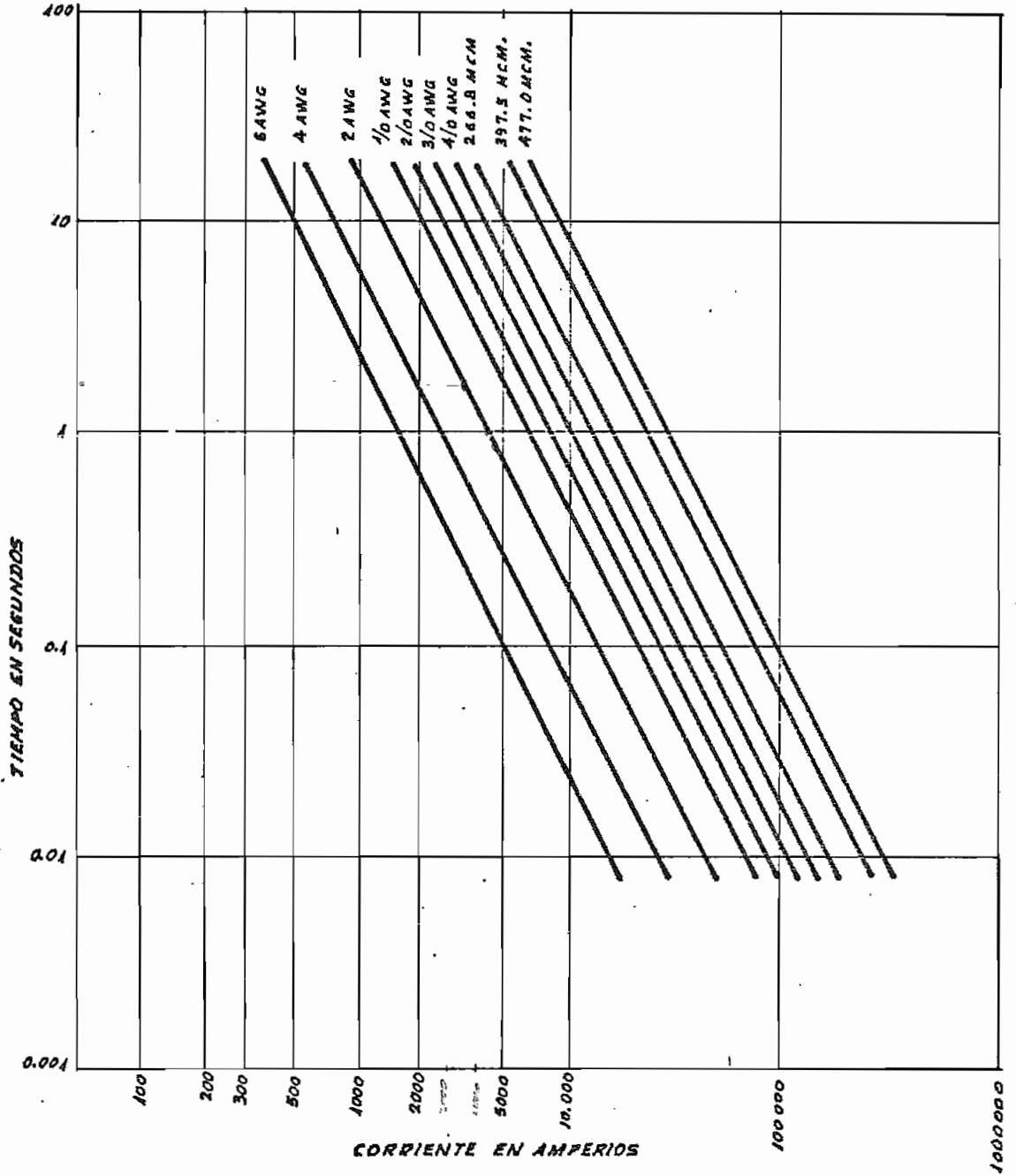
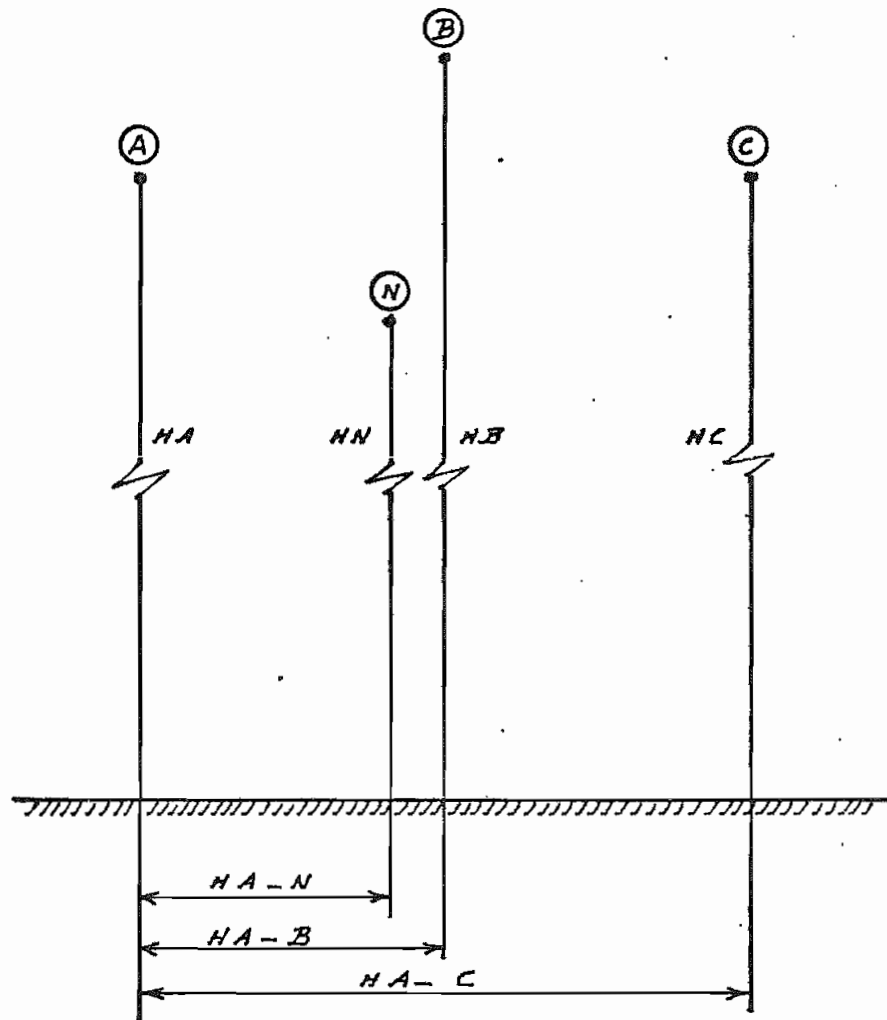


FIGURA N° 3.3

LIMITE TERMICO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO



$HA = 9.6 \text{ m.}$   
 $HB = 10.1 \text{ m.}$   
 $HC = 9.6 \text{ m.}$

$HA-B = 0.8 \text{ m.}$   
 $HA-C = 1.6 \text{ m.}$   
 $HA-N = 0.72 \text{ m.}$

FIGURA N° 3.4

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y ENTRE CONDUCTORES Y TIERRA

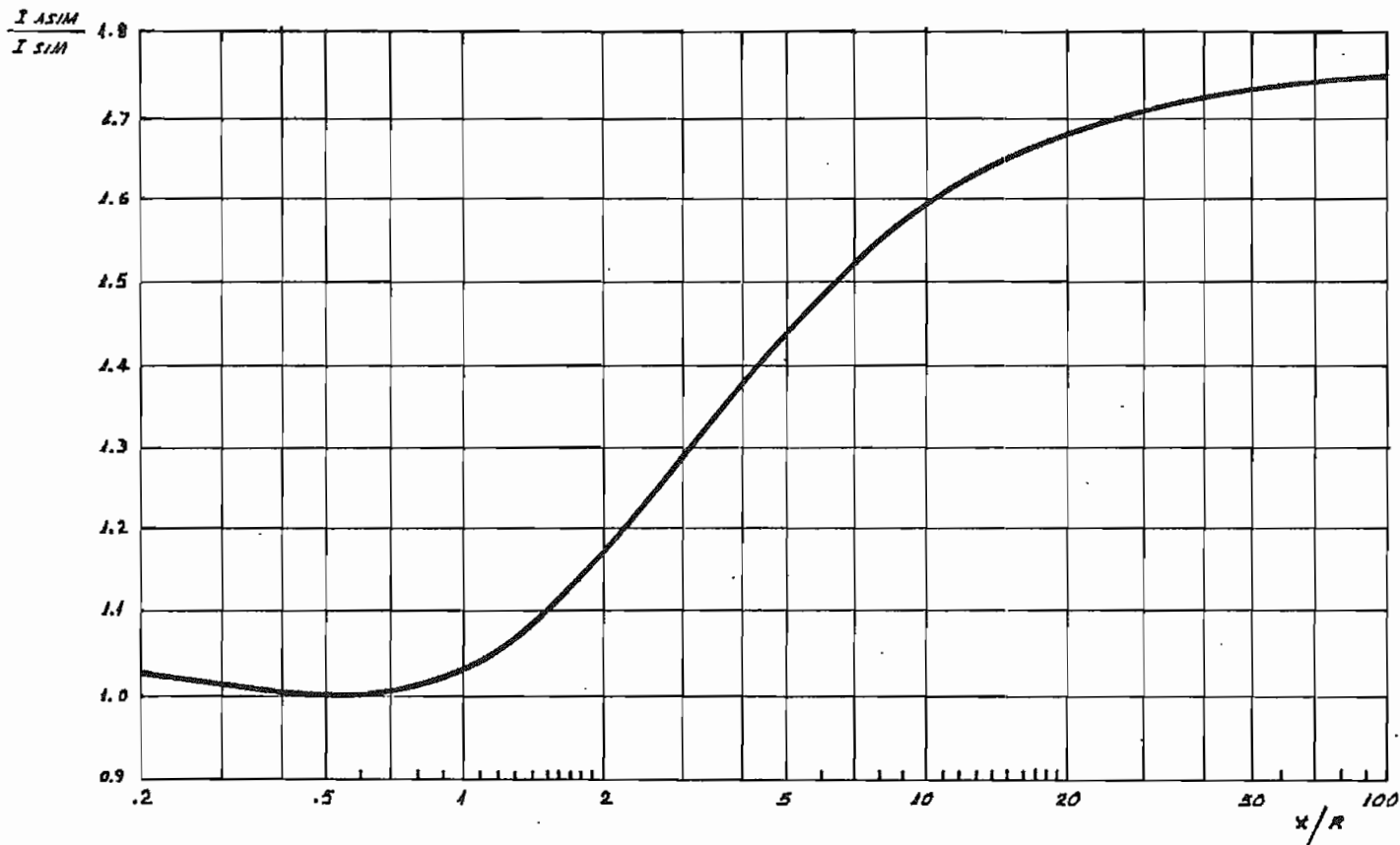


FIGURA N<sup>o</sup> 3.5

VALORES DE I ASIM. / I SIM. VERSUS X/R



### 3.5. DISPOSITIVOS DE PROTECCION

#### 3.5.1 DESCRIPCION.

Dado que el propósito del presente estudio es la protección - contra sobre corrientes de circuitos primarios radiales de distribución, a continuación se detallan los principales dispositivos existentes para tal objeto, puesto que el conocimiento de los mismos permitirá su correcta especificación y utilización además de una adecuada coordinación entre ellos.

##### 3.5.1.1 FUSIBLE.

Es un elemento que realiza la función de interruptor cuando atravieza por él una sobrecorriente de cierta magnitud fundiéndose en un tiempo inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla. Se dividen en tres categorías: (Ref.8)

- a) Valores preferidos, que son los que usualmente se encuentran en el mercado y tienen las siguientes capacidades: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140 y 200 Amp.
- b) Valores no preferidos, que son poco comunes y por consiguiente no se los consigue fácilmente, siendo sus capacidades: 8, 12, 20, 30, 50 y 80 Amp.
- c) Valores bajo 6 amperios, de: 1, 2, 3, 5 Amp.

Los fusibles de valores superiores a 6 amperios, han sido divididos en dos tipos; los rápidos, designados con la letra "K" y los lentos con la "T", diferenciándose por su rango de velocidad, que se la define como la razón entre las corrientes de

fusión para 0.1 y 300 segundos, para fusibles de hasta 100 Amp. y entre 0.1 y 600 segundos, para los que sobrepasan los 100 Amp.

Cada elemento fusible tiene dos curvas tiempo-corriente características:

- La de mínimo tiempo de fusión que corresponde al tiempo entre la iniciación de la corriente de falla y la iniciación del arco (Fig. N<sup>o</sup> 3.6)
- La de máximo tiempo de despeje, que es el tiempo comprendido entre la iniciación de la falla y la extinción total del arco (Fig. N<sup>o</sup> 3.7)

Otra característica importante de los fusibles es su capacidad continua de corriente, la misma que para los tipos T y K es aproximadamente el 150% de su valor nominal, para elementos de otros tipos como el H y N, la capacidad es el 100 por ciento de su valor nominal, de acuerdo a lo señalado en la Tabla N<sup>o</sup> 3.4. (Ref. 8.28)

#### 3.5.1.2 RECONECTADOR

Es un interruptor de corriente de falla, diseñado esencialmente para ser aplicado en sistemas aéreos de distribución radial, que se caracteriza por su capacidad de interrumpir el flujo de corriente cuando se produce una falla y luego de un tiempo predeterminado cerrar automáticamente sus contactos para volver a energizar la línea, pudiendo repetir esta operación hasta tres veces, para luego abrir definitivamente a la

cuarta operación, si la falla subsiste, teniendo luego que se deberá accionar manualmente, una vez reparada la falla, para restablecer el servicio.

Los reconectores tienen un grupo de curvas tiempo- corriente, rápidas y demoradas, representadas por el tiempo total requerido para eliminar una falla, dentro de su rango de corriente, operan en una curva a la vez, pero pueden transferir su operación de rápida a lenta de acuerdo a un ajuste establecido, estas curvas comienzan normalmente al 200 % del valor de su corriente nominal y terminan con los valores máximos de su capacidad interruptiva. (Fig. 3.8)

El reconector por lo tanto, tiene cuatro operaciones y una doble característica de disparo, pudiendo realizarse ajustes para que las realice a lo largo de una misma curva, rápida o demorada o realizarse combinaciones de tal forma que al producirse una falla, primero abre el circuito en unas pocas centésimas de segundo, cerrando luego de un tiempo predeterminado que va de 0.5 a 2 segundos, para luego de una, dos o tres operaciones rápidas, según este graduado, cambiar a una curva de disparo lenta, permitiendo el despeje de la falla más persistente y la coordinación con otros equipos de protección.

Se clasifican en tres grupos: Tabla N° 3.5.

- Según el tipo de control, hidráulico o electrónico
- Según el medio de interrupción, aceite, aire o vacío
- Según el número de polos, monofásico o trifásico.

### 3.5.1.3 SECCIONALIZADOR

Es básicamente un interruptor trifásico o monofásico en aceite, de aspecto muy similar al de un reconectador, no tiene curvas características, no sirve para interrumpir la corriente de falla, pero sí para cortar la corriente de carga normal de un circuito, lo que permite se lo pueda usar como interruptor de carga para seccionalizar una línea.

Se clasifican en:

hidráulicos, con una capacidad continua que va de 5 a 200 amperios y un rango de voltaje de 2.4 KV. a 14.4 KV.

Electrónicos, con una capacidad continua de 400 A y 600 A. y un rango de voltaje de 14.4 KV a 34.5 KV. Tabla N<sup>o</sup> 3.6

Con el fin de ampliar su campo de aplicación, pueden ser equipados con los siguientes accesorios:

- De restricción de voltaje, hidráulicos o electrónicos
- De restricción de corriente, hidráulicos o electrónicos
- De falla a tierra, electrónicos
- De reposición de control de tiempo, electrónicos,

(Ref. 17.)

### 3.5.1.4. DISYUNTOR

Es un dispositivo utilizado normalmente en la subestación de distribución, para proteger alimentadores con cargas relativamente grandes, se caracteriza por su capacidad de realizar la operación de apertura o cierre de un circuito, ya sea con carga o bajo condiciones de falla, la cual es mucho mayor que

de un reconectador. Se tienen los siguientes tipos: En acei  
te, neumáticos y en vacío.

Los interruptores en aceite se clasifican en tres grupos:

- De gran volumen de aceite
- De gran volumen de aceite con cámara de extinción.
- De pequeño volumen de aceite (Ref. 14)

Es un dispositivo, que no opera por si mismo, sino, que está  
comandado por un relé, que es el que detecta la falla a tra-  
vez de un transformador de corriente y hace cerrar los contaco  
tos de otro circuito que a su vez hace operar al Disyuntor.

Por consiguiente para obtener protección en la línea y coordin  
nación con otros dispositivos, es necesario tener en cuenta  
además de las características del Disyuntor, las característica  
cas tiempo - corriente del relé, las mismas que se asemejan a  
las de máximo tiempo de despeje de los fusibles, según se in-  
dica en la Fig. 3.9

### 3.5.2. FACTORES DE SELECCION.

Para especificar los diferentes dispositivos de protección a  
emplearse en el sistema, una vez que se ha decidido la utili-  
zación de uno de los señalados en el item anterior, deben cons  
siderarse los siguientes factores:

#### 3.5.2.1. NIVEL DE AISLAMIENTO

- TENSION NOMINAL. Valor de la tensión que sirve para design  
nar el equipo y se refiere a las condiciones de funcionamient

to, en caso de apertura o cierre de la corriente, teniéndose las siguientes tensiones nominales:

- Tensión máxima de diseño, que corresponde a la tensión nominal más elevada de la red para la cual se ha previsto el aparato en servicio nominal y que para el caso de la EEQSA. referido al sistema 14.4/24.9 GRDY KV. tiene un valor de 24 KV., exceptuando los seccionadores fusibles que se especifican para una tensión de 15/27 KV.
- Tensión mínima que corresponde a la tensión nominal de servicio de la red y que tiene un valor de 23 KV.
- TENSION DE PRUEBA DE IMPULSO (BIL).- característica propia del equipo, dada por su fabricante y que tendrá un valor de 125 KV para los portafusibles seccionadores y de 150 para los demás equipos (Ref.20).

#### 3.4.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE

- CORRIENTE NOMINAL.- corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones normales de utilización.
- SOBRECARGA.- Valores de sobre corriente que el aparato puede soportar en servicio continuo dependiendo de su duración. Los calentamientos en servicio continuo deben ser tomados en cuenta en las características del equipo, ya que dependen de la temperatura ambiente, frecuencia de maniobra, etc.
- CAPACIDAD DE RUPTURA.- que se define como la mayor intensidad de corriente que el dispositivo es capaz de cortar,

debiendo distinguirse:

- . Corte en condiciones normales de carga y que corresponde al empleo de interruptores, reconectores, seccionadores, para corte de carga de redes, transformadores, motores, condensadores, líneas en vacío y que se requiere especificar para la determinación del equipo.
- . Corte en condiciones anormales que se presentan en casos de cortocircuitos para lo cual debe considerarse que el dispositivo debe tener una capacidad igual o mayor que la máxima corriente de falla en el punto de aplicación y además poder sentir la mínima corriente de falla en su zona de protección.

- PODER DE CONEXION.- Es la mayor corriente que el aparato es capaz de cerrar a una temperatura dada y al igual que la capacidad de ruptura pueden señalarse conexiones en condiciones normales de servicio y en casos de cortocircuito.
- SOBRE INTENSIDADES ADMISIBLES. Mientras que el poder de ruptura interesa básicamente a los disyuntores y reconectores, las sobre intensidades interesan a todos los aparatos de corte y definen su comportamiento en caso de cortocircuito a dos tipos de esfuerzos:
  - Calentamiento suplementario de las partes conductoras recorridas por la corriente de cortocircuito y que es función de su valor eficaz y del tiempo de duración.
  - Esfuerzos electrodinámicos producidos tanto en los diferentes polos afectados por el cortocircuito, como

entre los diferentes elementos del mismo polo.

Las sobrecorrientes admisibles que un aparato puede soportar en un corto circuito sin sufrir deterioros entre los diferentes elementos de un mismo polo, están dados por:

- . El valor eficaz de la corriente de cortocircuito expresado en amperios y que el aparato puede soportar durante un segundo, a la frecuencia nominal; y,
- . La amplitud máxima de la corriente en amperios que el aparato puede soportar en el cortocircuito. (Ref.10)

Todos los elementos de interrupción de corrientes de falla de acuerdo a las normas de la EEQ.SA., deberán ser especificadas para los siguientes valores:

Corriente simétrica, eficaz, 5000 Amp.

Corriente asimétrica, eficaz, 8000 Amp.

### 3.5.2.3. CURVAS TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIAS DE OPERACION.

Una vez definidos los requerimientos de voltajes y corrientes que deben soportar los diferentes dispositivos y puesto que éstos no deben ser instalados en forma aislada para un determinado tramo de circuito, sino que, para cumplir adecuadamente su función deben ser seleccionados para permitir la coordinación de la protección con otros dispositivos para lo cual se debe tomar en cuenta sus respectivas curvas tiempo-corriente y secuencias de operación, debiendo señalarse que:

- . Los seccionalizadores, no tienen curvas de operación.



- . Los fusibles, no tienen secuencia de operación puesto que sirven únicamente para producir corte en la línea.
- . Los Disyuntores no operan por si mismos, por lo tanto deberá para este caso realizarse un análisis particular de su relé de sobre corriente que es el que lo comandará.

#### 3.5.2.4. CONDICIONES LOCALES.

Dado que la aplicación de los diferentes dispositivos debe hacerse en función de todo el sistema para el cual se realice - el estudio de protecciones, deberá considerarse además para una correcta selección del equipo: la seguridad de operación, dependiendo de la confiabilidad que se requiera, el aspecto e conómico y la localización de los dispositivos.

#### 3.5.3. UTILIZACION.

Los dispositivos de protección y seccionamiento deben ser seleccionados con el propósito de asegurar una adecuada protección a los equipos principales y permitir la operación y el mantenimiento de la instalación además de modificaciones y ampliaciones futuras, limitando razonablemente la sección de red que eventualmente saldría de servicio a causa de una falla, para lo cual se requiere del conocimiento de las características del sistema y del equipo a ser protegido, tomándose en cuenta los siguientes factores: (Ref. 17)

- . Corriente normal, sobrecorrientes del circuito, capacidad

del equipo y la línea para soportar sobrecarga.

- . Corrientes transitorias como las de arranque de motores, las de magnetización de transformadores, efectos de capacitores en la línea y las producidas por rayos.
- . El límite térmico de los conductores
- . La importancia del equipo a ser protegido, respecto a la continuidad de servicio y
- . La coordinación con otros equipos de protección.

#### 3.5.3.1 FUSIBLE

Se los utiliza básicamente para la protección de equipos como transformadores de distribución y bancos de capacitores y en la protección de líneas con el propósito de disponer de elementos de corte y protección escalonados en función de la configuración de la red, en ramales principales, en derivaciones del ramal principal y en general en las instalaciones donde la posible corriente de falla es baja.

Los elementos que se usan básicamente con fusibles, en el seccionamiento y protección de líneas y redes contra sobrecorrientes son:

- Seccionador fusible unipolar de seccionamiento manual sin corriente de carga que admite unicamente cortes de corrientes de valor limitado como las de magnetización de los transformadores de distribución.
- Seccionador fusible unipolar para operación con carga.- Para su aplicación, deben tomarse en cuenta ciertos efectos

de operaciones variables tales como:

Temperatura ambiente.- Se considera que la temperatura normal de funcionamiento de los elementos fusibles se encuentra en un rango de 20°C a 30°C, teniéndose que las curvas tiempo-corriente dadas por los fabricantes, se han determinado para esta variación, ocurriendo que cuando aumenta la temperatura ambiente, disminuye el tiempo de fusión y cuando disminuye la temperatura ambiente, aumenta el tiempo de fusión de los fusibles.

- Calor de fusión.- El calor adicional para llegar a la fusión del elemento es siempre el mismo, pero puede ocurrir que una corriente de falla de corta duración lo funda parcialmente, ocasionando que se reduzcan las características tiempo-fusión.

Sobre carga.- Que es el calentamiento producido por una corriente de sobre carga y que dependiendo de su magnitud y duración puede producir pérdida de sus características iniciales, reduciendo el tiempo de fusión del fusible, para los valores de corriente de falla.

Todos estos factores, no afectan mayormente en la selección de la capacidad del fusible a menos que la temperatura exceda los 50°C por largos períodos de tiempo, pero son importantes para la coordinación entre estos elementos.

### 3.5.3.2 RECONECTADOR.

- En el alimentador primario dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, pudiendo ubicarse otros reco

nectadores en serie, para lo cual deben buscarse puntos lógicos de seccionamiento de tal forma que se limite al máximo el área que quedaría sin servicio en caso de una falla permanente.

- En el origen de ramales de importancia en cuanto a carga y longitud, para no perjudicar el servicio continuo en el primario cuando se produzca una falla permanente en el ramal.
- En lugares de difícil acceso para el personal de mantenimiento.
- En sectores muy expuestos a efectos de rayos
- En zonas en las que existan muchos árboles y elementos peligrosos cerca de las líneas.

Por supuesto, la decisión definitiva para la utilización de un reconectador depende del nivel de protección que se desear a una línea en base a un análisis económico que justifique el costo de inversión inicial del equipo, frente al costo por concepto de mantenimiento y venta de energía.

Otro factor importante que determina su utilización es que además de la protección de los equipos, debe procurarse una protección adecuada al conductor, de tal forma que éste no llegue a quemarse y por este efecto a fundirse cuando ocurre una falla, esto puede conseguirse con reconectadores que poseen tiempos rápidos de despeje que están en el orden de  $2\frac{1}{2}$  ciclos o menos.

### 3.5.3.3 SECCIONALIZADOR

Se lo instala en serie, a una distancia remota de un reconectador y sobre el lado de la carga, no existe interconexión me  
cánica o eléctrica entre ambos, abre sus contactos siempre so  
bre un circuito desenergizado luego de una, dos o tres in-  
terrupciones del reconectador, permitiendo de esta forma que  
una sección de línea con falla permanente pueda ser aislada  
sin que se provoque la apertura definitiva del reconectador  
de respaldo.

Para su correcta utilización es necesario realizar las si-  
guientes consideraciones:

- Debe utilizarse en serie con un reconectador automático y  
hacia el lado de la carga.
- El reconectador de respaldo debe ser capaz de percibir la  
mínima corriente de falla en cualquier parte de la zona de  
protección del seccionalizador.
- La corriente mínima de falla en su zona de protección debe  
ser mayor que la mínima corriente de operación del seccio-  
nalizador.
- No deben excederse los regímenes momentáneos y de corto  
tiempo de los seccionalizadores, esto es, que no puede ser  
utilizado cuando la corriente de falla exceda al valor es-  
pecificado del equipo, sobre todo cuando hayan operaciones  
demoradas del reconectador de respaldo.

#### 3.5.3.4 DISYUNTOR

El Disyuntor o interruptor de potencia, como ya se indicó anteriormente, está ubicado en la subestación y es el segundo elemento más importante luego del transformador y sirve esencialmente para protegerlo, se encuentra instalado en el lado secundario, realiza la desconexión del sistema en base a una orden recibida por un relé conectado a través de transformadores de corriente y potencial, el cual actúa sobre la bobina de disparo cuando detecta una variación en las características normales del sistema tales como: voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, etc. debiendo destacarse que la operación de recierre una vez reparada la falla, es generalmente manual.

FUSIBLE TIPO	CAPACIDAD CONTINUA AMP.	OBSERVACIONES
H	1	*se usan únicamente en portafusibles de 100 o 200 amperios.
1	2	
2	3	
3	5	
5	8	
8		+se usan únicamente en portafusibles de 200 Amperios.
N	5	Limitados por el valor de la corriente continua de los seccionadores portafusibles.
8	8	
10	10	
15	15	
20	20	
25	25	
30	30	
40	40	
50	50	
60	60	
75	75	
85	85	
100	100	
125	125	
150	150	
200	200	
K o T	9	
6✓	12	
8	15	
10✓	18	
12	23	
15	30	
20	38	
25	45	
30	60*	
40✓	75*	
50	95	
65	120+	
80	150+	
100	190	
140	200	
200		

TABLA N° 3.4

CAPACIDAD CONTINUA DE CORRIENTE PARA FUSIBLES

TIPO: H, N, K, T.

VOLTAJE AMP.	MAX. I. CONT. AMP.	I. SIMETRIC. A MAX. VOLT. AMP.	TIPO DE RECONECTADOR	
			CONTROL HIDRAULICO	CONTROL ELECTRONICO
MONOFASICOS				
2.4 - 14.4	50	1.250	H	
	100	2.000	4H	
	200	2.000	V4H	
	280	4.000	L	
	560	8.000	D	
24.9	100	2.000	E	
	280	4.000	4E	
34.5	560	8.000	DV	
TRIFASICOS				
2.4 - 14.4	50	1.250	3H	
	100	2.000	6H	
	200	2.000	V6H	
	400	4.000	R	RE
	400	6.000	RX	RXE, VSR
	560	10.000	W	WG
	560	12.000	VW	VWE, VSA, VSAT
	560	16.000		MLE, USML
	1.120	16.000		ME
24.9	560	8.000	WV	WVE
	560	10.000	VWV	VW VE
	560	12.000		MVE
34.5	400	6.000	RV	RVE
	560	16.000		CXE
46	560	10.000		CVE
69	560	8.000		CZE

TABLA N° 3.5

CARACTERÍSTICAS Y CAPACIDADES TÍPICAS DE LOS RECONECTADORES

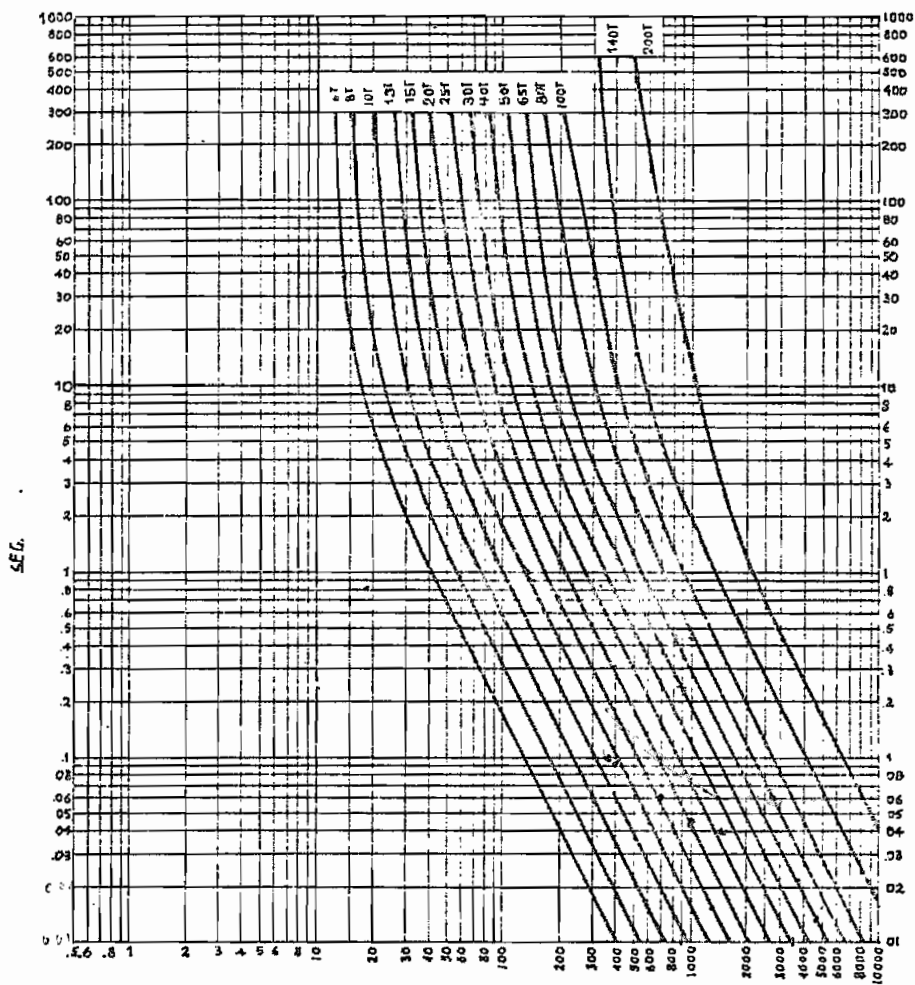


HIDRAULICOS 14.4 KV.

I. CONTI NUA. AMP.	CAP. INTERR. I. CARGA AMP.		I. DE ACTUACION AMP.	1 Ø 95 Ø 125 KV BIL			3 Ø 110 KV BIL				
	VALOR DE LA I DE CORTO TIEMPO										
	I. ASIM. MOMENT. AMP.	1 seg.		10 seg.	I. ASIM. MOMENT. AMP.	1 seg.	10 seg.				
5	1 Ø	3 Ø	8	800	200	60	800	200	60		
10			16	1.600	400	125	1.600	400	125		
15			24	2.400	600	190	2.400	600	190		
25			40	4.000	1.000	325	4.000	1.000	325		
35			56	6.000	1.500	450	6.000	1.500	450		
50			80	6.500	2.000	650	7.000	2.000	650		
70			308	440	112	6.500	3.000	900	8.000	3.000	900
100					160	6.500	4.000	1.250	8.000	4.000	1.250
140					224	6.500	4.000	1.800	8.000	4.000	1.800
160					256				9.000	5.700	2.600
185	296						9.000	5.700	2.600		
200	320						9.000	5.700	2.600		
ELECTRONICOS 3 Ø 14.4 a 34.5 KV - 110 KV BIL				24.9 - 34.5 KV. 150 KV BIL							
400	800	80	15.000	10.000	3.500	15.000	10.000	3.500			
		112									
		160									
		224									
		320									
		448									
640											
600	1.320	80	15.000	10.000	3.500						
		112									
		160									
		224									
		320									
		448									
640											

TABLA N° 3.6

CAPACIDADES TÍPICAS DE LOS SECCIONALIZADORES



A.

FIGURA Nº 3.6

FUSIBLE TIPO T - MINIMO TIEMPO DE FUSION

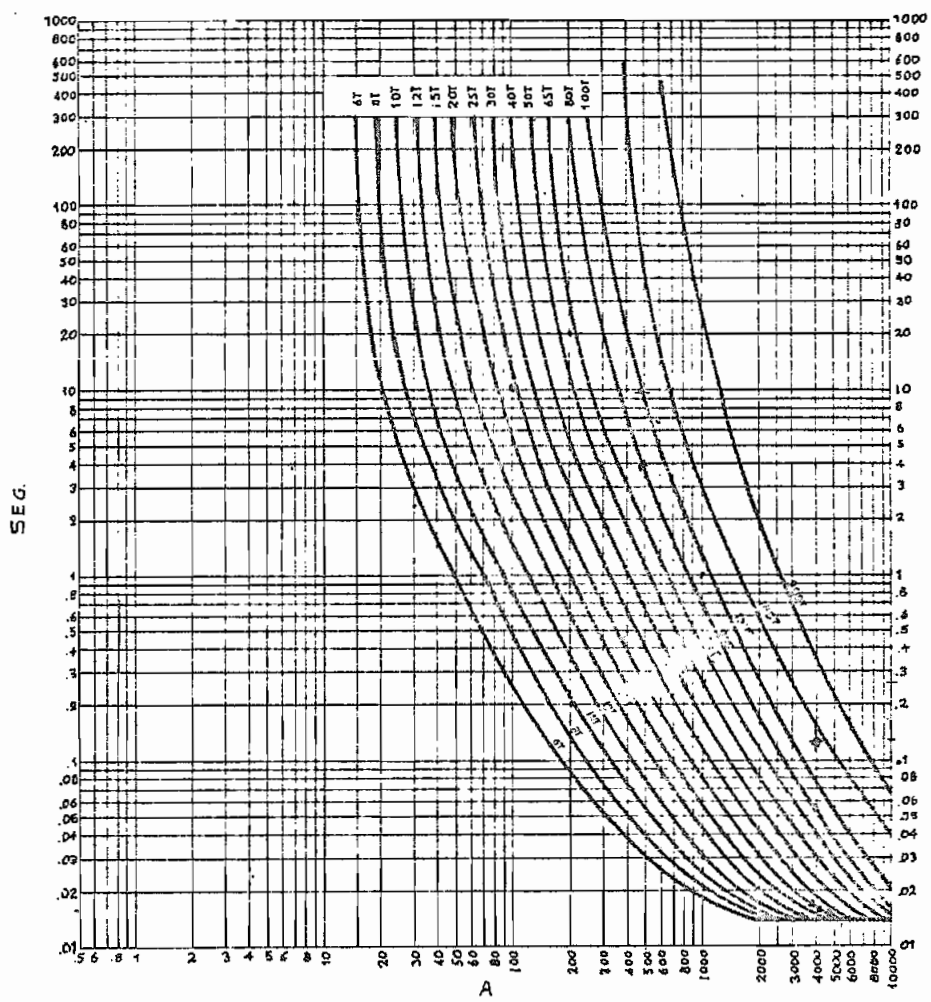


FIGURA N° 3.7

FUSIBLE TIPO T - MAXIMO TIEMPO DE DESPEJE

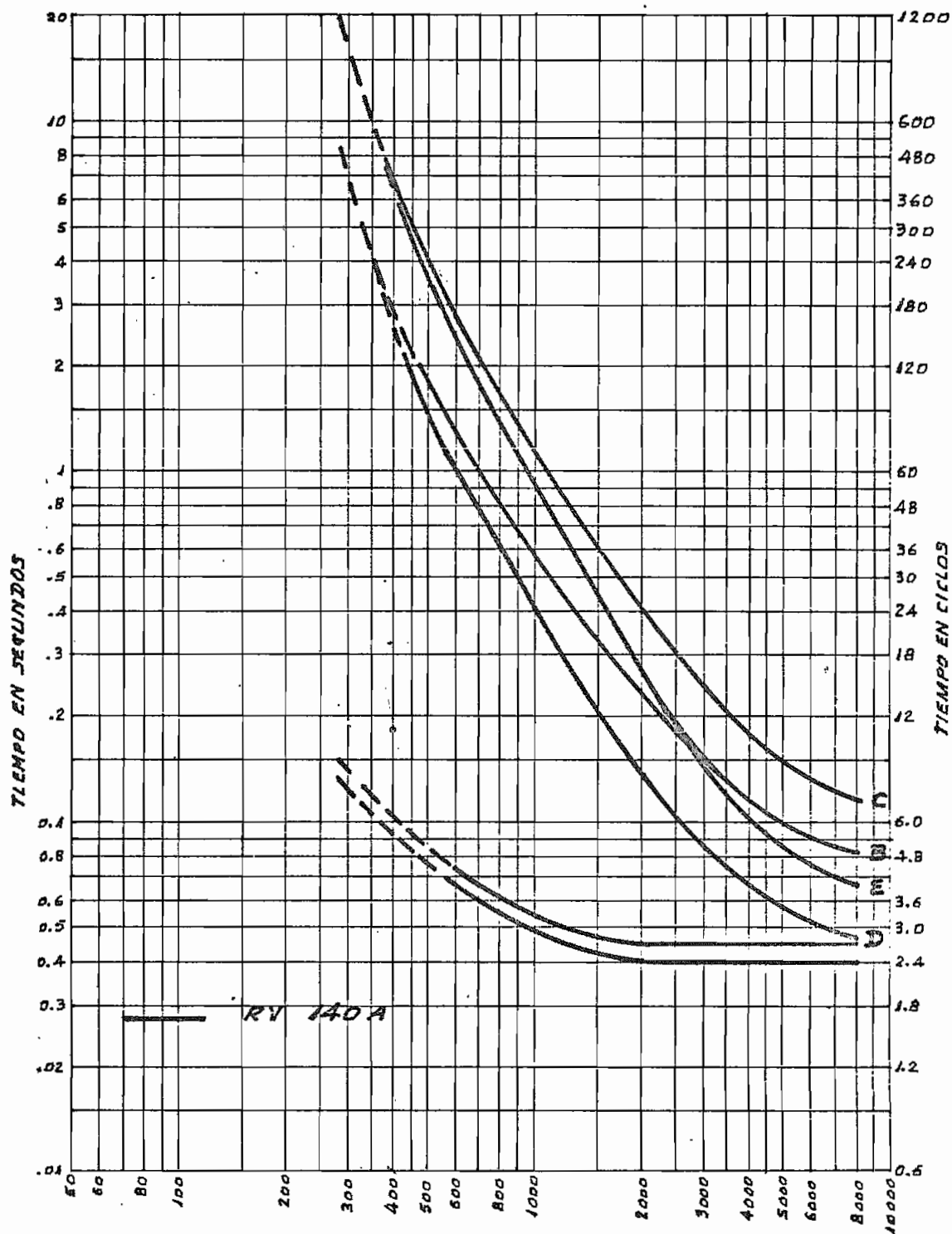


FIGURA N° 3.8

RECONECTADOR - CURVAS TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIAS DE OPERACION

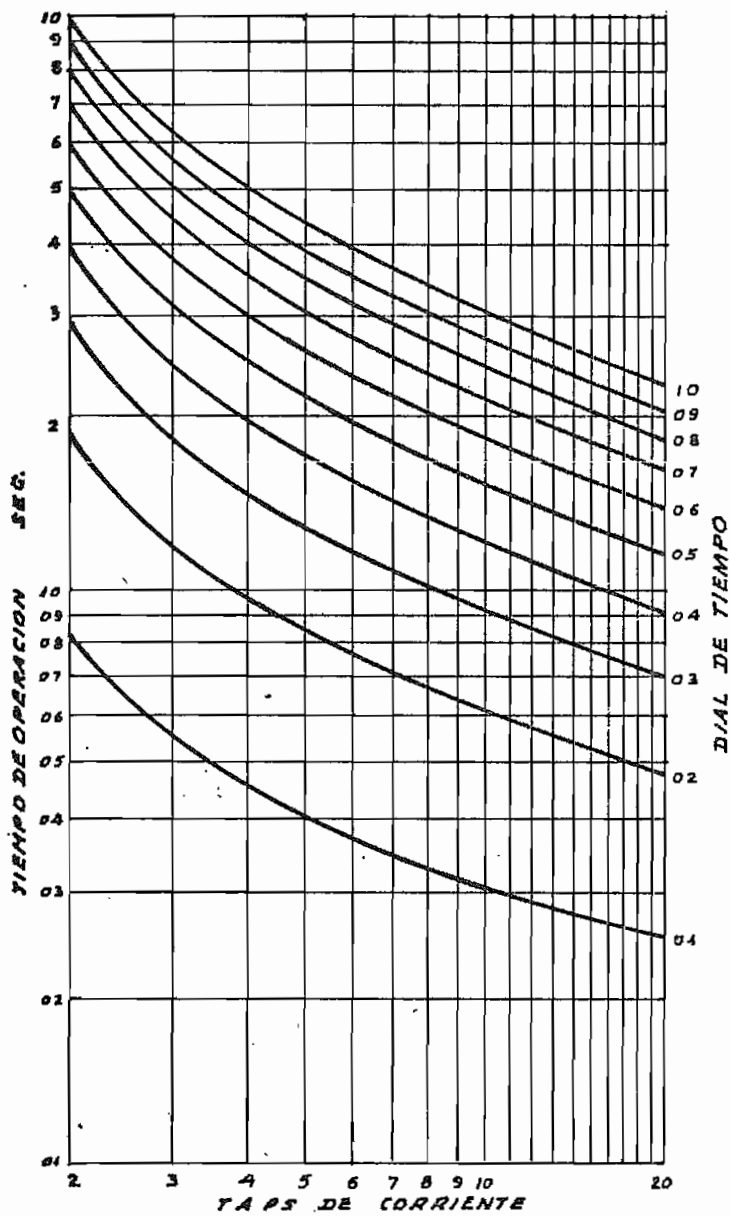


FIGURA N<sup>o</sup> 3.9

RELE CDG 16 CURVAS TIEMPO CORRIENTE

## CAPITULO IV

### COORDINACION DE LA PROTECCION

#### 4.1 PRINCIPIOS BASICOS

La coordinación de la protección contra sobrecorrientes, se define como la utilización correcta de los elementos de protección ubicados en serie en un determinado sistema de distribución, para lo cual a más de las consideraciones señaladas en el Capítulo 3, tendientes a la determinación del equipo más adecuado, debe considerarse que cuando se aplican en un sistema dos o más dispositivos de protección, se define como:

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

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

Para la obtención de una buena coordinación deben tomarse en cuenta:

1. El dispositivo protector debe despejar la falla permanente evitando que opere el dispositivo protegido y cuando ocurre una falla transitoria, en caso de existir un elemento con capacidad de recierre, deberá ser éste el que opere para eliminarla.
2. El sector afectado por una falla permanente, debe ser restringido a una sección lo más pequeña del sistema y por el menor tiempo posible.

El estudio de la coordinación de la protección, requiere además de lo señalado, la correcta comprensión de las curvas características tiempo-corriente de los diferentes dispositivos señalados en el ítem 3.5.1., y de las secuencias de operación para el caso de reconectores.

Las curvas tiempo corriente, consisten en un trazado de tiempo de operación ubicado en el eje vertical, versus corriente, delineada en el eje horizontal de una escala logarítmica para ambos casos, teniéndose que: un fusible convencional tiene una curva mínima de fusión y una de máximo tiempo de despeje, según se puede observar en las Figs. 3.6 y 3.7; un reconector automático de circuito, tiene una familia de curvas características: una rápida con un retraso de tiempo muy pequeño, denominada A; y, un grupo de curvas demoradas denominadas: B, C, D y E según se indicó en la Fig. 3.8.

Por consiguiente, al realizar un estudio de protecciones, debe tenerse en cuenta que una apropiada utilización de los diferentes dispositivos de protección y una correcta coordinación entre ellas, previenen y minimizan los daños que podrían ocasionarse a los equipos y circuitos en caso de una falla procurando un adecuado servicio a los consumidores.

#### 4.2 PROCEDIMIENTOS

##### 4.2.1 COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

Una adecuada coordinación entre elementos fusibles no se la

obtiene únicamente colocándolos en serie con escalas de capacidad descendente, debiendo por lo tanto considerarse ciertas condiciones y procedimientos.

#### 4.2.1.1 CURVAS TIEMPO CORRIENTE

Para obtener coordinación por este método, deberán tenerse en cuenta las siguientes reglas básicas:

- a. El máximo tiempo de despeje del elemento protector no deberá exceder del 75% del mínimo tiempo de fusión del elemento de respaldo, asumiéndose con esto, de acuerdo a recomendaciones de los fabricantes, que el fusible protector pueda interrumpir y despejar la falla antes que el de respaldo sea dañado; este factor, compensa además algunas variables de operación, temperatura ambiente, calor de fusión, etc., lo cual se obtiene cuando para una determinada corriente de falla la curva de máximo tiempo de despeje del fusible protector se encuentra bajo la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.
- b. La máxima corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad continua de corriente del fusible, lográndose una adecuada protección cuando la mínima corriente de fusión a 300 segundos es mayor a la máxima corriente de carga.
- c. Debido a las bajas corrientes de carga comparadas con la gran magnitud de las corrientes de falla, la coordinación se



la realiza tomando en cuenta estas últimas, toda vez que la función principal de los fusibles es la protección al cortocircuito.

#### 4.2.1.2. TABLAS DE COORDINACION.

Un método muy conveniente para la coordinación entre fusibles, es el utilizar tablas de coordinación dadas por los fabricantes y que se basan en los principios de coordinación de las curvas tiempo-corriente (Ref. 8.)

Las tablas N<sup>o</sup> 4.1; 4.2; 4.3; 4.4; establecen un listado de los fusibles protectores, de los protegidos y la máxima corriente de falla para la cual se puede lograr coordinación, requiriéndose al igual que en todos los procedimientos que, los fusibles trabajen dentro de sus valores de capacidad continúa de corriente y que se seleccionen adecuadamente los portafusibles seccionadores.

#### 4.2.1.3 METODO APROXIMADO

Se basa en dos reglas simples para coordinar fusibles del mismo tipo "T" o "K", de valores adyacentes.

- A. Para lograr coordinación entre elementos tipo "K" de valores adyacentes, la corriente de falla debe ser menor o igual a 13 veces al valor del fusible protector.
- B. Para obtener coordinación entre fusibles tipo "T", de valores adyacentes, la corriente de falla debe ser igual o menor que 24 veces, el valor del fusible protector (Ref.4)



TABLA N<sup>o</sup> 4.2

COORDINACION ENTRE FUSIBLE TIP T

FUSIBLE PROTECTOR AMP.	FUSIBLE PROTEGIDO AMP.													
	8 T	10T	12 T	14 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
6 T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10 T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12 T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15 T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20 T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25 T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30 T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40 T										1700	3800	6100	9700	15200
50 T											1750	4400	9700	15200
65 T												2200	9700	15200
80 T													7200	15200
100 T													4000	13800
140 T														7500

TABLA N<sup>o</sup> 4.3

COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO K y H

FUSIBLE PROTECTOR AMP.	FUSIBLE PROTEGIDO AMP.													
	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA													
1 H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

TABLA N<sup>o</sup> 4.4

COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO T y H

FUSIBLE PROTECTOR AMP.	FUSIBLE PROTEGIDO AMP.													
	8 T	10 T	12 T	15 T	20 T	25 T	30 K	40K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA													
1 H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

#### 4.2.2 COORDINACION FUSIBLE RECONECTADOR

Para este sistema tenemos básicamente dos tipos de coordinación:

##### 4.2.2.1 FUSIBLES EN EL LADO DE LA CARGA DEL RECONECTADOR

Para obtener una adecuada coordinación el reconnector debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por ambos elementos, en general se obtiene máxima coordinación ajustando al reconnector para dos operaciones rápidas seguidas de dos demoradas.

La primera operación rápida permite que se despejen entre el 80 y 85% de fallas temporales, la segunda, entre un 5 y 10 % adicional. (Ref.24)

Antes de la tercera operación del reconnector, debe fundirse el elemento fusible, interrumpiendo de esta forma las fallas permanentes.

Se obtiene un menor grado de coordinación con una secuencia de operación rápida, seguida de tres demoradas dado que permite que se despejen de 80 a 85% de fallas transitorias, durante la primera operación. (Ref. 24)

Idealmente, las curvas características del elemento fusible deberán caer entre las curvas rápidas y lentas del reconnector, pero en la práctica, esto no es siempre posible, existiendo puntos de interconexión que proveen un rango de coordinación para todos los valores de corriente entre estos dos puntos, no pudiendo asegurarse una apropiada coordinación para todas las

corrientes de falla fuera de este rango.

Existen dos reglas básicas de coordinación:

- Regla 1.- Para todos los valores de corriente de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible, el tiempo mínimo de fusión de éste, debe ser mayor que el tiempo de despeje rápido del reconectador ajustado por un factor multiplicador denominado "K", cuya magnitud varía con el número de operaciones rápidas y los intervalos de cierre entre operaciones rápidas.

Estos valores de "K", los mismos que se indican en la tabla N<sup>o</sup> 4.5 para intervalos de recierre comprendidos entre 0.5 y 2.0 segundos y secuencias de operación con una o dos operaciones rápidas, son mayores cuando más corto es el tiempo de recierre por cuanto hay menos tiempo para que el elemento fusible se enfríe hasta su temperatura de operación.

Esta regla establece el punto máximo de coordinación, que se define como el valor de corriente en la intersección de la curva de fusión mínima del elemento fusible con la curva de tiempo rápida de despeje del reconectador multiplicada por "K" y denominada curva de referencia. ✓

- Regla 2.- Para todos los valores de corriente de falla en el tramo de línea protegida por el fusible. El tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje demorado del reconectador.

Esta regla, establece el punto mínimo de coordinación, que se define como el valor de corriente en la intersección de la curva de despeje máxima del fusible con el tiempo de despeje mínimo del reconectador en su curva demorada.

Si la curva máxima de despeje del elemento fusible, no se cruza y queda por debajo de la curva demorada del reconectador, el punto mínimo de coordinación está definido por la corriente mínima de corte del reconectador.

#### 4.2.2.2 FUSIBLE DEL LADO DE LA ALIMENTACION

La coordinación se realiza de forma similar que en el caso anterior, debiendo tomarse en cuenta que todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible y considerarse además la secuencia del reconectador y el intervalo de recierre; por cuanto esta configuración se establece generalmente con los fusibles ubicados en el lado primario del transformador, estos sirven para proteger al sistema de una falla interna del transformador de la subestación o de una falla en la barra de alimentación en el lado secundario y que no puede ser detectada por el reconectador. Considerando que la falla ocurrirá en el lado de carga del reconectador, es necesario ajustar los elementos fusibles por la relación de transformación, considerando los voltajes fase-fase del lado de Alta y del lado de Baja.

#### REGLA DE COORDINACION

Para la máxima corriente de falla, el tiempo mínimo de fusión

del elemento fusible, debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva demorada del reconectador multiplicada por un factor "K" que varía con las secuencias de recierre y operación, según se indica en la tabla N° 4.6 y que toman en cuenta el tiempo compuesto de calentamiento y enfriamiento del elemento fusible.

Debe tomarse en cuenta que el elemento fusible, debe ser capaz de soportar la corriente de carga total del transformador y que se fundirá a un porcentaje de ésta, comprendida entre el 200 y 300% en un tiempo de 300 segundos.

Un aspecto muy importante a tomarse en cuenta para mantener la coordinación entre reconectador y fusibles, ubicados a cualquier lado, es que cuando se funda un elemento fusible por causa de una falla permanente, debe ser reemplazado siempre por uno del mismo tipo, capacidad y preferentemente del mismo fabricante.



TIEMPO DE RECIERRE seg.	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	UNA OPERACION RAPIDA	DOS OPERACIONES RAPIDAS	TRES OPERACIONES RAPIDAS
0.5	1.2	1.8	1.8
1.0	1.2	1.35	1.35
1.5	1.2	1.35	1.35
2.0	1.2	1.35	1.35

TABLA N<sup>o</sup> 4.5

FACTOR "K" DE MULTIPLICACION PARA ELEMENTOS FUSIBLES UBICADOS  
DEL ALDO DE LA CARGA

TIEMPO DE RECIERRE seg.	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	DOS OPERACIONES RAPIDAS Y DOS DEMORADAS	UNA OPERACION RAPIDA Y TRES DEMORADAS	CUATRO OPERACIONES DEMORADAS
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

TABLA N<sup>o</sup> 4.6

FACTOR DE MULTIPLICACION "K" PARA ELEMENTOS FUSIBLES UBICADOS DEL  
LADO DE LA ALIMENTACION

#### 4.2.3 COORDINACION RECONECTADOR - RECONECTADOR

Para coordinar reconectadores ubicados en serie debe tomarse en cuenta su sistema de operación, teniéndose los siguientes casos de coordinación:

##### 4.2.3.1 RECONECTADORES HIDRAULICOS

Para coordinar reconectadores hidráulicos, deben estudiarse sus curvas características tiempo-corriente y basarse en la suposición de que sobre una base de 60 ciclos, dos reconectadores en serie con curvas de tiempo a menos de dos ciclos de separación, siempre operarán simultáneamente; con curvas entre dos y doce ciclos de separación pueden operar simultáneamente y con curvas con más de doce ciclos de separación, no operan simultáneamente.

Existen tres métodos de coordinación:

1. Usando diferentes tamaños o capacidades de bobinas de corte y la misma secuencia de operación; teniéndose sus curvas rápidas siempre más cercanas que dos ciclos y sus demoradas entre 2 y 12 ciclos.
2. Usando los mismos tamaños de bobinas y diferentes secuencias de operación, con este método se tienen también operaciones simultáneas en las curvas rápidas, pero pueden ajustarse con mayor facilidad en sus curvas demoradas para que sea el elemento protector el que aisle la sección fallada, pudiendo asegurarse una efectiva coordinación incluyendo aún elementos fusibles.

3. Usando una combinación de tamaños de bobinas y secuencias de operación, se tienen mejores posibilidades de coordinación, limitando el corte simultáneo o en cascada y facilitando la combinación con fusibles en los ramales para una adecuada -- coordinación.

#### 4.3.2.2 RECONECTADORES ELECTRONICOS.

Para coordinar reconectadores operados electrónicamente a más - del estudio de sus curvas tiempo-corriente deben estudiarse sus intervalos de recierre, pudiendo además seleccionarse varios valores de corte independientemente de la corriente de carga del sistema, teniéndose en cuenta que su corriente mínima de actuación debe considerar cualquier sobre carga y por supuesto, debe estar ajustado para que opere bajo cualquier corriente de falla en su zona de protección y que su corriente mínima de corte sea menor que la del dispositivo de respaldo para que pueda despejar primero.

Para coordinar reconectadores controlados electrónicamente debe seguirse el siguiente procedimiento.

- A. Coordinar las unidades por medio de una adecuada selección de valores de corte mínimo y sus curvas tiempo corriente, lo mismo que en los hidráulicos.
- B. Elegir intervalos de recierre de tal forma que el reconectador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
- C. Seleccionar los intervalos de reposición de modo que cada elemento cumpla con una determinada secuencia para todas

las condiciones de falla.

#### 4.2.4. COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR.

Este tipo de coordinación, no requiere de un estudio de curvas tiempo corriente por cuanto el seccionalizador no las tiene, pero debe tomarse en cuenta que el seccionalizador debe ser ajustado para una operación menos que el reconectador de respaldo.

Para asegurar la coordinación, el tiempo de memoria del seccionalizador debe ser mayor que la suma de los tiempos de corte y recierre del reconectador para evitar conteos adicionales y la operación innecesaria de éste último.

##### 4.2.4.1 RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR HIDRAULICO.

Para lograr coordinación entre estos dispositivos deben considerarse los siguientes aspectos.

- La mínima corriente de actuación del seccionalizador debe ser el 80 por ciento de la mínima de operación del reconectador de respaldo, teniéndose en cuenta que la mínima corriente de los seccionalizadores de 1.6 veces el valor nominal de su bobina y para el caso de reconectores, el 200 por ciento de su capacidad nominal.
- Cuando ocurre una falla y ésta es despejada por el reconectador, la primera cuenta del seccionalizador coincide con la interrupción del dispositivo de respaldo, iniciándose en ese instante la reposición del seccionalizador hasta su es-

tado original, denominándose a este lapso, como el tiempo de memoria, el cual como ya se indicó debe ser mayor que la suma de los tiempos de corte y cierre del reconectador.

- Para coordinar un seccionalizador hidráulico con un reconectador electrónico, además de que el tiempo total acumulado del reconectador durante todas sus operaciones, no debe exceder al tiempo de memoria del seccionalizador, la corriente mínima actuadora de este último, debe ser menor que la corriente mínima de corte del reconectador.

#### 4.2.4.2 RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR ELECTRONICO

Para obtener coordinación entre un reconectador y un seccionalizador electrónico, debe cumplirse:

- La corriente mínima de operación del seccionalizador debe ser menor que el valor mínimo de corte del reconectador de respaldo.
- El tiempo total acumulado del reconectador no debe exceder al 70 por ciento del tiempo de memoria del seccionalizador en cada una de las operaciones de acuerdo a la tabla N° 4.7 de tiempos de reposición o memoria del seccionador electrónico. (Ref. 24 )
- Las corrientes actuadoras de seccionalizadores electrónicos, tienen valores específicos de 80, 112, 160, 224, 448 y 640 amperios, que corresponden por diseño mismo del equipo, al 80 por ciento de los valores mínimos de corte normalizados para reconectores automáticos, sean éstos hidráulicos

o electrónicos, esto con el objeto de coordinar directamente estos dispositivos, así por ejemplo un seccionizador electrónico con una corriente actuadora de 160 amperios, coordinará con un reconectador con bobinas de corte de 100 amp. y un corte mínimo de 200 amp.

- Los tiempos de memoria para seccionizadores electrónicos, son también valores específicos de 30, 45 o 90 segundos.

TIEMPO SELECCIONADO seg.	TIEMPO DE REPOSICION MINUTOS	
	1 OPERACION	2 OPERACIONES
30	5	7 1/2
45	7 1/2	11 1/4
90	15	22 1/4

TABLA N<sup>o</sup> 4.7

TIEMPOS DE REPOSICION DEL SECCIONALIZADOR ELECTRONICO

4.2.5 COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR - FUSIBLE

Primeramente se coordinan el reconectador y el fusible en la forma descrita para el caso de fusible ubicado al lado de la carga, (renglón 4.2.2.1), luego se coordinan el reconectador

y seccionalizador según se indicó en el capítulo correspondiente (renglón 4.2.4.)

Para lograr una mejor coordinación de estos elementos es recomendable que el reconectador se encuentre ajustado para una operación rápida, seguida de tres demoradas por cuanto, al ocurrir una falla en el lado de la carga del fusible, operará el reconectador y el seccionalizador realizará su primera cuenta, si la falla subsiste, el fusible se fundirá antes de la primera operación demorada del reconectador aislando la falla, en caso de tener dos operaciones rápidas actuaría nuevamente el reconectador y el seccionalizador contaría por segunda vez, contando como tercera interrupción de la corriente de falla, el despeje del fusible al fundirse antes de la operación demorada del reconectador y por consiguiente abriría sus contactos.

Para poder mantener la secuencia común de operación del reconectador de dos operaciones rápidas y dos demoradas, se requiere del accesorio de restricción de voltaje.

#### 4.2.6 COORDINACION RECONECTADOR - RELE DEL DISYUNTOR

Este tipo de coordinación se emplea generalmente en la subestación, siendo el Disyuntor comandado por su relé, el dispositivo de respaldo.

Para una correcta coordinación deben analizarse las curvas de los diferentes diales del relé para determinar las que permitan coordinación con el reconectador pre ajustado de acuer-

do a la coordinación que se obtenga con los diferentes dispositivos instalados luego de éste, debiendo la curva del relé escogida, estar sobre la de operación del reconectador.

En definitiva la posibilidad de coordinación está dada por las curvas características de los dos dispositivos y del análisis de los datos de operación, debiendo considerarse dos factores:

- El Disyuntor abre y despeja varios ciclos después que su relé de sobre corriente corta.
- El tiempo de reposición del relé es extremadamente largo, y si la corriente de falla se reaplica antes de que se reponga totalmente, éste avanza hacia el punto de corte desde el de reposición incompleta.

Para obtener una adecuada coordinación, deben considerarse los siguientes factores:

- Tiempo de despeje del reconectador en su curva rápida.
- Tiempo de despeje del reconectador en su curva lenta
- Intervalo de recierre del reconectador
- Curva del relé para un corte mínimo de corriente
- Tiempo de relé para cerrar sus contactos frente a una corriente de falla
- Tiempo total de reposición del relé
- Reposición parcial del relé en porcentaje, durante el tiempo de apertura del reconectador, para cada una de las secuencias establecidas.



- Carrera del relé, en porcentaje, durante el tiempo de despeje del recontactador, en sus operaciones rápidas y demoradas.
- Carrera total del relé, en porcentaje, después del último despeje del recontactador.

Para lograr coordinación, la carrera total del relé luego de la última operación del recontactador debe ser menor que el 100%

El rango de coordinación cuando se emplean relés extremadamente inversos se encuentra limitado, por cuanto sus curvas son muy pronunciadas y se interceptan con las del recontactador por consiguiente es recomendable la utilización de relés muy inversos o inversos cuyas curvas son casi paralelas a las del recontactador. (Ref. 24 )

## CAPITULO V.

### EJEMPLO DE APLICACION

#### 5.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA.

Como base para el presente estudio se ha tomado al primario C de la Subestación 18, la misma que se encuentra ubicada en la calle Los Arupos, 3 cuadras al sur de la avenida 10 de Agosto, a la altura de los Parques del Recuerdo.

Esta Subestación dará servicio a través de un transformador de 15/20 MVA de relación de transformación 46/23 KV. desde la cual saldrán 4 alimentadores primarios, denominados A,B,C y D, teniendo que los dos primeros servirán el sector sur de la Subestación, corriendo por la avenida 10 de Agosto por el lado occidental y oriental respectivamente hasta las calles Ramón Borja y Capitán Ramos y los otros dos el sector norte hasta Carcelén y Calderón.

El Primario C-18 objeto de este estudio, correrá por la calle Los Arupos en dirección Occidental desde la subestación hasta la avenida 10 de Agosto junto al Parque de los Recuerdos, para seguir por ésta hacia el norte por su lado Occidental hasta la entrada a la fábrica de conductores eléctricos (CONELSA), entrando por la calle segunda (La nomenclatura de las calles no ha sido definida todavía por el Ilustre Municipio, razón por la que se han tomado las denominaciones adoptadas por los diferentes sectores en su planificación urbanística) del sector Carcelén, la cual divide a Ponceano Industrial y Residencial, siguiendo luego por las calles Segunda,

Quinta, Doce, Tercera y avenida Segunda hasta llegar a la carretera a Pomasqui, punto del cual se realizará la derivación a la Urbanización Carcelén del Banco Ecuatoriano de la Vivienda, según consta en el plano de recorrido del alimentador Fig. N° 5.1.

#### 5.1.1 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA.

El primario C-18, será trifásico, a cuatro hilos con conductor de aleación de aluminio desnudo, cableado, 7 hilos, tipo 5.005 de cablec, N° 4/0 AWG para las fases y N° 2/0 AWG para el neutro el mismo que irá puesto a tierra en varios puntos del sistema (multigrounded - neutral)

Las estructuras consideradas en el estudio de este circuito, son del tipo LVA1; en postes de hormigón de 11.5 metros de longitud, según las normas de la E.E.Q. S.A. referentes a distancia entre conductores y conductores y tierra.

La tensión de servicio será de 22.8 KV entre fases y 13.2KV entre fase y neutro, denominándose al sistema como multi-ground Y, 22.8 GRDY/13.2 KV.

Este primario al igual que los otros que salen de la subestación 18, es del tipo mixto, dado que sirve cargas industriales y residenciales, con un cierto predominio de las primeras; tomará algunas de las cargas actualmente servidas por los primarios A y C de la Subestación # 19 y todas las que se incrementarán dentro de sus límites de servicio, se-

ñalados en el ítem 5.1

5.2 DEMANDA DEL SISTEMA

5.2.1 CARGAS A SERVIR

Como ya se mencionó en el ítem anterior este primario, sirve tanto cargas industriales como residenciales, debiendo señalarse que las capacidades en transformadores de distribución corresponden a las que se requerirán al final del período proyectado de 15 años, según las exigencias de la E.E.Q.S.A., igualmente las cargas conformadas por las diferentes industrias se han establecido de acuerdo a sus requerimientos futuros por ampliaciones previstas de cada una de ellas, considerándose para este efecto tanto lo existente, servido por los primarios A y C de la S/E 19, como las futuras cargas - que entrarán en servicio, en base a los datos de los diferentes proyectos aprobados, según se señala en el cuadro N<sup>o</sup> 5.1

Debe considerarse el hecho de que en cada punto de alimentación incide un número variable de consumidores cuyas demandas máximas, no son coincidentes en el tiempo, por lo tanto, la potencia transferida hacia la carga es menor que la suma de las demandas máximas individuales de un grupo de usuarios, estos dos conceptos están relacionados por un factor que se define como el cociente de la suma de las demandas máximas de un grupo de usuarios y la demanda máxima del sistema, y cuyo efecto se manifiesta en los transformadores, a-

alimentadores, subestaciones y en la generación, teniéndose que en un alimentador, el factor es tal, que su máxima carga es menor que la suma de las capacidades de los transformadores y que esta diferencia se acentúa más cuando el primario suministra energía a diferentes tipos de usuarios que cuando lo hace a abonados del mismo tipo (Ref. 25, 27)

En consecuencia, el valor de demanda para el dimensionamiento de la red y equipos de protección, está dado por la siguiente expresión:

$$D.D. = DMP \times N/FD \quad (5.1)$$

DONDE:

D.D. = Demanda de diseño

DMP. = Demanda máxima proyectada

N = Número de usuarios

FD = Factor de diversidad

Las corrientes de carga calculadas para los diferentes ramales se anotan en el cuadro N° 5.2 , igualmente los valores de demanda en amperios para cada uno de ellos.

### 5.2.2 REGULACION DE TENSION

Como ya se señaló en el item 3.4.2, no es objeto de este estudio determinar el calibre y el conductor óptimo para este tipo de alimentadores, sin embargo, se ha realizado el cálculo de la regulación de tensión en cada uno de los nodos de acuerdo a lo anotado en el formulario de procesamiento de

datos cuadro N<sup>o</sup> 3.1 y al diagrama eléctrico correspondiente Fig. 5.2 obteniéndose los resultados señalados en el cuadro N<sup>o</sup> 5.4 según el cuadro de datos N<sup>o</sup> 5.3

### 5.3 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

El cálculo de las corrientes de falla, se lo ha realizado utilizando un programa digital de acuerdo al procedimiento señalado en el ítem 3.4.3 (Ref. 13).- De acuerdo a los formatos de entrada y salida, así como a los datos requeridos que se indican en los formularios de procesamiento de datos, cuadros N<sup>o</sup> 3.2 y 5.5 para la obtención de las impedancias de secuencia en cada tramo de línea cuadros N<sup>o</sup> 3.3. y 5.6 para la obtención de las corrientes de cortocircuito, de acuerdo al diagrama eléctrico unifilar correspondiente Fig. 5.2 , obteniéndose los resultados que se anotan en el cuadro N<sup>o</sup> 5.7.

CUADRO N° 5.1.CARGAS A SERVIRSE DEL PRIMARIO C-18

U S U A R I O	CAPACIDAD (KVA)	O B S E R V A C I O N E S	
FCA. PICA	45	Existente	C-19
FCA. PERFIL	75	"	"
FCA. LAST	30	"	"
POSTES BONILLA	45	"	"
SR. FRIEDMAN	45	"	"
FCA. UTIL CAR	75	"	"
FCA. IMEBRECA	45	"	"
FCA. CONELSA	225	"	"
URB. PONCEANO	700	Proyecto Aprobado	A-19
URB. RIO AMAZONAS	300	"	" "
PONCEANO INDUSTRIAL	2.000	"	" "
T. DISTRIBUCION	50	Existente	"
T. DISTRIBUCION	50	"	"
ECUATORIANA DE MAQ.	75	"	"
BODEGAS LUVI	30	"	"
FCA. WESTH	75	"	"
FCA. INDUSTRIAL	75	"	"
FCA. FADEM	90	"	"
FCA. FADEL	90	"	"
LOS FAROLES	15	"	"

CUADRO N°5.1.CARGAS A SERVIRSE DEL PRIMARIO C-18

-2-

U S U A R I O	CAPACIDAD (KVA)	O B S E R V A C I O N E S	
FCA. BOTAR	500	Existente	C-19
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. PARTICULAR	45	"	"
OMNIBUS B.B.	1.670	"	"
T. PARTICULAR	37.5	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. PARTICULAR	75	"	"
T. PARTICULAR	75	"	"
T. PARTICULAR	100	"	"
FCA. HERITAGE	125	"	"
FCA. SINTECO	45	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
FCA. WESCO	100	"	"
FCA. FORESTA	400	"	"
FCA. TECNIVIDRIO	30	"	"
ALFOMBRA MAGICA	75	"	"
T. PARTICULAR	45	"	"
TUBISA	75	"	"
T. DISTRIBUCION	75	"	"



## CUADRO N° 5.1

CARGA A SERVIRSE DEL PRIMARIO C-18

-3-

U S U A R I O	CAPACIDAD (KVA)	O B S E R V A C I O N E S	
CROMO & NIQUEL	100	Existente	A-19
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. PARTICULAR	100	"	"
PLASTICOS INTI	150	"	"
CATERPILLAR	45	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. PARTICULAR	75	"	"
T. PARTICULAR	100	"	"
T. PARTICULAR	37.5	"	"
T. DISTRIBUCION	75	"	C-19
T. DISTRIBUCION	30	"	"
T. DISTRIBUCION	75	"	"
T. DISTRIBUCION	45	"	"
T. DISTRIBUCION	60	"	"
T. DISTRIBUCION	75	"	"
URB. CARCELEN	2.500	Proyecto Aprobado C-19	
URB. 24 DE MAYO	500	"	" "
T. DISTRIBUCION	75	Existente	"
IMPROMET	100	"	"
T. PARTICULAR	30	"	"
T. PARTICULAR	30	"	"

CUADRO N° 5.2  
CORRIENTES DE CARGA PRIMARIO C-18

RAMAL	I CARGA (A)	DEMANDA (A)
NODO A NODO		
1-2	307	218.2
2-3	4.9	3.0
2-4	302.1	215.2
4-5	4.2	3.3
4-6	297.9	211.9
6-7	292.2	207.3
7-8	25.3	15.2
7-9	266.9	192.2
9-10	25.3	20.3
9-11	241.6	171.9
11-12	37.2	29.5
12-13	1.9	1.5
12-14	35.3	28.
14-15	31.5	24.9
15-16	1.3	0.8
15-17	25.3	20.3
15-18	4.9	4.
11-19	204.4	142.4
19-20	96.1	75.2

CUADRO N<sup>o</sup> 5.2  
CORRIENTES DE CARGA PRIMARIO C-18

-2-

RAMAL	I CARGA (A)	DEMANDA (A)
20-21	83.4	65.
21-22	43.4	34.7
21-23	40.	30.3
23-24	1.1	0.7
23-25	7.5	4.5
23-26	31.4	25.1
26-27	3.7	2.9
27-28	27.7	22.2
28-29	10.6	8.5
28-30	17.1	13.7
19-31	108.3	67.2
31-31	107.1	66.6
32-33	105.2	65.1
33-34	1.1	0.7
33-35	104.1	64.4
35-36	20.6	13.3
36-37	1.1	0.7
36-38	19.5	12.7
38-39	1.9	1.1
38-40	4.9	3.9
38-41	12.7	7.6

CUADRO N° 5.2CORRIENTES DE CARGA PRIMARIO C-18

<u>RAMAL</u>	<u>I CARGA (A)</u>	<u>DEMANDA (A)</u>
41-42	4.6	2.8
41-43	1.1	0.7
41-44	7.	4.2
35-45	83.4	51.1
45-46	78.6	47.2
46-47	2.7	1.6
46-48	76	45.6
48-49	76	45.6



# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

Forma 08 03 14.00

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO: TESIS DE GRADO PAGINA: 1 DE 3  
 TITULO: FLUJO DE CARGA VERIFICADO: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

EJEMPLO DE APLICACION									
EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.					DE 1980				
PRIMARIO C SUBESTACION 18, TRIFASICO 22.8 KV GRDY									
CARGA INSTALADA EN CIRCUITOS Y TRANSFORMADORES PREVISTA PARA 15 AÑOS									
30	1	885125	22.8						
		1.0812	.4551	.6803	.4377	.5395	.4260		
		.3392	.4113						
INCLUIR 4 TARJETAS EN BLANCO (DATOS COMPLEMENTARIOS DEL CUADRO DE CONDUCTORES QUE NO SE REQUIEREN EN EL PRESENTE CALCULO)									
SUBESTACION	1							31	
PTO. DERIVA.	2						900	31	62
RAMAL 1	3	195	80				200	31	2 1
PTO. DERIVA.	4						110	31	62
RAMAL 2	5	165	80				110	31	2 1
EN PRIMARIO	6	225	80				140	31	6
PTO. DERIVA.	7						450	31	62
RAMAL 3	8	1000	60				400	31	2 1
EN PRIMARIO	9						110	31	62
RAMAL 4	10	1000	80				100	31	2 1

CUADRO N° 5.3

DATOS PARA EL CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION PRIMARIO C-18







DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

PROGRAMA - A - CALCULO DEL FLUJO DE CARGA

EMPRESA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO PRIMARIO C SUBESTACION 18. TRIFASICO 22.8 KV GRDY

FECHA: DE DE 1983

CIFRUITO A 22.8 KV - DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN LA SUBESTACION 8854.93 KVA  
CARGA INSTALADA EN CIRCUITOS Y TRANSFORMADORES PREVISTA PARA 15 AÑOS  
0 02

FACTOR DE POTENCIA ATRASADOJ

FP DEL SISTEMA= 0.93

FP DE LA CARGA= 0.93

TOTAL DE TRANSFORMADORES INSTALADOS KVA=13220.0

DEMANDA MEDIDA KVA= 0.0

TOTAL DE CARGAS MEDIDAS KVA= 8354.9

DESCRIPCION	NO. DE NO. D	VO. TAJE DE SERVICIO	VO. TAJE DE REGULACION DE VOLTAJE	KW	<VAR	FLUJO DE KVA CONZIN CAP.	FLUJO DE KVA CON CAP.
SUBESTACION	1	100.00	0.0	7959.4	3859.8	8454.9	8454.9
PTC DERIVA.	1	97.25	0.0	7959.4	3859.8	8454.9	8454.9
RAMAL 1	2	97.25	0.0	143.4	68.0	156.0	156.0
PTC DERIVA.	2	97.17	0.0	7698.6	3723.9	8442.9	8442.9
RAMAL 2	4	97.17	0.0	118.9	57.5	132.0	132.0
EN PRIMARIO	4	97.06	0.0	7569.8	3646.2	8410.9	8410.9
PTC DERIVA.	6	97.71	0.0	7407.8	3587.8	8230.9	8230.9
RAMAL 3	7	97.66	0.0	549.0	261.5	600.0	600.0
EN PRIMARIO	7	97.64	0.0	6367.8	3326.3	7630.9	7630.9
PTC DERIVA.	9	97.62	0.0	779.0	349.7	800.0	800.0
RAMAL 4	11	97.42	0.0	6147.0	2977.5	6931.0	6931.0
PTC DERIVA.	11	97.34	0.0	1049.4	508.2	1166.0	1166.0
RAMAL 5A	12	97.34	0.0	54.0	26.2	60.0	60.0
EN RAMAL 7A	12	97.36	0.0	985.4	482.1	1106.0	1106.0
PTC DERIVA.	14	97.35	0.0	987.4	479.8	984.0	984.0
RAMAL 6A	15	97.35	0.0	27.0	13.1	30.0	30.0
RAMAL 7A	15	97.33	0.0	720.0	348.7	800.0	800.0
PTC DERIVA.	15	97.35	0.0	140.4	68.0	156.0	156.0
RAMAL 11B	17	97.32	0.0	5088.5	2469.3	5663.0	5663.0
PTC DERIVA.	19	97.26	0.0	274.3	131.9	302.7	302.7
RAMAL DEF IV.	20	97.24	0.0	2364.1	1145.1	2627.0	2627.0
RAMAL DEF IV.	21	97.21	0.0	1234.8	598.0	1372.0	1372.0
RAMAL DEF IV.	21	97.21	0.0	1129.5	547.0	1255.0	1255.0
RAMAL 14B	23	97.21	0.0	24.3	11.8	27.0	27.0
RAMAL 15A	23	97.21	0.0	212.4	102.9	236.0	236.0
RAMAL DEF IV.	23	97.20	0.0	892.8	432.4	992.0	992.0
RAMAL DEF IV.	26	97.19	0.0	104.4	50.6	116.0	116.0
RAMAL DEF IV.	26	97.13	0.0	788.4	381.8	876.0	876.0
RAMAL DEF IV.	26	97.17	0.0	302.4	146.5	336.0	336.0
RAMAL DEF IV.	28	97.14	0.0	486.0	235.4	540.0	540.0
EN PRIMARIO	19	97.31	0.0	2374.2	1149.9	2638.0	2638.0
PTC DERIVA.	31	97.25	0.0	2389.9	1138.1	2551.0	2551.0
RAMAL 21	33	97.22	0.0	24.3	11.8	27.0	27.0
PTC DERIVA.	33	97.19	0.0	2271.6	1120.2	2524.0	2524.0
RAMAL DEF IV.	36	97.17	0.0	475.2	230.1	528.0	528.0
RAMAL DEF IV.	36	97.15	0.0	24.3	11.8	27.0	27.0
RAMAL DEF IV.	36	97.15	0.0	459.9	218.4	501.0	501.0
RAMAL DEF IV.	38	97.14	0.0	140.4	68.0	156.0	156.0
RAMAL DEF IV.	38	97.14	0.0	270.0	130.8	300.0	300.0
RAMAL DEF IV.	41	97.14	0.0	97.2	47.1	108.0	108.0
RAMAL DEF IV.	41	97.14	0.0	24.3	11.8	27.0	27.0
RAMAL DEF IV.	41	97.14	0.0	148.5	71.9	163.0	163.0
EN PRIMARIO	35	97.17	0.0	1796.4	870.0	1996.0	1996.0
PTC DERIVA.	45	97.06	0.0	1676.7	812.1	1863.0	1863.0
RAMAL 30C	46	97.06	0.0	56.7	27.5	63.0	63.0
PTC DERIVA.	46	97.02	0.0	1620.0	784.6	1800.0	1800.0
RAMAL 31D	48	97.89	0.0	1620.0	784.6	1800.0	1800.0

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO CON CAPACITORES KW= 107.27

PERDIDAS EN EL SISTEMA TRIFASICO SIN CAPACITORES KW= 107.27

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO TESIS DE GRADO

DISEÑADO \_\_\_\_\_

PAGINA 1 DE 3

PROGRAMA CALCULO DE IMPEDANCIAS

VERIFICADO \_\_\_\_\_

FECHA \_\_\_\_\_

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.														
ALIMENTADOR PRIMARIO C SUBESTACION N° 18 22.8 GRDY KV.														
*NUMERO DE DATOS DE LINEAS Y SECCIONES DE LINEAS														
3	48													
*DATOS CARACTERISTICOS DE CADA LINEA														
F	1	1	ALUM	4/0	7	.5459	.01578	.563	9.6	10.1	9.6	.8	1.6	100.
N			ALUM	2/0	7	.6681	.01253	.414	8.1			.72		
F	2	1	ALUM	1/0	7	1.0349	.01112	.368	9.6	10.1	9.6	.8	1.6	100.
N			ALUM	2	7	1.74	.00883	.292	8.1			.72		
F	3	1	ALUM	2	7	1.74	.00883	.292	9.6	10.1	9.6	.8	1.6	100.
N			ALUM	2	7	1.74	.00883	.292	8.1			.72		
* LONGITUDES DE LAS SECCIONES DE LINEA														
1	2	1	900.											
2	3	3	200.											
2	4	1	110.											
4	5	3	100.											
4	6	1	140.											
6	7	1	450.											
7	8	3	400.											
7	9	1	110.											

NOTA: \* NO SON DATOS

CUADRO N° 5.5

DATOS PARA EL CALCULO DE IMPEDANCIAS PRIMARIO C-18

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

TESIS DE GRADO  
CALCULO DE IMPEDANCIAS

DESIGNACION  
VERIFICACION

PAGINA 2  
FECHA

DE 3

LONGITUDES DE LAS SECCIONES DE LINEA (CONTINUACION)

9	10	3	100.
9	11	1	340.
11	12	2	240.
12	13	2	70.
12	14	2	100.
14	15	2	50.
15	16	3	130.
15	17	2	150.
15	18	3	180.
11	19	1	190.
19	20	2	120.
20	21	2	50.
21	22	2	150.
21	23	2	160.
23	24	2	150.
23	25	2	80.
23	26	2	110.
26	27	3	70.
26	28	2	130.
28	29	2	100.
28	30	2	400.
19	31	1	30.
31	32	1	240.

CUADRO N° 5.5

DATOS PARA EL CALCULO DE IMPEDANCIAS PRIMARIO C-18

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

TESIS DE GRADO  
CALCULO DE IMPEDANCIAS

DISEÑADO  
VERIFICADO

PAGINA  
FECHA

3 DE 3

## \* LONGITUDES DE LAS SECCIONES DE LINEA (CONTINUACION)

32	33	1	130.
33	34	3	290.
33	35	1	190.
35	36	2	60.
36	37	3	90.
36	38	2	220.
38	39	3	130.
38	40	3	200.
38	41	2	220.
41	42	3	370.
41	43	2	110.
41	44	3	200.
35	45	1	50.
45	46	1	620.
46	47	3	200.
46	48	1	220.
48	49	2	500.

## TARGETAS DE CARACTERES ESPECIALES PARA FORMATO DE ENTRADA

CUADRO N° 5.5

DATOS PARA EL CALCULO DE IMPEDANCIAS PRIMARIO C-18

# EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

Forme 04-114.00

DIVISION DE ASESORIA Y PLANIFICACION

FORMULARIO PARA PROCESAMIENTO ELECTRONICO DE DATOS

PROYECTO TESIS DE GRADO DISEÑADO \_\_\_\_\_ PAGINA 1 DE 1  
 PROGRAMA CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA VERIFICADO \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_

FORMATOS DE ENTRADA	
EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.	
ALIMENTADOR PRIMARIO C. SUBESTACION 18	
VALORES R-X DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA FUENTE PARA MAXIMA Y MINIMA GENERACION	
	1.7637
	1.7637
VALORES ASUMIDOS DE IMPEDANCIA DE FALLA	
	.5
VOLTAJE NOMINAL	
	13200 0
VALORES CORRESPONDIENTES AL PERFIL DE VOLTAJE	
<div style="text-align: right; padding-right: 50px;">                     NOTA: * COMENTARIOS                      NO SON DATOS                 </div>	

CUADRO N° 5.6

DATOS PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA PRIMARIO C-18

117

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

PROGRAMA - B - CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

IDENTIFICACION DEL SISTEMA PRIMARIO: ALIMENTADOR PRIMARIO C SUBESTACION 18 22.8 GRDYKV

FECHA:

CUADRO 1. CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

LINEA NO.	CIRC. TIPO	COND. MATL.	COND. TAMAÑO	NO. HEBRAS	RESIS. R O/M	REACT. X O/M	GMR FT.	DIAM. D IN.	ESPAC. S MT.	ESPAC. SM MT.	ALTURA H MT.	ESPAC. HM MT.	TIERRA RHO O/MC
1	1	F ALUM	4/0	7	0.5459	0.0481	0.0158	0.5630	1.125	19.566	9.77	1.067	100.
		N ALUM	2/0	7	0.8681	0.0388	0.0125	0.4140	1.796	17.879	8.10	0.560	
2	1	F ALUM	1/0	7	1.0949	0.0390	0.0111	0.3680	1.125	19.566	9.77	1.067	100.
		N ALUM	2	7	1.7400	0.0389	0.0088	0.2920	1.796	17.879	8.10	0.560	
3	1	F ALUM	2	7	1.7400	0.0389	0.0088	0.2920	1.125	19.566	9.77	1.067	100.
		N ALUM	2	7	1.7400	0.0389	0.0088	0.2920	1.796	17.879	8.10	0.560	

CUADRO N° 5.7 (a)

CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

CUADRO II.\_IMPEDANCIAS DE SECUENCIA Y DE FASE EN OHMS/KM.

LINEA	SECCION MT.	Z11 ZAAT		Z001 ZABT		Z002 ZNNT		Z003 ZANT	
		R	X	R	X	R	X	R	X
1	1000	0.3392	0.4113	0.0578	0.5012	0.5974	0.9297	0.7029	1.3479
		0.3970	0.9125					0.0579	0.4659
2	1000	0.6803	0.4377	0.0578	0.5012	1.1392	0.9560	1.1139	1.5810
		0.7361	0.9389					0.0579	0.4659
3	1000	1.0812	0.4551	0.0578	0.5012	1.1392	0.9560	1.5147	1.5984
		1.1390	0.9563					0.0579	0.4659

CUADRO N° 5.7 (b)

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA OHMS/km.

CUADRO III. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CADA SECCION DE CONDUCTOR EN OHMS

COMZ	FIN	LINEA	SECCION MT.	Z11		Z001		Z002		Z003	
				F	X	R	X	R	X	R	X
1	2	1	900.	0.3053	0.3702					0.6326	1.2131
2	3	3	200.	0.2162	0.0910					0.3029	0.3197
2	4	1	110.	0.0373	0.0452					0.0773	0.1483
4	5	3	100.	0.1081	0.0455					0.1515	0.1598
4	6	1	140.	0.0475	0.0576					0.0984	0.1887
6	7	1	450.	0.1526	0.1851					0.3163	0.6065
7	8	3	400.	0.4325	0.1820					0.6059	0.6393
7	9	1	110.	0.0373	0.0452					0.0773	0.1483
9	10	3	100.	0.1081	0.0455					0.1515	0.1598
9	11	1	340.	0.1153	0.1398					0.2390	0.4583
11	12	2	240.	0.1633	0.1050					0.2673	0.3794
12	13	2	70.	0.0476	0.0306					0.0780	0.1107
12	14	2	100.	0.0680	0.0438					0.1114	0.1581
14	15	2	50.	0.0340	0.0219					0.0557	0.0790
15	16	3	130.	0.1406	0.0592					0.1969	0.2078
15	17	2	150.	0.1021	0.0657					0.1671	0.2371
15	18	3	180.	0.1946	0.0819					0.2727	0.2877
11	19	1	190.	0.0645	0.0781					0.1336	0.2561
19	20	2	120.	0.0616	0.0525					0.1337	0.1897
20	21	2	50.	0.0340	0.0219					0.0557	0.0790
21	22	2	150.	0.1021	0.0657					0.1671	0.2371
21	23	2	160.	0.1089	0.0700					0.1782	0.2530
23	24	2	150.	0.1021	0.0657					0.1671	0.2371
23	25	2	80.	0.0544	0.0350					0.0891	0.1265
23	26	2	110.	0.0748	0.0481					0.1225	0.1739

CUADRO N° 5.7 (c)

IMPEDANCIA DE SECUENCIA EN OHMS

120



26	27	3	70.	0.0757	0.0319	0.1060	0.1119
26	28	2	130.	0.0884	0.0569	0.1448	0.2055
28	29	2	100.	0.0680	0.0438	0.1114	0.1581
28	30	2	400.	0.2721	0.1751	0.4456	0.6324
19	31	1	30.	0.0102	0.0123	0.0211	0.0404
31	32	1	240.	0.0814	0.0987	0.1687	0.3235
32	33	1	130.	0.0441	0.0535	0.0914	0.1752
33	34	3	290.	0.3135	0.1320	0.4393	0.4635
33	35	1	190.	0.0645	0.0781	0.1336	0.2561
35	36	2	60.	0.0408	0.0263	0.0668	0.0949
36	37	3	90.	0.0973	0.0410	0.1363	0.1439
36	38	2	220.	0.1497	0.0963	0.2451	0.3478
38	39	3	130.	0.1406	0.0592	0.1969	0.2078
38	40	3	200.	0.2162	0.0910	0.3029	0.3197
38	41	2	220.	0.1497	0.0963	0.2451	0.3478
41	42	3	370.	0.4000	0.1684	0.5604	0.5914
41	43	2	110.	0.0748	0.0481	0.1225	0.1739
41	44	3	200.	0.2162	0.0910	0.3029	0.3197
35	45	1	50.	0.0170	0.0206	0.0351	0.0674
45	46	1	620.	0.2103	0.2550	0.4358	0.8357
46	47	3	200.	0.2162	0.0910	0.3029	0.3197
46	48	1	220.	0.0746	0.0905	0.1546	0.2965
48	49	2	500.	0.3402	0.2188	0.5569	0.7905

CUADRO N° 5.7 (c)

IMPEDANCIA DE SECUENCIA EN OHMS

PROGRAMA - C - CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA  
 CUADRO IV. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

NODO	LINEA	CIRC.		3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLT	LLM	LLN	LLNT	LLNT
NO.	TIPO	TIPO												
2	1	1	MX	4969.76	4304.06			4744.32					4994.29*	4731.23
			MI	4863.91	4144.05			4552.96					5390.49	4033.72*
3	3	1	MX	4750.16*	4113.88			4411.66					4713.01	4483.30
			MI	4616.64	3922.58			4203.30					5028.54	3914.30*
4	1	1	MX	4878.98	4225.44			4601.29					4881.34*	4619.21
			MI	4771.02	4064.12			4413.54					5248.32	3976.66*
5	3	1	MX	4771.93*	4132.73			4439.84					4744.23	4499.88
			MI	4650.04	3955.57			4243.33					5072.37	3918.44*
6	1	1	MX	4767.23*	4128.66			4430.22					4743.85	4486.50
			MI	4657.26	3966.41			4247.65					5078.34	3905.19*
7	1	1	MX	4435.09*	3841.01			3952.17					4345.49	4118.35
			MI	4322.57	3679.87*			3748.18					4601.44	3684.96
8	3	1	MX	4051.84*	3509.10			3477.42					3886.01	3763.05
			MI	3915.40	3322.54			3311.82*					4069.20	3449.25
9	1	1	MX	4359.76*	3775.78			3849.65					4257.25	4039.16
			MI	4247.33	3615.62*			3690.29					4498.42	3633.43
10	3	1	MX	4265.50*	3694.14			3729.00					4142.44	3950.91
			MI	4145.36	3525.48*			3567.53					4363.66	3577.12
11	1	1	MX	4140.26*	3585.68			3562.29					4004.41	3815.14
			MI	4029.25	3429.72			3416.83*					4207.46	3480.10
12	2	1	MX	3965.01*	3433.89			3343.07					3799.15	3649.60
			MI	3849.41	3274.04			3203.14*					3973.96	3363.31
13	2	1	MX	3915.49*	3391.01			3283.40					3742.05	3603.64
			MI	3799.10	3230.64			3145.37*					3909.80	3329.62
14	2	1	MX	4066.23*	3521.56			3468.09					3917.08	3744.60
			MI	3952.92	3363.54			3324.71*					4107.54	3431.24
15	2	1	MX	4029.75*	3489.96			3422.55					3874.39	3710.18
			MI	3915.31	3331.15			3280.34*					4059.00	3406.90
16	3	1	MX	3917.56*	3392.80			3294.05					3743.14	3611.73
			MI	3797.69	3228.11			3152.26*					3911.02	3335.44
17	2	1	MX	3859.81*	3342.79			3217.43					3678.31	3552.31
			MI	3742.76	3182.14			3081.67*					3838.52	3291.38
18	3	1	MX	3874.77*	3355.75			3246.39					3693.72	3574.42
			MI	3753.25	3189.41			3105.15*					3855.77	3307.61
19	1	1	MX	3919.93*	3394.86			3289.03					3751.91	3602.90
			MI	3807.79	3239.73			3154.31*					3921.58	3327.12

- CUADRO N° 5.7 (d)

MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

20	2	1	MX MI	3837.55* 3724.13	3323.51 3167.57	3191.13 3059.48*	3657.38 3815.74	3527.07 3270.74
21	2	1	MX MI	3803.84* 3690.06	3294.32 3138.24	3151.81 3021.51*	3619.01 3773.01	3496.25 3247.43
22	2	1	MX MI	3704.95* 3590.59	3208.67 3052.76	3038.77 2912.67*	3507.41 3649.40	3406.42 3178.28
23	2	1	MX MI	3810.56* 3696.84	3300.13 3144.07	3159.60 3029.03*	3626.64 3781.49	3502.38 3252.08
24	2	1	MX MI	3711.64* 3597.09	3214.29 3058.35	3046.08 2919.70*	3514.69 3657.43	3412.30 3182.85
25	2	1	MX MI	3750.69* 3636.50	3248.28 3092.19	3090.62 2962.54*	3558.84 3706.24	3447.67 3210.40
26	2	1	MX MI	3737.54* 3623.30	3236.90 3080.85	3075.65 2948.13*	3544.03 3689.85	3435.95 3201.20
27	3	1	MX MI	3681.89* 3566.01	3188.70 3031.10	3017.01 2890.40*	3480.95 3620.33	3388.50 3164.08
28	2	1	MX MI	3724.46* 3610.16	3225.57 3069.56	3060.80 2933.85*	3529.31 3673.59	3424.09 3192.01
29	2	1	MX MI	3659.95* 3545.56	3169.70 3014.14	2988.42 2864.35*	3457.10 3593.98	3365.79 3146.43
30	2	1	MX MI	3487.22* 3373.91	3020.11 2867.31	2801.10 2685.23*	3266.60 3385.69	3210.89 3022.11
31	1	1	MX MI	3708.95* 3595.13	3212.14 3056.87	3043.10 2917.32*	3512.53 3655.11	3409.31 3180.33
32	1	1	MX MI	3589.02* 3479.08	3108.27 2958.84	2908.80 2791.39*	3383.67 3513.71	3295.69 3089.37
33	1	1	MX MI	3527.01* 3419.17	3054.57 2908.25	2840.73 2727.58*	3317.61 3441.67	3237.31 3041.89
34	3	1	MX MI	3320.01* 3209.77	2875.29 2727.58	2639.02 2530.86*	3090.02 3195.15	3063.32 2897.77
35	1	1	MX MI	3439.88* 3335.07	2979.10 2837.24	2746.66 2639.36*	3225.44 3341.26	3155.69 2974.70
36	2	1	MX MI	3405.87* 3301.26	2949.65 2808.30	2710.94 2605.11*	3188.31 3300.92	3125.60 2949.97
37	3	1	MX MI	3343.75* 3238.33	2895.86 2753.95	2651.11 2546.64*	3120.10 3227.25	3073.77 2906.72
38	2	1	MX MI	3317.47* 3213.71	2873.09 2733.44	2619.64 2517.71*	3092.51 3197.22	3047.55 2885.10
39	3	1	MX MI	3230.92* 3126.67	2798.13 2658.49	2538.69 2438.93*	2998.66 3095.42	2975.33 2823.79
40	3	1	MX MI	3269.22* 3163.33	2831.31 2689.36	2580.71 2478.13*	3039.07 3140.05	3011.42 2854.07
41	2	1	MX MI	3201.28* 3099.27	2772.47 2635.81	2502.86 2402.22*	2968.10 3063.30	2945.18 2798.60

123

CUADRO N<sup>o</sup> 5.7 (d)  
MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

			3097.27	2631.01	2406.23*	3063.36	2748.00
3	1	MX	2972.27*	2574.13	2298.92	2725.48	2753.26
		MI	2871.97	2441.07	2209.19*	2804.91	2631.27
2	1	MX	3258.61*	2822.12	2560.04	3029.28	2995.66
		MI	3155.65	2683.88	2460.77*	3124.06	2841.45
3	1	MX	3075.09*	2663.18	2389.13	2833.52	2839.74
		MI	2973.52	2527.90	2290.09*	2919.67	2707.25
1	1	MX	3181.64*	2755.46	2482.97	2947.96	2926.93
		MI	3080.50	2620.01	2387.63*	3041.67	2782.92
1	1	MX	2955.90*	2559.96	2259.92	2710.82	2718.05
		MI	2864.86	2438.50	2178.81*	2796.73	2601.04
3	1	MX	2845.83*	2464.63	2165.95	2603.42	2626.63
		MI	2755.70	2344.95	2087.80*	2674.66	2519.75
1	1	MX	2883.02*	2496.84	2190.01	2645.73	2650.89
		MI	2745.27	2379.90	2113.20*	2718.98	2541.66
2	1	MX	2681.99*	2322.73	2008.51	2439.44	2475.41
		MI	2599.61	2213.46	1940.07*	2500.94	2384.85

CUADRO N° 5.7 (d)

MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

5.4 COORDINACION DE LA PROTECCION

5.4.1 CONSIDERACIONES GENERALES

En el presente estudio se presentan básicamente los siguientes tipos de coordinación:

- Fusible - Fusible
- Fusible - Reconectador
- Reconectador - Reconectador
- Reconectador - Relé de protección individual del Primario.
- Relé de protección individual del primario - Relé de protección total secundaria del transformador de la Subestación.
- Fusible - Relé de protección individual del primario.  
Con lo cual se asegura un funcionamiento adecuado de la S/E y las zonas servidas por ella.
- Los fusibles que se han considerado en el análisis corresponden al tipo "T" por cuanto se ha determinado que por ser más lentos que los tipo "K", permiten una mejor coordinación.
- Con el propósito de que las principales cargas no se vean afectadas por suspensiones de servicio innecesarias y por largos períodos de tiempo, se ha creído conveniente, utilizar 2 reconectadores, uno ubicado aproximadamente a la mitad del recorrido del primario y otro en la derivación del area residencial más importante.

#### 5.4.2. COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE

La coordinación entre fusibles se la ha realizado en base a las curvas tiempo - corriente de estos elementos, según lo anotado en el ítem 4.2.1.1 correspondiente al capítulo de Protección Fusible - Fusible de acuerdo a lo que objetiviza en la Figura N° 5.3; para lo cual se han utilizado las curvas de las figuras N° 3.6 y 3.7.

##### 5.4.2.1 COORDINACION FUSIBLE F6 - FUSIBLE F5.

Según se puede observar en la Figura N° 5.4 tenemos que por F6 circularán 28 amperios; teniéndose que, en caso de seleccionarse un fusible tipo 20 T con una capacidad continua de 30 Amp. no existiría un margen aceptable de reserva para posibles incrementos de carga, por esta razón se escoge el el fusible tipo 25T con una capacidad continua de 38 Amp., obteniéndose con esta selección una capacidad adicional conveniente.

La máxima corriente de cortocircuito en el punto en el cual se ha ubicado F6, de acuerdo a los resultados obtenidos del programa digital y que se señalan en el cuadro N° 5.7, es de 3965 A. observando la Figura N° 3.7, se tiene que el máximo tiempo de despeje del fusible 25 T, para esta corriente de falla es de 0.01 segundos.

De la Tabla N° 3.4 escogemos dos fusibles de capacidad

superior al tipo 25T, siendo éstas, el 40 T y el 65 T, con los cuales se probará si existe o no coordinación para las posibles corrientes de cortocircuito.

Observando la Figura N<sup>o</sup> 3.6 se tiene que los mínimos tiempos de fusión de los fusibles 40 T con una capacidad con tínua de 60 A., y el 65 T con una capacidad con tínua de 95 A; capacidades mayores que la corriente de carga en este punto, la misma que alcanza el valor de 30 A., son de 0.01 segundos para el fusible 40 T y 0.023 segundos para el fusible 65 T. De acuerdo a lo anotado, se aprecia que los dos fusibles cum plen con el primer requerimiento de tener una capacidad con tínua superior a la corriente de carga.

Como segundo paso para verificar la coordinación, comprobamos que el máximo tiempo de despeje del fusible protector no exceda del 75% del mínimo tiempo de fusión del elemento protegido, de acuerdo a lo señalado en el ítem 4.2.1

Con fusible 40 T

$$\frac{0.01}{0.01} \times 100 = 100 \% > 75\%$$

Con fusible 65 T

$$\frac{0.01}{0.023} \times 100 = 43.5 \% < 75\%$$

Como se puede apreciar el primer fusible no cumple con este requerimiento y el segundo encambio, lo hace satisfactoria mente tanto en mantener un margen de reserva conveniente pa ra posibles incrementos de carga, como en lo referente a brin

dar una adecuada coordinación, teniéndose además, de acuerdo a la figura N<sup>o</sup> 3.7 , que el máximo tiempo de despeje para la máxima corriente de falla en su punto de aplicación (4.140 A) es de 0.045 seg., tiempo de operación satisfactorio en caso de una falla.

#### 5.4.2.2 COORDINACION ENTRE FUSIBLES F7 - F9 - F10

Como primer paso del análisis, verificamos la coordinación entre F10 y F9. Realizando las mismas consideraciones del párrafo anterior tenemos que por F-10 circularán 22 AMP. escogiéndose un fusible tipo 20 T; por F9 pasarán 30 A. y se determina un fusible tipo 65 T que cumplen con el primer requerimiento de tener una capacidad continua mayor que la corriente de carga, por lo tanto se pasa a verificar la segunda condición. El máximo tiempo de despeje del fusible 20T para la corriente de falla de 3737 A es de 0.015 seg.

El mínimo tiempo de fusión del fusible 65 T para esa corriente, es 0.025 A.

$$\frac{0.015}{0.023} \times 100 = 65\% < 75\%$$

Por lo tanto cumple con el segundo requerimiento.

Analizamos ahora la coordinación entre F9 y F7 para lo cual se probarán los fusibles 100 T y 140 T ambos con una capacidad continua superior a la corriente de carga, probamos por lo tanto la segunda condición.



El máximo tiempo de despeje del 65 T para 3.804 A. de corriente de falla es 0.05 segundos.

El mínimo tiempo de fusión del 100 T para esa corriente es 0.057 segundos.

El mínimo tiempo de fusión del 140 T para esa corriente es 0.14 segundos, teniéndose por lo tanto: para el fusible 100 T.

$$\frac{0.05}{0.057} \times 100 = 87.7\% > 75\%$$

Para el Fusible 140 T.

$$\frac{0.05}{0.14} \times 100 = 36\% < 75\%$$

Como se puede apreciar se obtiene coordinación únicamente con el fusible tipo 140 T.

Siguiendo el mismo procedimiento, se ha realizado la coordinación entre los diferentes fusibles, teniéndose los resultados que se expresan en el cuadro N° 5.8 en el que se encuentran determinados los valores de todos los fusibles. Como puede apreciarse en el mencionado cuadro, se logra una adecuada coordinación para los diferentes valores de fusibles escogidos.

Analizando la Figura N° 5.4 en base a los resultados del cuadro N° 5.8 tenemos que si F 12 es tipo 40 T, no existiría coordinación con F 13 y F 14 aún cuando su capacidad continua es de 60 A, mayor que la corriente de carga que es de 13 A, pero existe adecuada coordinación si es del tipo 65T

O 100 T, teniéndose que la elección definitiva del fusible F12 se la hará en base a la coordinación que se obtenga con el Reconectador R1.

#### 5.4.3 COORDINACION FUSIBLE - RECONECTADOR

La coordinación entre fusible y reconectador de respaldo se la realizará en base a las curvas tiempo-corriente de cada dispositivo, Figuras N° 3.6; 3.7; 3.8, según lo señalado en el ítem 4.2.2.1., correspondiente a fusibles ubicados en el lado de la carga del reconectador.

De acuerdo al cuadro N° 5.8, F12 puede ser 65 T, o 100 T, dependiendo de la coordinación que pueda obtener con R1; dado que por el punto de ubicación del reconectador R1, pasarán 63 A, analizamos si existiría o no coordinación escogiendo un reconectador de 70 A y el fusible 65 T.

Observando la Figura N° 5.5 se aprecia que: la curva de máximo tiempo de despeje del fusible de 65 A, corta a la curva de demorada C del reconectador de 70 A. a 1500 A. cumpliendo con uno de los requisitos de coordinación dado que la mínima corriente de cortocircuito es de 2605 A; pero la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible corta a la curva A x K del reconectador a 2500 A. valor menor a la máxima corriente de falla que es de 3406 A. por lo tanto no cumple con el segundo requerimiento.

Resumiendo lo señalado en el ítem 4.2.2.1 para que exista coordinación entre un fusible y un reconectador, se debe cumplir:

El punto de Máxima coordinación  $\gt$  Máxima corriente de

cortocircuito. El punto de mínima coordinación  $<$  mínima corriente de c.c. observando la misma figura y considerando ahora el fusible 100 T, se tiene:

MAX coordinación (4000 A)	$>$	3406 A (MAX Icc)	-	CUMPLE
MIN coordinación (3250 A)	$>$	2605 A (MIN Icc)	-	NO CUMPLE

Probamos ahora el reconectador de 100 A; Figura N° 5.6 con el fusible 65 T

MAX COORD. 2500 A	$<$	3406 A (Máx. Icc.)		NO CUMPLE
MIN. COORDINACION				

CURVA B DEL RECONECTADOR 1600 A	$<$	2605		SI CUMPLE
CURVA E DEL RECONECTADOR 400 A	$<$	2605		SI CUMPLE

Con el fusible 100 T

MAX COORD. 4000 A	$>$	3406 A (Máx. Icc.)		SI CUMPLE
MIN.COORD. CURVA c 2700 A	$>$	2605 Min. Icc.		NO CUMPLE

Dado que para poder asegurar una adecuada coordinación es necesario que se cumplan los dos requerimientos, no se podrían utilizar los dos reconectores analizados; probamos por lo tanto el reconectador de 140 Amperios.

De la Figura N° 5.7 se observa que el fusible 65 T corta a la curva A x K del reconectador cerca de los 2500 A. valor menor que la máxima corriente de cortocircuito por lo tanto desechamos este fusible y probamos el tipo 100 T.

Observando el punto de corte de la curva A \* K del reconectador y la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible 100 T se aprecia que el punto de máxima coordinación se encuentra a unos 3900 A valor mayor que la máxima corriente de falla que es de 3406 A cumpliendo por lo tanto el primer requerimiento.

Observando la curva retardada C del reconectador vemos que intercepta la curva de máximo tiempo de despeje del fusible 100 T aproximadamente a 1250 A., cumpliéndose el segundo requerimiento por cuanto el punto de mínima coordinación es menor que la mínima corriente de falla la cual tiene un valor de 2605 A.

No es posible escoger las otras curvas retardadas del reconectador por cuanto la mínima coordinación se obtiene aproximadamente a 3000 A., valor superior a la mínima corriente de cortocircuito.

Como consecuencia de lo analizado vemos que para lograr una eficiente coordinación es necesario trabajar en la curva de morada C del reconectador, quedando por definirse la secuencia de operación la misma que será determinada en base a la coordinación entre éste y el relé que comanda el disyuntor de protección individual del primario.

Como se puede apreciar en la Figura N<sup>o</sup> 5.7, no se podrá lograr coordinación entre el reconectador R1 y los fusibles F11 (2H) y F15 (5H) por cuanto sus curvas de máximo tiempo de despeje y mínimo tiempo de fusión se encuentran en

tre 400 y 14 amperios corriente por lo tanto debajo de las curvas del reconectador lo cual hará que en caso de existir una falla en el lado de carga de dichos fusibles, éstos operen cortando la falla, sin que ésta sea sentida por el reconectador.

La posibilidad de obtener coordinación sería instalando fusibles tipo 100 T tanto en F11 como en F15 dado que el punto de máxima coordinación de 3900 A es mayor que las máximas corrientes de cortocircuito de 3320 A y 2846 A. sentidas por dichos fusibles, y el punto de mínima coordinación de 1250 A es menor que las mínimas corrientes de corto circuito de 2531 A y 2080 A. respectivamente, pero para tomar la decisión se debe realizar previamente el análisis del límite térmico del conductor.

Según lo señalado en el ítem 3.4.4.2 (c) tomamos la relación:

$$\frac{I_{ASIM}}{I_{SIM}} = \frac{X}{R} \quad \text{de Ec. 3.16}$$

De donde obtenemos:

$$I_{ASIM} = I_{SIM} * \frac{X}{R} \quad (\text{AMP}) \text{ de Ec. 3.17}$$

La impedancia equivalente del ramal 33-34 para la máxima corriente de falla es:

$$Z = 1.0008 + j 3.4860$$

donde la relación X/R nos da el valor de:

$$\frac{X}{R} = \frac{3.4860}{1.0008} = 3.48$$

La impedancia equivalente del ramal 46-47 para la máxima corriente de falla es:

$$Z = 1.4035 + 3.7987j$$

donde:

$$\frac{X}{R} = \frac{3.7987}{1.4035} = 2.71$$

De la figura N° 3.5 obtenemos la relación I ASIM/ISIM.  
de donde obtenemos:

Para ramal 33-34

$$IASIM/ISIM = 1.32$$

$$IASIM = 1.32 * ISIM \text{ AMP}$$

$$IASIM = 1.32 * 3320 \text{ A}$$

$$IASIM = 4.382 \text{ A.}$$

Para el ramal 46-47

$$IASIM/ISIM = 1.23$$

$$IASIM = 1.23 ISIM \text{ AMP.}$$

$$IASIM = 1.23 * 2846 \text{ A.}$$

$$IASIM = 3500 \text{ A}$$

De la figura N° 3.7 ,tenemos que el máximo tiempo de despeje del F100 T para estas corrientes asimétricas de cortocircuito son:

Ramal 33-34 - 0.055 seg.

Ramal 46-47 - 0.13 seg.

De la figura N° 3.3 tenemos que para los mismos valores de corrientes de falla el conductor, en ambos casos de

aleación de aluminio N<sup>o</sup> 2 AWG, no sufrirá daño por un tiempo de:

Ramal 33 - 34 - 1 seg.

Ramal 46 - 47 - 1.5 seg.

Como consecuencia podemos señalar que por ser los tiempos de despeje del fusible 100 T un 5.5% del tiempo que se demoraría en fundirse el conductor del ramal 33-34 y un 8.7% en el ramal 46-47, no habría por consiguiente ningún inconveniente en instalar este tipo de fusibles en los puntos correspondientes a F11 y F15, más aún si consideramos que la protección contra sobre carga en dichos ramales estaría dada por los fusibles de cada transformador.

#### 5.4.4 COORDINACION RECONECTADOR - RECONECTADOR.

La coordinación entre los reconectores R1 y R2 ubicados en serie se la realizará en base a las curvas características tiempo - corriente de los dispositivos, según lo señalado en el ítem 4.2.3.1.

De acuerdo a lo analizado en el ítem 5.4.3. R1 es de 140 A., y dado que por el punto de ubicación de R2 pasará una corriente de carga de 46 A., se escoge un reconector de una capacidad nominal de 50 A.

En vista de que se tienen dos reconectores con diferentes capacidades de bobinas, se tratará de conseguir adicionalmente una diferente secuencia de operación en caso de que así lo permita la coordinación entre R1 y el Relé de protección del primario con el objeto de obtener una adecuada coor

dinación.

De la figura N<sup>o</sup> 5.8 se determina que para la máxima corriente de falla de 2682 A. en el lado de carga del reconector R2 Fig. 5.4 por encontrarse las curvas rápidas A., de los dos dispositivos, más cercanos que 2 ciclos de separación, operarán simultáneamente.

De acuerdo a lo anotado en el ítem 5.4.2.2. se determinó que R1 debe trabajar en la curva demorada C., por consiguiente, haciendo referencia a la Fig. N<sup>o</sup> 5.8 se escoge la curva B del reconector R2 de tal forma que para la corriente de falla se obtiene una separación de 13.5 ciclos mayor que 12 ciclos, lo que nos asegura que no operarán simultáneamente en su curva demorada, garantizando la selectividad de la falla, dado que primero operará el reconector R2 para una falla en su lado de carga, la secuencia de operación de los reectores, se determinará en base a la coordinación que se obtenga entre el reconector R1 con el relé de protección individual del primario.

#### 5.4.5 COORDINACION RECONECTOR - RELE

##### 5.4.5.1 ASPECTOS GENERALES.

De acuerdo a la información obtenida de la División de Asesoría y Planificación de la EEQ-S.A., se conoce que en la Subestación N<sup>o</sup> 18, se instalará como comando de la protección total de la subestación, un relé de sobre corriente con características de tiempo inverso tipo CDG16 de English Electric,



el mismo que recibirá la información a través de un transformador de corriente de relación 600/5 A.

Luego de esta protección existirán protecciones individuales para cada primario; en el caso del primario C-18, que es el que nos ocupa, se tendrá también un relé English Electric CDG16, comandado por un transformador de corriente de relación 300/5A. según se indica en la figura N° 5.9

#### 5.4.5.2 COORDINACION RECONECTADOR R1 - RELE R1 1.

La coordinación se la realizará en base a lo señalado en el capítulo 4.2.6 correspondiente a la coordinación Reconectador - Relé.

En base a las curvas características del Relé, Fig. N° 3.9 y a la del reconectador R1, Figura N° 3.8, a la máxima corriente de cortocircuito en el punto de aplicación del reconectador, que tiene un valor de 3589 A y a la mínima de 2.791 A, se superponen las curvas del dial 0.1 y 0.2 en el gráfico de las curvas del reconectador R1, Fig. 5.10, observándose que para la máxima y mínima corrientes de cortocircuito la curva del dial 0.1 del Relé, no sobrepasa la distancia mínima de 0.3 seg. recomendada (Ref. 15, 19), lo que si se logra con la curva del dial 0.2. Una vez determinada la curva del dial 0.2 del relé pasamos a comprobar si realmente existe coordinación.

Para la máxima corriente de cortocircuito el relé en mención operará en un tiempo de 0.55 seg. y el reconectador des

pejará en 0.04 segundos en su curva rápida y en 0.2 segundos en su curva demorada, apreciándose aparentemente que el relé despejará después que el reconnector.

Se escoge la secuencia normal de operación del reconnector 2A - 2C y un intervalo de cierre de 2 segundos teniéndose en cuenta además:

- Tiempo de operación del reconnector en su curva rápida. --- 0.04 seg.
- Tiempo de despeje del reconnector en su curva demorada. --- 0.2 seg.
- Tiempo de operación del Relé --- 0.55 seg.
- Tiempo de reposición del Relé (Ref. 15) --- 9 seg.

tendiéndose entonces:

- Carrera del relé durante el primer despeje rápido del reconnector,  $\frac{0.04}{0.55} \times 100$  --- 7.27 %
- Reposición del Relé, durante el primer recierre,  $\frac{2}{9} \times 100$  --- 22.22 %

Por lo tanto la reposición del relé durante el primer recierre del reconnector, es completa.

- Carrera del Relé durante el segundo despeje rápido del reconnector  $\frac{0.04}{0.55} \times 100$  --- 7.27 %
- Reposición del Relé durante el segundo recierre del reconnector  $\frac{2}{9} \times 100$  --- 22.22%

- Carrera del relé durante el 3<sup>a</sup> despeje en la curva lenta del reconectador  $\frac{0.2}{0.55} \times 100$  --- 36.36 %
- Reposición del relé durante el tercer recierre del reconectador  $\frac{2}{9} \times 100$ , --- 22.22 %
- Carrera acumulada del relé; 36.36% - 22.22% --- 14.14 %
- Carrera del relé durante el cuarto despeje en la curva demorada del reconectador  $\frac{0.2}{0.55} \times 100$  --- 36.36 %
- Avance total del relé 14.14 % + 36.36% --- 50.50%

De lo expuesto, se deduce que para esta secuencia del reconectador, al avanzar el relé el 50.5 % hasta la cuarta operación del primero, será éste el que despeje la falla, sin que tenga que desconectarse innecesariamente todo el primario, asegurando por lo tanto una coordinación satisfactoria.

5.4.6. COORDINACION RELE - RELE

Como se puede apreciar en las Figuras N<sup>o</sup> 5.11 y 5.12 y considerando la máxima corriente de cortocircuito vista por el relé de protección individual del primario que alcanza - el valor de 5.819.34 A., el tiempo que demorará éste en disparar será aproximadamente de 0.46 segundos, por lo tanto para lograr una adecuada coordinación con el relé de protección total de la Subestación se escoge la curva de dial 0.4 la que hará accionar a este relé para la corriente de falla especificada en un tiempo aproximado de 0.9 segundos consiguiéndose una separación en tiempo de 0.44 segundos mayor que el valor de 0.4 segundos que asegura una adecuada - coordinación entre ambos dispositivos. (Ref. 15.19)

Cabe señalar que este tiempo mínimo de separación en las curvas de operación de los relés, se la toma considerando:

Possible error en el tiempo de operación de Rl <sub>1</sub>	7% <sup>0.03</sup>	0.03 seg.
Possible error en el tiempo de operación de Rl <sub>2</sub>	7% <sup>0.03</sup>	0.06 seg.
Sobre carrera de Rl <sub>1</sub>		0.04 seg.
Sobre carrera de Rl <sub>2</sub>		0.04 seg.
tiempo de operación del reconectador R1 para la Icc. vista por éste		0.2 seg.
Tiempo total mínimo de separación entre Rl <sub>1</sub> y Rl <sub>2</sub>		0.37 seg.

#### 5.4.7 COORDINACION FUSIBLE - RELE

Como se puede observar en la Figura N<sup>o</sup> 5.13 los fusibles de mayor capacidad que se han previsto en el sistema están bajo la curva de operación del relé R<sub>1</sub> de protección del primario, para la máxima y mínima corrientes de corto circuito vistos por éste, esto asegura que los mencionados fusibles y más aún los de menor capacidad, con tiempos de despeje mucho más rápidos, operarán antes que el relé, sin que se produzca por lo tanto salidas innecesarias del primario en su totalidad por causa de una falla en uno de los ramales.

#### 5.5 OPERACION DEL SISTEMA

Observando el diagrama de la Figura N<sup>o</sup> 5.4 en la que se encuentran anotados los diferentes dispositivos de protección previstos, podemos señalar en base a los resultados de la coordinación:

- Que todos los fusibles que tienen instalados hacia el lado de la fuente otro como respaldo, operarán antes que estos en caso de una falla que podría ocurrir en su zona de protección.
- Para los ramales cuyos fusibles tienen como protección de respaldo al reconectador R<sub>1</sub> en caso de ocurrir una falla en su zona de protección, operará el reconectador dos veces en su curva rápida A, teniéndose por lo tanto

dos oportunidades para despejar la falla si ésta es de origen transitorio, en caso de no serlo, el fusible se fundirá durante la primera operación demorada de  $R_1$ , sin que todo este proceso afecte al tramo de primario comprendido entre la subestación y el reconectador.

- En caso de una falla en el lado de carga del reconectador  $R_2$  se tiene que, en base a la coordinación obtenida entre  $R_1$  y  $R_2$  que permite a este último operar 2 veces en su curva rápida A y 2 en su demorada C, tenemos que la secuencia de operación de  $R_2$  será de acuerdo a lo anotado en el ítem 5.4.4, de dos operaciones rápidas en la curva A y 2 demoradas en la curva B, secuencia 2 A 2 B, teniéndose por lo tanto que los dos reconectores operarán simultáneamente en sus dos operaciones rápidas, luego, en caso de subsistir la falla, será  $R_2$  el que corte por tercera vez, reponiéndose el servicio en el resto del primario, si la falla fuera de origen permanente, entonces será el reconectador  $R_2$  el que abra definitivamente sin que se haya afectado el servicio en el resto del primario y permitiendo con esta secuencia el que se pueda coordinar con fusibles en su lado de carga.
- Si la falla tuviera su origen en el primario mismo en el tramo de carga del reconectador  $R_1$ , éste operará en su secuencia normal hasta llegar al punto de corte definiti

vo si fuera del caso, sin que el Relé  $R_{11}$ , llegue a accionar, sin afectar por lo tanto el resto del circuito.

- Cabe señalar que también se ha considerado una posible falla de los diferentes dispositivos de protección, haciendo, consecuentemente que éstos no accionen en caso de una falla, por lo tanto sería el relé  $R_{11}$  del primario el que debería ver esa falla y enviar la orden al disyuntor  $D_1$ , para despejarla, sin que se produzca daño del conductor, por consiguiente de la Figura N<sup>o</sup> 5.12 se tiene que para la mínima corriente de falla de 1940A  $R_{11}$  despejará en 0.73 segundos en el ramal de  $R_2$  cuyo límite térmico para esa corriente es 10 segundos y para el caso de una falla en el ramal de F15 en caso de no operar las protecciones, el relé  $R_{11}$  operará para 2008 A. de Icc aproximadamente en 0.73 seg. tiempo menor que el límite térmico del conductor en ese ramal que es de 4.5 seg., sin que se produzca daño en el conductor.
- De acuerdo a lo señalado en el ítem 5.4.6 será el Relé del primario el que accione antes que el relé de protección secundaria de la subestación sin que se vean afectados los otros primarios en caso de una falla en el propio primario y antes del reconectador  $R_1$ ; teniéndose que si en un determinado caso llegaría a ocurrir que el relé  $R_{11}$  de protección del primario, fallara al igual que el resto de dispositivos de protección, para el caso

de mínima corriente de falla en el punto más crítico, que corresponde al ramal de F15 por cuanto su conductor es calibre N° 2 AWG, se observa en la Figura N° 5.12 que el relé  $R1_2$  despejaría en 1.4 segundos la mínima corriente de falla de 2088 A, sin que ocurra daño alguno en el conductor, dado que su límite térmico para esta corriente, es de 4.5 segundos.

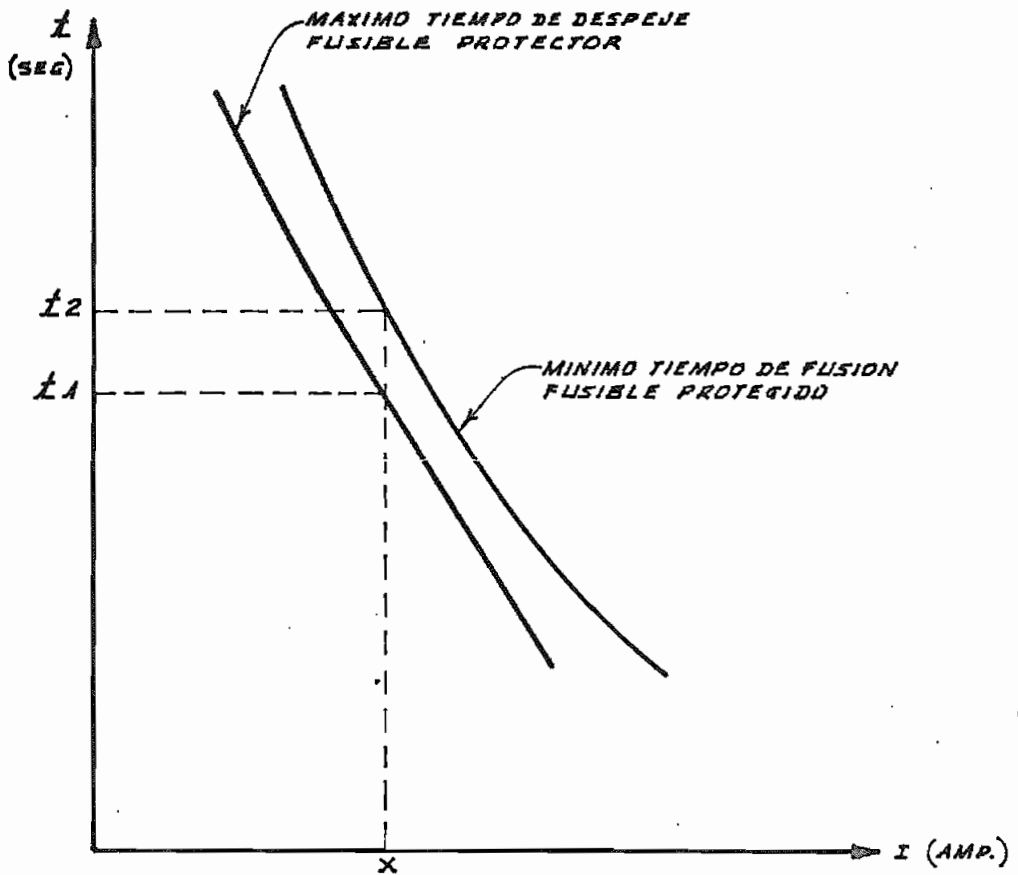


RAMAL	2-3	4-5	7-8	9-10	11-12; 12-14	19-21; 21-22	19-21; 21-23; 26-28	33-34	35-36; 41-42; 41-44	46-47
FUSIBLE	F1	F2	F3	F4	F5 ; F6	F7 ; F8	F7 ; F9 ; F10	F11	F12 ; F13 ; F14	F15
TIPO	5H	5H	15T	15T	65T ; 25 T	140T ; 30T	140T ; 65T ; 20T	2H	40 T 65 T; 6T; 6T 100 T	5H
Icc. AMP.	4750	4770	4502	4266	4140 ; 3965	3838 ; 3804	3838 ; 3804; 3737	3320	3440 ; 2972; 3075	2846
M.T.D. F. PROTECTOR	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	; 0.023	; 0.05; 0.015		0.01; 0.01	0.01
M.T.F. F. PROTEGIDO					0.023	0.14	0.14 ; 0.023;		0.012 0.042 0.066	
$\frac{MTD.}{MTF} \%$					43.5	16.4	35.7 ; 65		83 > 75* 24 15	

\* No coordina

CUADRO N° 5.8.

VALORES DE FUSIBLES Y COORDINACION



$$\frac{t_1}{t_2} \leq 75\%$$

$X$  = CORRIENTE DE FALLA EN LA UBICACION  
DEL FUSIBLE PROTECTOR

FIGURA N° 5.3

COORDINACION FUSIBLE - FUSIBLE (EN BASE A  
SUS CURVAS Y TIEMPO-CORRIENTE)

**- L E Y E N D A -**

- $\frac{M}{m}$  — MAXIMA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO
- $\frac{M}{m}$  — MINIMA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO
- $\frac{M}{m}$  — PORTAFUSIBLE SECCIONADOR 15/27KV-100 AMP.
- $\frac{M}{m}$  — RECONECTADOR AUTOMATICO TRIFASICO CLASE DISTRIBUCION, 60 HZ - 23 KV

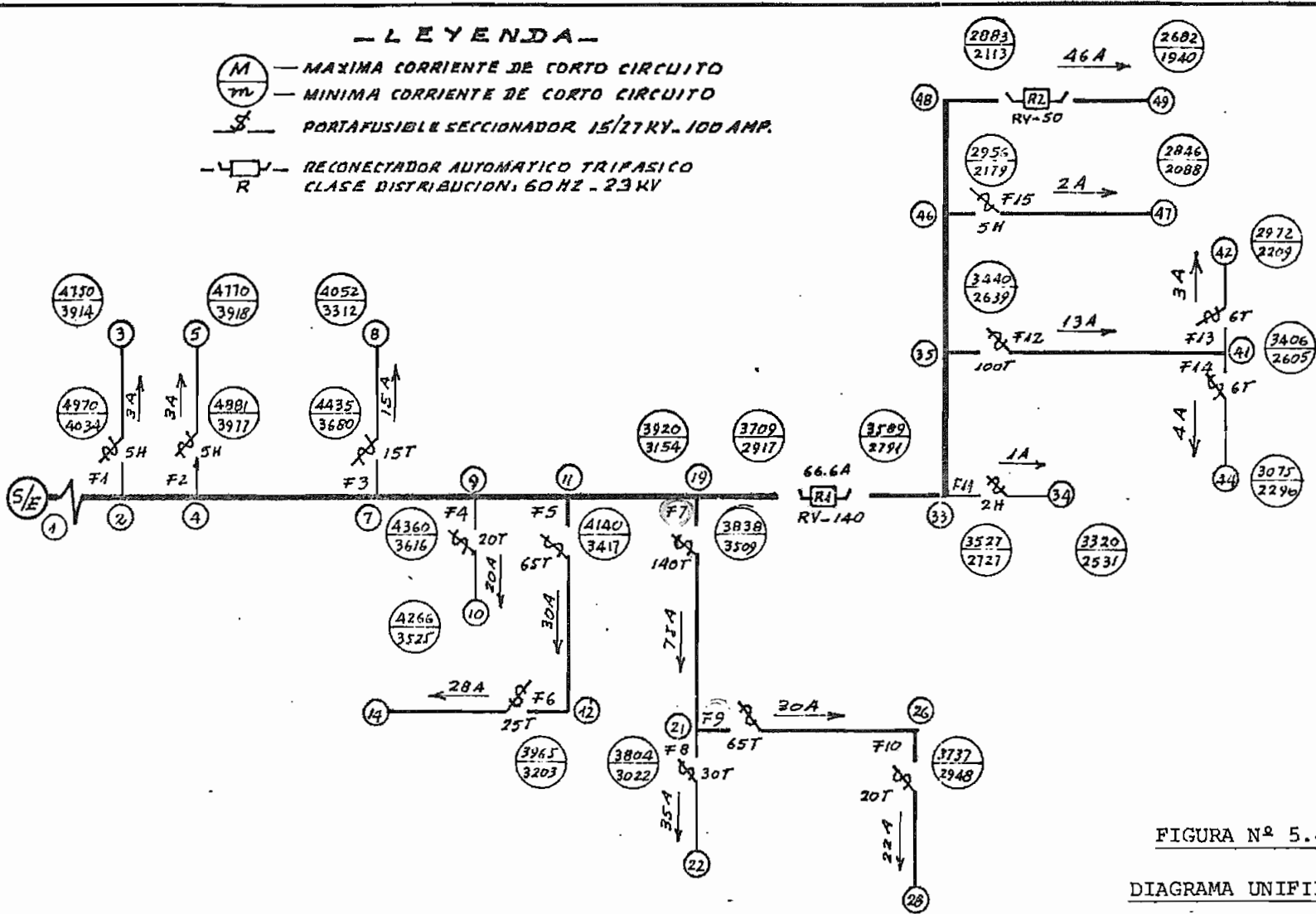
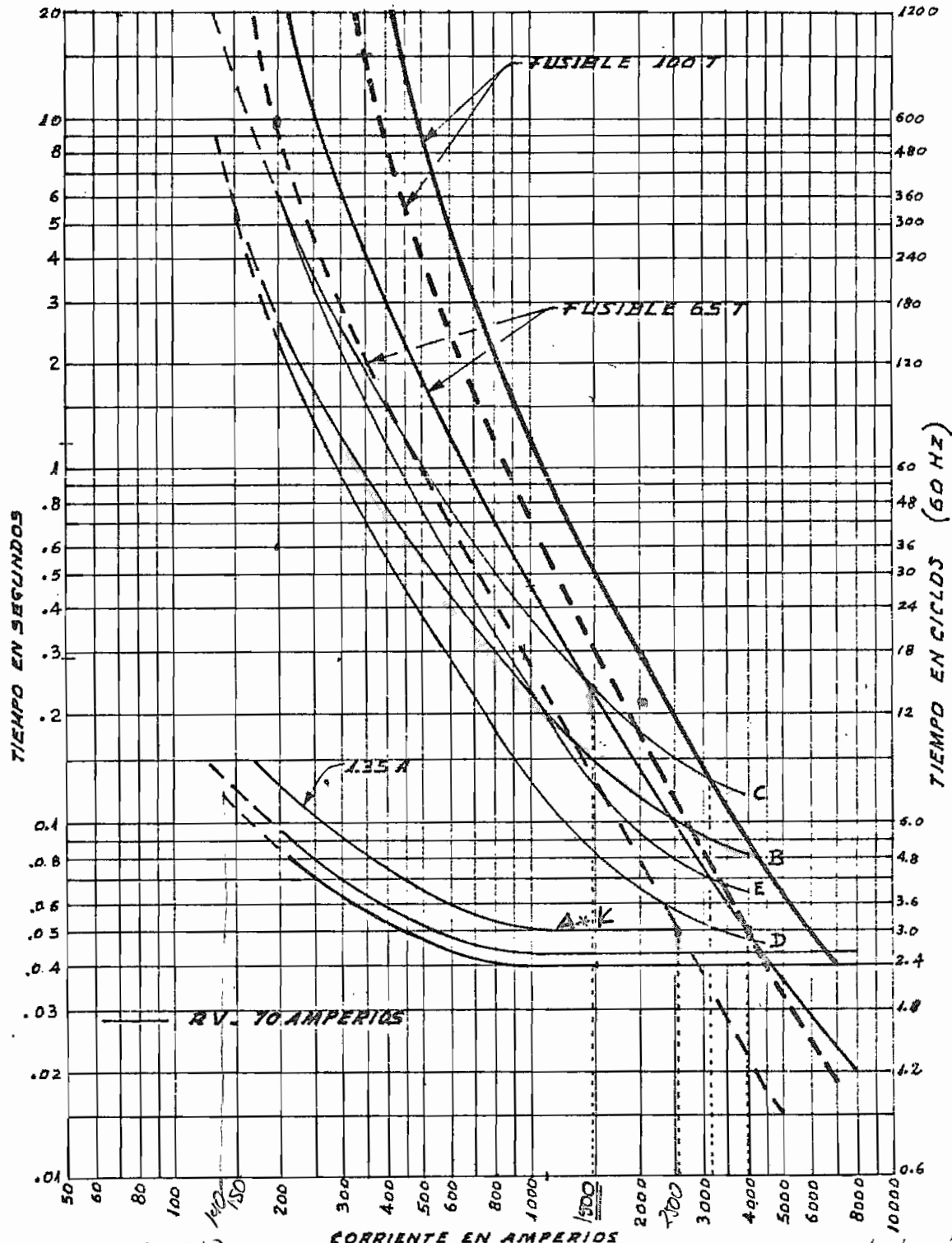


FIGURA N° 5.4

DIAGRAMA UNIFILAR.

MAXIMA Y MINIMA CORRIENTES DE C.C. Y UBICACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION



$2.1 n = 140$   
 $I_n = 30 A$   
 Recoveración

CORRIENTE EN AMPERIOS

FIGURA N° 5.5

COORDINACION FUSIBLE F12- RECONECTADOR R1

\* mínimo corriente de cortocircuito = 2605 A

\* máxima corriente de falla = 3406 A

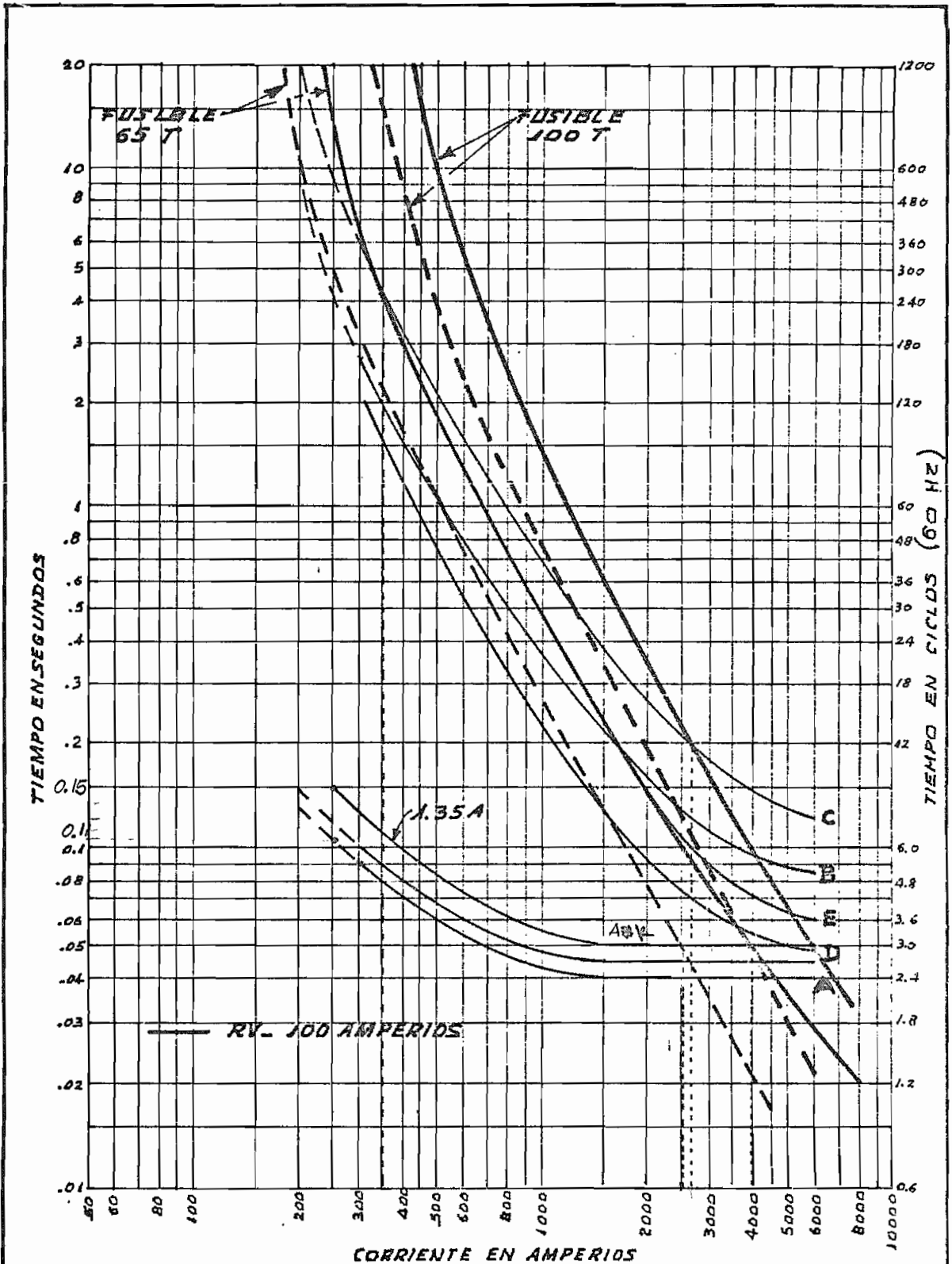


FIGURA N° 5.6

COORDINACION FUSIBLE F12- RECONECTADOR R1

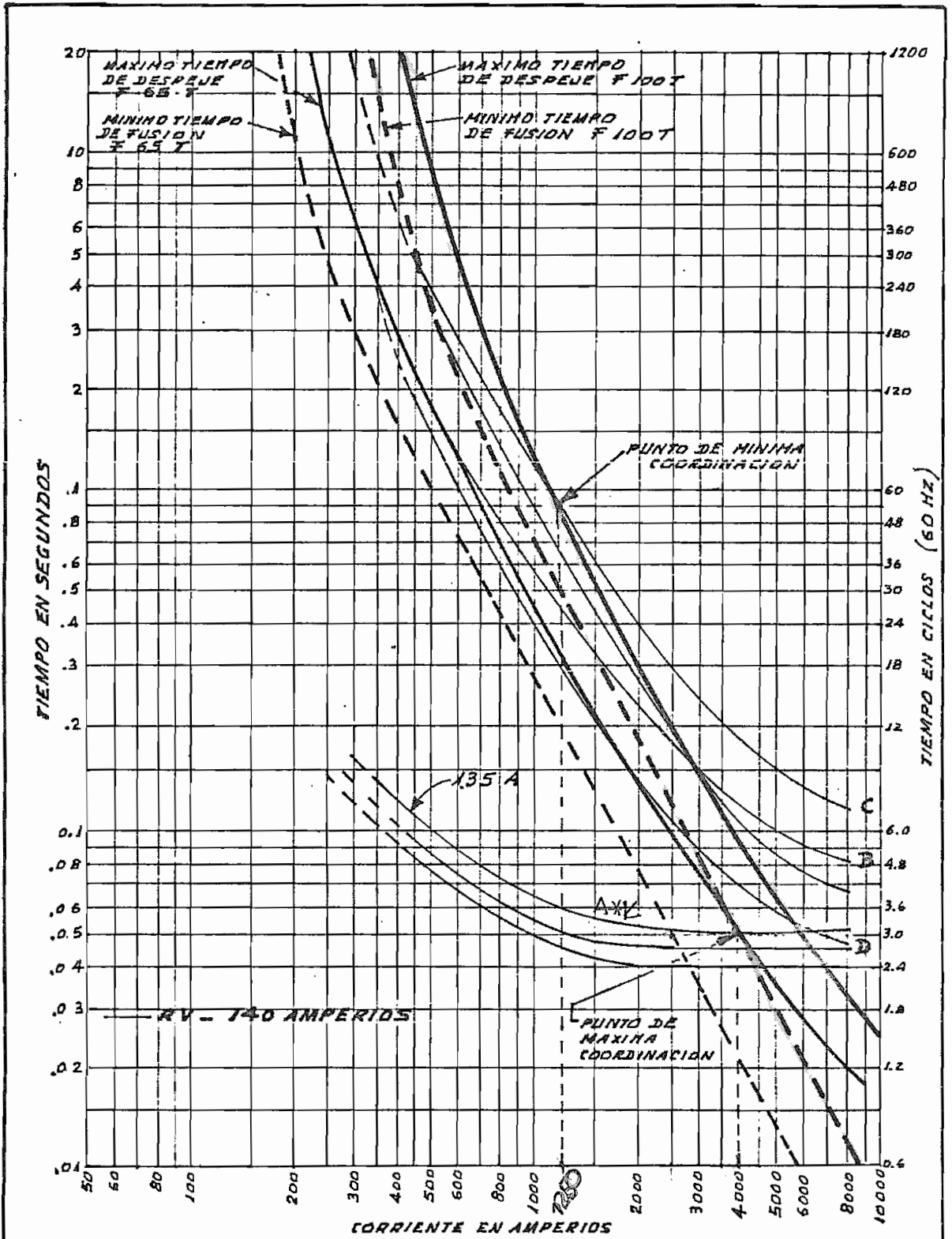


FIGURA N° 5.7

COORDINACION FUSIBLE F12- RECONECTOR R1

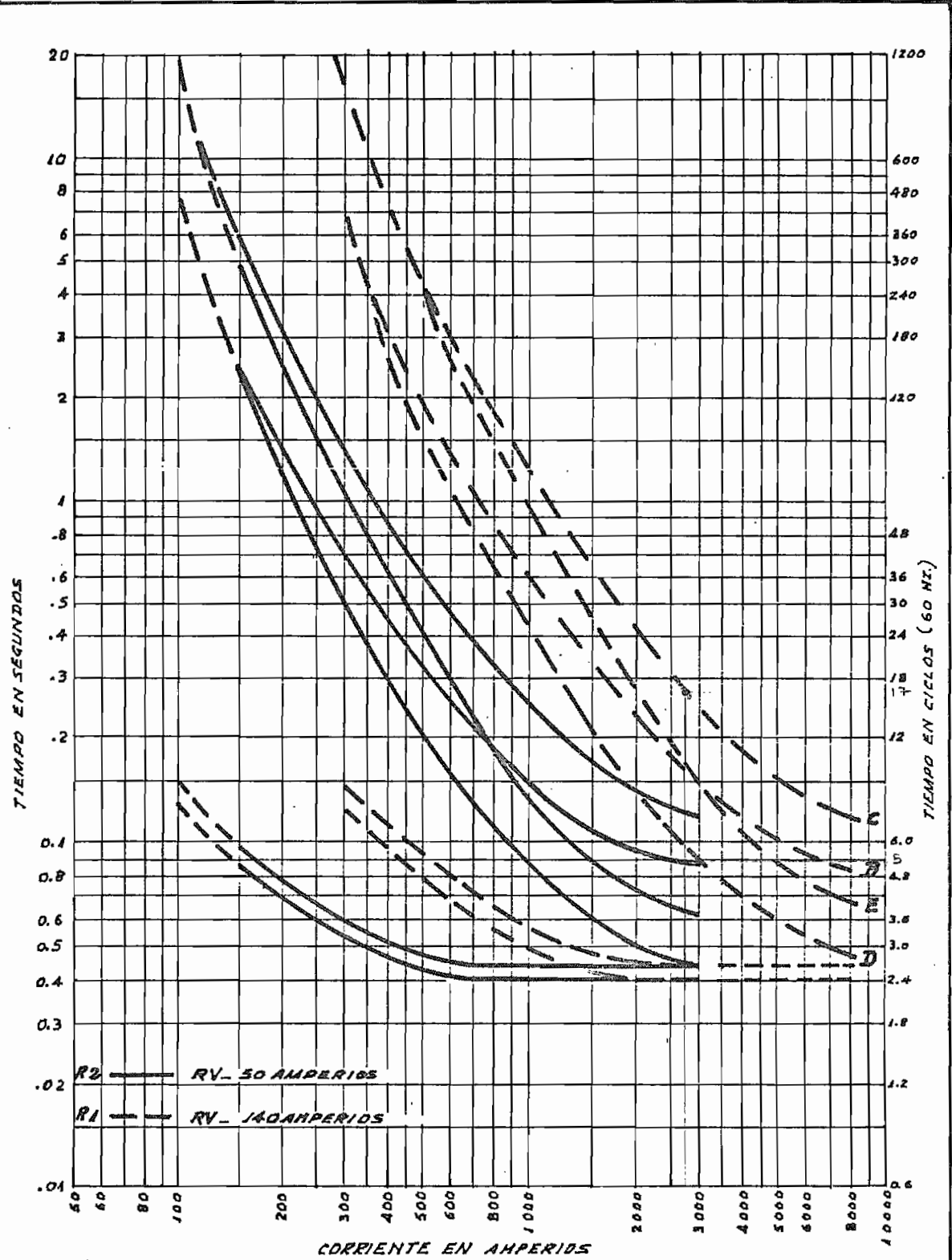


FIGURA N° 5.8

COORDINACION RECONECTADOR R1- RECONECTADOR R2

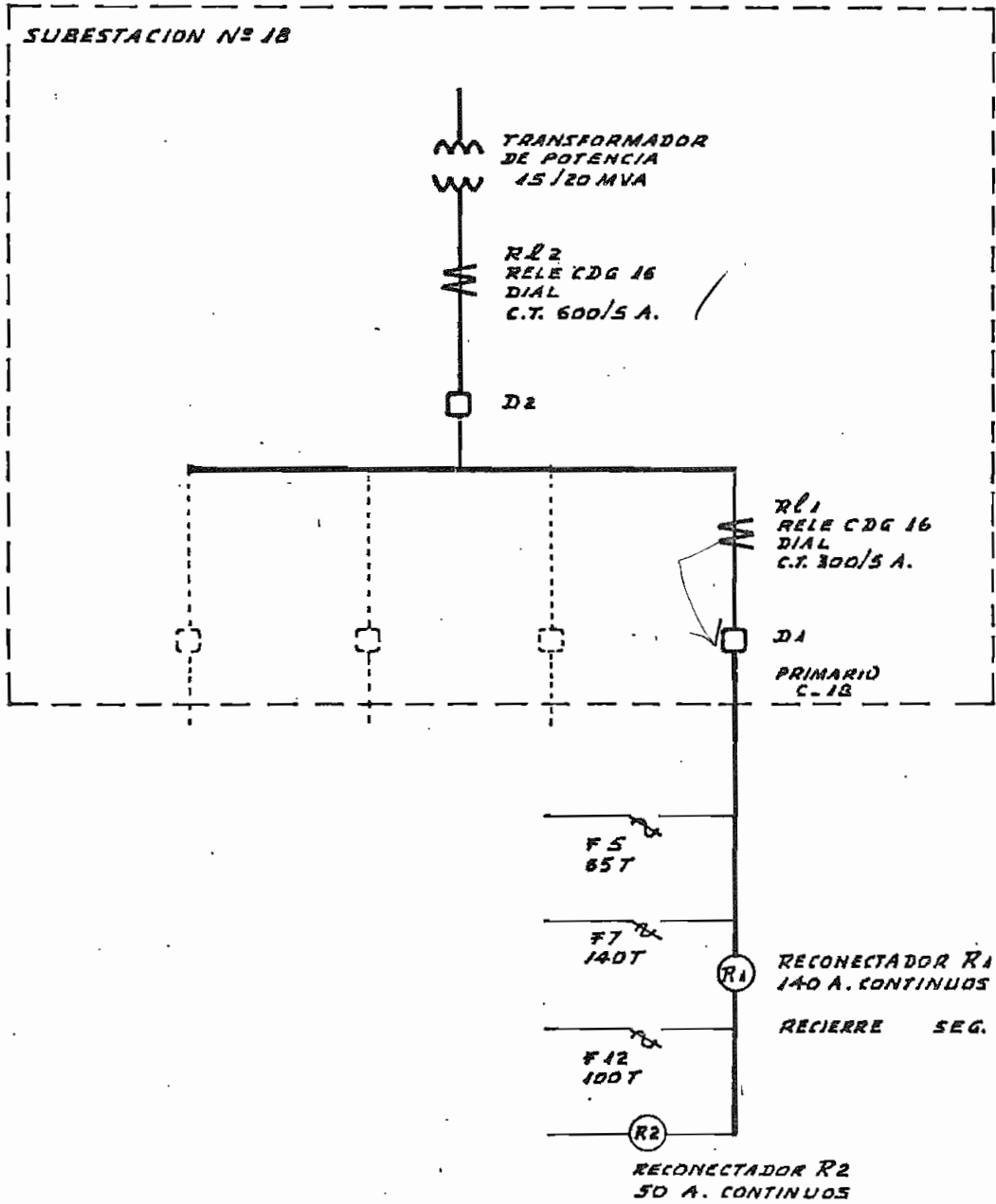


FIGURA Nº 5.9

DIAGRAMA DE PROTECCION DEL PRIMARIO C-18



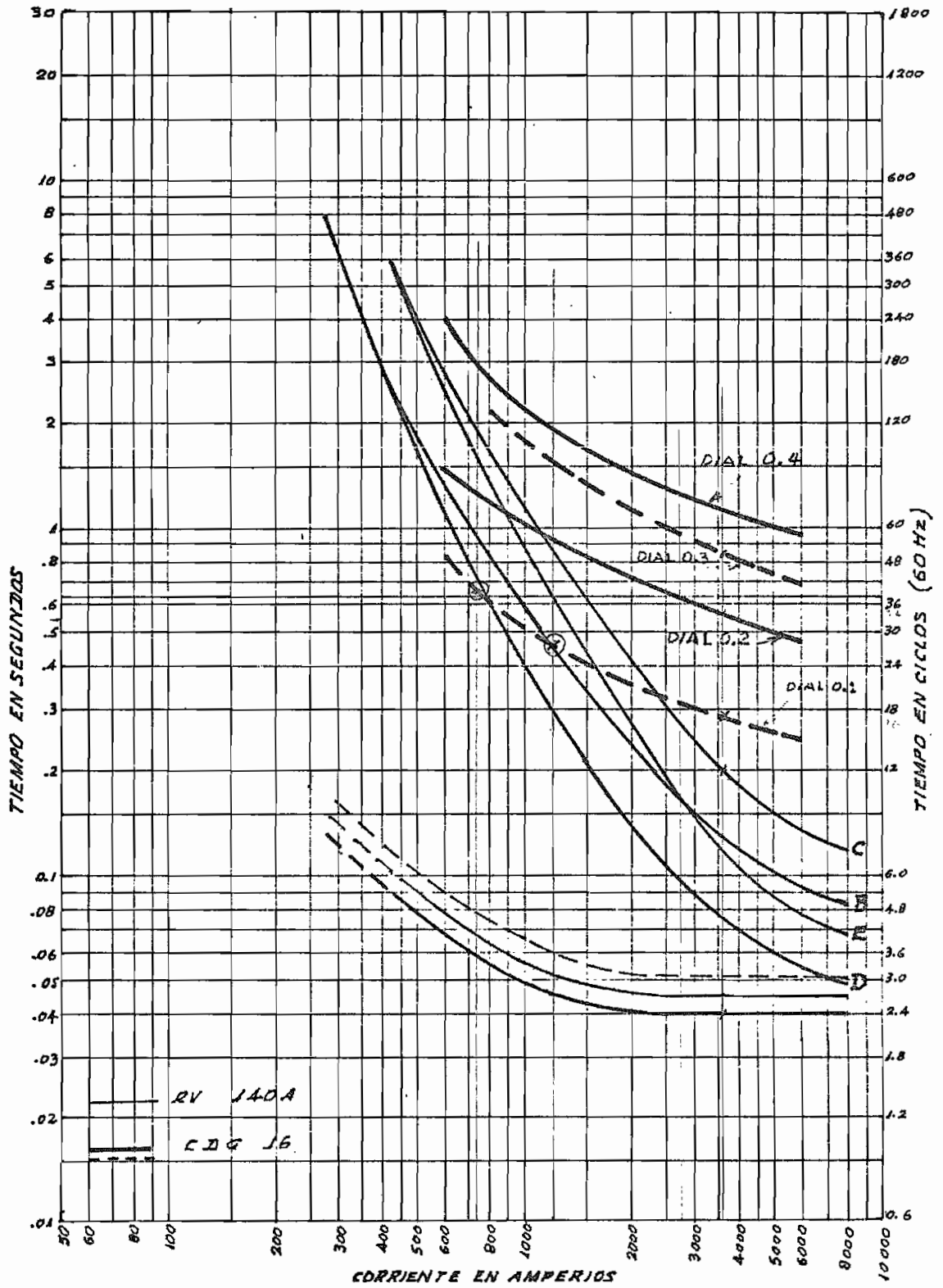


FIGURA N° 5.10

COORDINACION RECONECTOR R1- RELE R1-1

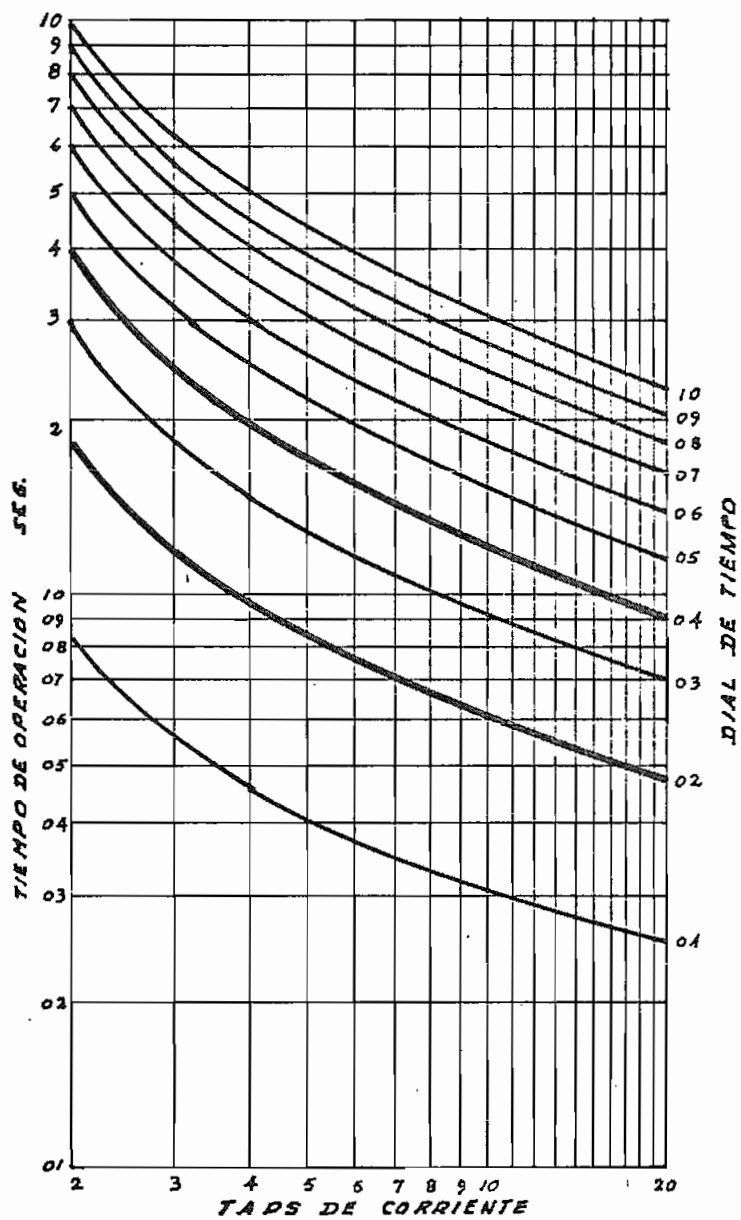


FIGURA N° 5.11

COORDINACION RELE R1-1 - RELE R1-2

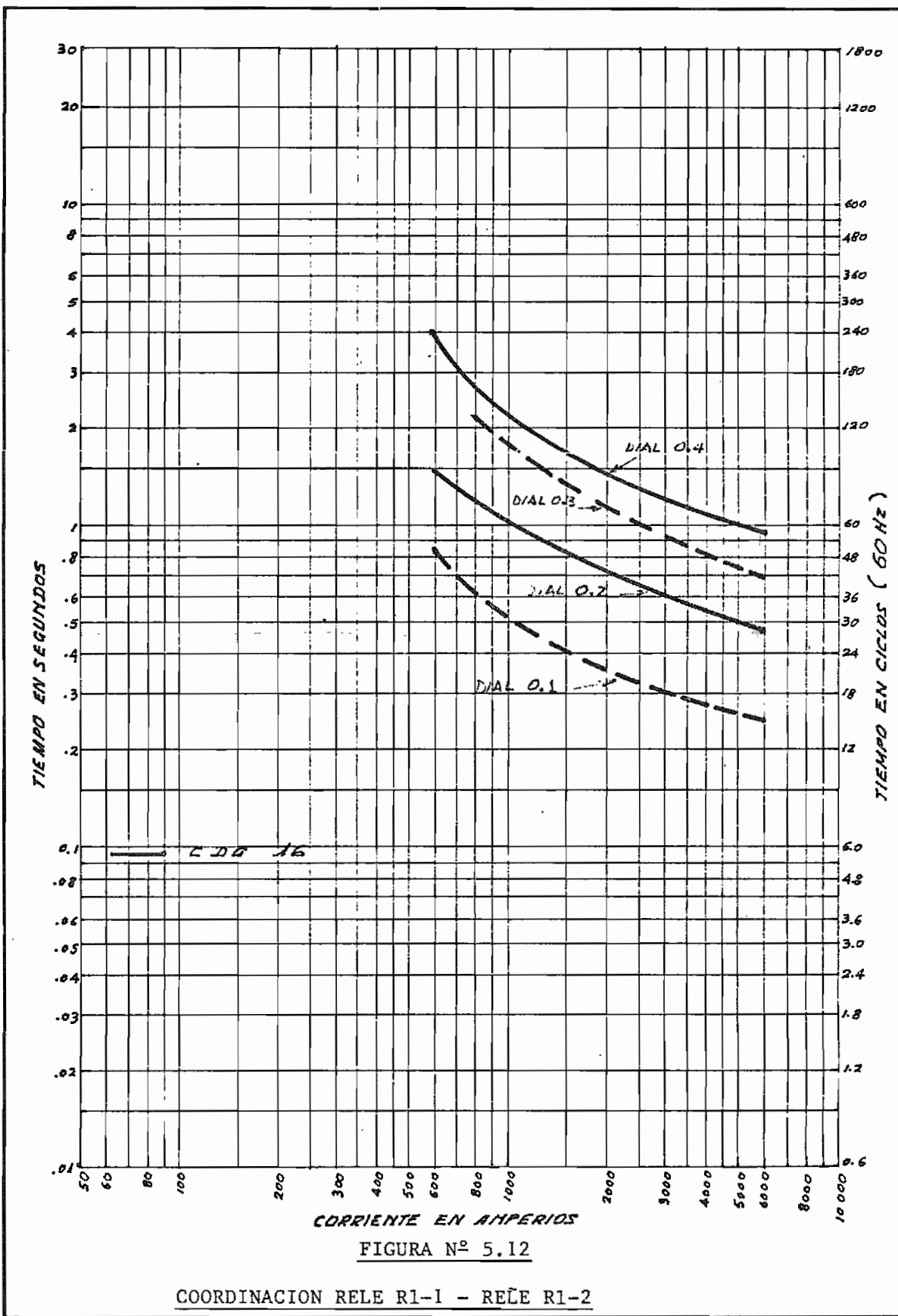


FIGURA N° 5.12

COORDINACION RELE R1-1 - RELE R1-2

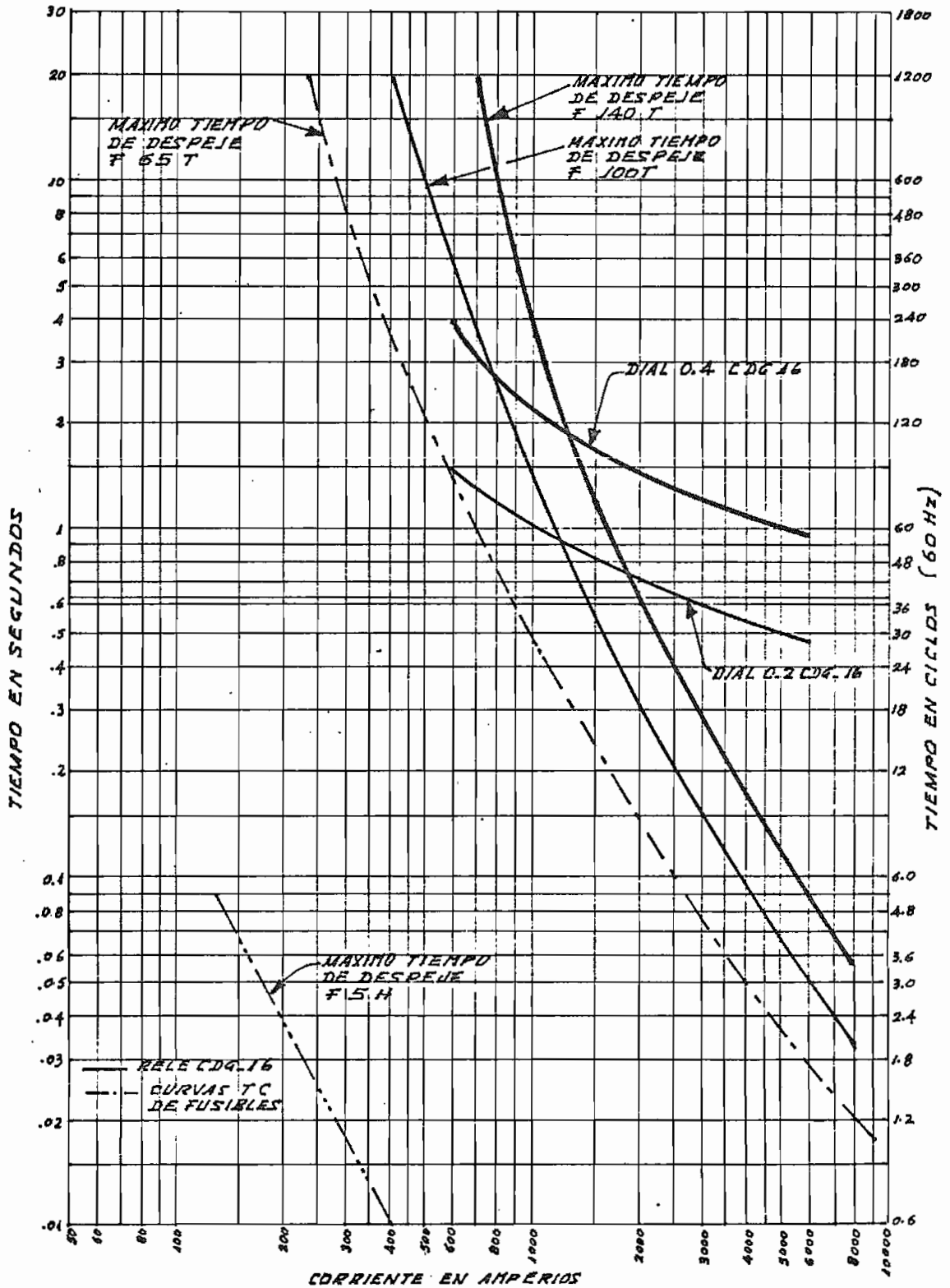


FIGURA N° 5.12

COORDINACIÓN FUSIBLE - RELE

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 PLAN DE EXPANSION DE LA E.E.Q. S.A.

La Empresa Eléctrica Quito S.A., con el fin de mejorar el servicio a los usuarios y promover el desarrollo industrial, está buscando implantar políticas de expansión y mejoramiento en su sistema de distribución, pero considerando la situación actual, las soluciones definitivas, no podrán darse sino a medidiano y largo plazo; para lo cual se tienen previstos los siguientes trabajos:

- Reubicación de Subestaciones ✓
- Incremento de capacidad en las S/E existentes. ✓
- Construcción de nuevas Subestaciones ✓
- Modificación de las subestaciones de maniobra ✓
- Construcción de primarios para las nuevas Subestaciones. ✓
- Cambio de tensión de primarios y redes de distribución ✓
- Reforzamiento de calibres de los primarios cuyas subestaciones aumentan de capacidad. ✓
- Mejoramiento y ampliaciones en redes de distribución.

En relación a los nuevos primarios a implementarse se ha determinado:

- Que todos serán de tipo radial, a una tensión de servicio de 22.8 KV (sistema 14.4/24.9 GRDY KV), exceptuando los existentes en el sector central de la ciudad que serán a 6.3 KV.

- Se normaliza el calibre y tipo de conductor a aleación de aluminio N<sup>o</sup> 4/0 AWG para las fases y N<sup>o</sup> 2/0 AWG para el neutro.
- Se han adoptado límites de caída de tensión considerando el tipo de usuarios a ser servidos, asumiéndose como máximos valores de caída de tensión, 2%, 3.5% y 6% según la importancia y tomando en cuenta la totalidad del primario desde la subestación hasta el último de los ramales.

## 6.2 UTILIZACION DE EQUIPOS

### 6.2.1 FUSIBLE

Como principales ventajas de la utilización de fusibles, en la protección contra sobre corrientes en circuitos primarios de distribución, se tienen:

- Bajo costo del dispositivo
- Facilidad en el cambio del elemento
- Utilización en la protección de equipos

Como limitaciones y desventajas:

- Limitación en su uso, por cuanto la máxima capacidad continua que puede obtenerse es de 200 A.
- Debilitamiento de sus características iniciales por efectos de corrientes de cierta magnitud y acción prolongada.
- Incapacidad de diferenciar fallas permanentes y transitorias, produciendo siempre salidas definitivas si es sometido a una corriente superior o igual a su corriente de fusión.

- Puesto que es un elemento que no se autorepone, debe ser cambiado por el personal de mantenimiento, cuando se haya fundido, lo cual representa costos elevados por conceptos de movilización y equipos.
- La posibilidad de que al ser cambiado, se lo haga por otro de características diferentes lo que afectaría a la protección y coordinación con otros equipos.

Por lo expuesto, será conveniente su aplicación en zonas que no tengan gran importancia y que puedan quedarse sin servicio aún cuando la falla ocurrida no sea del tipo permanente, y procurando en lo posible de que disponga de su dispositivo de respaldo con capacidad de recierre.

Cuando se requiera realizar el cambio de fusibles, debe hacerse por otros del mismo tipo y capacidad. En caso de no disponer de fusibles tipo "T" especificados en el ítem 5.4.2, podrán reemplazarse por tipo "K", pero siempre todos los del mismo punto de seccionamiento, de acuerdo a la tabla N° 6.1.

TABLA N° 6.1.

EQUIVALENCIA DE FUSIBLES "T" Y "K"

FUSIBLE	15	T	POR	25 K
	25	T	POR	40 K
	65	T	POR	100 K
	100	T	POR	140 K
	140	T	POR	200 K

Cuando se coordinen fusibles, no se requiere conocer la curva

de mínimo tiempo de fusión del primero.

Cuando se elijan fusibles de capacidad muy superior a la corriente nominal del ramal, por obtener coordinación con los dispositivos a ambos lados de éste, debe tomarse muy en cuenta el límite térmico de conductores y equipos, para no sobrepasar su capacidad, además deben considerarse los efectos de sobre carga, y por lo tanto disponerse adicionalmente de esta protección.

#### 6.2.2 RECONECTADOR

Como principales ventajas se pueden señalar:

- Es el dispositivo ideal para evitar cortes de servicio prolongados cuando ocurren fallas temporales o condiciones de sobre carga temporales de cierta magnitud, ya que abre sus contactos cuando atravieza por su bobina una corriente superior al 200 por ciento de su capacidad nominal para luego de un tiempo predeterminado cerrar nuevamente, restableciendo el servicio, secuencia que puede realizar varias veces, si es del caso, por lo que es un elemento muy adecuado para instalarse en zonas con un alto índice de ocurrencia de fallas, donde existan muchos árboles y en sectores de difícil acceso.
- Facilidad de montaje en crucetas, plataforma o directamente sobre postes.
- Facilidad de adaptación para futuros crecimientos del sistema.



- Adecuada protección de equipos y conductores
- Amplio margen de aplicación y coordinación con otros dispositivos de protección ubicados a ambos lados.
- Ahorro de gastos por movilización de personal para reposición del servicio cuando ocurren fallas transitorias, obteniéndose un alto grado de continuidad en el servicio eléctrico.
- Escaso mantenimiento y larga duración.

La limitación en su utilización está dada por su alto costo inicial.

Debe tomarse en cuenta que al utilizarlo como respaldo de un fusible, no es posible tener la seccionalización selectiva de un tramo de línea, más allá del reconectador cuando se usan secuencias todas rápidas o todas demoradas.

Cabe mencionar que en ciertos casos, para lograr una correcta protección de equipos y conductores, debe sacrificarse la coordinación, tal el caso de un fusible que tenga un reconectador de respaldo que deba accionar en sus cuatro operaciones rápidas por efectos de coordinación con el dispositivo de respaldo, en este caso, es necesario que las curvas del fusible se encuentren bajo las del reconectador.

Debe tenerse en cuenta que es muy difícil lograr coordinación entre un reconectador y un relé de comando de un disyuntor que sea extremadamente inverso, puesto que sus curvas son muy pronunciadas; es mucho más factible la coordinación entre un re-

conectador y relés muy inversos o inversos cuyas curvas son casi paralelas a la de los reconectores.

### 6.2.3. SECCIONALIZADOR

Por cuanto los seccionalizadores no tienen curvas características tiempo corriente, no se requiere realizar un estudio de curvas para su coordinación, debiendo tomarse en cuenta que su número de operaciones debe ser una menos que el total de cortes del reconector hasta su apertura definitiva; igualmente, cuando se instalen seccionalizadores en serie, cada equipo adicional instalado, deberá ser ajustado para una cuenta menos que el de respaldo.

Como principales ventajas se pueden señalar:

- Su costo es mucho más reducido que el de un reconector.
- Puede utilizarse como seccionador normal con corriente de carga.
- Simplicidad en la coordinación de la protección.
- Fácil reposición manual, accionando la palanca de recierre con una pértiga.
- No se requiere de reemplazo de elementos que podrían alterar sus condiciones de protección y coordinación.
- Es un equipo de larga duración que requiere poco mantenimiento.
- Facilidad en el montaje.

Como limitaciones podemos anotar:

- Un seccionalizador trifásico, no puede usarse con un re-

- conectador de respaldo que consista en tres monofásicos.
- Como no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, el dispositivo de respaldo debe ser capaz de interrumpir simultáneamente las tres fases.
  - En casos de corrientes de entrada mayores que su corriente actuadora, aún cuando ésta esté por debajo del valor mínimo de corte del reconectador, el seccionalizador puede contar y cortar cuando la corriente de entrada baje del valor de su corriente actuadora, esto puede evitarse agregando accesorios de restricción de voltaje y corriente para controlar cortes indeseados.

### 6.3. ESPECIFICACION DE EQUIPOS.

Si bien es cierto que el cálculo de la coordinación se lo realizará básicamente considerando las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito, debe tomarse en cuenta que la corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad continua de los fusibles ni ser mayor que la corriente nominal de reconectores y seccionalizadores, consecuentemente al especificar un equipo de protección, éste debe tener una capacidad tal que permita futuros incrementos de carga, y cuando se lo prevee como respaldo de otro, debe cuidarse siempre que pueda detectar la mínima corriente de falla, en toda

La zona de protección del elemento protegido.

Se recomienda instalar en la subestación, un relé de sobre co  
rriente el mismo que estaría calibrado para que opere con la  
corriente nominal y disponga de un elemento instantáneo que  
realice la desconexión con un valor de corriente de cortocir-  
cuito de aproximadamente 3.000 A. que es el valor fase-tierra  
que se tiene junto al reconectador hacia el lado de la fuente,  
con lo que se tendría una mayor selectividad de la falla entre  
el reconectador y el disyuntor de protección individual del -  
primario; el procedimiento de coordinación sería similar al rea-  
lizado considerando los valores de corriente de falla fase -  
tierra; el estudio respectivo, no se lo realiza por cuanto no  
se conoce el relé que sería especificado por el área correspon-  
diente de la E.E.Q. S.A.

Para la especificación en los dispositivos de protección se  
anotan los siguientes requerimientos de acuerdo a las normas  
establecidas por la Empresa Eléctrica "Quito" S.A. (Ref. 20)

DISYUNTORES.- clase distribución, sumergidos en aceite, para  
montaje en interiores.

RECONNECTADORES Y SECCIONALIZADORES.- clase distribución, sumer-  
gidos en aceite, para montaje exterior.

SECCIONADORES FUSIBLES.- tipo abierto, unipolares, para monta-  
je exterior.

CONDICIONES AMBIENTALES.-

3000 metros de altura sobre el nivel del mar

30°C temperatura máxima

0°C temperatura mínima

15°C temperatura media

1.500 mm. precipitación media anual

70% humedad media relativa.

NIVELES DE AISLAMIENTO

DISYUNTORES, RECONECTADORES Y SECCIONALIZADORES

23 KV. tensión nominal

24 KV. tensión máxima de diseño

150 KV. tensión de prueba a impulso (BIL)

SECCIONADORES FUSIBLES

23 KV. tensión nominal

15/27 KV. tensión máxima de diseño

125 KV. tensión de prueba a impulso (BIL)

CORRIENTES MINIMAS DE INTERRUPCION

5.000 A. corriente simétrica eficaz

8.000 A. corriente asimétrica eficaz.

Según se indicó en el ítem 3.4.2, para el cálculo de las co  
rrientes de falla se utilizó un programa digital (Ref. 13)  
teniéndose que el uso de esta herramienta frente al cálculo  
manual, presenta las siguientes ventajas: menor probabilidad  
de error, menor tiempo empleado en el cálculo y por consi—  
guiente menor costo hora/hombre, gran sencillez en el proce—  
dimiento, puesto que por difícil y complicado que sea el sis  
tema para obtener los resultados se requiere conocer básica—  
mente la forma de entrada de datos y las características geo  
métricas de la línea.

REFERENCIAS

1. Análisis de Sistemas eléctricos de Potencia, Willam D. Steven-  
son 2ª Edición 1965.
2. Análisis of Feeder Service Continuity J.E. He Nab.IEE Tran-  
sactions on Power Apparatus and Systems, Agosto 1961
3. Apuntes de Sistemas de Transmisión, Ing. Honorato Placencia EPN  
Año lectivo 1974-1975.
4. Apuntes de Sistemas de Distribución Ing. Víctor Orejuela, EPN.  
Año lectivo 1975-1976.
5. Catálogo de conductores eléctricos de CABLEC, septiembre de 1978
6. Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural, Quito 26  
al 30 de septiembre de 1977.
7. Distribution System Reference Book, Westinghouse, Electric Cor-  
poration, East Pittsburg, Pensylvania, Volumen 3, año 1965.
- 8.) Distribution System Protection Manual, Mc. Graw Edison. Bulle-  
tin 71022.
9. Estudio y Diseño Eléctrico del Futuro Centro Cívico y Comercial  
de Quito, Tesis de Grado, Galo Gamboa Moane, E.P.N. Quito, año  
1980
10. Estaciones de Transformación y Distribución, Enciclopedia CEAC  
de Electricidad, Barcelona, España, 2da. Edición, 1974.
11. E.E.I. and Bell System, Report N° 13.
12. Electrical Engineering Hand book, Siemens, Volume 1, 1977.
13. Flujo de Carga, Cortocircuitos y Protecciones contra sobre co-

- rrientes de Alimentadores Primarios, Radiales, de Distribución  
Tesis de Grado, Manuel Rueda Ruíz, E.P.N., año 1977.
14. Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión, Gilberto Enriquez Harper, México, año 1974.
  15. G.E.C. Measurements The General Electric Company Ltd. St. Leonards Works Staffor ST174LX England.
  16. IEEE Comittee, Report N° 14, October 1964.
  17. Líneas de transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica Volumen 2, Gilberto Enríquez Harper, México, año 1978.
  18. Manual de Estadísticas y desconexiones del CIER, Montevideo, Uruguay, año 1974.
  19. Manual de Protección de Sistemas, Endesa, Chile.
  20. Normas para Sistemas de Distribución, EEQ-SA., parte A. Guía para diseño, año 1979.
  21. Rural Electrification Administration Bulletin N° 15.
  22. Redes Eléctricas Volumen II, Jacinto Viqueira Landa, México D.F. 1968.
  23. Shorth Circuit Currents in Three - Phase networks Siemens, año 1972.
  24. Selection Application and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers, Mc. Graw Edison Canonsburg Pennsylvania, 15317.
  25. Standard Handbook for Electrical Engineers, Mc. Graw Hill book Co. N.Y. 1961, 7ª Edición.
  26. Transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse Penn



sylvania 1950, 4ª Edición

27. Tratado de Electrotécnica Práctica, Manual AEG2, Berlin Grunewald, 1967, 9ª Edición.
28. Yoslyn EEI - NEMA TUPE T. LINKS