

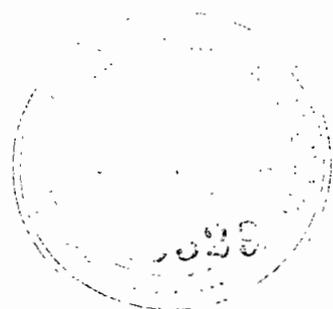
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"UTILIZACION DE LA RECONEXION EN LA PROTECCION  
DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
EN LA EMPRESA ELECTRICA QUITO"

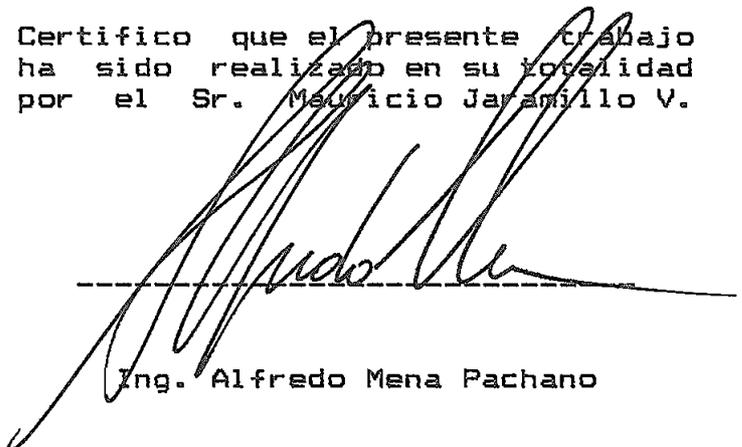
MAURICIO IVAN JARAMILLO VILLACRESES

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO

MARZO DE 1988



Certifico que el presente trabajo  
ha sido realizado en su totalidad  
por el Sr. Mauricio Jaramillo V.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Alfredo Mena Pachano', is written over a horizontal dashed line. The signature is fluid and cursive.

Ing. Alfredo Mena Pachano

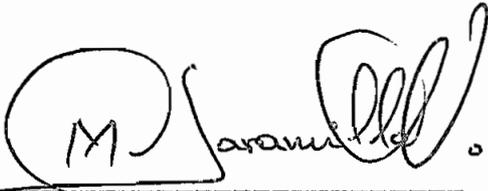
## PROLOGO

La Ingeniería Eléctrica ha protagonizado, en los últimos años grandes adelantos en el país, sin los cuales sería imposible abastecer la demanda de energía cada vez más y más creciente de los sectores industriales y residenciales.

Debido a este crecimiento y con el propósito de mejorar el servicio, es necesario aprovechar al máximo la energía eléctrica, y siendo la distribución el sector donde se producen las mayores pérdidas, se han realizado estudios para minimizarlas.

Este trabajo es un aporte más a los esfuerzos por diezmar la pérdida de energía, proponiendo la utilización de la reconexión automática en los primarios del Sistema Eléctrico Quito, para el despeje de las fallas no permanentes, con interrupciones mínimas del servicio.

Agradezco a todas las personas que de una u otra forma colaboraron con la realización de este trabajo y de manera especial al Ingeniero Alfredo Mena Pachano por su acertada dirección y al Departamento de Sistemas y Potencia de la Empresa Eléctrica Quito por su incondicional y valiosa ayuda.



A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized 'M' followed by the name 'Jaramillo V.' and a small flourish at the end. The signature is written over a horizontal dashed line.

Mauricio Jaramillo V.

## INDICE

### CAPITULO PRIMERO

#### INTRODUCCION

Objetivos y Alcance.	1
----------------------	---

### CAPITULO SEGUNDO

#### EL RECIERRE EN LA PROTECCION DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION

2.1.	Introducción.	3
2.2.	La Función del recierre.	5
2.3.	El Reconectador Automático.	5
2.3.1.	Descripción.	
2.3.2.	Aplicaciones.	
2.3.3.	Sistemas de control.	
2.3.3.1.	Control de operaciones hidráulico.	
2.3.3.1.1.	Sistema hidráulico simple.	
2.3.3.1.2.	Sistema hidráulico doble.	
2.3.3.1.3.	Accesorios.	
2.3.3.2.	Control de operaciones electrónico.	
2.3.3.2.1.	Accesorios.	
2.4.	El Seccionalizador.	29
2.4.1.	Descripción.	
2.4.2.	Aplicaciones.	
2.4.3.	Sistemas de control.	
2.4.3.1.	Sistema hidráulico.	
2.4.3.1.1.	Accesorios.	
2.4.3.2.	Sistema electrónico.	
2.4.3.2.1.	Accesorios.	
2.5.	Criterios de selección.	39
2.5.1.	Aplicación.	
2.5.2.	Ubicación.	
2.5.3.	Factores de selección.	
2.5.4.	Elección de los parámetros de funcionamiento.	
2.5.4.1	Elección de las secuencias de operación.	
2.5.4.2.	Elección del tiempo de recierre.	

2.6.	Coordinación de la protección.	48
2.6.1.	Reconectador/fusible.	
2.6.2.	Fusible/reconectador.	
2.6.3.	Reconectador/seccionalizador.	
2.6.4.	Reconectador/seccionalizador hidráulico.	
2.6.5.	Reconectador/seccionalizador electrónico.	
2.6.6.	Reconectador/seccionalizador/fusible.	
2.6.7.	Reconectador/reconectador.	
2.6.8.	Disyuntor con relè/reconectador.	
2.7.	Esquemas de seccionamiento y transferencia automáticos de la carga con protección de sobrecorriente.	63
2.7.1.	Esquemas de enlace.	
2.7.1.1.	Esquemas de enlace con tres reconectadores.	
2.7.2.	Esquemas de seccionamiento y enlace.	
2.7.2.1	Con cinco reconectadores.	
2.7.2.2.	Con enlace contador.	
2.7.2.3.	Con seccionalizadores.	

## CAPITULO TERCERO

### EL SISTEMA ELECTRICO QUITO

3.1.	Descripción del Sistema.	72
3.1.1.	Generación.	
3.1.2.	Transmisión.	
3.1.3.	Subtransmisión.	
3.1.4.	Subestaciones de Distribución.	
3.1.5.	Esquemas de las Subestaciones.	
3.1.6.	Areas de concesión.	
3.1.7.	Alimentadores Primarios.	
3.2.	Análisis de las fallas en el Sistema de Distribución.	77
3.2.1.	Causas de las fallas.	
3.2.2.	Tipos de fallas.	
3.2.3.	El Registro de fallas del Sistema Quito.	
3.2.4.	Análisis de los datos estadísticos de falla.	
3.2.4.1.	Clasificación de las fallas.	
3.2.4.2.	Análisis global del Sistema.	
3.2.4.3.	Análisis por subestaciones.	
3.2.4.4.	Análisis por primarios.	
3.3.	Análisis económico de la utilización de la reconexión.	129
3.3.1.	Costos.	
3.3.2.	Beneficios.	
3.3.3.	Rentabilidad.	

## CAPITULO CUARTO

### EJEMPLO DE APLICACION

4.1.	Introducción.	136
4.2.	Descripción.	137
4.3.	Selección de las protecciones.	147
4.4.	Ubicación de los equipos.	148
4.5	Coordinación.	148
4.6.	Calibración.	156

## CAPITULO QUINTO

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## BIBLIOGRAFIA

## ANEXOS

### ANEXO "A"

Definiciones.

### ANEXO "B"

Pruebas sobre reconectores hidráulicos.

### ANEXO "C"

Pruebas sobre seccionadores hidráulicos.

### ANEXO "D"

Pruebas sobre reconectores electrónicos.

### ANEXO "E"

Pruebas sobre seccionadores electrónicos.

### ANEXO "F"

Mantenimiento de los reconectores.

### ANEXO "G"

Clasificación de las desconexiones según origen y causas.

### ANEXO "H"

Características de los Reconectores Hidráulicos MGE.

### ANEXO "I"

Características de los relè:

CDG 14 (34)	GEC	EIDMT
CAG 17 (37)	GEC	Instantáneo
VAR 71	GEC	Reconexión

### ANEXO "J"

Características de los Seccionadores Hidráulicos MGE.

## CAPITULO PRIMERO

### INTRODUCCION

El Sistema de Distribución de la E.E. Quito S.A., a causa del gran desarrollo urbanístico, industrial y rural de su área de servicio, presenta problemas técnicos que son afrontados a corto, medio y largo plazos.

Uno de estos problemas es el de tener un lucro cesante considerable, causado por la gran incidencia de fallas de tipo transitorio o no-permanente sobre sus alimentadores primarios de distribución.

### OBJETIVOS Y ALCANCE.

Con la finalidad de evitar interrupciones innecesariamente prolongadas del servicio ocasionadas cuando los equipos de protección contra sobrecorrientes despejan estas fallas no-permanentes, este Estudio plantea la utilización del recierre automático en la protección de los equipos y líneas en los niveles de Distribución Primaria; y tiene como objetivos los siguientes puntos:

- Dar un conocimiento adecuado de los diferentes tipos de Reconectores y Seccionalizadores Automáticos de circuitos, para que de esta forma, sea posible escoger el más adecuado en base a los requerimientos del primario en el punto donde será aplicado.
- Dar criterios y procedimientos para la coordinación de estos equipos de protección, para que cada uno proteja selectivamente al sistema en conjunto con otros equipos ubicados a ambos lados de éste en forma coordinada.
- Establecer varios esquemas y procesos para la realización de pruebas en Reconectores y Seccionalizadores. Además vertir criterios para determinar períodos de inspección que especificarán cuando y cuanto de mantenimiento requiere un Reconector.
- Establecer las fallas no-permanentes dentro de la clasificación de las desconexiones sugerida por la

## Empresa.

- Determinar los primarios más afectados por fallas de tipo no-permanente del Sistema y recomendar la utilización de la reconexión automática en aquellos que justifiquen la inversión.
  
- Visualizar futuras aplicaciones de transferencia automática de la carga en primarios conjuntos, para minimizar la cantidad de abonados afectados por la interrupción del servicio debido al despeje de fallas permanentes.
  
- Aplicar la reconexión automática en el primario "B" de 22 KV de la Subestación San Rafael.

## CAPITULO SEGUNDO

### 2. EL RECIERRE EN LA PROTECCION DE ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION.

#### 2.1. INTRODUCCION.

La existencia de un considerable número de fallas de tipo no-permanente en los sistemas de distribución eléctrica, la extremada longitud que alcanzan ciertos de sus primarios, la lejanía en la que éstos se encuentran de los Centros de Personal de Mantenimiento que imposibilita la pronta restitución del servicio, así como la topología de los primarios radiales, cada vez más ramificados, que involucra un mayor número de seccionamientos y elementos fusibles, hizo necesario el empleo de un dispositivo de protección automática que tenga la suficiente "inteligencia" para distinguir las fallas permanentes de las no-permanentes, consiguiendo despejarlas con la mínima cantidad de usuarios afectados, en el primer caso; y sin afectar a ninguno, en el segundo. Este dispositivo reconectador, fue inicialmente diseñado y construido a fines de la década de 1930 en Estados Unidos por la KYLE PRODUCTS Co., una de las compañías pioneras de la actual Mc Graw-Edison. Este primer Reconectador era una unidad monofásica, pequeña y primitiva con pocas características de los reconectores modernos, pero demostró las sobresalientes ventajas del principio de apertura-cierre automáticos.

En 1944, el primer reconectador con completa "inteligencia", como es el tiempo dual de disparo, fue colocado en el mercado por LINE MATERIAL Co. . Se llamaba Kyle tipo H y era una unidad monofásica con capacidad de corriente nominal de 50 A y capacidad de interrupción máxima de 1.250 A bajo un severo ciclo de trabajo. Fue diseñado para uso con cualquier voltaje de 2.4 KV a 14.4 KV.

Hoy en la actualidad existe una gran cantidad de fabricantes de reconectores. Los principales son : la Brush Switchgear Limited y la Reyrolle Company de Inglaterra, la Kearney - National Company y la Mc Graw-Edison de Estados Unidos.

Por tener una larga trayectoria en diseño y construcción de este tipo de dispositivos, por presentar las más variadas alternativas para la solución de problemas de la

reconexión, así como por la relativa facilidad de comercialización en nuestro medio, los Reconectores Mc Graw-Edison, que han encontrado además la mayor posibilidad de aplicación en nuestro país y particularmente en el Sistema Quito, serán especialmente considerados a lo largo del desarrollo de este trabajo.

Existen 34 tipos distintos de reconectores producidos por Mc Graw-Edison que satisfacen virtualmente voltajes desde 2.4 KV hasta 34.5 KV, con capacidades de corriente nominal desde 50 a 1.120 A y niveles de interrupción bajo severos ciclos de trabajo de recierre que van hasta 16.000 A de corriente simétrica a máximo voltaje (20).

Casi paralelamente al Reconector, el Seccionalizador fue creado para complementar la protección con recierre. Este dispositivo de aspecto similar al Reconector difiere en cuanto a su operación, pues no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, aunque si los de carga; realizando la apertura de la línea luego de cumplida la secuencia de conteo para la cual ha sido calibrado y en instantes en que no se encuentra energizada la línea.

El seccionalizador está ubicado en serie con y a una distancia remota de un reconector sobre el lado de carga de este último. Cuenta cada vez que el Reconector interrumpe una corriente de falla y después de una cantidad predeterminada de interrupciones del Reconector, 1, 2 o 3, abrirá sus contactos, siempre sobre un circuito desenergizado.

Existen unidades con mecanismos de conteo hidráulico o electrónico. Las capacidades de corriente van desde 5 A hasta 400 A y 600 A y las clases de voltaje desde 2.4 KV hasta 34.5 KV (4).

Los reconectores y seccionalizadores se coordinarán estrecha y confiablemente entre si y con otros dispositivos de protección. Aislan automáticamente secciones de línea permanentemente en falla y son fácilmente aplicables en programas de control remoto, manuales o de supervisión.

Además estos dispositivos son sumamente duraderos y confiables. Tienen largos ciclos de trabajo y requieren de muy poco mantenimiento.

## 2.2. LA FUNCION DEL RECIERRE.

La protección de las líneas primarias de energía eléctrica mediante el recierre tiene como finalidad específica, eliminar las interrupciones del servicio, prolongadas por la actuación de las protecciones para despejar una falla de tipo no-permanente. Considerando como fallas no-permanentes, aquellas de tipo transitorio o de corta duración (1, 2, 3 seg.), provocadas por descargas atmosféricas, ramas de árboles, animales, vientos fuertes, etc. (13).

Como consecuencia, la protección con reconexión disminuye los gastos por movilización de personal de mantenimiento, ya que se consigue despejar en forma automática el 70 u 80% del número de fallas totales y que corresponden a las fallas no-permanentes en circuitos aéreos de conductor desnudo (9).

Adicionalmente, reduce la pérdida de recaudación de las empresas eléctricas por disminución del tiempo de interrupción de servicio por usuario al año.

A esto se añade que los equipos reconectores de línea presentan mayores flexibilidad de coordinación y confiabilidad de operación, que los elementos fusibles que encuentran rangos limitados de coordinación y desgaste en sus características al paso del tiempo con eventuales sobrecorrientes.

## 2.3. EL RECONECTADOR.

### 2.3.1. DESCRIPCION.

Es un dispositivo interruptor automático de falla, con la habilidad de detectar una condición de sobrecarga, interrumpir el flujo de corriente y luego de una demora de tiempo, recerrar automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla sigue presente, el Reconector repite esta secuencia de apertura-recierre hasta tres veces. Después de la cuarta operación de apertura queda permanentemente abierto.

Esta secuencia repetitiva de apertura-recierre con bloqueo final realiza dos importantes funciones :

- El Reconectador "prueba" repetidamente la línea para determinar cuando la condición de falla ha desaparecido.
  
- El Reconectador discrimina entre fallas temporarias y permanentes. Si luego de tres "pruebas", la falla persiste, puede asumirse que es permanente y por lo tanto el Reconectador queda abierto.

Los reconectores tienen también una característica dual de tiempo de disparo. Cuando un reconector detecta por primera vez una falla, cortará muy rápidamente, en apenas 3 o 4 centésimos de segundo. Este despeje muy rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en el sistema. Luego recerrará en 1 o 1.5 segundos, lo que significa una mínima interrupción de servicios. Frecuentemente esta breve interrupción es más rápida que el tiempo de caída de algunos arrancadores de motores.

Después de 1, 2 o posiblemente 3 de estas operaciones rápidas, el Reconectador automáticamente cambia a una operación de disparo lento. Este disparo lento permite más tiempo para despejar fallas no-permanentes y lo que es más importante, la combinación de operaciones rápidas seguidas de operaciones lentas, permite la eficaz coordinación con otros dispositivos de protección del sistema.

Otra característica importante es la reposición automática. Si un reconector es ajustado para quedar abierto, después de su cuarta operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la primera, segunda o tercera operación, el reconector se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otra secuencia completa de cuatro operaciones. Pero, si por el contrario, el Reconectador ha sido sometido a una falla permanente y pasa por una secuencia completa hasta quedar abierto, éste debe ser cerrado manualmente para entrar nuevamente en servicio.

El hecho de que un reconector haya quedado abierto, es decir haya cumplido la operación de bloqueo automáticamente, es una indicación muy confiable de que una falla permanente ha ocurrido en el sistema.

La detección de fallas se realiza por bobinas en serie colocadas dentro del tanque del reconector. El poder de cierre está provisto por resortes que son cargados por las mismas bobinas en serie que detectan y disparan, en

los reconectores pequeños. En los reconectores más grandes, se obtiene el poder de cierre de bobinas potenciales que utilizan el voltaje de línea del lado de fuente (figura 2.1.), o de operadores a motor (22).

También es usual la detección de fallas mediante transformadores de corriente de tipo barra pasante o de tipo bushing (22). Circuitos electrónicos de estado sólido proveen una señal de disparo y el pestillo de disparo es soltado por un solenoide accionado por batería. La batería está continuamente cargandose por la corriente de línea normal.

Las fuentes de energía externas se requieren solamente para accionar algunos accesorios especiales y para proveer potencia de cierre de los contactos principales en los reconectores más grandes.

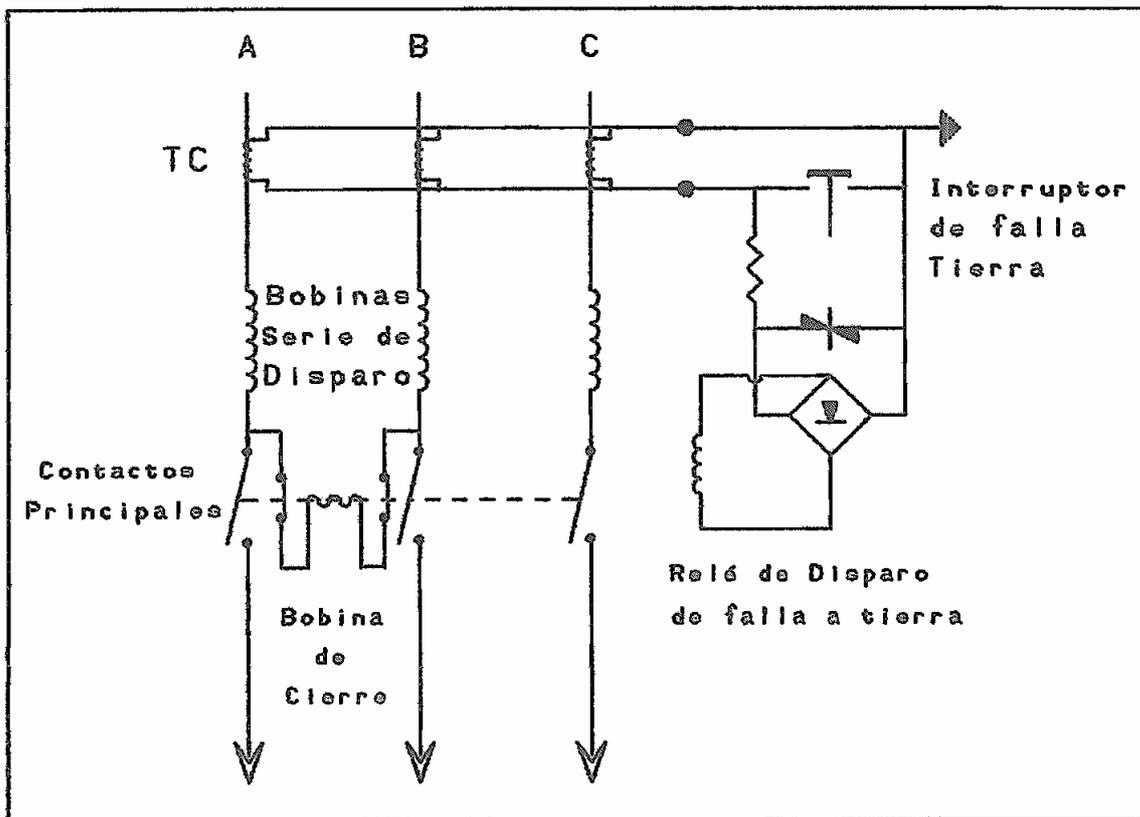


Fig. 2.1. Esquema de un reconector con accesorio para fallas a tierra.

### 2.3.2. APLICACIONES.

Los reconectadores pueden usarse en cualquier parte de un sistema de distribución donde cumplan con valores adecuados según los requerimientos del sistema. Las localizaciones posibles son:

- En subestaciones de distribución como elemento protector de sus alimentadores primarios. Mediante reconectadores trifásicos tipo subestación.
- En alimentadores primarios de gran longitud, en puntos de seccionamiento alejados de la subestación, para evitar innecesarios cortes generalizados a todo lo largo del primario a causa del despeje de una falla permanente cercana al final del mismo, o para proveer una extensión de la protección sobre los límites de la zona de protección del dispositivo de respaldo (7).
- En importantes derivaciones de grandes primarios, para proteger al ramal principal de cortes de energía producidos al despejar fallas en estas derivaciones, con reconectadores monofásicos o trifásicos tipo poste (10) (20).

Los reconectadores están diseñados básicamente para ser aplicados en sistemas aéreos de distribución radial. Se usa generalmente en líneas suburbanas y rurales, donde la exposición de las mismas es un riesgo natural que puede provocar frecuentes interrupciones (7).

Puesto que la mayoría de fabricantes de reconectadores ofrecen distintos accesorios, la aplicación con otros dispositivos de protección, resuelve todo tipo de problemas que puedan presentarse. Encontrándose reconectadores trifásicos de control electrónico en aplicaciones especiales como transferencia automática de carga con protección de sobrecorriente (10) (20).

### 2.3.3. SISTEMAS DE CONTROL.

Para comprender completamente la operación de los reconectadores automáticos de circuito, es necesario conocer sus diferentes tipos de control y medios de interrupción.

Existen dos formas de control de las operaciones de secuencia de los reconectadores: el control tipo hidráulico y el control tipo electrónico.

El control hidráulico, es propio de todos los reconectadores monofásicos pequeños con distintos valores de corriente normal que van desde 50 A hasta 560 A y valores de corriente simétrica de interrupción desde 1.250 A hasta 8.000 A. También se encuentra este tipo de control en reconectadores trifásicos de variadas capacidades de corriente.

El control electrónico es propio de reconectadores trifásicos grandes con corrientes normales que van desde los 560 A en adelante y corrientes simétricas de interrupción desde los 10.000 A (12) (20).

Como medio de interrupción tienen al aceite o el vacío o el SF<sub>6</sub>. En los reconectadores monofásicos el aceite que sirve de aislante de las partes vivas, se emplea en el mecanismo de control hidráulico y como medio de interrupción en los contactos principales (12) (20).

En los reconectadores trifásicos grandes se llega a utilizar el vacío para interrumpir las corrientes altas de falla a las que van a estar sometidos, siendo estos valores mayores a los 12.000 A de corriente simétrica (12) (20).

El exafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) es también muy empleado como aislante y como medio de interrupción en grandes y sofisticados Reconectadores con unidad de control con microprocesador (11).

En reconectadores de control hidráulico que usan aceite como medio de interrupción de corriente, el aceite se contamina poco a poco por la entrada de humedad al tanque y sobre todo por la formación de partículas de carbono en cada interrupción. Por esta razón se hace necesario su reemplazo ocasional bajo comprobación de mínimos niveles de rigidez dieléctrica, viscosidad, concentración de humedad, todos recomendados por las normas.

En los reconectadores que tienen el vacío como medio de interrupción se encuentran las principales ventajas como son: su poco peso, carencia de ruido y gases al momento de la apertura de los contactos, la larga vida útil de los mismos y la necesidad de períodos de mantenimiento

menores. Por otra parte, el muy corto recorrido del contacto permite un despeje de corriente de falla de gran velocidad.

El ciclo de trabajo de los reconectores en vacío ha sido establecido en cuatro veces la cantidad de interrupciones respecto de los de similar capacidad que usan aceite como medio de interrupción de la corriente (22).

### 2.3.3.1. CONTROL DE OPERACIONES HIDRAULICO.

Los reconectores de control hidráulico se dividen en dos categorías : aquellos que tienen su sistema hidráulico simple y aquellos con un sistema doble.

Con el primero, el reconector usa el mismo aceite para la interrupción de la corriente, para el aislamiento de las partes vivas de tierra y para los sistemas de conteo, de temporización al corte y operaciones de recierre.

Con el sistema hidráulico doble, el Reconector usa un tipo de aceite para la interrupción de la corriente, para la aislación de las piezas energizadas y para los sistemas de conteo de operaciones y de recierre. Y otro tipo diferente de fluido para el mecanismo de temporización de las operaciones demoradas (1) (20).

#### 2.3.3.1.1. SISTEMA HIDRAULICO SIMPLE.

Se emplea este sistema en reconectores monofásicos y en algunos trifásicos de bajas capacidades de corriente nominal. En cada fase, la corriente entra a través del aislador, pasa por una bobina serie de disparo, luego, a través de los contactos fijos y móviles y sale por el otro aislador. Cuando una sobrecorriente que sea superior al doble de la capacidad de corriente nominal de la bobina serie, fluye por el reconector, un émbolo es impulsado magnéticamente hacia abajo dentro de la bobina, que opera el mecanismo de resortes que abre los contactos principales del reconector, interrumpiendo la sobrecorriente.

Los contactos móviles del reconector pueden cerrarse levantando una palanca operativa, generalmente de color amarilla, cargando también el mecanismo de resortes de cierre ubicado inmediatamente bajo la tapa del reconector.

El mecanismo hidráulico, está completamente sumergido en aceite, controla la cantidad de veces que el reconector opera automáticamente, así como la velocidad de operación. En las figuras 2.2. , 2.3. , 2.4. y 2.5., se aprecian los cortes transversales de un esquema funcional del sistema hidráulico simple de los reconectores (22).

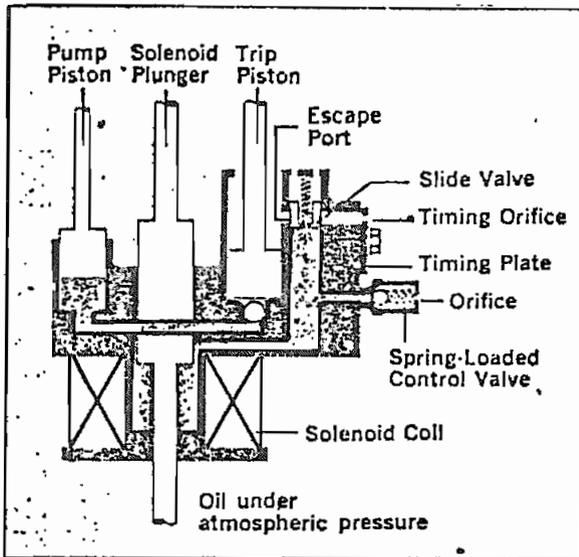


Fig. 2.2.  
Mecanismo hidráulico simple  
antes de primera operación.

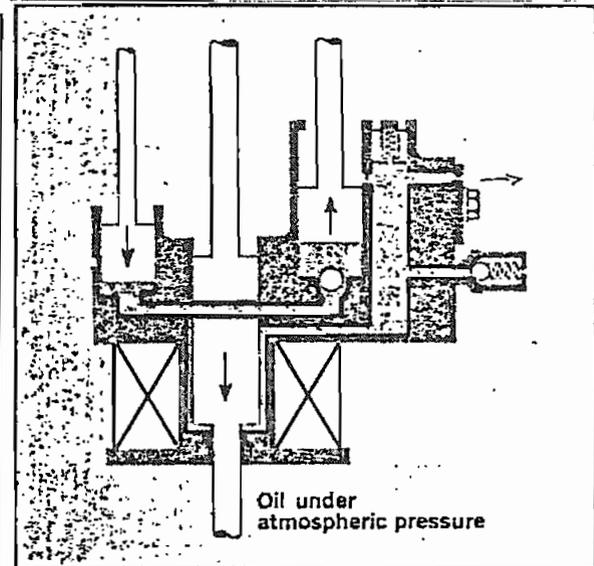


Fig. 2.3.  
Durante la primera operación  
de disparo.

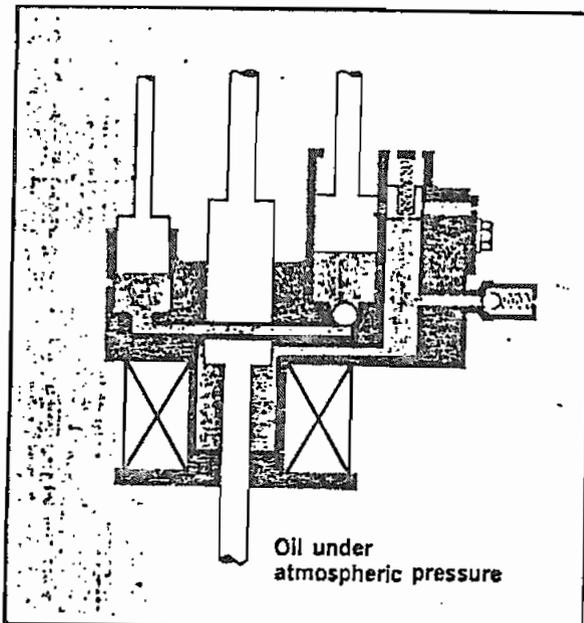


Fig. 2.4.  
Antes de la primera  
operación demorada.

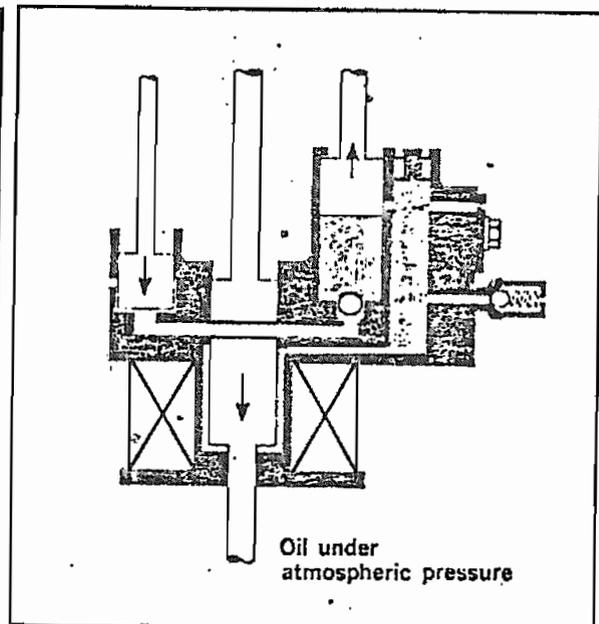


Fig. 2.5.  
Durante la operación  
demorada.

### Primera Operación de Disparo.

Cuando una corriente superior al 200% de la capacidad de corriente nominal de la bobina serie fluye a través de la misma, el émbolo que se mueve hacia abajo, desplaza hacia arriba por un canal hasta la cámara debajo de la válvula corrediza. Esto hace que esta última se mueva hacia arriba, abriendo el orificio de temporización y el de escape, como en la figura 2.3..

En la primera operación del reconectador y en las operaciones subsiguientes, dependiendo de la secuencia elegida; la mayor parte del aceite desplazado por el émbolo es eliminado libremente a través del orificio de escape. Esto se conoce como la operación rápida del reconectador, puesto que no hay retraso intencional en el movimiento del émbolo y por lo tanto, ninguna demora intencional en la apertura de los contactos principales. Esta operación tiene una característica inversa de tiempo-corriente, que constituye la curva "A" del Reconectador.

El pistón de bomba de la figura 2.2., está mecánicamente ligada al émbolo. Cada vez que el émbolo es impulsado hacia abajo de la bobina serie, el pistón de bomba se mueve hacia abajo, como en la figura 2.3., que empuja una cantidad regulada de aceite por un canal (distinto del canal del émbolo) hacia una válvula de tipo bolilla, a través de la cual ingresa a una cámara situada debajo del pistón de disparo. Esto levanta al pistón de disparo una cantidad medida. El pistón de bomba y el émbolo vuelven a sus posiciones originales, de manera que todo está listo para bombear otra cantidad de aceite. Considerando que la válvula de bolilla antes mencionada evita que el pistón de disparo se reponga puesto que es retenido en su posición elevada.

### Operación de Cierre.

La apertura de los contactos del reconectador interrumpe la circulación de corriente y desenergiza a la bobina serie de disparo. Unos resortes aplican fuerza al émbolo para volverlo a su posición inicial y cerrar los contactos principales. Entonces el intervalo de recierre es determinado por el tiempo requerido para que el émbolo se eleve y para que el aceite retorne al espacio dejado por éste dentro de la bobina serie. Este flujo de aceite es controlado por un orificio en la válvula corrediza, que ha vuelto a su posición original y cerrado el orificio de escape y el de temporización. Este lento flujo de aceite retrasa el retorno del émbolo y demora el recierre de los contactos principales del reconectador en alrededor de uno

o dos segundos.

#### Segunda operación de disparo.

Si la falla persiste cuando los contactos cierran luego de la primera interrupción, el reconectador se comportará de manera similar a la primera operación. Si el reconectador está calibrado para realizar dos operaciones rápidas y dos lentas, el aceite desplazado por el émbolo que se mueve durante la segunda operación de disparo, es eliminado libremente a través del orificio de escape. El pistón de corte se desplaza hacia arriba una segunda cantidad específica en su cilindro hasta donde bloqueará el orificio de escape para las próximas operaciones de disparo, como se muestra en la figura 2.4. .

#### Operaciones Demoradas.

Si aún persiste la falla luego de la segunda interrupción y recierre, la bobina serie de disparo llevará nuevamente el émbolo hacia abajo. El aceite es nuevamente desplazado, elevando la válvula corrediza. Pero el aceite no puede fluir más a través del orificio de escape, por que el pistón de disparo lo está tapando. Figura 2.5..

Por lo tanto, el aceite debe fluir a través del orificio de temporización, que es un pequeño orificio en el disco de temporización. Esto retarda el movimiento del émbolo hacia abajo y demora la apertura de los contactos. Ahora, cuanto mayor sea la sobrecorriente que experimenta el reconectador, mayor será la fuerza magnética sobre el émbolo y mayor presión en la cámara de la válvula corrediza, por lo cual existe una válvula adicional de control de alta corriente, la cual provee una salida adicional de aceite para obtener la característica deseada de tiempo-corriente.

#### Operación de Bloqueo.

Si la falla sigue existiendo después de las tres primeras operaciones, el Reconectador se abre nuevamente. La cuarta operación es igualmente demorada como la tercera. Pero durante la cuarta operación la carga de aceite bajo el pistón de disparo, lo eleva la distancia restante necesaria para que la varilla de disparo libere un picaporte bajo la tapa del reconectador, que abre definitivamente sus contactos principales. Los mismos

que permanecerán así hasta que manualmente sean cerrados a través de la palanca operativa exterior.

#### Reposición.

La falla puede despejarse en cualquiera de las operaciones del Reconectador y permanecer cerrado, en tal caso el pistón de disparo lentamente volverá a la parte inferior de su cámara y repondrá el mecanismo de control hidráulico para estar listo a otra secuencia completa de operaciones.

Igualmente la reposición se inicia tan pronto como el Reconectador a abierto definitivamente sus contactos.

Por lo general, el tiempo de reposición para estos mecanismos de control hidráulico es aproximadamente un minuto por cada operación de disparo llevada a cabo (1) (12) (20).

#### 2.3.3.1.2. SISTEMA HIDRAULICO DOBLE.

Este sistema es empleado para realizar el control de operaciones de reconectores de capacidades grandes. El aceite mineral, se utiliza para aislamiento, interrupción de la corriente y para los mecanismos de conteo y de temporización del recierre. Mientras que un fluido especial hidráulico, con una viscosidad relativamente constante dentro de una escala de temperatura de operación normal; se utiliza para el mecanismo que controla las curvas características de operación demoradas. Pudiendo elegirse entre dos curvas características, la "B" o la "C" y "D" o la "E" (10).

La operación de estos sistemas es similar a la del sistema simple. La corriente de línea en cada fase entra a través de un aislador, pasa por la bobina serie, a través de los contactos fijos y móviles y sale por el otro aislador. Una corriente superior al 200% de la capacidad de corriente nominal de la bobina serie, hace que los contactos móviles se abran interrumpiendo así la corriente. Después del intervalo de recierre de aproximadamente dos segundos, los contactos se cierran para probar la línea. Si la falla persiste, el reconectador continúa operando hasta la apertura definitiva. Si la falla es despejada, el mecanismo hidráulico se repone en su posición original y luego está listo para otra secuencia completa de operaciones de corte y recierre.

### Mecanismo Hidráulico.

Los reconectores más grandes no usan el mismo sistema de válvulas y orificios usados por las unidades pequeñas con control hidráulico. Un pistón de bomba, un pistón de apertura definitiva, válvulas de control y orificios producen los mismos resultados que el sistema hidráulico simple. Se incluye otro dispositivo, llamado válvula de reposición rápida, que provee inmediatamente la reposición del mecanismo contador cuando el reconector opera hasta la apertura definitiva. Para una, dos o tres operaciones de corte, el tiempo de reposición sigue siendo aproximadamente un minuto por cada operación que ha realizado.

### Cierre Eléctrico.

El cierre de los contactos móviles se realiza con un sistema de bobina energizada por un contactor. Inicialmente, la palanca operativa externa amarilla es levantada a la posición superior. Esto cierra un contactor interno, que conecta la bobina potencial de cierre entre dos fases o entre una fase y tierra, en el lado de fuente del Reconector.

La bobina energizada de cierre tira hacia abajo su émbolo, cerrando así los contactos móviles, desconectando los contactos de cierre y cargando los resortes de apertura.

Estas bobinas de cierre también pueden estar conectadas a fuentes externas de corriente continua o alterna.

### El Recierre.

El recierre automático es realizado de similar manera, siendo la bobina potencial energizada desde el lado de la fuente o desde una fuente externa, a través del contactor. El intervalo de recierre es determinado por el tiempo requerido para que el émbolo se eleve y para que el aceite vuelva al espacio dentro de la bobina potencial de cierre a través de una válvula de chapa en la parte inferior del marco del solenoide.

En las figuras 2.6.a. y 2.6.b. se puede apreciar algunos de los componentes del reconector que emplea el control hidráulico doble (20).

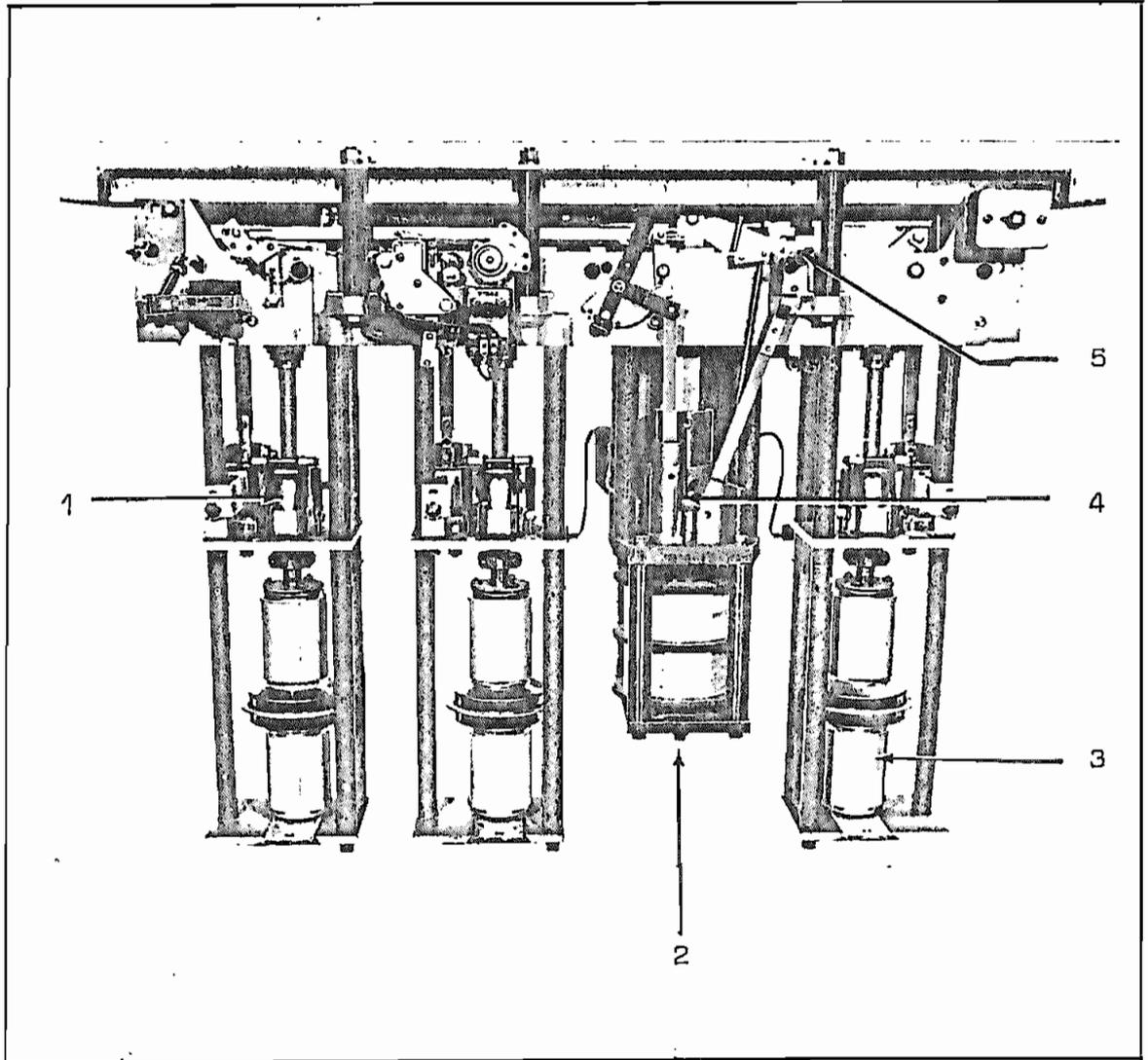


Fig. 2.6.a: Componentes internos de un reconectador MGE.

- 1 Bobina serie de disparo
- 2 Bobina de cierre
- 3 Interruptores de vacío
- 4 Bomba hidráulica de conteo
- 5 Eje para cierre manual

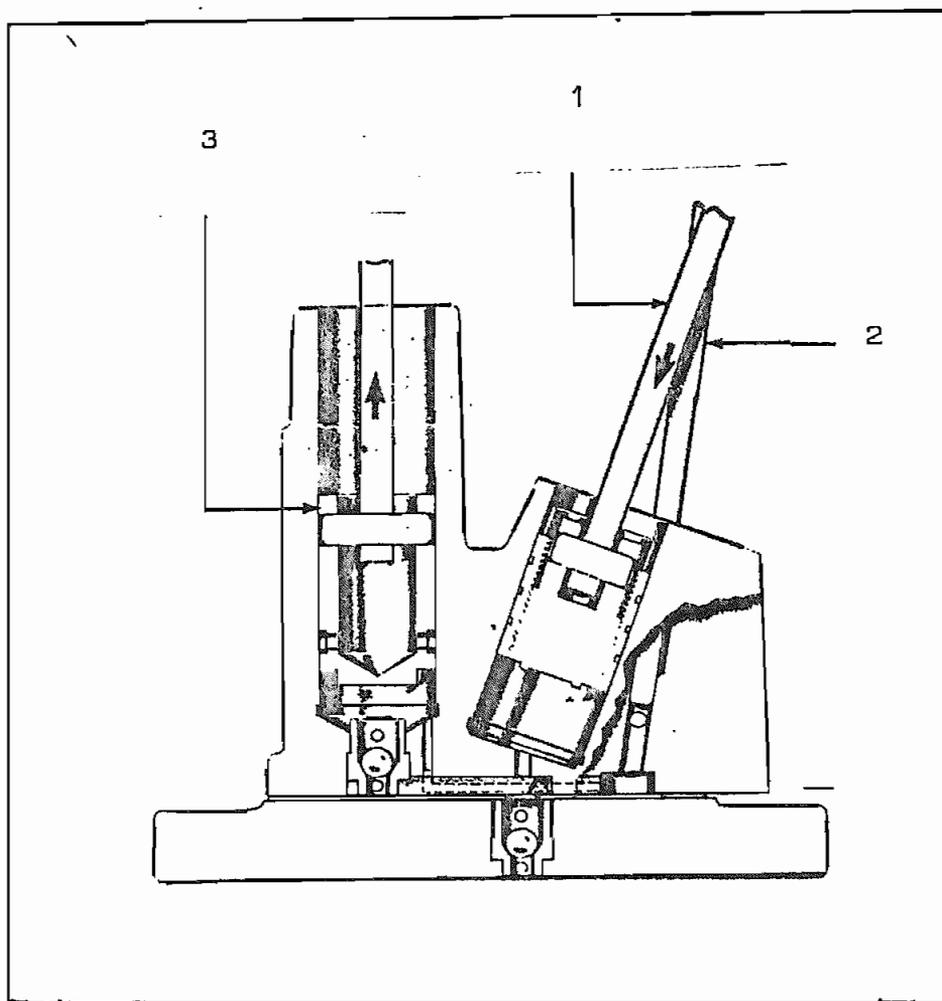


Fig. 2.6.b; Corte transversal del sistema hidráulico.

- 1 bomba hidráulica
- 2 varilla de válvula de reposición
- 3 pistón de bloqueo

### 2.3.3.1.3. ACCESORIOS.

Los reconectores tienen una variada cantidad de accesorios que aumentan aún más su flexibilidad de aplicación y facilidad de coordinación. En el caso de los reconectores hidráulicos Mc Graw-Edison, los accesorios pueden aplicarse a cualquier tipo de sus reconectores, sin embargo existen limitantes sobre algunos de ellos.

De forma general, los principales accesorios para reconectores hidráulicos trifásicos (control hidráulico doble) son los siguientes:

#### Transformadores de Corriente tipo bushing.

Se emplean para operar relés, medir la carga o para alimentar el accesorio de disparo a tierra. Se instalan en los bushings del lado de fuente y/o del lado de carga. Poseen un solo devanado primario y varios taps en el lado secundario, ofreciendo relaciones varias, dependiendo de la conexión empleada. Se obtienen relaciones desde 50:5 hasta 600:5 amperios.

#### Accesorios de Disparo de fallas a tierra.

Pueden ser de accionamiento hidráulico o electrónico. El accionamiento hidráulico consiste de una bobina amortiguada por mecanismo hidráulico compuesta de dos devanados posibles de conectarse en serie o paralelo para tomar la señal de transformadores de corriente. Esto permite obtener variados rangos de corriente mínima de disparo ante fallas a tierra, como las de la tabla 2.1..

El número total de operaciones de disparo es el mismo calibrado en el sistema de control del reconector. Pero el número de operaciones rápidas de disparo (curvas rápidas) se puede calibrar independientemente de las señaladas en el control, calibrando el disco del mecanismo hidráulico del accesorio.

Las curvas que pueden obtenerse con este accesorio son de tiempo inverso y de tiempo constante, tanto las instantáneas como las demoradas. Estas curvas características del disparo de fallas a tierra se obtienen con solo calibrar su mecanismo accesorio.

TABLA 2.1.

Corrientes mínimas de disparo de fallas a tierra.

Relación de Transformación de los T C	Corriente mínima de disparo de secuencia cero (A en los primarios de los TC)	
	devanados en serie	devanados en paralelo
50 : 5	no aplicable (*)	no aplicable (*)
100 : 5	63.5	110
150 : 5	87	156
200 : 5	110	204
250 : 5	133	250
300 : 5	156	300
400 : 5	204	400
450 : 5	227	450
500 : 5	250	500
600 : 5	300	600

(\*) La salida en los secundarios de los TC no alcanzan a operar la bobina.

El accesorio de disparo de fallas a tierra también puede ser de tipo electrónico, montado dentro del reconector provee características de operación de tiempo dual (instantáneas y demoradas), con 11 valores de corriente mínima de disparo y 9 curvas de tiempo demorado constante. No se obtienen curvas demoradas de tiempo inverso con este tipo de accesorio.

La corriente mínima de disparo de secuencia cero se obtiene calibrando el accesorio con resistencias que pueden cambiarse y sustituirse, pudiéndose obtener valores desde 5 A hasta 560 A.

Las 9 curvas de demora de tiempo-corriente se obtienen también con el intercambio de resistencias. Mientras que el número de operaciones totales es el mismo número de la calibración hecha sobre el sistema de control. Y el número de operaciones rápidas podrá ser menor o igual al número de operaciones rápidas calibradas en el sistema de control y es obtenido regulando el disco de operaciones rápidas del accesorio de disparos de fallas a tierra.

Adicionalmente al accesorio de disparo de fallas a tierra, ya sea de tipo hidráulico o electrónico, se consiguen accesorios para su bloqueo en caso de requerirlo en forma manual o remota.

Además, existen interruptores auxiliares, normalmente abiertos y normalmente cerrados, que funcionan con la posición de los contactos principales del reconectador, con la finalidad de operar otro tipo de dispositivos o elementos eléctricos a voltajes reducidos (de 24 a 250 voltios) y corrientes de interrupción bajas (hasta 80 A). Igualmente existen interruptores indicadores de bloqueo del reconectador con corrientes de interrupción de hasta 10 A.

También existen accesorios que permiten al reconectador poder operar con tiempos diferentes de recierre; éste accesorio es el de "tiempo dual de recierre" y opera para dar al primer recierre un tiempo de 0.5 segundos; mientras que los subsiguientes recierres tienen el tiempo normal de 2 segundos.

#### Accesorios para control remoto de las operaciones.

Estos accesorios son los siguientes :

De Disparo Remoto, que luego de energizada la bobina de disparo remoto, ejecuta todas las operaciones normalmente, siempre que las condiciones de sobrecorriente en la línea existan, de otro modo únicamente el reconectador vuelve a cerrar sus contactos principales.

De Bloqueo Remoto, que activa la bobina shunt de bloqueo para disparar al reconectador y mantener sus contactos principales abiertos, los cuales pueden recerrarse solo manualmente. Este mecanismo se utiliza generalmente con la bobina shunt de cierre, que proporciona el cierre remoto del reconectador.

De Cierre Remoto, que opera la bobina shunt de cierre para que a su vez conecte la bobina principal de cierre y cierre los contactos principales del reconectador.

De Bloqueo del Recierre, que opera la bobina de bloqueo del recierre del reconectador, la cual puede ser diseñada para actuar cuando el reconectador no está energizado o para actuar cuando el reconectador está energizado.

Estos accesorios requieren para su acción remota de fuentes independientes, que deben cumplir con requerimientos de las bobinas para su accionar.

Estos accesorios facilitan a los reconectadores algunas aplicaciones para seccionamiento y transferencia de la carga en circuitos radiales conjuntos. En la figura 2.7. se especifica las conexiones de algunos accesorios para reconectadores de control hidráulico.

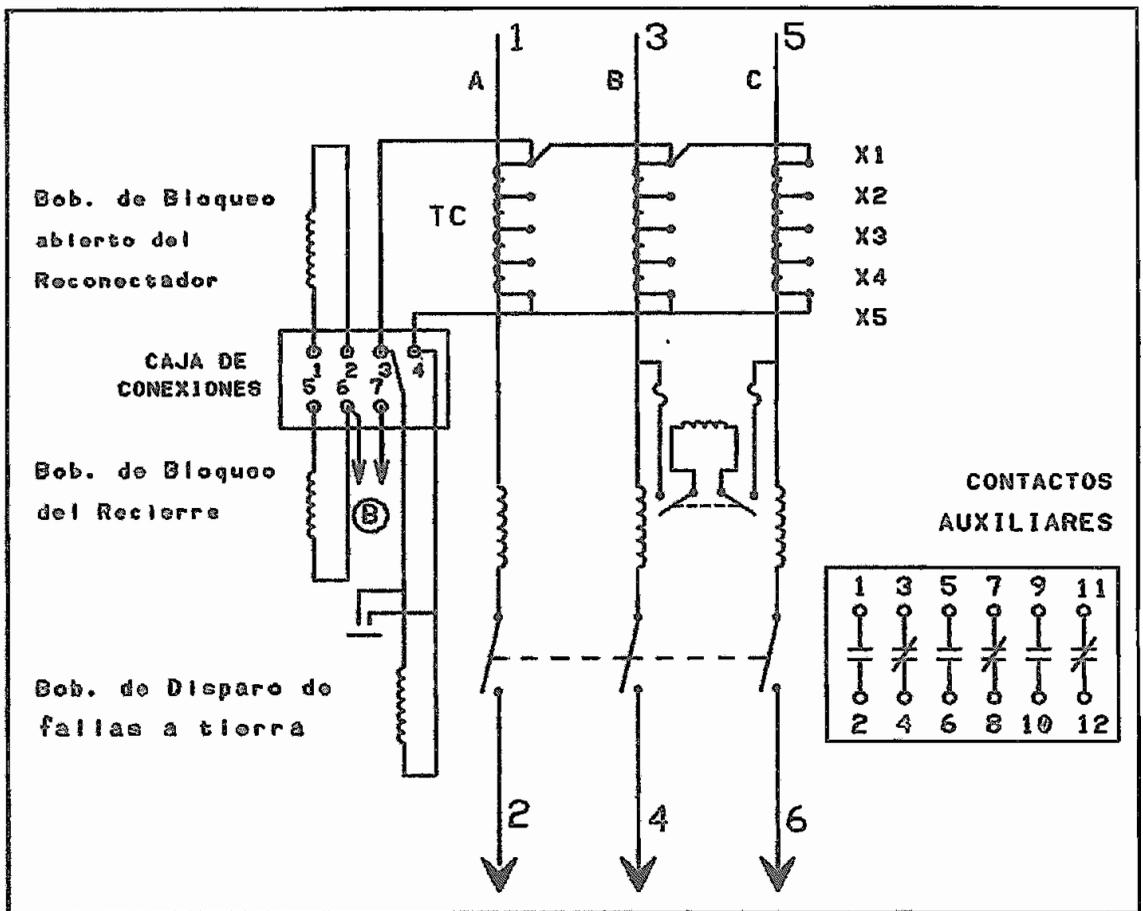


Fig. 2.7.: Diagrama de conexiones de los accesorios de reconectadores hidráulicos (Mc Graw-Edison).

### 2.3.3.2. CONTROL DE OPERACIONES ELECTRONICO.

Los Reconectores Mc Graw-Edison tienen el control electrónico "ME" conformado por ocho placas de circuitos impresos. Todo el control está ubicado en un gabinete independiente, conectado al reconector mediante un cable multiconductor.

El diagrama funcional de bloques de este control electrónico es el de la figura 2.8..

El Sistema Electrónico "ME" está continuamente controlando la corriente de carga. Cuando la corriente excede el valor preseleccionado para el disparo, el control inicia la operación de acuerdo a las características previamente programadas en su interior.

La corriente de línea es sensada por tres transformadores de corriente conectados en "Y" con las relaciones de 1.000:1 o 2.000:1. También pueden emplearse transformadores detectores de doble relación 1.000/500:1, que aumenten la utilidad de este tipo de reconectores de control electrónico (22).

La salida de los transformadores detectores de corriente es transmitida a la red de mínimo disparo de fallas de fase o tierra, por intermedio de los resistores de mínimo disparo, transformadores de aislamiento y circuitos rectificadores.

La temporización a lo largo de las curvas características seleccionadas comienza cuando la corriente a través de los circuitos de detección de nivel de mínimo disparo excede un valor específico. Los valores reales de mínimo disparo en términos de corriente de línea están indicados en cartuchos de resistencia fácilmente intercambiables ubicados en el panel frontal del control electrónico (22).

De acuerdo con la curva característica, un impulso es enviado en la etapa de salida que es responsable del disparo, el recuento, la secuencia y la reposición (si la falla es no-permanente). La etapa de salida conecta una batería de níquel-cadmio de 24 voltios a la bobina de disparo que abre los contactos del reconector. Al mismo tiempo se energiza un contador para registrar la operación de disparo y un relé de secuencia es energizado para escoger el primer intervalo de recierre y los circuitos de intervalo de disparo y recierre subsiguientes, según sea necesario (22).

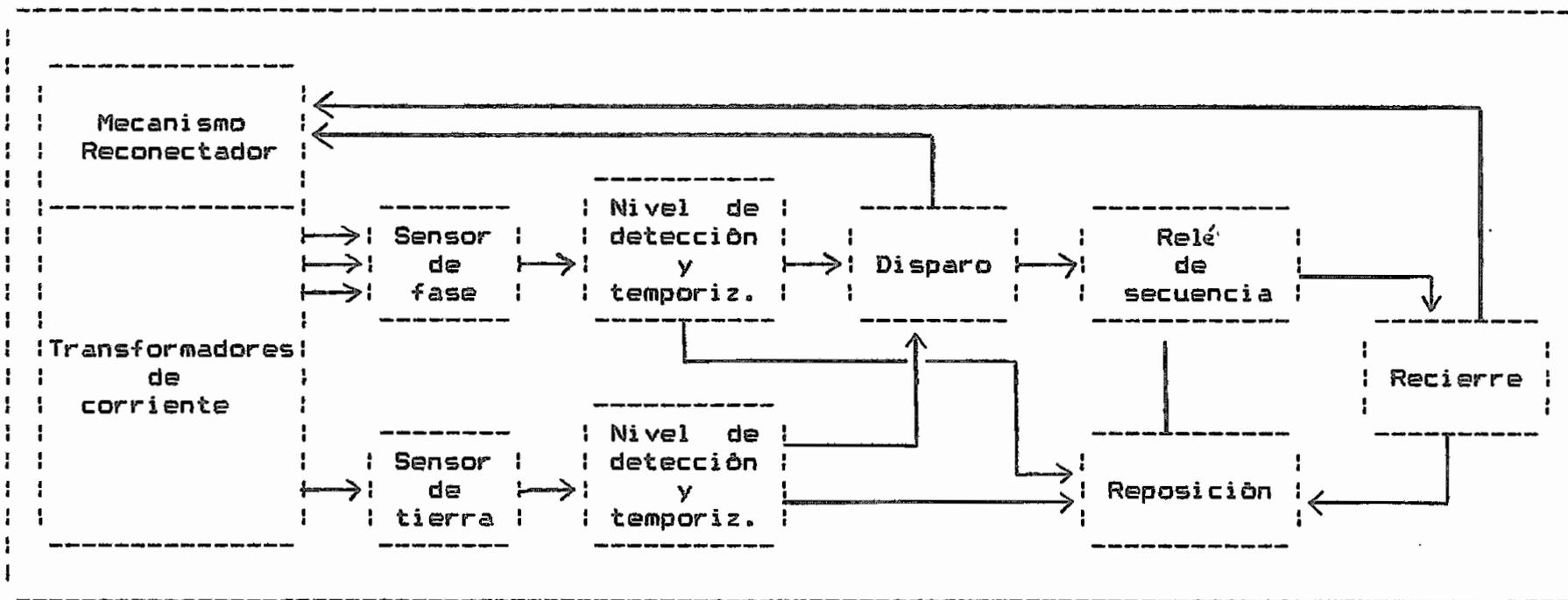


Fig. 2.8.: Diagrama Funcional del Control Electrónico tipo ME (Mc Graw-Edison Co.)

Después del primer intervalo de recierre, otra señal es enviada al dispositivo de recierre en el reconectador para cerrar los contactos y probar la línea. Si la falla persiste, una segunda operación de disparo tiene lugar, seguida de una segunda operación de recierre.

El reconectador opera hasta cuatro veces antes de abrir permanentemente. Cuando queda abierto es necesario operar un interruptor en el panel frontal del control, para cerrar el reconectador. Una falla no-permanente es "olvidada" por el control, después de transcurrido el tiempo de reposición y el relé de secuencia se reestablece a su posición original (22).

La batería de control es continuamente cargada desde un circuito impreso conectado a un cuarto transformador de corriente. Cuando la corriente de carga a través del reconectador es menor que 25 A durante más que medio día, es necesario instalar un accesorio cargador de batería conectado a una fuente externa de corriente alterna de 120 o 240 voltios. Con el correcto dispositivo protector, el control electrónico puede ser conectado a una fuente de corriente continua disponible en el lugar de la instalación (22).

Una ventaja del control electrónico es que todos los ajustes para las características de operación están ubicados en el frente del panel de control.

Por conveniencia, los interruptores de operación están ubicados en el área inferior del panel, mientras que los componentes enchufables para las características de operación y los interruptores selectores de secuencias están ubicados en las dos terceras partes del panel. En la siguiente figura constan los componentes del panel de control electrónico para reconectores Mc Graw-Edison (20).

En el panel de control encontramos los siguientes componentes (20):

#### RESISTENCIAS DE MINIMO DISPARO.

Establece los mínimos niveles de disparo para fallas de fase y de tierra, los cartuchos están marcados con su valor en amperios y pueden intercambiarse y colocarse en la abrazadera respectiva.

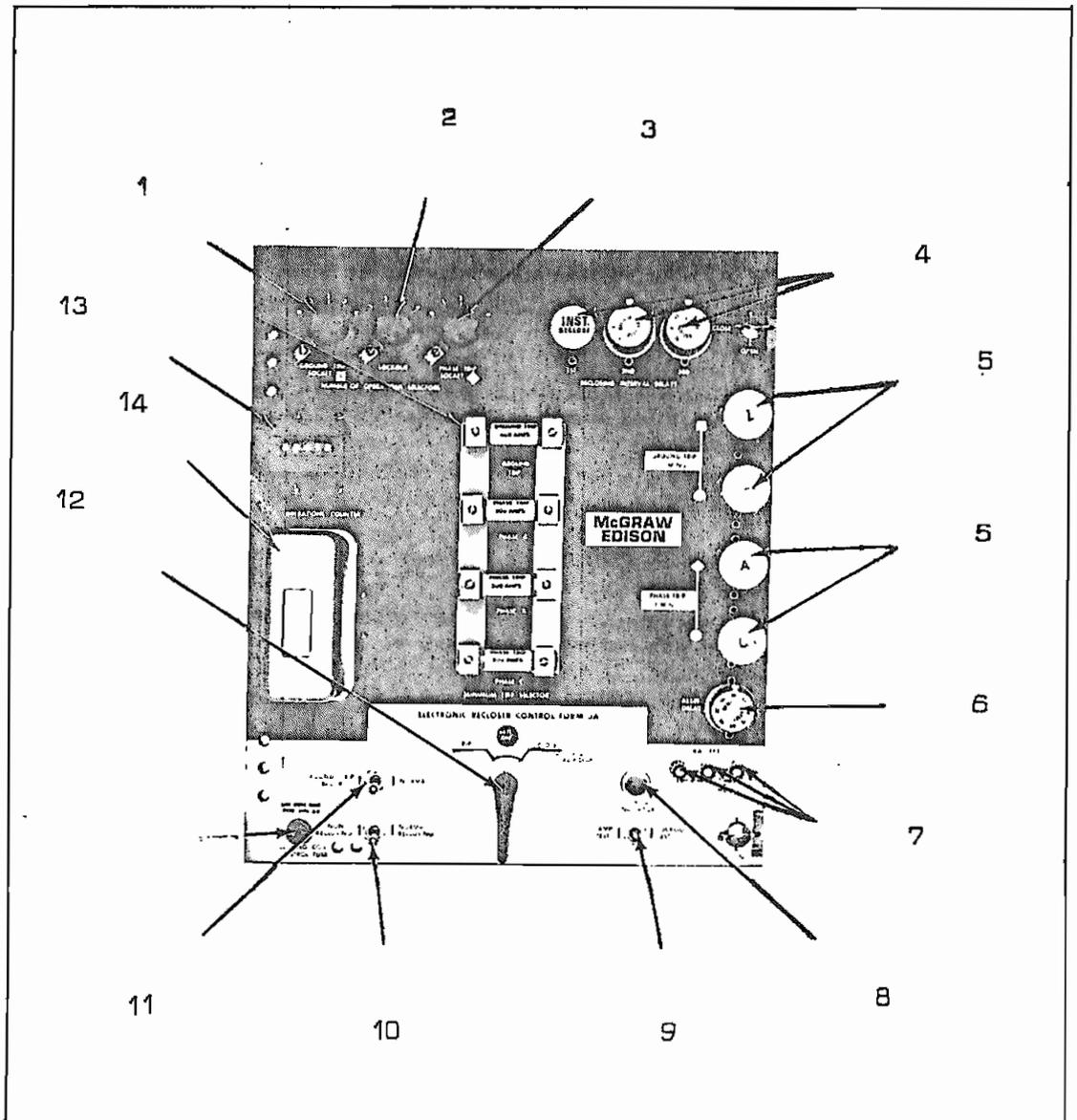


Fig. 2.9: Panel de Control del Reconectador Electrónico tipo ME.

SELECTOR DE DISPARO DE TIERRA. 1

Programa el número total de operaciones de disparo rápido para fallas a tierra.

**SELECTOR DE OPERACIONES. 2**

Programa el número total de operaciones para llegar a la apertura definitiva.

**SELECTOR DE DISPARO DE FASE. 3**

Programa el número de operaciones de disparo rápido para fallas de fase.

**PLUGS DE INTERVALO DE RECIERRE. 4**

Determina el intervalo de tiempo en cada recierre. El valor de retardo es determinado por la posición del plug en el hueco respectivo. El plug "instantáneo" es útil solo para el primer intervalo de recierre, mientras que los subsiguientes tiempos de recierre son de tiempos mayores.

**PLUGS DE CURVAS DE DISPARO. 5**

Determina las curvas características de operación rápidas y lentas, dos plugs para el disparo de fallas de fase y dos para el disparo de fallas de tierra.

**PLUG DE TIEMPO DE REPOSICION. 6**

Determina el intervalo de tiempo antes de la reposición del control luego de un recierre exitoso sin falla durante una secuencia de operaciones. El tiempo es determinado por la posición del plug en el hueco respectivo.

**TERMINALES DE PRUEBA DE LA BATERIA. 7**

Facilita el chequeo del voltaje, del valor de carga y de la corriente de drenaje de la batería en estados de reposo.

**LAMPARA INDICADORA DE BLOQUEO. 8**

Provee una indicación visual del bloqueo del control, a través de una lámpara.

**PROBADOR DE LA LAMPARA DE BLOQUEO. 9**

Prueba la lámpara para comprobar el estado de bloqueo del reconectador.

**INTERRUPTOR DEL MODO DE OPERACION. 10**

Calibra el control para un solo disparo al bloqueo, sin dañar la calibración del selector de operaciones.

**INTERRUPTOR DE LA OPERACION DE DISPARO DE TIERRA. 11**

Bloqueo todo disparo por circulación de corrientes de secuencia cero en la posición BLOCK, evita los disparos inintencionales durante operaciones de switcheo monofásico.

**CONTROL MANUAL. 12**

En la posición TRIP, dispara el reconectador dejando sus contactos principales abiertos mientras permanezca la manija en esa posición. También desconecta la batería de los circuitos de control. En la posición CLOSE mueve el relè de secuencias a su posición inicial, reconecta la batería y cierra el Reconectador.

**CONTADOR DE OPERACIONES. 13**

Acumula el número de operaciones de disparo totales del control.

**RELE DE SECUENCIAS. 14**

Ejecuta los pasos de control de las secuencia de operaciones de principio a fin.

**2.3.3.2.1. ACCESORIOS.****DISPARO INSTANTANEO.**

Este accesorio extiende la coordinación del reconectador con dispositivos ubicados en el lado de fuente, hacia mayores niveles de corriente. Para magnitudes de fallas mayores que un predeterminado nivel de corriente, el disparo se realiza instantáneamente y sin ningún retardo de tiempo. Para corrientes de falla menores a este nivel, el reconectador opera normalmente con la característica de disparo programada.

Los niveles de actuación se realizan a múltiplos de la corriente mínima de disparo calibrada en el panel. El

primer rango cubre los múltiplos de 1.4 , 2 , 2.8 , 4 , 5.6 veces la corriente mínima de disparo. Un segundo rango tiene los múltiplos 5.6 , 8 , 11.2 , 16 y 22.4 veces la misma corriente.

#### **BLOQUEO INSTANTANEO.**

Permite al control acortar automáticamente su secuencia de operaciones. Para fallas sobre un predeterminado nivel de sobrecorriente, el accesorio actúa ordenando al reconectador el disparo y bloqueo inmediato sin ninguna demora de tiempo.

Para corrientes de falla menores a este nivel, el control opera de acuerdo con sus características y secuencias de operación normales programadas.

Este accesorio minimiza los efectos que pueden causar las magnitudes altas de corrientes de falla, en sitios donde la probabilidad de fallas permanentes es alta y donde la coordinación con dispositivos en el lado de carga no se requiere.

Los niveles de actuación se basan en múltiplos de la corriente mínima de disparo calibrada en el control. Y los dos rangos utilizados son de iguales cantidades que los especificados en el accesorio de disparo instantáneo.

#### **DISPARO POR BAJA CORRIENTE A TIERRA.**

Este accesorio provee disparos del reconectador ante bajas corrientes de secuencia cero y consiste de resistencias que reemplazan a las resistencias de disparo a tierra ubicadas en el panel de control explicados en el numeral 2.3.3.2.. Actúan con circulación de niveles bajos de corriente como 5.8 a 10 A y 11.6 a 20 A.

#### **COORDINACION DE SECUENCIAS.**

Cuando dos o más reconectadores se encuentran en serie, este accesorio previene las operaciones rápidas innecesarias en el reconectador de respaldo para despejar fallas delante del reconectador protector. Se usa cuando el reconectador de respaldo alimenta diversos ramales importantes con reconectadores.

Este accesorio interrumpe la señal de disparos del reconectador aunque su relé de secuencias está realizando

el conteo respectivo, el reconectador no opera sobre sus contactos principales.

Cuando dos o más reconectadores se encuentran en serie, este accesorio previene las operaciones rápidas innecesarias en el reconectador de respaldo, para despejar fallas delante del reconectador protector. Se usa cuando el reconectador de respaldo alimenta diversos ramales importantes con reconectadores.

Este accesorio interrumpe la señal de disparos del reconectador, aunque su relé de secuencias está realizando el conteo respectivo, el reconectador no opera sobre sus contactos principales.

Para fallas en la línea entre su ubicación y la ubicación del reconectador protector, el reconectador realiza todas sus operaciones normalmente como ha sido programado.

#### PROTECCION DEL DISPARO DE FASE Y DE TIERRA.

La capacidad de la máxima corriente de falla está limitada a 30 veces la de mínimo disparo de fase o 120 veces la de disparo de tierra. Estos valores son más bajos que el máximo nivel de interrupción de corriente de los contactos principales del reconectador con el cual el control está usándose.

Este accesorio extiende la capacidad de corriente máxima de falla del control electrónico, hasta los valores de interrupción máxima de los contactos principales del reconectador.

Consiste de cinco diodos que protegen los circuitos de disparo, 3 de los cuales corresponden al circuito de disparo por sobrecorriente de fase y 2 corresponden al circuito de disparo por corrientes a tierra.

#### MINIMO TIEMPO DE RESPUESTA.

Con el fin de obtener coordinación de dispositivos de interrupción de la línea, donde los niveles de falla podrían causar disparos simultáneos, el accesorio de mínimo tiempo de respuesta, detiene el disparo hasta un lapso predeterminado de tiempo. Con este accesorio pueden llegar a coordinarse hasta seis reconectadores en

la línea. Y puede elegirse para los disparos de fase o de tierra o para los dos tipos de disparos.

#### ACCESORIO TIPO LS.

Para conseguir una continuidad en el servicio en alimentadores primarios, el accesorio tipo LS de los reconectores Mc Graw-Edison, pueden realizar el control de transferencia automática de la carga entre líneas adyacentes y también seccionamiento automático de esquemas en lazo.

El accesorio es útil en cualquier función ya sea de enlace o de seccionamiento. En modo de enlace, mide el voltaje del lado de carga y del lado de fuente de un reconector normalmente abierto, el cual se cierra cuando cualquiera de estos voltajes es cero. En modo de seccionamiento, mide el voltaje del lado de fuente del reconector normalmente cerrado, el cual se abre automáticamente cuando se ha perdido dicho voltaje.

### 2.4. EL SECCIONALIZADOR.

#### 2.4.1. DESCRIPCION.

Un Seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las secciones que han fallado en el alimentador primario de un sistema de distribución. Normalmente se lo utiliza en coordinación con un reconector de respaldo o con un relé de reconexión con disyuntor de respaldo. Un seccionalizador no interrumpe las corrientes de falla. Cuenta las operaciones del dispositivo de respaldo durante las condiciones de falla. Luego de seleccionado el número de operaciones de interrupción de corriente que ha de contar y mientras el dispositivo de respaldo ha abierto la línea, el seccionalizador abre sus contactos aislando la sección de la línea con falla. Esto permite al dispositivo de respaldo recerrar las secciones restantes del circuito, restableciéndoles el servicio.

Si la falla ha sido no-permanente, el mecanismo del seccionalizador se repondrá automáticamente, preparándose para otro ciclo completo de operaciones cuando una nueva falla ocurra (4).

### 2.4.2. APLICACIONES.

Debido a que el seccionalizador no tiene curvas características de tiempo-corriente, puede aplicarse ventajosamente de las siguientes formas:

- Entre dos dispositivos de protección que tengan curvas de operación de tiempo-corriente, las cuales pueden estar juntas. Esto es vital en una localización donde un paso adicional de coordinación no es posible.
- Puede usarse también en derivaciones donde la alta magnitud de la falla impide coordinación con fusibles.

Además de la flexibilidad de aplicación, ofrecen gran seguridad. Después de una falla permanente, la capacidad de cerrar una falla que tiene el seccionalizador, simplifica considerablemente la prueba del circuito y si la falla está todavía presente, la interrupción de la misma será realizada seguramente por el dispositivo de respaldo (10) (22).

### 2.4.3. SISTEMAS DE CONTROL.

#### 2.4.3.1. SISTEMA HIDRAULICO.

El control hidráulico se encuentra en todos los seccionalizadores monofásicos y en los más pequeños trifásicos. En la figura 2.10. se ilustra un corte del mecanismo de control hidráulico de un seccionalizador monofásico o de una de las fases de un trifásico. El mecanismo incluye una bobina solenoide, un émbolo solenoide, un pistón de disparo, un resorte y dos válvulas de control.

Cuando la corriente que fluye a través del seccionalizador excede del 160% de la capacidad de corriente nominal de la bobina, el émbolo solenoide es tirado hacia abajo y el resorte es comprimido. Al mismo tiempo el aceite pasa hacia arriba a través del pasaje central del émbolo del solenoide al espacio vacío dejado por éste. Figura 2.11.

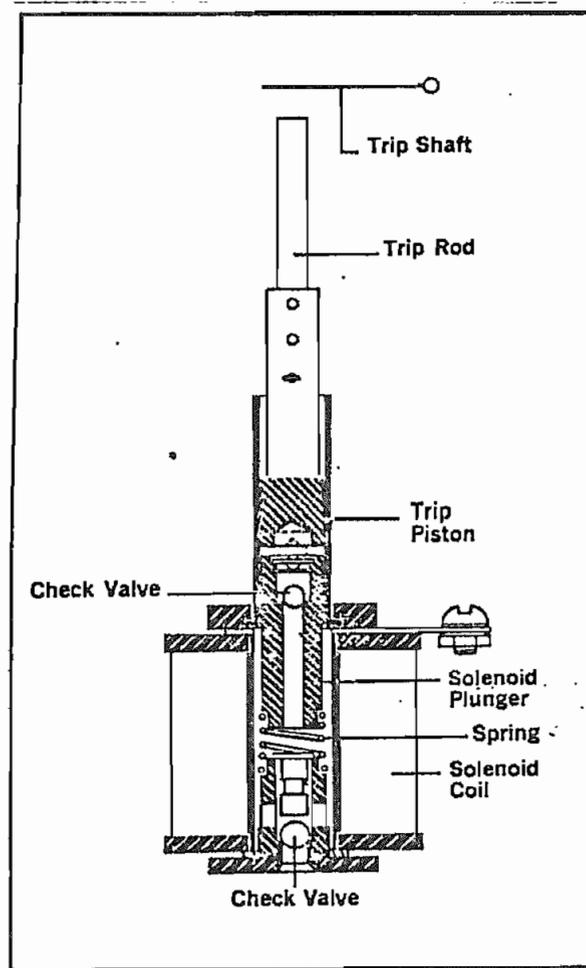


Fig. 2.10: Componentes del Mecanismo Hidráulico de Control de un Seccionizador.

Cuando el reconectador de respaldo interrumpe la corriente de falla, la corriente a través de la bobina del seccionador es interrumpida y el resorte empuja al émbolo hacia arriba a su posición original. Puesto que el aceite no puede regresar hacia abajo a través del émbolo debido a las dos válvulas de control, esta cantidad fija de aceite eleva un paso el pistón de disparo como se puede ver en la figura 2.12. De esta manera, el mecanismo hidráulico ha contado la primera interrupción de corriente. Esta operación de conteo tiene lugar, entonces, cuando la línea está desenergizada.

Cuando el reconectador de respaldo se cierra y si la falla persiste, el émbolo es nuevamente tirado hacia abajo y el aceite pasa hacia arriba a través del émbolo, al espacio

dejado por éste. Cuando el reconectador corta, el resorte reestablece el émbolo y el aceite empuja al pistón de disparo hacia arriba, como se ve en la figura 2.13.. Entonces, el Seccionalizador ha contado una segunda interrupción de la falla.

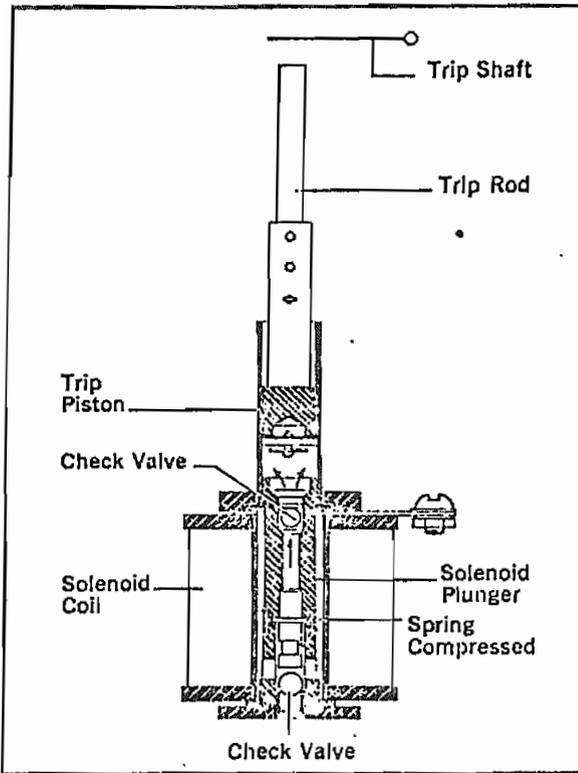


Fig. 2.11

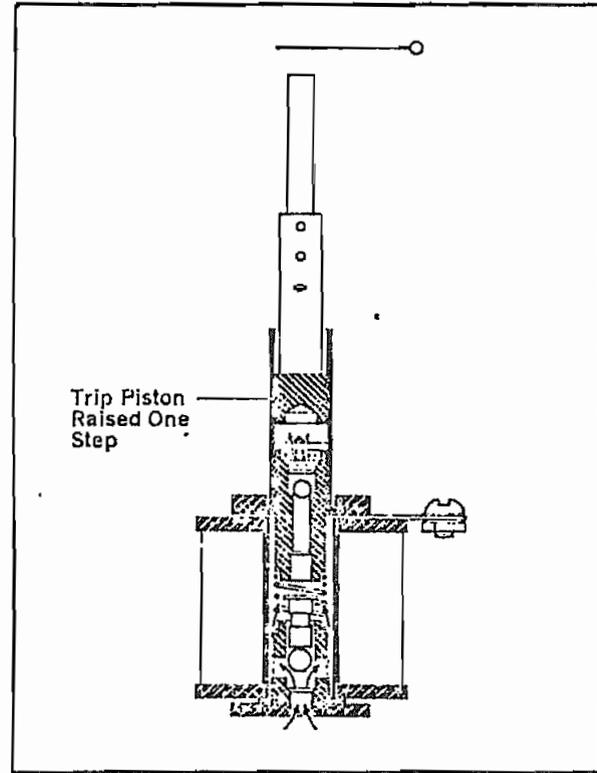


Fig. 2.12

Si la falla persiste para una tercera operación del reconectador de respaldo, el pistón de disparo eleva la varilla de disparo suficientemente para liberar el picaporte de disparo y abrir los contactos del seccionalizador. Figura 2.14..

Si la falla es no-permanente, el pistón de disparo se repone lentamente a su posición original. El tiempo de reposición para seccionalizadores con control hidráulico es aproximadamente un minuto por cada conteo realizado.

Después que el Seccionalizador queda abierto, luego de cumplida la cantidad seleccionada de conteos, éste debe ser cerrado manualmente.

El Seccionalizador puede colocarse para uno, dos o tres conteos hasta su apertura, unicamente cambiando la altura de la varilla de disparo, como se ve en la figura 2.14..

Puesto que la corriente mínima de conteo es 160% de la capacidad de la bobina, se obtienen diferentes valores de corriente mínima de conteo cambiando la bobina (10) (22).

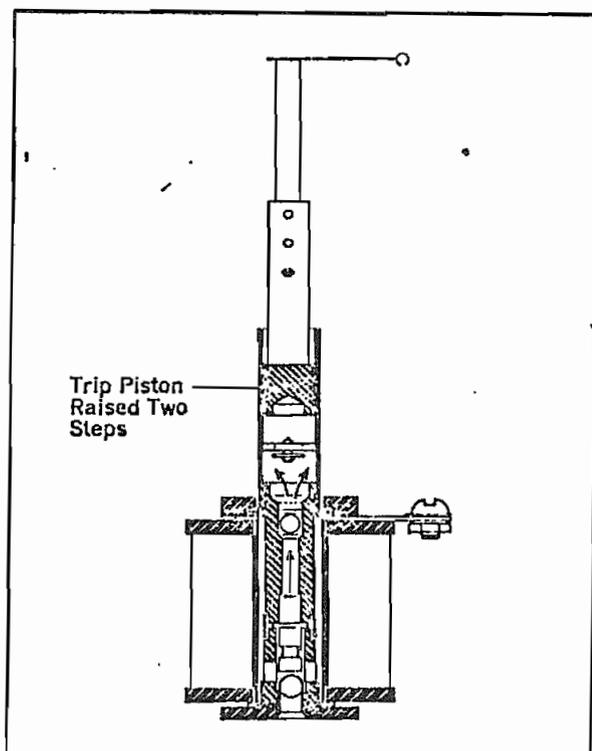


Fig.2.13.

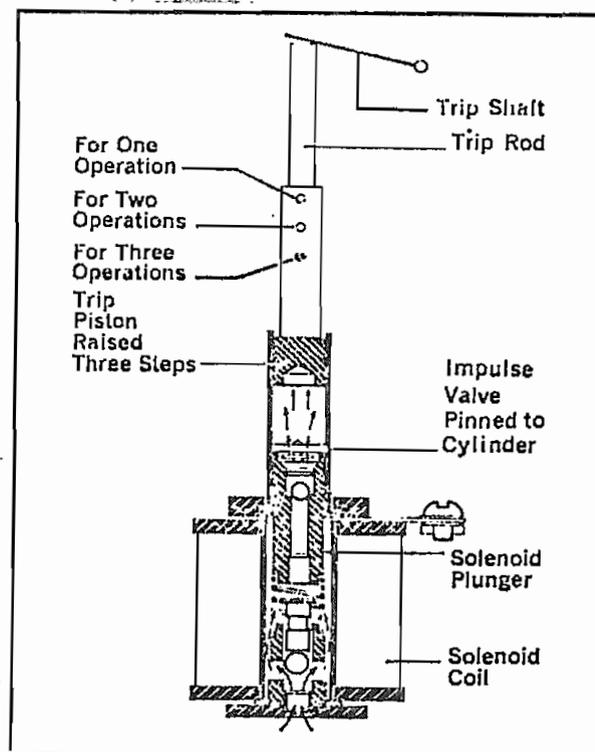


Fig.2.14.

#### 2.4.3.1.1. ACCESORIOS.

##### RESTRICCION DE VOLTAJE.

El accesorio de restricción de voltaje, evita que el seccionalizador abra sus contactos, mientras exista voltaje en su lado de fuente. Consiste de una bobina de voltaje conectada a un transformador de potencial ubicado en el lado de fuente y que, aunque permite el conteo de operaciones, interrumpe la operación de apertura de los contactos del seccionalizador, mientras esté energizada.

Su aplicación mejora la coordinación con reconectadores en el lado de carga, pues si existe una falla más abajo del reconectador, éste es el que opera primero pero en caso de persistir la falla, no corresponde al seccionalizador aislarla, sino al reconectador o al dispositivo abajo de éste más cercano a la falla (21).

#### INTERRUPTORES AUXILIARES.

Combinado con el accesorio de restricción de voltaje, puede proveer de una indicación remota de la posición de los contactos del Seccionalizador. Consiste de dos contactos, el primero normalmente abierto y el segundo normalmente cerrado, que se acciona con el movimiento de los contactos principales del Seccionalizador (21).

#### 2.4.3.2. SISTEMA DE CONTROL ELECTRONICO.

Los seccionalizadores trifásicos más grandes tienen su control de operaciones electrónico, que reemplaza a la bobina serie y el resto del mecanismo de conteo.

El diagrama de bloques funcional del control electrónico se muestra a continuación en la figura 2.15..

La corriente que fluye a través del Seccionalizador es detectada por transformadores de corriente tipo bushing. Tres transformadores conectados en estrella detectan las corrientes de fase. Otros tres transformadores de corriente conectados en paralelo detectan la corriente a tierra. Estas señales son rectificadas y se ajustan al nivel de mínima corriente de activado mediante la selección de la apropiada resistencia a colocarse.

Para generar y registrar los pulsos de conteo, es necesario que fluyan a través del seccionalizador corrientes mayores al mínimo de activado (por efecto de falla en el lado de carga) y que después la sobrecorriente descienda a cero, por interrupción de la falla por el dispositivo de respaldo. El contador de pulsos provee hasta tres pulsos, que dependiendo del número de conteos calibrados (1, 2 o 3) para la apertura, originará que el circuito de disparo complete la carga sobre los condensadores de disparo, que a su vez harán que se active la bobina de disparo de baja energía, la misma que disparará el mecanismo del Seccionalizador para abrir sus contactos.

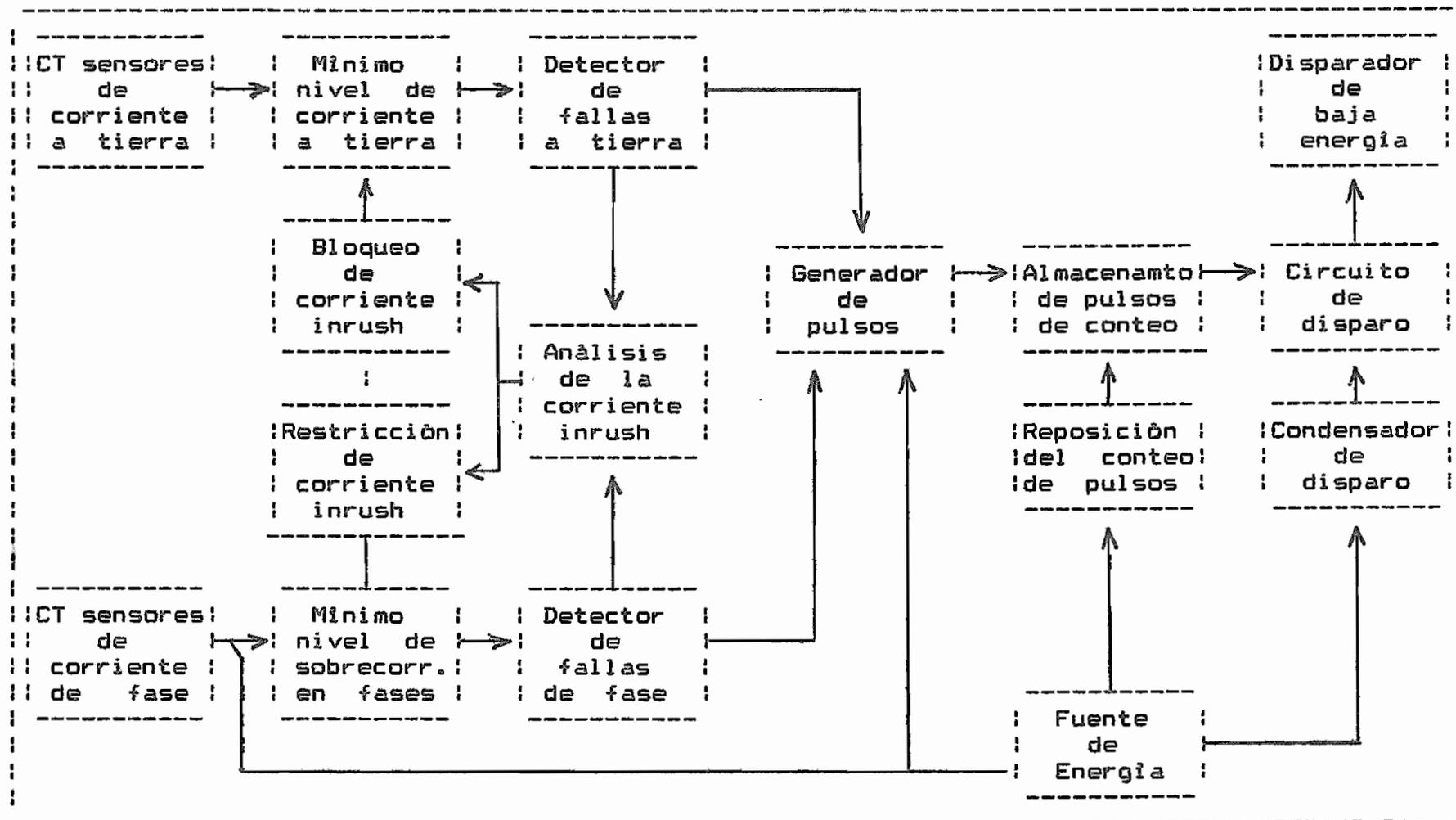


Fig. 2.15.: Diagrama de Bloques Funcional del Control Electrónico de un Seccionalizador (22).

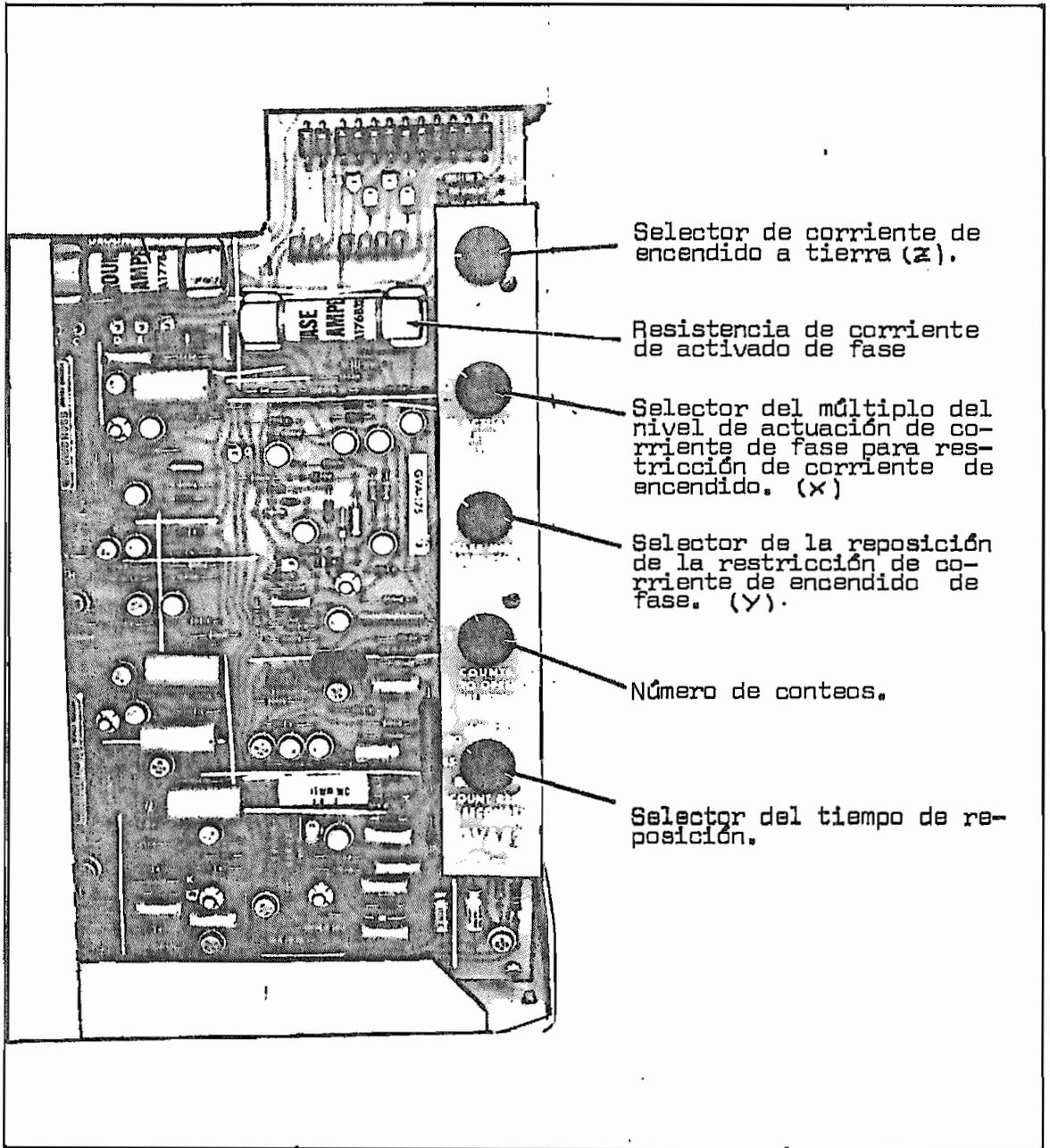


Fig. 2.16: Cabina operadora de un seccionizador electrónico MGE.

El mecanismo de interrupción consiste de tres contactos sumergidos en el aceite del tanque del seccionalizador, que están enlazados mecánicamente para dar operaciones simultáneas tanto de cierre como de apertura. El cierre de los contactos puede realizarse manualmente o si el seccionalizador es especial, mediante la acción de un pequeño motor. Pero en los dos casos, la acción del cerrado esta acompañado por el almacenamiento de energía en unos resortes que sirven para provocar una vigorosa acción de apertura cuando el control ha dado la señal.

El control electrónico de operaciones del seccionalizador, facilita su calibración en la cabina operadora sin necesidad de interrumpir el servicio.

En la figura 2.16. se tienen las perillas y resistencias que calibran el funcionamiento del Seccionalizador electrónico de la Mc Graw-Edison tipos GV y GW, en el cual podemos establecer las siguientes funciones.

#### **CORRIENTE MINIMA DE ACTIVADO.**

Los niveles de corriente mínima de activado, deben elegirse para sobrecorrientes tanto de fase como de tierra, mediante la selección de dos resistencias, una por cada tipo de sobrecorriente, que deberán colocarse dentro de la cabina operadora. Figura 2.16.. Normalmente esta corriente debe ser el 80% de la corriente mínima de disparo del dispositivo de respaldo (10).

#### **NUMERO DE CONTEOS PARA LA APERTURA.**

Este número puede calibrarse en 1, 2 o 3 en el selector respectivo. Y debe ser uno menor que el número de operaciones del dispositivo de respaldo (10).

#### **TIEMPO DE REPOSICION.**

Los tiempos empleados son de 15, 30, 60 y 120 segundos. Dentro del tiempo de reposición se pueden realizar el número de conteos establecidos. Pero si la corriente (desde mínima de falla hasta de falla) fluye tiempos mayores al calibrado, los conteos realizados antes se borran de la memoria del cicuito electrónico, reponiendose a cero número de conteos realizados. Para una apropiada coordinación con el dispositivo de respaldo, el tiempo de reposición elegido debe ser mayor que el tiempo de

reposición de respaldo.

#### RESTRICCIÓN DE CORRIENTE DE ENCENDIDO.

La restricción de corriente de encendido, eleva el nivel de corriente mínima de activado a un múltiplo "X", (que puede ser 1, 2, 4, 6, 8 veces) y compara con el tiempo de duración que puede fluir esta corriente para períodos "Y" (Y puede ser 5, 10, 15, 20, 25, ciclos) y establece si la corriente detectada es o no de tipo transitorio de encendido. A la vez debe elegirse también un parámetro "Z" de tiempo que debe esperarse que dure la corriente de secuencia cero (Z puede ser 0.3, 0.7, 1.5, 3 o 5 segundos). En todo caso los valores de "X", "Y" y "Z" deben elegirse para valores magnitud tiempo mayores que los establecidos de un análisis de las corrientes de encendido del sitio donde se instala el seccionizador. Las perillas respectivas para la calibración de X, Y, y Z se muestran en la figura 2.16..

#### 2.4.3.2.1 ACCESORIOS.

Los accesorios que amplían las aplicaciones de los seccionizadores son los siguientes :

#### RESTRICCIÓN DE VOLTAJE.

Este accesorio habilita al seccionizador para contar solamente las operaciones del dispositivo del lado de fuente, es decir únicamente cuando el voltaje no está presente en la línea después de la interrupción de la falla.

#### RESTRICCIÓN DE CORRIENTE DE ENCENDIDO.

Un seccionizador puede contar erroneamente cuando empieza a circular la corriente de encendido de la línea, apareciendo ésta como falla. Este accesorio es diseñado para que el seccionizador no sienta este tipo de corrientes.

#### DETECTOR DE FALLAS A TIERRA.

Este accesorio asegura el conteo de todas las corrientes

de falla a tierra interrumpidas por los equipos de protección contra fallas.

#### REPOSICION TEMPORIZADA.

En un seccionizador standard, el tiempo de reposición después de una falla transitoria depende del número de conteos y del tiempo seleccionado, el mismo que puede encontrarse entre 5 y 22 minutos. Este accesorio elimina la pérdida de coordinación y la posible e innecesaria interrupción del servicio cuando fallas transitorias ocurren durante el tiempo en que el seccionizador se repone.

### 2.5. CRITERIOS DE SELECCION.

La selección de los dispositivos de protección debe considerar factores técnico-económicos, que satisfagan los requerimientos del sistema y cumplan con las actividades planificadas por las empresas eléctricas. Por otra parte, la elección debe considerar los costos de estos dispositivos que al compararlos con los costos de los equipos que se van a proteger, encuentren justificada la inversión.

Para elegir el tipo de reconectador que ha de instalarse en un sistema de distribución se deben considerar los siguientes factores :

#### 2.5.1. APLICACION.

Los reconectadores estan diseñados primordialmente para ser aplicados en sistemas aéreos de distribución radial. Sin embargo, con reconectadores controlados electronicamente se pueden realizar varias aplicaciones especializadas como transferencia automática de carga en líneas radiales conjuntas o seccionamiento automático en circuito en lazo.

Ya que la aplicación de los reconectadores ofrece una mayor continuidad en el servicio, menores gastos de operación y mantenimiento y reduce al mínimo las pérdidas de ingresos por consumo, entonces se optará elegir este tipo de protección en sistemas que requieran estas ventajas.

### 2.5.2. UBICACION.

La primer decisión importante que debe tomarse al emplear reconectores es la de determinar las ubicaciones físicas apropiadas.

Una de las ubicaciones obvias es en la subestación de distribución, protegiendo el alimentador primario, aislandolo en caso de falla permanente. Además, dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, otros reconectores adicionales pueden ubicarse en serie a lo largo del alimentador en puntos seccionadores lógicos, con el fin de limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento del sistema.

Por otra parte, la facilidad de acceso a ciertas secciones de la línea juegan un papel importante al determinar la ubicación real. Las ubicaciones que estén muy expuestas a efecto de los rayos o estén cercanas a árboles o a otros elementos peligrosos para la línea, también merece consideración especial.

Pero la decisión definitiva sobre el grado de protección a implementarse está sujeta a una justificación que se tenga a partir de una evaluación económica de la inversión inicial en los equipos, frente a los ahorros en costo más beneficios a obtenerse a largo plazo.

### 2.5.3. FACTORES DE SELECCION.

Después de haber tomado las decisiones preliminares con respecto a las ubicaciones físicas deseadas, deben considerarse varios factores principales que involucran a los reconectores y seccionalizadores. Estos son:

- El voltaje del Sistema.

El voltaje fase-fase del sistema debe ser conocido y el reconector o seccionalizador debe tener un voltaje de diseño igual o mayor a éste.

- Máxima corriente de carga.

La capacidad nominal de corriente del reconector debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima (22).

El valor de corriente continua del seccionalizador debe seleccionarse igual o mayor que la carga máxima prevista del circuito (10).

- Máxima corriente de falla.

Esta corriente debe conocerse o calcularse. La capacidad interruptiva del reconectador debe ser igual o mayor que la corriente máxima de falla posible en la ubicación del reconectador (22).

Los valores instantáneos de corriente del seccionalizador deben ser iguales o mayores que la máxima corriente de falla. El tiempo máximo de falla del dispositivo de respaldo no debe exceder al tiempo máximo de cortocircuito del seccionalizador (10).

- Mínima corriente de falla.

La mínima corriente de falla que puede ocurrir al final de la zona de protección del reconectador (o seccionalizador) debe ser detectada para activar normalmente la operación de este dispositivo (21) (22).

- Coordinación con otros dispositivos de protección.

Este punto debe satisfacerse luego de haber cumplido los cuatro anteriores. Las curvas tiempo-corriente y las secuencias de operación del reconectador seleccionado, deben permitir coordinación con otros dispositivos de protección a ambos lados del reconectador (10).

En los seccionalizadores debe darse la coordinación con los dispositivos a ambos lados de la línea considerando el número de operaciones de conteo y el tiempo de memoria del control del seccionalizador (21).

#### 2.5.4. ELECCION DE LOS PARAMETROS DE FUNCIONAMIENTO.

Para elegir el reconectador adecuado, se requiere tener un conocimiento de las características de los distintos tipos que los fabricantes ofrecen. En este trabajo se estudia las características de los tipos de reconectadores que la

Tabla 2.2.a.

Tipo de falla	Consideraciones	Tres re conectadores monofásicos no interconectados	Un re conectador trifásico	Disp. y Bloq. trifás.
	CONTINUIDAD DEL SERVICIO	La fase fallada sale de servicio, las otras dos permanecen conectadas. Sin embargo, la fase con falla, puede mantener el arco a tierra, debido a la presencia de voltaje aun cuando el re conectador este abierto, provocando la apertura definitiva incluso con fallas no-permanentes	Pueden dispararse todas las fases debido a que las corrientes que circulan por ellas están manteniendo el arco de la fase fallada.	Se dispararán todas las fases, por lo tanto no hay posibilidad de que se mantenga el arco que ocasione la apertura definitiva por fallas de tipo transitorio.
F A S E A TIERRA.	SERVICIO MONOFASICO	No es posible ningún servicio monofásico.	No es posible ningún servicio monofásico.	No es posible ningún servicio monofásico.
	CORRIENTE DE RETROCESO	Hay riesgo de corriente de retroceso y voltaje inducido desde el secundario DELTA cuando una fase queda abierta.	Se evita el riesgo de corriente de retroceso despuls del disparo de las tres fases.	No hay riesgo de corriente de retroceso.
	T/D QUEMADO	La corriente de retroceso a través de la fase interrumpida y el neutro puede ser bastante alta como para llegar a quemar el transformador de distribución.	Se reduce el problema del quemado del T/D por que luego de la apertura de las tres fases no puede fluir la corriente de retroceso.	No existe el problema de quemado del T/D por que no hay riesgo de corriente de retroceso.

Tabla 2.2.b.

Tipo de falla	Consideraciones	Tres reconectadores monofásicos no interconectados	Un reconectador trifásico
			Disp.monof./Bloq.trif.   Disp. y Bloq. trifás.
	CONTINUIDAD DEL SERVICIO	Las dos fases de falla son abiertas y existe servicio monofásico a la carga.	Tres fases abiertas para fallas permanentes.
FASE	SERVICIO MONOFASICO	Habra servicio monofásico después de la apertura definitiva de las dos fases de falla.	Luego de la apertura definitiva no puede existir servicio monofásico.
	CORRIENTE DE RETROCESO	Una fase energizada a tierra después de la apertura definitiva de las dos fases.	No hay riesgo después de la apertura definitiva.
TRIFASICA	En los Sistemas Estrella-Triángulo, las fallas trifásicas hacen que los reconectadores interrumpan prácticamente al mismo tiempo todas las fases, bajo condiciones normales. Sin embargo, existe la posibilidad de que las corrientes de las tres líneas estén desbalanceadas, lo que puede hacer que dos fases liberen la falla antes que la tercera se abra. En este caso, los reconectadores pueden comportarse tal como se indica en las condiciones de falla FASE-FASE y los reconectadores trifásicos abrirán definitivamente todas las fases, como durante las fallas FASE-FASE.		

Empresa Eléctrica "Quito" ha utilizado principalmente y que son los reconectores Mc Graw-Edison; aunque también existen instalados algunos de origen inglés, marca Reyrolle, tipo OYT .

En general debe evitarse utilizar más de una marca de reconectores en un mismo sistema y mucho menos para la protección de un mismo alimentador primario, a fin de facilitar tanto el diseño y la coordinación como la instalación y el mantenimiento.

Para elegir entre un reconector trifásico o tres monofásicos, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones que dependen del tipo de puesta a tierra del sistema. Así por ejemplo en un sistema eléctrico cualquiera en donde se tenga la conexión de los transformadores en estrella-triángulo con conexión a tierra, se debe considerar la posibilidad de daño en sus bobinados por la presencia de la corriente de retroceso, la misma que es explicada en la tabla 2.2..

En sistemas puestos a tierra, la elección de un reconector trifásico brinda menor riesgo ante el problema del quemado de los transformadores de distribución provocado por el flujo de corriente de retroceso, el cual se elimina completamente con la apertura simultánea de las tres fases de estos reconectores, sacrificando así la ventaja de mantener una alimentación parcial monofásica posible a obtenerse luego del despeje de una falla en la cual no involucra todas las fases.

En sistemas con transformadores monofásicos, este problema no se presenta, puesto que cada uno está en conexión con 1 o 2 fases, dependiendo del tipo de transformador y al ser abierta cualquiera de ellas, el transformador queda completamente desenergizado y sin poder provocar corrientes de retroceso.

#### 2.5.4.1. ELECCION DE LAS SECUENCIAS DE OPERACION.

El operar de un reconector en determinada secuencia de operación, tiene sus ventajas y también sus desventajas frente al grado de coordinación con los otros equipos de protección. Así:

Una secuencia de operación 2A2B (dos rápidas dos

demoradas), es ampliamente aplicada para coordinar tanto con fusibles como con seccionadores o con relés de disyuntor de respaldo. Se consigue el despeje del 90% de las fallas durante las dos operaciones rápidas y 5% durante la tercera operación cuando el fusible protector despeja la falla al fundirse. Sin embargo se obtiene una pobre coordinación con la conexión en serie con seccionador y fusible, puesto que el seccionador contaría el despeje del fusible como tercera interrupción de falla y operaría abriendo la falla innecesariamente.

Por cierto que este problema puede evitarse fácilmente empleando el accesorio de restricción de voltaje disponible para seccionadores tanto hidráulicos como electrónicos. También puede que esta secuencia de operaciones provoque la "cascada limitada", es decir, que puede ocurrir el disparo simultáneo durante las operaciones rápidas de dos reconectores de tamaño adyacente que se encuentran conectados en serie en la línea.

La secuencia de operaciones 2A2C, debido a que la curva C se encuentra más arriba que la curva B, ofrece más amplio rango de coordinación con fusibles en el lado de carga. Pero en serie con otro reconector calibrado con igual secuencia puede provocar la cascada limitada durante las operaciones rápidas sobre la curva A. En conexión con relés de disyuntor de respaldo puede ofrecer problemas de coordinación ya que los tiempos de falla con la curva C son más largos con la curva C y provocarían el disparo innecesario del disyuntor de la subestación.

Con la secuencia de operaciones 2A2E se tiene mayor demora en el extremo de corrientes bajas, pero más rapidez en el extremo de altas corrientes, haciendo posible una mejor coordinación con fusibles. En conexión con otro reconector en serie, sigue existiendo la posibilidad de operación de cascada limitada.

Las secuencias, una rápida y tres demoradas, ofrece una excelente coordinación reconector - seccionador - elemento fusible, ya que el fusible se funde durante la primera reconexión con la curva demorada, mientras que el seccionador calibrado con tres conteos permanece cerrado. Esta secuencia despeja únicamente un 80% de las fallas durante la operación rápida. El tiempo total de operación es más extenso que con las secuencias dos rápidas - dos demoradas dificultando aún más la coordinación con relés de disyuntor de respaldo.

Secuencias de operación constituidas por cuatro rápidas, ofrece excelente coordinación con relé de disyuntor de respaldo; a la vez que, debido al rápido despeje para todas las reconexiones, da una máxima protección al sistema contra daños de arco. Por el contrario, se presenta la desventaja de imposibilidad de coordinación con elementos fusibles, por que éstos no tendrían tiempo suficiente en ninguna de las reconexiones para fundirse y despejar la falla.

La secuencia de cuatro operaciones demoradas, da una excelente coordinación entre reconectadores en serie, siempre que el protector utilice una secuencia más rápida que el protegido. Debido a que no hay curvas rápidas, previene la cascada limitada. Tiene la desventaja de no poder encontrar coordinación con fusibles y tampoco con relés de disyuntor de respaldo, además de poder provocar daños al sistema por arco.

#### 2.5.4.2. ELECCION DEL TIEMPO DE RECIERRE.

##### CARGA INDUSTRIAL.

Con la finalidad de tener un mínimo de tiempo de disturbio del servicio a los consumidores industriales, es recomendable que el tiempo de recierre comprenda unos pocos ciclos, debido a la presencia de motores de inducción y otro gran número de equipos que necesitan continuar la carrera de trabajo sin interrupción cuando una falla transitoria sucede en los primarios de alimentación de la planta.

Por otra parte, éste no es el caso de motores sincrónicos, que necesitan de un tiempo suficiente para que sus protecciones de pérdida de voltaje y baja frecuencia, lo aislen antes que se produzca la reconexión automática de la línea.

En algunos casos utilizar un tiempo de recierre de alrededor de 0.4 segundos (24 ciclos) ha tenido bastante éxito, pero es necesario un estudio detallado del comportamiento de los motores frente a la pérdida de voltaje y a su restitución en determinado intervalo así como de las protecciones, controles de desconexión y condiciones de la carga que éstos soportan.

Tiempos de recierre entre 3 y 10 segundos son extensamente usados en primarios que alimentan grandes fábricas o minas

que requieren de varios minutos mientras los controles manuales y dispositivos de seguridad son reseteados.

#### CONSUMIDORES RESIDENCIALES.

Un breve corte del servicio no produce demasiados inconvenientes a los abonados para usos domésticos. Sin embargo para evitar llamadas telefónicas de los mismos, interesa a la Empresa que los cortes sean tan cortos como se pueda, para que los abonados no tengan tiempo de llegar al teléfono para quejarse.

Así mismo, el reestablecimiento en tiempos largos en la iluminación de calles y avenidas, puede causar accidentes de tráfico en vías de alta velocidad vehicular, por tanto el tiempo de reposición constituye un centrado comprometido.

#### LIMITACIONES DEL DISYUNTOR.

En el uso de relés de reconexión y con modernos disyuntores, el tiempo total de interrupción se alcanza a cortos valores entre 0.05 y 0.1 segundos (3 a 6 ciclos).

Sin embargo, luego de una operación de disparo los mecanismos de algunos disyuntores necesitan un tiempo apreciable para llegar al sitio de disposición a cerrar los contactos. Con estos mecanismos, es entonces necesario un contacto de chequeo de esta demora (latch-check), que provea de una señal de la disposición del disyuntor.

#### DESIONIZACION DEL CAMINO DE FALLA.

Luego de que una corriente de falla ha sido interrumpida, un cierto tiempo debe permitirse para que el aire ionizado en el sitio de la falla se disperse y no provoque el reencendido de la falla cuando la energía se reestablezca. Este tiempo depende del voltaje del sistema, de la causa de la falla, de las condiciones climáticas y de humedad, etc., pero 10 ciclos (1.7 s) es usualmente adecuado para cualquier falla transitoria en sistemas con voltajes bajo los 66 KV (18).

## 2.6. COORDINACION DE LA PROTECCION.

Cuando se aplican a un sistema dos o más dispositivos de protección, el dispositivo más cercano a la falla es el dispositivo "remoto" o "protector", mientras que el dispositivo más cercano a la fuente de alimentación es el de "respaldo" o "protegido".

Deben considerarse dos principios básicos de coordinación:

- 1) El dispositivo protector debe eliminar una falla permanente o temporaria antes de que el dispositivo protegido interrumpa el circuito (en el caso de que se trate de un fusible) u opere hasta la apertura definitiva (en caso de que se trate de un reconectador).
- 2) Las interrupciones del servicio causadas por fallas permanentes deben ser restringidas a una sección lo más pequeña posible del sistema por el tiempo más corto.

El estudio de coordinación requiere del conocimiento y comprensión de las curvas tiempo-corriente de cada uno de los dispositivos de protección. En el caso del fusible éstas son, la curva mínima de fusión (mtf) y la curva máxima de despeje (MTD). Un reconectador tiene una familia de curvas características de tiempo-corriente; una curva rápida, que tiene un retraso de tiempo muy pequeño no intencional y un grupo de curvas demoradas, que se requieren para una coordinación satisfactoria con otros dispositivos de protección en serie.

En la protección de sobrecorriente con reconexión se requieren de cinco tipos principales de coordinación; éstos son :

- 1.- Reconectador - fusible.
- 2.- Fusible - reconectador.
- 3.- Reconectador - seccionalizador (controlados tanto hidráulica como electrónicamente).
- 4.- Reconectador - seccionalizador - fusible.
- 5.- Reconectador - reconectador (controlados tanto

hidráulica como electrónicamente).

6.- Relé del disyuntor - reconectador.

### 2.6.1. COORDINACION RECONECTADOR - FUSIBLE.

Para obtener coordinación entre un reconectador y los fusibles instalados en su lado de carga, el reconectador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el reconectador y los fusibles. En general, se obtiene máxima coordinación ajustando el reconectador para dos operaciones rápidas seguidas por dos operaciones demoradas. Con la primera operación rápida se consigue despejar del 80% al 85% de las fallas no permanentes. La segunda operación rápida permite despejar un 5% a 10% adicional. Durante las operaciones demoradas del reconectador, el elemento fusible se funde, interrumpiendo las fallas permanentes.

Idealmente, las curvas características del elemento fusible deberían caer entre las curvas rápidas y lentas del reconectador. Pero, en la práctica hay puntos de intersección que forman un rango de coordinación, fuera del cual no existe coordinación de la protección.

Dos reglas generales gobiernan la selección de los elementos fusibles de protección ubicados en el lado de carga de un reconectador:

- Para todos los valores de corriente de falla en la sección de línea protegido por el fusible, el tiempo de fusión del elemento debe ser mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del reconectador, ajustado para un factor multiplicador "k".

La magnitud de este factor multiplicador "k", varía con el número de operaciones rápidas y con los intervalos de tiempo de recierre entre operaciones rápidas.

Los factores de multiplicación "k" se indican en la tabla 2.3..

- Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje demorado del reconectador.

El rango de coordinación entre el reconectador y un fusible en el lado de carga está determinado por estas dos reglas. La primera, establece el punto máximo de coordinación. La segunda fija el punto mínimo de la coordinación.

Tabla 2.3.

FACTORES DE MULTIPLICACION ("k") PARA  
COORDINACION CON FUSIBLES EN EL LADO DE CARGA

T. Recierre		Factor "k"			
s	ciclos	Una oper. rápida		Dos oper. rápidas	
		Val. prom.	Val. m.áx.	Val. prom.	Val. m.áx.
0.5	30	1.3	1.2	2.0	1.8
1.0	60	1.3	1.2	1.5	1.35
1.5	90	1.3	1.2	1.5	1.35
2.0	120	1.3	1.2	1.5	1.35

Ref. 9

El punto máximo es aquel valor de corriente en la intersección de la curva de fusión mínima del elemento fusible con la curva obtenida levantando la curva de tiempo rápido de despeje del reconectador por el factor de multiplicación "k" apropiado. El punto mínimo de coordinación es aquel valor de 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 fusible no se cruza y queda por debajo de la curva demorada del reconectador, el punto mínimo de coordinación es la corriente mínima de actuación de la bobina del reconectador, es decir, 200% el valor de la corriente nominal de la misma.

Así se llega a establecer un rango de coordinación para una particular selección de curvas características y secuencias de operación del reconectador y características del fusible. Este rango puede variarse seleccionando otras características ya sea del reconectador, del fusible o de ambos a la vez.

Estos criterios de coordinación reconectador - fusible son aplicables tanto a reconectadores controlados hidráulicamente como electrónicamente. Sin embargo, se obtienen beneficios adicionales aplicando los reconectadores de control electrónico.

Con reconectadores electrónicos, son posibles muchas variaciones de coordinación, facilitadas por más de 30 curvas características diferentes. La coordinación de fusibles con reconectadores controlados electrónicamente puede mantenerse dentro de tolerancias muy cercanas debido a la habilidad inherente del reconectador para mantener una curva de tiempo-corriente fija ante una amplia variación de condiciones ambientales y durante grandes períodos de tiempo de funcionamiento (11) (22).

#### 2.6.2. COORDINACION FUSIBLE - RECONECTADOR.

La coordinación de un reconectador con un fusible en el lado de alimentación difiere en el hecho de que ahora todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible. Debiendo considerarse importante la secuencia de operación y el intervalo de recierre del reconectador.

Normalmente esta aplicación del fusible protege al sistema de una falla interna del transformador de una subestación, o de una falla en el lado de alimentación secundaria de la barra colectora, que no puede ser detectada por el reconectador.

Puesto que el estudio de coordinación se basa en corrientes de falla en el lado de baja del transformador de la subestación, es necesario ajustar las características de los elementos fusibles por la relación de transformación de voltajes fase-fase del transformador.

Con las curvas de los fusibles y del reconectador sobre la misma base de baja tensión, tiene aplicación la siguientes reglas:

- Para la máxima corriente de falla en la ubicación del reconectador, el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transformador, debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva demorada del reconectador, multiplicada por un factor específico.

Esto introduce otro grupo de factores "K", que varía con los tiempos de recierre y con las secuencias de operación del reconectador, como se muestra en la tabla 2.4..

Tabla 2.4.

FACTORES DE MULTIPLICACION ("K") PARA  
COORDINACION CON FUSIBLES EN EL LADO DE ALIMENTACION.

Tiempo recierre		Factores de multiplicación "K"		
s	ciclos	Operaciones		
		2 rap/ 2 dem	1 rap/ 3 dem	4 demoradas
0.4	24	2.7	3.2	3.7
0.5	30	2.6	3.1	3.5
1.0	60	2.1	2.5	2.7
1.5	90	1.85	2.1	2.2
2.0	120	1.7	1.8	1.9
4.0	240	1.4	1.4	1.45
10.0	600	1.35	1.35	1.35

Estos factores "K" involucran el tiempo compuesto de calentamiento y enfriamiento del fusible.

- En el rango de coordinación, el límite mínimo de corriente será aquel valor de mínima corriente de actuación del reconectador, osea, el 200% de la corriente nominal de la bobina.

Cuando se selecciona el fusible para protección contra sobrecarga del transformador, se suele ecojer un elemento que pueda llevar la corriente de carga total del transformador y que funda en 300 segundos, al paso de 2 a 3 veces de la corriente de plena carga del transformador.

Estos criterios son aplicables a los reconectadores controlados hidráulicamente y electrónicamente. Un beneficio adicional con los reconectadores electrónicos, se obtiene al poder simplificarse la coordinación con fusibles en el lado de fuente con la introducción de un accesorio de corte instantáneo. Con lo cual se hace que

cualquier curva de operación, se convierta en instantánea a partir de cierto valor de corriente elevada, mediante múltiplos específicos del valor de corriente mínima de disparo de la bobina (1.4 , 2.0 , 2.8 , 4.0 , 5.6). Este accesorio provee una protección asegurada del conductor y de los equipos ante posibles quemaduras o daños provocados por excesivas corrientes de cortocircuito.

### 2.6.3. COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR.

La aplicación básica de los seccionalizadores requiere que se reúnan las siguientes cuatro condiciones generales:

- Los seccionalizadores deben usarse en serie y en el lado de carga de un reconectador o de disyuntor provisto de un relè de recierre, en el lado de fuente.
- El reconectador de respaldo debe ser capaz de percibir una falla mínima en cualquier parte de la zona de protección del seccionalizador.
- La corriente mínima de falla en la zona de protección debe exceder la corriente mínima de actuación del seccionalizador.
- No deben excederse los regímenes momentáneos o de corto tiempo de los seccionalizadores especificados por el fabricante.

### 2.6.4. COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR HIDRAULICO.

Debido a que el Seccionalizador no tiene curvas características de tiempo corriente, esta coordinación no requiere el estudio de curvas. La cantidad de conteos de un seccionalizador es uno menos que el número total de operaciones para la apertura definitiva del reconectador de respaldo. Y cada seccionalizador adicional en serie, se ajusta para una cuenta menos cada vez para el corte o interrupción.

Como los seccionalizadores controlados hidráulicamente tienen la corriente mínima de actuación a un valor 160% del valor de régimen de la bobina, se asegura la coordinación con un seccionizador hidráulico también cuando se emplean bobinas con el mismo valor de régimen continuo.

Un factor adicional que debe siempre considerarse para asegurar esta coordinación, es el tiempo de retención o de memoria del conteo del seccionizador. Debido a que el proceso de reposición del seccionizador empieza en el mismo instante en que concluye la primera cuenta; para mantener la coordinación bajo condición de falla permanente, la suma de los tiempos de despeje y los de recierre del reconectador experimentados por el seccionizador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionizador.

De otro modo, el seccionizador podría realizar operaciones de conteo adicionales, lo que provocaría que el reconectador de respaldo corte innecesariamente la falla.

Cuando se coordinan reconectadores y seccionizadores hidráulicos ambos, los tiempos acumulados y de memoria respectivamente, no presentan problemas para la coordinación, debido a el tiempo acumulado de los reconectadores hidráulicos es suficientemente corto. Sin embargo, es necesario mayor análisis cuando el reconectador hidráulico posee el accesorio de corte a tierra, ya que sus características inversas de tiempo - corriente son muy lentas con corrientes de falla bajas.

Por lo tanto, el tiempo total acumulado para el reconectador podría exceder el tiempo de memoria del seccionizador, dependiendo de la secuencia operativa del reconectador y del nivel de falla.

Cuando el reconectador de respaldo es de control electrónico, la coordinación con el seccionizador hidráulico, puede obtenerse cuando la corriente mínima actuadora del seccionizador es menor que la corriente mínima de corte del reconectador. Además de que el tiempo de memoria del seccionizador, sea mayor que el tiempo total acumulado de las operaciones contadas del reconectador.

### 2.6.5. COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR ELECTRONICO.

La coordinación entre un reconectador y un seccionalizador electrónico, se obtiene cuando la corriente actuadora del seccionalizador está por debajo del valor mínimo de corte del reconectador de respaldo. Y cuando el tiempo total acumulado del reconectador no excede el tiempo de memoria del seccionalizador.

Es recomendable usar dispositivos en serie de igual fabricante para obtener la coordinación standard con la cual son diseñados. Los valores específicos de corrientes actuadoras del seccionalizador electrónico Mc Graw-Edison (80, 112, 160, 224, 320, 448 y 640 A), coordinan directamente con los valores mínimos de corte standard ya sea del reconectador hidráulico o electrónico. Cada ajuste del seccionalizador es 80% del mínimo valor de corriente de corte del reconectador standard. Así: un seccionalizador con una corriente actuadora de 160 A, coordina con un reconectador hidráulico con bobinas serie de 100 A (corte mínimo 200 A) o con un reconectador electrónico con resistores de corte mínimo de 200 A.

Los tiempos de memoria prolongados en los seccionalizadores electrónicos, facilitan la coordinación ampliándola sustancialmente con reconectadores electrónicos también o con los relés del disyuntor, los mismos que generalmente poseen largos intervalos de recierre, con el resultado de que su tiempo total acumulado es demasiado largo como para permitir su coordinación con seccionalizadores hidráulicos.

Una limitación es que un seccionalizador trifásico no puede usarse si es que el reconectador de respaldo consiste de tres reconectadores monofásicos o de uno trifásico operado con bobinas serie independientemente en cada fase y de corte independiente en la fase o fases de falla. Por lo tanto, en caso de una falla monofásica o una fase - fase, el seccionalizador podría abrirse con una o dos fases energizadas. Esto podría no causar ningún problema puesto que el seccionalizador está diseñado para poder abrir la corriente de carga. Sin embargo, existe la posibilidad de que una falla puede ocurrir en la fase o fases energizadas en el mismo instante en que se abre el seccionalizador.

Otra consideración que debe realizarse, se refiere a la aplicación de seccionalizadores ajustados para una sola cuenta para el corte. En el caso de suceder una falla,

el seccionizador realiza el conteo y luego cuando el reconectador interrumpe la falla, corta el circuito; siendo ésta la operación que se desea obtener. Pero cuando la corriente de encendido de la línea excede al valor de la mínima corriente actuadora del seccionizador, pero a la vez siendo menor que el valor mínimo de la corriente de corte del reconectador, el seccionizador puede contar y cortar cuando la corriente de encendido caiga por debajo de la corriente actuadora del seccionizador. Existiendo dos posibles soluciones:

La primera obviamente sería seleccionar un seccionizador con una corriente actuadora por sobre cualquier corriente de encendido posible en el circuito. Pero si esto no es posible, la segunda solución, consiste en agregar accesorios de control del seccionizador que eviten interrupciones innecesarias ante corrientes de encendido del circuito.

#### 2.6.6. COORDINACION RECONECTADOR - SECCIONALIZADOR - FUSIBLE.

Esta coordinación requiere consideración especial. Primero, el reconectador y el elemento fusible deben coordinarse normalmente como se ha descrito anteriormente para la ubicación del fusible en el lado de carga. Luego, el reconectador y el seccionizador se coordinarán como se ha descrito previamente en este capítulo.

Si el reconectador está calibrado para dos operaciones rápidas seguidas de dos demoradas, cuando se dé una falla persistente más allá del fusible, el reconectador operará dos veces en su curva rápida, mientras el seccionizador contará dos veces también y el fusible no se fundirá sino hasta que la tercera operación, que es en la curva demorada se inicie. El seccionizador contará la fusión del fusible como la tercera interrupción de la corriente de falla y abrirá sus contactos. En consecuencia no se habrá mantenido la coordinación adecuada.

Este problema puede solucionarse mediante el uso del accesorio de restricción de voltaje para el seccionizador. Pues, la operación del fusible más allá del seccionizador no hará que éste corte el circuito o cuente la operación, debido a la presencia de voltaje todavía en el lado de alimentación del seccionizador.

Pero la manera más sencilla de realizar esta coordinación es calibrando al reconectador para una sola operación rápida seguida por tres demoradas. Con lo cual, al ocurrir una falla delante del fusible, el reconectador operará una vez y despejará en 80 al 85% de los casos. Si la falla persiste, el fusible se fundirá antes de concluir la primera operación demorada del reconectador y el seccionalizador contará la segunda interrupción de la corriente de falla efectuada por el fusible. Luego que el fusible ha despejado la falla, los mecanismos del reconectador y del seccionalizador se repondrán para otra secuencia completa de operaciones.

#### 2.6.7. COORDINACION RECONNECTADOR - RECONNECTADOR.

La coordinación de los reconectadores en serie varía con el modo de operación. La clasificación es:

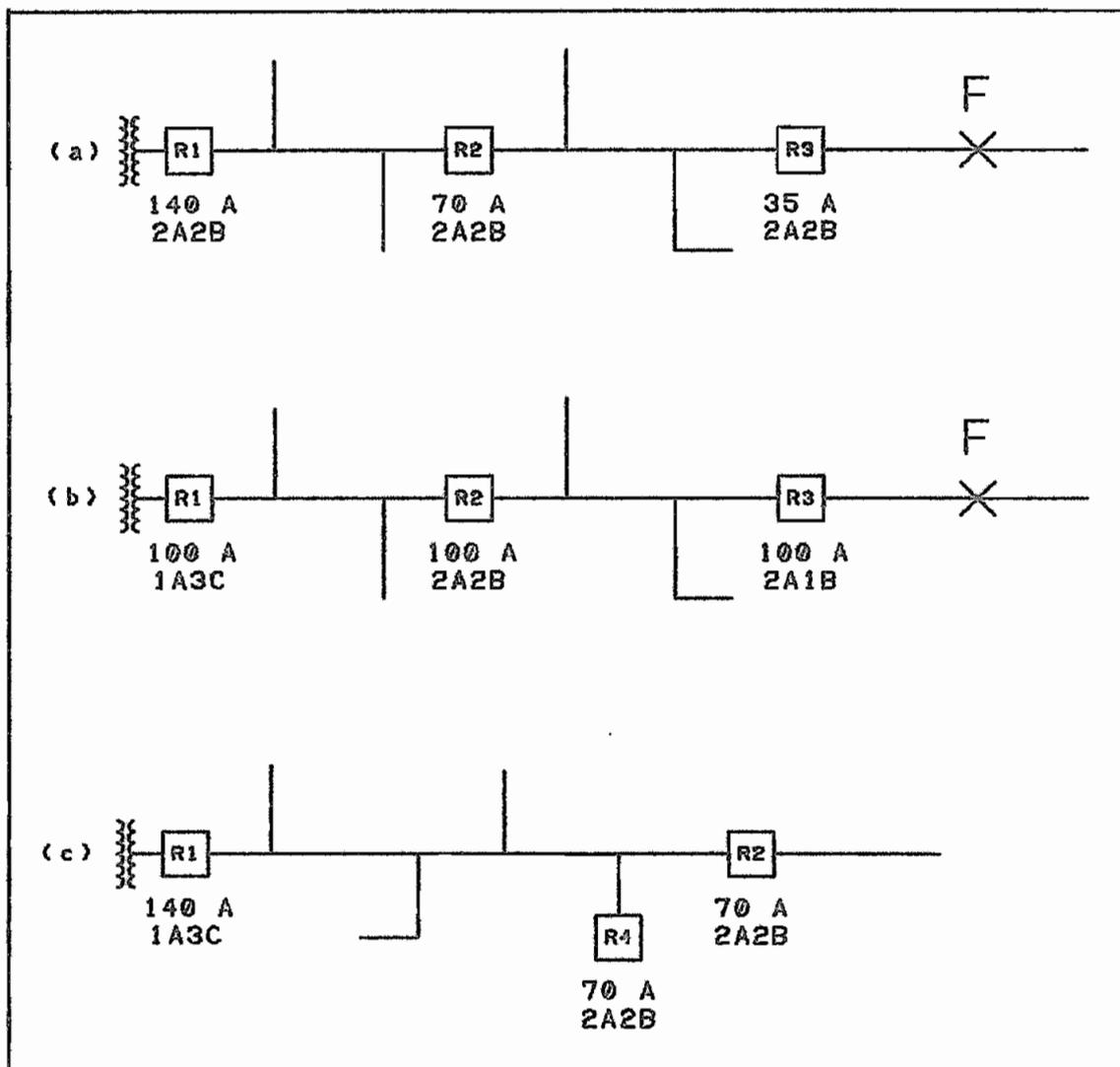
- A] Reconectadores operados solamente con bobinas serie de corte.
- B] Reconectadores operados con bobinas serie de corte y bobina potencial de cierre.
- C] Reconectadores operados con control electrónico.

A] Hay tres métodos principales para coordinar los reconectadores operados por bobinas serie de corte:

- Usar diferentes tamaños de bobinas y con las mismas secuencias de operación (Figura 2.17.a.).
- Usar los mismos tamaños de bobinas y diferentes secuencias de operación (Figura 2.17.b.).
- Usar una combinación de tamaños de bobinas y distintas secuencias de operación (Figura 2.17.c.).

El orden de recomendación de los citados métodos aumenta de acuerdo al orden de la lista. Todos se basan en la suposición de que sobre una base de 60 ciclos, dos reconectadores en serie con curvas de tiempo - corriente

con menos de dos ciclos de separación, SIEMPRE operarán simultáneamente. Con curvas entre 2 y 12 ciclos de separación, PUEDEN operar simultáneamente. Y con curvas con separación de más de 12 ciclos, los re conectadores NO operarán simultáneamente.



Figs. 2.17.

El método que combina la selección del tamaño de las bobinas y de las secuencias de operación (Figura 2.17.c.), provee mejores posibilidades de coordinación y se recomienda sea usado siempre que sea posible. Puede eliminar el corte simultáneo o el efecto de cascada limitada y puede mantener una buena coordinación con fusibles en ramales.

B] Para coordinar reconectores con bobinas serie de corte y bobina potencial de cierre, se aplican los métodos básicos de coordinación recién descritos.

Pero, como éstos utilizan una bobina potencial conectada al lado de alimentación para cerrar sus contactos, el reconector remoto debe tener disponible voltaje de fase del lado de fuente. Para esto, el reconector de respaldo debe estar cerrado antes o al mismo tiempo que el reconector remoto intenta cerrar.

Como estos reconectores tienen intervalos de recierre desde 0.5 hasta 2 segundos, la demora de tiempo entre un reconector protector dispuesto para cerrar y el cierre real no excederá de 1.5 segundos. Entonces, no se producirá ninguna pérdida en la continuidad de la secuencia operativa, como consecuencia de esta demora de 1.5 segundos, al coordinar con reconectores del mismo tipo. Pero, si puede ser necesario considerar el intervalo de recierre al coordinar con reconectores controlados electrónicamente o con relés.

Los reconectores controlados electrónicamente ofrecen un amplio rango de características de operación para cumplir con los requerimientos de los sistemas, lo cual amerita estudios más cuidadosos para asegurar una coordinación exitosa.

Para que todos los reconectores estén coordinados, debe considerarse cada intervalo de recierre, intervalo de reposición, nivel mínimo de corte para fallas a tierra y para fallas de fase, secuencia y elección de curvas de tiempo - corriente y aplicación de accesorios.

C] El procedimiento que debe seguirse para una coordinación adecuada de los reconectores electrónicos es el siguiente:

- Coordinar las unidades por medio de una selección apropiada de niveles de corte mínimo y curvas de tiempo - corriente de forma similar a la empleada con reconectores hidráulicos.
- Elegir intervalos de recierre para que el reconector protegido esté cerrado o programado para cerrar, cuando el reconector protector esté listo para cerrar.

- Seleccionar los intervalos de reposición de modo que cada reconectador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.

Se debe cumplir que la corriente de corte mínimo del reconectador protegido sea mayor que la del reconectador protector, para darle a éste la oportunidad de despajar la falla primero.

Con reconectores que utilicen bobinas de cierre de voltaje, una selección inapropiada de intervalos de recierre, puede dar como resultado el disparo del fusible en el circuito de cierre de 24 voltios c.d. del control electrónico y consecuentemente la pérdida de la coordinación.

Cuando se necesita una operación de cierre, el circuito de cierre de 24 voltios c.d., común al control y al reconectador, se energiza por medio de una batería en el control. El circuito permanece energizado hasta que el reconectador completa una operación de cierre. Si el reconectador no cierra, el fusible del control salta en 5 segundos o menos para evitar la descarga de la batería.

Hasta que el fusible del control se reemplace, el reconectador no opera y la coordinación se pierde momentáneamente. Así, los intervalos de recierre deben asegurar que haya voltaje presente en el lado de alimentación del reconectador protector cuando éste está listo para cerrar.

Con reconectores que utilizan mecanismos de operación con comando de motor para obtener el cierre, un relé de mínima tensión en el circuito de cierre, evita el funcionamiento de este circuito, a menos que se disponga de energía para el motor de cierre. El fusible del control no salta, pero una demora larga en el recierre puede dar como resultado que se produzca una operación de reposición antes de que el reconectador pueda completar una secuencia de operación normal. Esto podría resultar en pérdida de coordinación.

Los intervalos de reposición deben estar coordinados con la secuencia de operación de cada reconectador electrónico, para evitar reposiciones durante una secuencia de operaciones en o cerca de la corriente de corte mínimo. Como las curvas características de tiempo corriente tienen una tolerancia operativa entre +10% y -10% y los intervalos de recierre y de reposición

tienen una tolerancia entre +15% y -15%, el valor teórico de tiempo de reposición puede calcularse de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de reposición} = 1.1 [T_0] + 1.15 [T_I]$$

En donde:

T<sub>0</sub>. Es el total de todas las operaciones de despeje a corte mínimo.

T<sub>I</sub>. Es el total de todos los intervalos de recierre.

Este cálculo produce el tiempo de reposición teórico para cualquier secuencia particular, de cualquier selección particular de curvas de fase y de corte a tierra. El tiempo de reposición real puede elegirse entre los valores específicos entre 30 y 300 segundos, menos su tolerancia de 15%. Para asegurarse de que el reconectador de respaldo no se reponga mientras el reconectador protector está operando, el intervalo de reposición del reconectador de respaldo debe ser igual o mayor que el del reconectador protector.

El tiempo de corte mínimo para curvas a tierra es generalmente mayor que para curvas de fase. Por lo tanto, las curvas a tierra se usan normalmente para calcular el tiempo teórico de reposición cuando el reconectador está equipado con el accesorio de corte a tierra.

#### 2.6.8. COORDINACION RELE DEL DISYUNTOR - RECONECTADOR.

La coordinación de un disyuntor en aceite en la subestación y un reconectador adelante en el alimentador primario, considera dos factores básicos:

- El disyuntor abre y despeja varios ciclos después que su relé de sobrecorriente corta.
- Los relés del disyuntor tienden a integrar el tiempo

de despeje del reconectador. Osea, que el tiempo de reposición del relè es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de que el relè se reponga completamente, ésta adelanta al relè hacia el punto de corte desde el punto de reposición incompleta.

- La inercia del disco de los relès, obliga a que se considere su avance luego de los tiempos de despeje del reconectador.

Para encontrar la adecuada coordinación, la curva acumulativa del reconectador debe compararse con la curva característica del disyuntor. Si las dos curvas no se cruzan y si la del reconectador está bajo la del relè, los dispositivos coordinan. Sin embargo, si a la curva acumulativa se le incluye el tiempo para que el disyuntor se abra, las dos curvas no deben estar más cercanas que el tiempo aproximado de apertura del disyuntor después del corte del relè.

Es necesario establecer que la coordinación será función de varios factores, como son:

La secuencia de operaciones del reconectador y dentro de la misma los tiempos de recierre y de despeje; además los tiempos de operación, reposición e inercia que caractericen al relè.

El rango de coordinación también está limitado por el tipo de curva del relè. Con relès extremadamente inversos, existe mayor dificultad debido a que estas curvas son muy pronunciadas y se cortan con las del reconectador. Estas curvas del reconectador están menos afectadas por relès muy inversos o inversos que tienen curvas casi paralelas a las de los reconectores.

En el Capítulo Cuarto, se encuentra en forma detallada el proceso necesario para obtener coordinación entre los distintos elementos que forman parte de la protección del primario ejemplo de aplicación de este trabajo. Uno de las coordinaciones corresponde a la encontrada entre el relè del disyuntor de la subestación y el reconectador.

## 2.7. ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO Y TRANSFERENCIA AUTOMÁTICOS DE LA CARGA CON PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

La gran variedad de condiciones que se presentan en los sistemas de distribución es virtualmente ilimitada. Así mismo, las combinaciones posibles de reconectores, seccionalizadores y seccionadores fusibles son muy grandes, las cuales requieren que se tomen amplias ventajas de los accesorios disponibles para estos equipos. Mc Graw-Edison ha desarrollado accesorios que han expandido grandemente la funcionabilidad para satisfacer estos requerimientos.

Ahora es posible aplicar reconectores y seccionalizadores para proporcionar protección contra fallas y seccionalización automática con transferencia automática de carga en sistemas radiales conjuntos con capacidad de formar esquemas en lazo.

Estas aplicaciones involucran controles Mc Graw-Edison tipo LS (supervisión local), usados en conjunto con el control electrónico para reconectores tipo ME. El control LS percibe la presencia o ausencia del voltaje de línea y emite señales al control electrónico del reconector.

Hay dos tipos básicos de control LS; un control de seccionamiento, el cual reacciona a la ausencia de voltaje del lado de fuente y un control de acople el cual reacciona con la ausencia de voltaje de cualquiera de los lados.

### 2.7.1. ESQUEMAS DE ENLACE.

Los esquemas de enlace se han desarrollado para mejorar la confiabilidad y mantener la continuidad de servicio a la mayor cantidad de abonados.

En un esquema de enlace, dos alimentadores primarios de distribución, están unidos por un reconector normalmente abierto equipado con un control de acople. Para ayudar la mejora de la continuidad de servicio, un reconector normalmente cerrado equipado con un control de seccionamiento es instalado en un punto cercano a la mitad de la línea.

## 2.7.1.1. ESQUEMA DE ENLACE CON TRES RECONECTADORES.

En el esquema de enlace más simple, tres reconfiguradores controlados electrónicamente se emplean como en la figura 2.18..

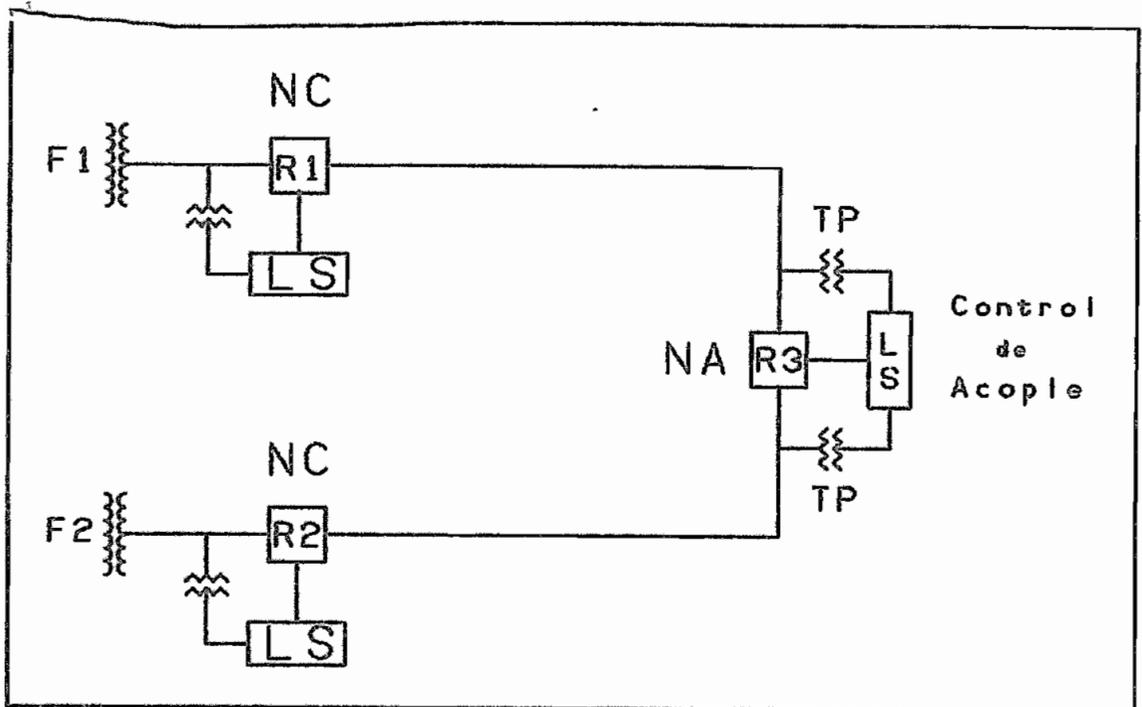


Fig. 2.18.: Esquema de enlace formado por tres reconfiguradores.

R1 y R2 están normalmente cerrados (NC) y están equipados con control de "seccionamiento" tipo LS; ellos abren después de perder el respectivo voltaje de fuente luego de un tiempo de demora.

R3 está normalmente abierto (NA) y está equipado con el control de "acople" tipo LS; éste cierra después de la pérdida de voltaje en cualquiera de sus lados, luego de un tiempo demorado más largo que el tiempo señalado para R1 y R2.

Cuando se pierde el voltaje en F1, R1 y R3 perciben dicha pérdida. Si el voltaje no se ha reestablecido luego de un tiempo determinado, R1 abre el circuito. Y después de un adicional tiempo de demora, el R3 cierra. Entonces,

el ramal entre R1 y R3 es alimentado ahora por la fuente F2.

El retorno a la condición normal se realiza MANUALMENTE.

Si una falla permanente ocurre en el lado de carga de R1. R1 opera para despejarla. El R3 percibe la pérdida de voltaje y luego de un tiempo cierra durante la falla y opera también para despejarla. La sección fallosa es aislada y el servicio mantenido en el resto del sistema.

Un accesorio de "no-recierre momentáneo" opcional para el control de enlace tipo LS, puede ponerse en R3 para proveer el despeje en un solo disparo en el caso de que el cierre de R3 se realice durante la presencia de la falla. Este accesorio energiza el interruptor de "no-recierre" del control electrónico tipo ME durante un tiempo entre 1 y 30 segundos, cuando el control LS ha cerrado al reconectador en condiciones de ausencia de voltaje. Entonces, si el reconectador de enlace cierra una falla, éste disparará, pero no recerrará durante un tiempo elegido.

## 2.7.2. ESQUEMAS DE SECCIONAMIENTO Y ENLACE.

### 2.7.2.1. CON CINCO RECONECTADORES.

En el esquema de la figura 2.19., cada circuito de distribución está dividido en dos secciones de igual carga, mediante reconectadores normalmente cerrados (NC). Cada circuito está conectado en el punto terminal de unión con un reconectador de enlace normalmente abierto (NA). Los reconectadores están calibrados para aislar selectivamente una falla permanente y transferir la sección sin falla a su circuito adyacente.

R1 y R2 están normalmente cerrados y están equipados con control de seccionamiento tipo LS. Ellos abren una vez que el voltaje de fuente se pierde, luego de un cierto tiempo de demora.

R3 y R4 son reconectadores normalmente cerrados, equipados con controles de seccionamiento LS. Y abren el circuito una vez perdido el voltaje en su lado de alimentación, luego de una espera de tiempo adicional al tiempo de

demora elegido para R1 y R2.

R3 y R4 pueden cambiar su valor mínimo de corriente de disparo y su número de disparos totales.

R5 es un reconectador normalmente abierto (NA) equipado con un control de enlace tipo LS. Este cierra una vez que se pierde el voltaje en cualquiera de sus lados (alimentación o carga), luego de esperar un tiempo posible de calibrarse, que será mayor a los tiempos empleados por R3 y R4.

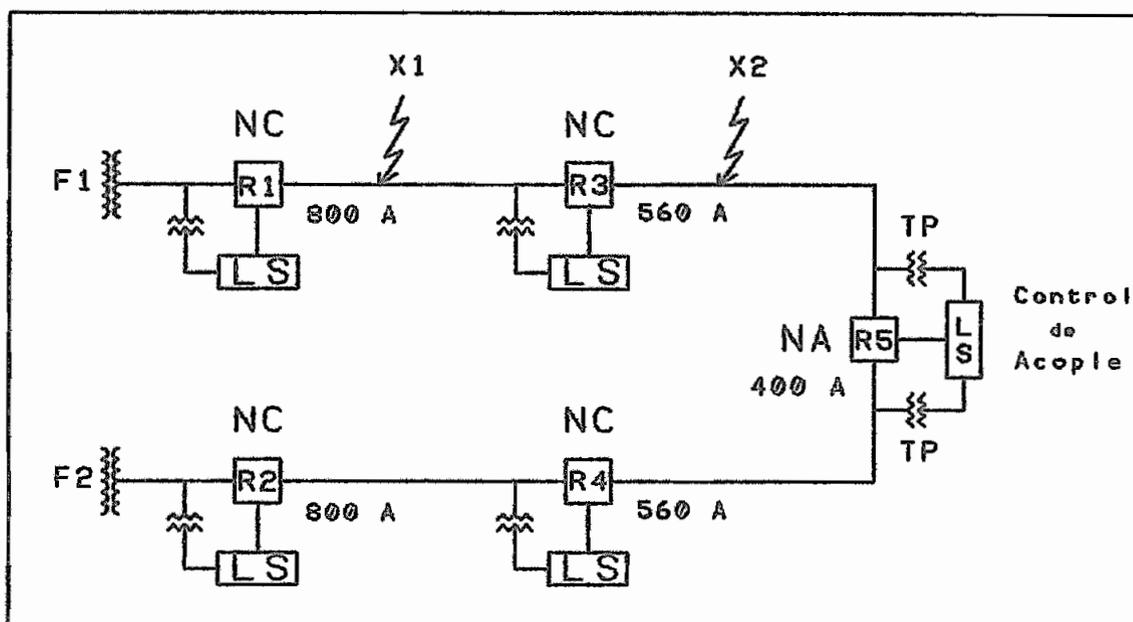


Fig. 2.19: Esquema de seccionamiento-enlace con cinco reconectadores.

Cuando se pierde el voltaje en F1, R1, R3 y R5 perciben la pérdida del voltaje, si no se reestablece el voltaje durante un tiempo elegido, el reconectador R1 se abre. Después de un tiempo adicional, el reconectador R3 cambia su mínimo valor de disparo de 560 A a 280 A y reduce a una sola operación de disparo para coordinar con el reconectador de enlace R5.

Después de un tiempo de espera mayor al de R3, el reconectador R5 cierra el circuito y toda la línea desde R1 es alimentada ahora por la fuente F2, como en la figura 2.20..

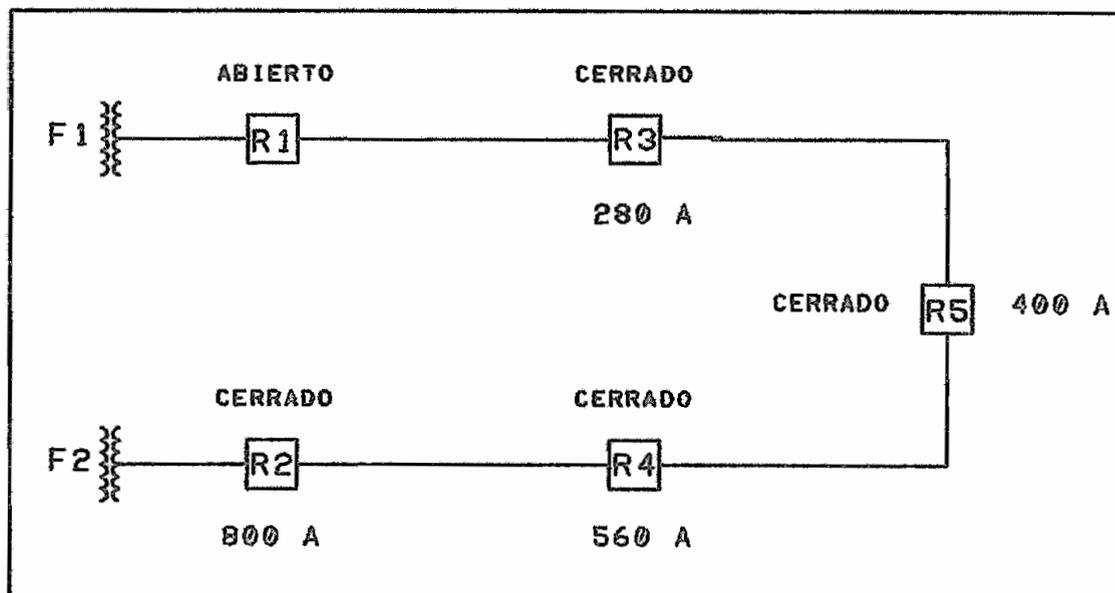


Fig. 2.20.: Acción del Seccionamiento y transferencia de carga por pérdida de una de las dos fuentes.

El retorno a las condiciones normales se efectúan MANUALMENTE.

Si una falla permanente ocurre en X1 (Figura 2.19.), el reconectador R1 opera hasta despejarla. Los reconectores R3 y R5 perciben la pérdida de voltaje en el lado de alimentación. El R3 cambia su nivel mínimo de disparo de 560 A a 280 A y cambia el número de operaciones totales, reduciéndolas a una. Después de un tiempo adicional elegido, el reconectador R5 cierra la falla y R3 la despeja. La falla está aislada y se mantiene el servicio a las tres cuartas partes del lazo total.

Si en cambio, una falla permanente ocurre en X2 (Figura 2.19.), el reconectador R3 la despeja normalmente. El reconectador R5 percibe la pérdida del voltaje y después

de un retardo de tiempo cierra la falla y opera para despejarla. La falla está aislada y se mantiene el servicio a las tres cuartas partes del lazo total.

### 2.7.2.2. CON ENLACE CONTADOR.

Este esquema de protección utiliza tres tipos de reconectadores, para prevenir que el reconectador de enlace se cierre cuando hay falla en cualquiera de los circuitos.

R1 y R2 son reconectadores o interruptores de respaldo y no directamente involucrados en el sistema analizado. Ellos deben, sin embargo, estar calibrados para menos de cuatro operaciones totales.

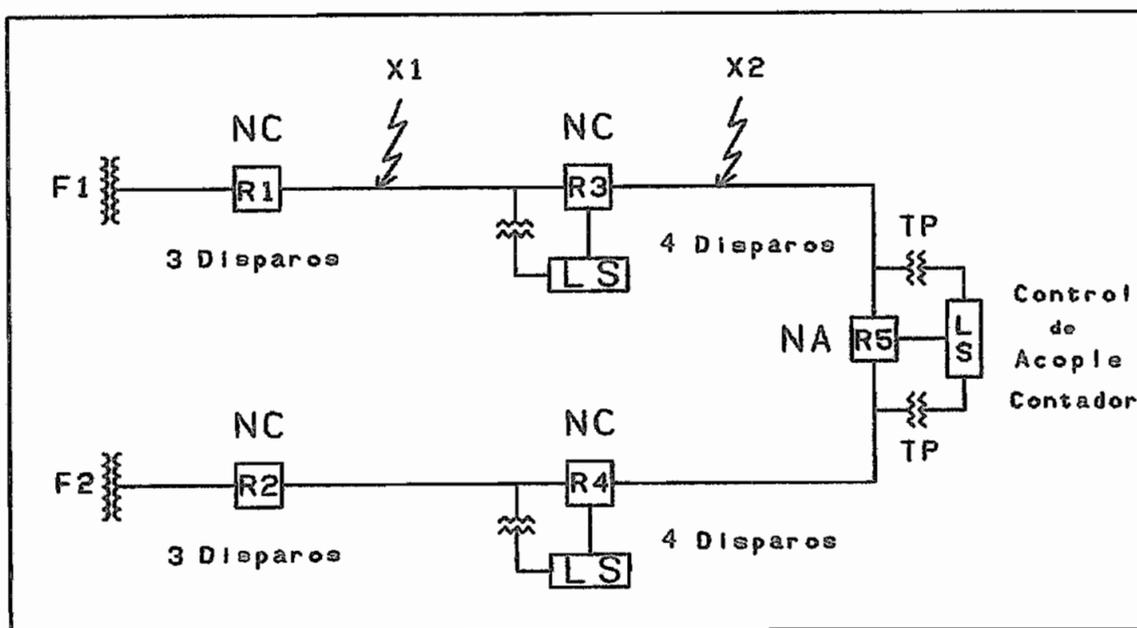


Fig. 2.21.: Esquema de seccionamiento y enlace contador.

Los reconectadores R3 y R4 están normalmente cerrados y son controlados electrónicamente y calibrados para cuatro

operaciones totales. Están equipados con controles de seccionamiento tipo LS que harán abrir luego de un tiempo de haber percibido la pérdida de voltaje en la alimentación.

El R5 está normalmente abierto (NA) y es un reconectador controlado electrónicamente, con control LS de enlace, el cual también contará cada vez que el voltaje se pierda en cualquier lado. Si 4 conteos están registrados en un intervalo de tiempo preestablecido, el R5 no será permitido ha cerrarse. Si en cambio, 3 o menos conteos son registrados dentro del intervalo de tiempo, el control permitirá cerrarse al reconectador R5.

La operación del esquema por pérdida del voltaje de fuente (F1 o F2), es la misma del esquema con tres reconectores.

Si una falla permanente ocurre en X1 (Figura 2.21.), el R1 opera en sus tres disparos hasta el despeje. Los R3 y R5 perciben la pérdida de voltaje y el control de R5 cuenta tres disparos. Después de un tiempo de demora el R3 se abre y luego de un tiempo adicional el R5 cierra el circuito, puesto que contó solamente tres veces. Quedando la falla aislada y manteniendo el servicio en las partes no fallosas.

Si una falla permanente ocurre en X2 (Figura 2.21.), el R3 opera en sus cuatro disparos hasta el despeje. El R5 percibe la pérdida de voltaje y durante las operaciones de R3, llega a contar 4 veces, por lo que R5 es impedido de cerrar el circuito.

Si la falla en X2 es trifásica, el R3 opera sus cuatro disparos hasta bloquearla. Y en todo caso, el voltaje no se recupera cada vez que el reconectador opera, así el control del reconectador de enlace R5 registra una sola cuenta y luego de un retardo de tiempo, R5 cierra la falla. Y R5 opera para despejarla. Quedando también energizadas las tres cuartas partes del enlace.

### 2.7.2.3. CON SECCIONALIZADORES.

Sustituyendo los reconectores del punto medio de cada línea por seccionalizadores electrónicos con accesorios de restricción de voltaje. El esquema es el de la figura 2.22.

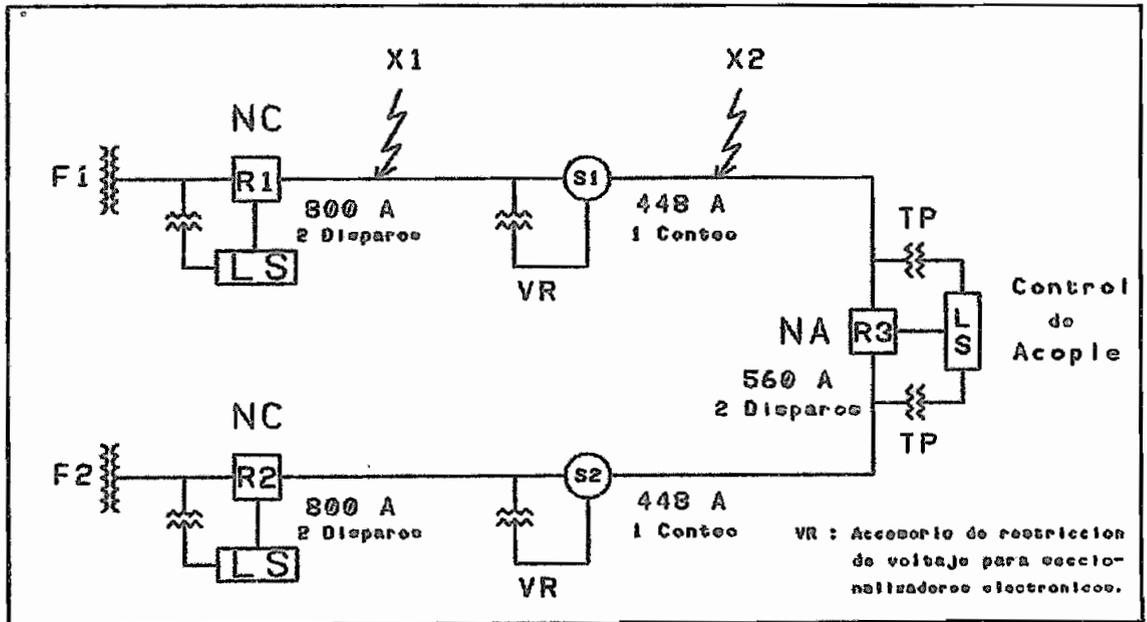


Fig. 2.22.: Esquema de seccionamiento enlace con seccionizadores.

R1 y R2 están normalmente cerrados, son reancladores controlados electrónicamente y están equipados con control de seccionamiento tipo LS. Abren una vez que se ha perdido el voltaje después de un tiempo de retardo.

S1 y S2 están normalmente cerrados y son seccionizadores normales equipados con su accesorio de restricción de voltaje (VR). Están calibrados para una cuenta y su mínima corriente de actuación está elegida para coordinar con R3.

R3 está normalmente abierto, es un reanclador controlado electrónicamente y está equipado con control de enlace tipo LS. Este cerrará luego de un retardo de tiempo de haberse perdido el voltaje en cualquier lado. Este retardo de tiempo será mayor que los de R1 y R2.

Cuando se pierde el voltaje en F1, R1 y R3 perciben la pérdida. Si no se reestablece el voltaje dentro de un

tiempo determinado, R1 se abre. Después de un tiempo adicional el R3 cierra y el enlace es alimentado desde la fuente F2.

Si una falla permanente ocurre en X1 (Figura 2.22.), el R1 opera dos veces y la despeja. El R3 percibe la pérdida de voltaje y luego de una demora de tiempo, R3 cierra la falla. Pero durante la primera operación del R3, el S1 cuenta y se abre. El S2 es impedido de realizar el mismo conteo por que tiene el accesorio de restricción de voltaje (el voltaje de su alimentación no se perdió). La falla está aislada y R3 recierra una línea sin falla. Y el servicio permanece en las tres cuartas partes del enlace total.

En líneas que son estrictamente radiales, un seccionizador podría requerir un accesorio de restricción de corriente de encendido para prevenir de erróneas aperturas debido a fallas en el lado de fuente. Sin embargo cuando se use un esquema de enlace, como el de la figura 2.22., el accesorio de restricción de corriente de encendido NO debería usarse.

Para esta aplicación es necesaria una nueva condición:

El dispositivo de protección del lado de fuente de R1 y R2, sea un disyuntor en la subestación o un reconectador tipo subestación o un reconectador de línea, debe calibrarse para igual o menor número de disparos para el despeje que el conteo calibrado en el seccionizador. Esto es para prevenir conteos y aperturas erróneas de el seccionizador para una falla en el lado de fuente de R1 y R2.

Si una falla permanente ocurre en X2 (Figura 2.22.), el S1 y el R1 perciben la sobrecorriente. El R1 opera pero, durante su primera operación el S1 cuenta y se abre y R1 recierra una línea sin falla.

El R3 percibe la pérdida de voltaje y luego de un tiempo específico de espera, cierra la línea con falla. Entonces, opera los dos disparos para despejar la falla. Y en estas operaciones el S2 percibe las interrupciones de corriente, pero no realiza el conteo, por que está bloqueado por su accesorio de restricción de voltaje.

## CAPITULO TERCERO

### 3. EL SISTEMA ELECTRICO "QUITO".

#### 3.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA.

##### 3.1.1. GENERACION.

La Empresa Eléctrica "Quito" cuenta con generación propia hidráulica y térmica.

La generación hidráulica está constituida por las Centrales de Nayón y Cumbayá, que interconectadas alimentan a la Subestación de maniobra y seccionamiento Norte, mediante dos líneas de doble circuito a 46 KV y a la Subestación Tumbaco al mismo voltaje. Además las Centrales Chillos y Paschoa, que llegan independientemente a la Subestación San Rafael a 23 y 46 KV respectivamente, para ir luego a la Subestación Guangopolo, la misma que alimenta a la Subestación Sur de seccionamiento a través de líneas a 46 KV.

La Central de Guangopolo Hidráulica, alimenta también a la Sur, a la vez que se interconecta con la Subestación de Guangopolo. Otra central hidráulica, es la ubicada en Machachi y que se interconecta con la Subestación Santa Rosa (EEQ) a 46 KV.

La generación térmica está constituida por la Central Guangopolo 2 (a diésel), que alimenta a 13.8 KV a la Subestación de maniobra y seccionamiento de Guangopolo. También por la Central de Luluncoto que alimenta a la subestación Sur.

Adicionalmente, la generación del Sistema Quito está reforzada por dos centrales pertenecientes a INECEL: la Central a Diésel Guangopolo que alimenta la Subestación Vicentina a través de líneas a 138 KV, a la vez que su barra está conectada a la Subestación Guangopolo de la Empresa. Y la Turbina a Gas de INECEL, que igualmente eleva su voltaje a 138 KV para alimentar a la barra de la Subestación Santa Rosa INECEL.

### 3.1.2. TRANSMISION.

El Sistema Quito, también recibe energía del SNI en las Subestaciones de Santa Rosa (EEQ) y Vicentina (EEQ) de las Subestaciones de Santa Rosa (INECEL) y Vicentina (INECEL) respectivamente, a un voltaje de 46 KV. Estas últimas son alimentadas por la Subestación Santo Domingo y la Central Pisayambo respectivamente a 138 KV.

El Sistema de transmisión comprende entonces las líneas de 138 KV que unen: la Subestación Santa Rosa (INECEL) con la Vicentina (INECEL), la Subestación Santa Rosa (INECEL) con la Subestación Selvalegre de la Empresa, formando un anillo todavía no cerrado alrededor de la zona urbana de la ciudad de Quito.

### 3.1.3. SUBTRANSMISION.

El Sistema de Subtransmisión está conformado entre ocho subestaciones: Santa Rosa (EEQ), Epiclachima, Selvalegre, Norte, Vicentina (EEQ), Sur, Guangopolo y San Rafael, las cuales forman un anillo doble a 46 KV alrededor de la Ciudad de Quito. El mismo que está constituido por la "Barra Oeste", que es la línea de subtransmisión que une las Subestaciones Epiclachima y Selvalegre. También forma parte la "Barra Este", que es la línea que une las subestaciones Epiclachima, Sur y Vicentina (EEQ). Además por las líneas que unen las subestaciones Epiclachima, Santa Rosa (EEQ), San Rafael y Guangopolo que cubren la zona Sur y parte de la zona Este de la Ciudad.

En la zona Norte se cierra el anillo de subtransmisión con la interconexión de las subestaciones Vicentina, Norte y Selvalegre. Además forma parte, la línea Selvalegre - Santa Rosa, reforzando el nivel de subtransmisión.

### 3.1.4. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

La distribución de la energía se lo hace a través de alrededor de 30 subestaciones que cubren toda el área de servicio de la Empresa. De las cuales, como se ha visto ocho son del Sistema de Subtransmisión de tipo seccionamiento y maniobra.

Desde el anillo de subtransmisión o desde las subestaciones de seccionamiento y maniobra parten derivaciones hacia las subestaciones de distribución, que están repartidas a todo lo largo de la Ciudad en sus extremos Oriental y Occidental, debido a la dificultad de llegar con líneas de 46 KV a los puntos centrales de la carga.

La "Barra Oeste" está alimentando a las subestaciones 3, 7, 9 y 11, que abastecen la mayor parte de la franja occidental de la Ciudad.

De la Subestación Norte parten líneas a 46 KV hacia las subestaciones de distribución: Olímpico, 13, 15, 16, 17, 18 y 19, que abastecen la parte Norte y la zona rural del Norte de Quito, como es el caso de las subestaciones 18 y 19.

La Subestación Vicentina provee energía a las de distribución: Carolina, 10 Nueva, 10 Vieja y 12, que abastecen la parte oriental del centro y Norte de la Ciudad.

La Subestación Sur, a través de las subestaciones 2, 4, 6 y 8 proveen energía a la mayor parte del Distrito Central.

Las zonas rurales del oriente, Sur y Sur - oriente son abastecidas por las subestaciones de San Rafael, Santa Rosa, Machachi y Epiclachima a través de sus primarios que llegan a sectores de gran acentamiento industrial.

### 3.1.5. ESQUEMAS DE LAS SUBESTACIONES.

Las subestaciones de seccionamiento y maniobra tienen esquemas de barra principal y transferencia, como es el caso de la Norte y la Sur. Mientras que las restantes seis tienen el esquema de disyuntor y medio. Son las ocho subestaciones sobre las cuales se extiende el anillo doble de subtransmisión de 46 KV.

La mayoría de las subestaciones de distribución, presentan esquemas de barra simple con un solo transformador protegido por interruptor automático en las de mayor potencia o por seccionador - fusible en las más pequeñas.

TABLA 3.1.

Area de Concesión, Cap. Instalada y Número de Primarios De las Subestaciones del Sistema Quito.

N	SUBEST.	Can	Capacidad Instalada (DA/FA)			
			A/P	Distr. NORTE	Distr. NORTE	Distr. CENTRO SUR
PRIMARIOS A 6.3 KV						
1	2	4			5/6.25	
2	3	4				15/20
3	4	4			8/10	
4	6	4			5/6.25	
5	7	6		15/20		
6	8	6			8/10	
7	9	4		8/10		
8	10 NUEVA	6	15/20			
9	10 VIEJA	5			5/6.25	
10	11	4		8/10		
11	12	4		8/10		
12	13	5		2x15/20		
13	15	6	15/20			
14	16	7		2x15/20		
15	17	5	2x5/6.25			
16	ARGELIA	1		Sector Rural:	1.5 MVA	
17	CAROLINA	5		15/20		
18	CUM/TUM	1		Sector Rural Este:	3.0 MVA	
19	GUAN/ILUM	1		Sector Rural Este:	3.0 MVA	
20	MACHACHI	3		Sector Rural:	6/7.5 MVA	
21	OLIMPICO	5		15/20		
Subtotal		90				
PRIMARIOS A 13.8 KV						
22	S. RAFAEL	3		Sector Rural:	8/10 MVA	
23	19	5	15/20			
24	ENKADOR	1		Sector Rural:	6.25 MVA	
Subtotal		9				
PRIMARIOS A 22 KV						
25	18	4	15/20			
26	EPICLACH.	4			2x15/20	
27	TUMBACO	4		Sector Rural:	Tumbaco 15/20 MVA	
28	S. RAFAEL	3		Sector Rural:	Los Chillos 15/20 MVA	
29	SNTA. ROSA	2		Sector Rural:	Sur de Quito 15/20 MVA	
Subtotal		17				
TOTAL		116				

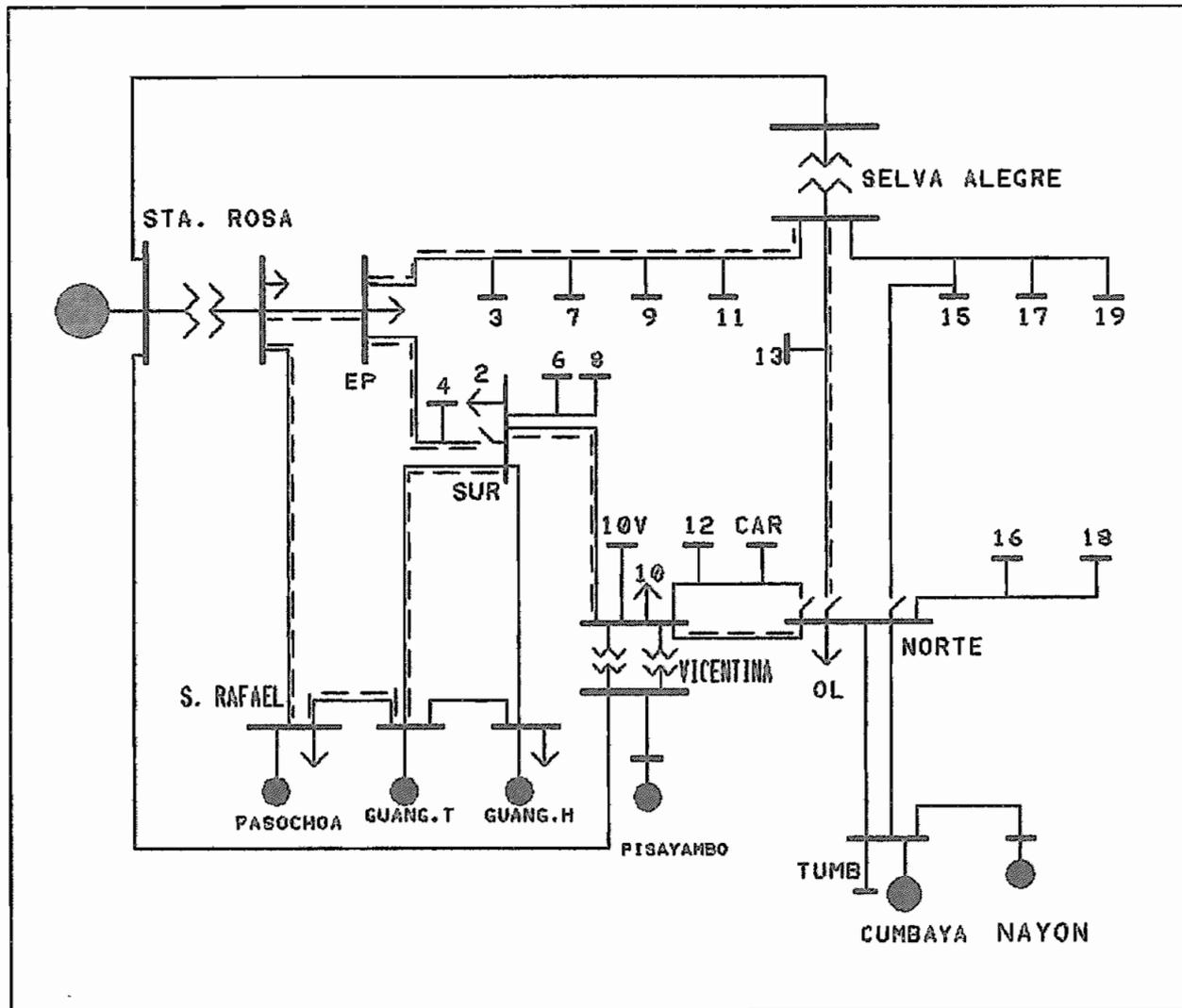


Fig. 3.1: El Sistema Eléctrico Quito

Hay otras subestaciones que poseen un esquema de barra simple con seccionamiento como es el caso de la 3, 13, Carolina, 10 Nueva y Olímpico.

#### 3.1.6. AREAS DE CONCESION.

Dividiendo la Ciudad de Quito en sus Distritos, las áreas de concesión de las subestaciones corresponden como se indica en la tabla 3.1..

El Sistema tiene 20 subestaciones que sirven al sector urbano y alrededor de 10 al sector rural, abasteciendo a varios puntos de la Provincia de Pichincha.

#### 3.1.7. ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Alrededor de 116 primarios componen la alimentación en el Sistema, la misma que llega a abastecer hasta San José de Minas al Norte; Aloasi y Chaupi al Sur; Otón, Quinche, Pifo, Pintag, Rumipamba al Este; y Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de los Bancos al Noroeste de la Ciudad de Quito.

En la zona urbana, con un nivel de 6.3 KV, los primarios son de menor longitud, algunos de los cuales son de tipo subterráneo, como es el caso de los ubicados para servir al sector céntrico de la Ciudad y algunos sectores netamente residenciales de la misma.

En la zona rural, los primarios recorren distancias más grandes con niveles de voltaje de 23 y 13.2 KV. Recientes estudios de cambio de nivel de voltaje se han realizado para estandarizar el nivel de voltaje en esta zona en 23 KV.

### 3.2. ANALISIS DE LAS FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

En un sistema de potencia las fallas son más frecuentes en niveles de distribución que en los niveles de generación o transmisión. Los factores que contribuyen a ello son:

- El alto grado relativo de exposición en las redes de distribución.
- Los esquemas de protección empleados.
- El tipo de construcción usado.

Por tal razón, la Ingeniería Eléctrica de Distribución, que se esfuerza por minimizar tanto el número como la duración de las desconexiones, mejora sus esquemas de protección y el tipo de construcción con el propósito de conseguir:

- Reducción de interrupciones del servicio al consumidor.
- Protección de daños de los equipos durante fallas.
- Ahorro de gastos y tiempo en la localización y reestablecimiento del servicio.

### 3.2.1. CAUSAS DE LAS FALLAS.

Las fallas o condiciones anormales pueden producirse por fallas en las líneas, sobrecargas o por fallas en los equipos. Las fallas en las líneas se producen principalmente por descargas atmosféricas, por vientos que ponen en contacto los conductores o que lanzan ramas o árboles a las líneas; por animales; por movimiento de tierras, etc..

Las sobrecargas se producen por existencia de cargas no previstas, fallas en el diseño o mala planificación del sistema. Las fallas en los equipos pueden ser producto de descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, mal diseño, mala instalación, mala fabricación, mala aplicación o por fallas en el sistema (9).

Estudios realizados por el EEI y por la AIEE sobre circuitos aéreos de E.U. y Canadá de la clase de 5 KV, han obtenido resultados sobre las causas principales para que el sistema falle, siendo estos resultados los siguientes (9):

- Vientos y árboles	49	%
- Por descargas atmosféricas	19	%
- Fallas en el equipo y en las líneas	11	%
- Por error humano	9	%
- Por falla del aislamiento	6	%
- Nieve	1.5	%
- Objetos extraños	1.5	%
- Otras causas	6	%

Estos resultados, a pesar de provenir de un sistema de un nivel relativamente bajo de voltaje, como es la clase de 5 KV, determinan que agentes externos al mismo como vientos, árboles y descargas atmosféricas representan alrededor del 68% de las fallas, las cuales son de tipo no-permanente o transitorio en su mayoría. En tal sentido, y con mayor razón será mayor el número de fallas provocados por éstas causas mencionadas en sistemas con largos recorridos en los primarios en zonas rurales y con mayor riesgo de falla.

### 3.2.2. TIPOS DE FALLAS.

Las fallas en sistemas de distribución son de naturaleza permanente o de naturaleza no-permanente.

Una no-permanente es una falla que puede autodespejarse, o que puede despejarse luego de una interrupción momentánea del circuito. Fallas no-permanentes son causadas por rayos, por el balanceo de conductores, por ramas de árbol que hacen contacto momentáneo con los conductores o entre ellos, etc..

Si una falla que inicialmente es no-permanente, no es despejada rápidamente ya sea por autodespeje o por la operación del dispositivo de protección, la característica de la falla puede cambiar y convertirse en falla de naturaleza permanente.

Una falla permanente se define como una falla que persistirá independientemente de la velocidad de operación del dispositivo de protección de sobrecorriente o del número de veces que éste abra y recierre el circuito. Una falla permanente es causada por rotura de conductores por la caída de árboles o quemaduras por arcos, por contactos con objetos extraños atravesados sobre los conductores, por la caída de las líneas debido a rotura de postes y por fallas en equipos.

Debido a esto, las fallas no-permanentes son mucho más usuales, representando el 70 al 80 % de las fallas en redes de distribución aéreas. Los estudios realizados por la EEI y la AIEE, llegaron a establecer que alrededor del 61 % de las fallas eran de naturaleza no-permanente y que del 39 % de las fallas reportadas como de naturaleza permanente, una tercera parte fueron inicialmente de característica no-permanente (9).

### 3.2.3. EL REGISTRO DE FALLAS DEL SISTEMA QUITO.

El Departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., que labora las 24 horas de todos los días del año, registra las fallas sucitadas en el Sistema Eléctrico en planillas como de la figura 3.2..

En esta planilla se especifican los siguientes parámetros:

- La subestación afectada por la desconexión.
- El alimentador primario que ha fallado.
- La hora de la desconexión y la hora del reestablecimiento del servicio.
- El tipo de la desconexión, pudiendo ser ésta de tipo automático si operaron los relés de protección de la subestación; o manual si el operador encargado disparó el o los disyuntores.
- El amperaje que circula por el primario, medido uno o dos minutos después de haberse reestablecido el servicio.

- El nivel de voltaje del primario.
- Los relés de protección que abrieron el disyuntor, pudiendo operar uno o más relés para una misma falla. Las operaciones de los relés están registradas en los siguientes numerales de la planilla:

1	Relé de sobrecorriente de la fase A
2	Relé de sobrecorriente de la fase B
3	Relé de sobrecorriente de la fase C
4	Relé de sobrecorriente a tierra
5	Relé instantáneo
6	Relé temporizado
7	Relé de mínima tensión
8	Relé de baja frecuencia
9	
10	
11	

- La descripción de la causa de la falla.
- Los códigos, tanto del origen como de la causa de la falla.

Los códigos se han establecido en base a definiciones, conceptos y clasificaciones que la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), que a través del Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos (SOMSE) ha publicado y que es citado en la referencia 13 de este trabajo.

La clasificación y codificación de las desconexiones según su origen y causas se encuentran en el Anexo B de esta Tesis y corresponde a una clasificación sugerida por la EEG.



### 3.2.4. ANALISIS DE LOS DATOS ESTADISTICOS DE FALLA.

La muestra constituyen los registros diarios de falla de todo el Sistema Eléctrico "Quito", obtenidos durante los años 1985, 1986 y 1987. Basicamente se han considerado las fallas cuyo origen están en las líneas de distribución primaria con los niveles de 23, 13.2 y 6.3 KV, y que corresponden al código 4.1, 4.2 y 4.3 del Anexo G. Se ha desechado la información proveniente de fallas originadas en el S.N.I., en la generación propia y en los niveles de subtransmisión, por tratarse éste de un estudio para utilizar la reconexión unicamente a niveles de distribución primaria.

El análisis de la muestra se ha efectuado por etapas, primero globalmente las fallas en las subestaciones de distribución, luego en cada una de ellas y finalmente en cada uno de los primarios del Sistema. En cada etapa se han vertido criterios por los cuales se eliminan elementos de la muestra con la finalidad de llegar a resultados más claros y objetivos.

#### 3.2.4.1. CLASIFICACION DE LAS FALLAS.

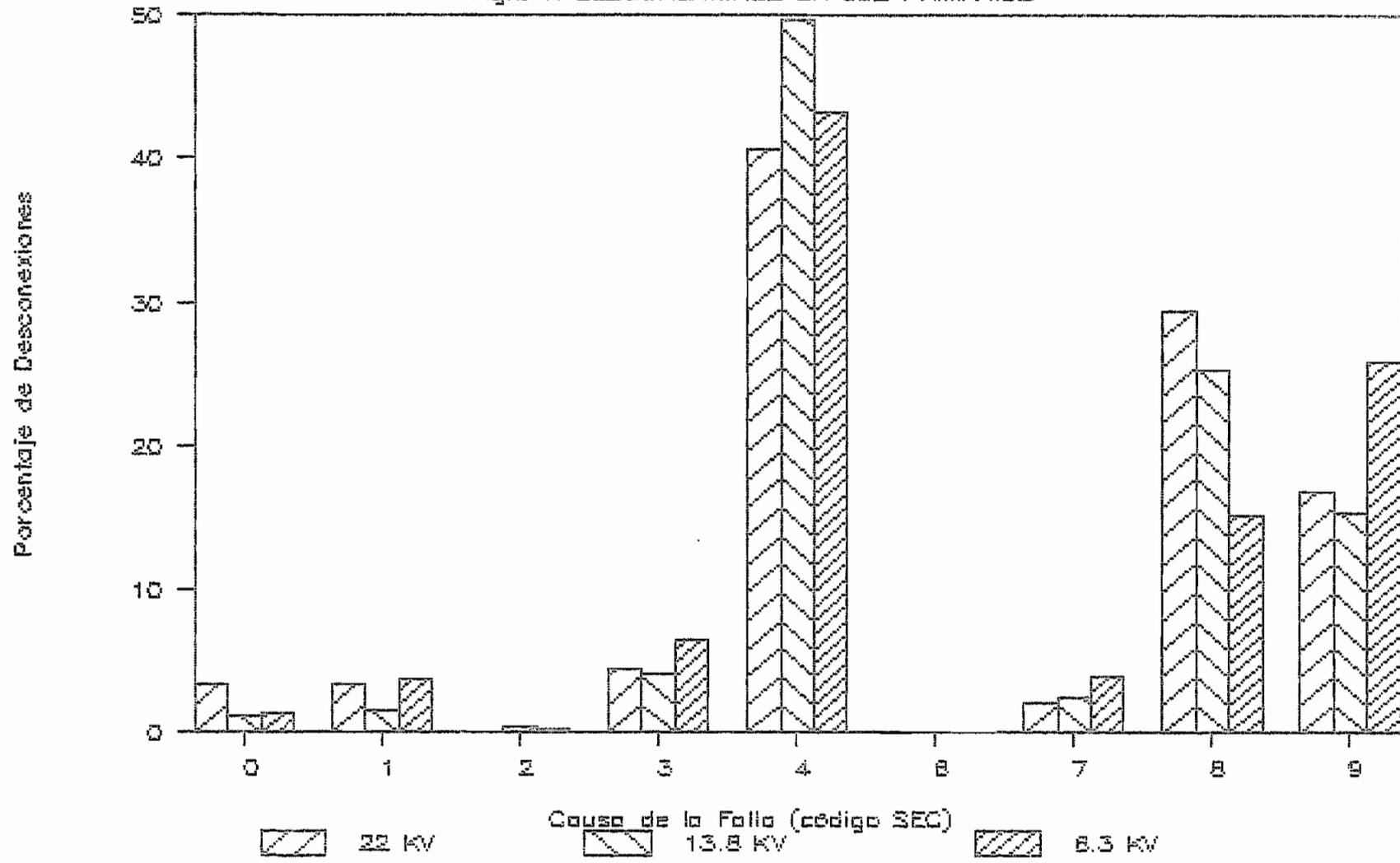
En el Anexo G se han clasificado a las desconexiones de acuerdo al nivel de origen y a la causa de las mismas. Además, en base a este anexo se ha venido elaborando el Registro de Fallas de la EEQ. Por tanto, como para nuestro estudio, se requieren datos sobre la incidencia de fallas de tipo no-permanente o transitorio, es necesario clasificarlas de este modo basándonos en las descripciones de las causas establecidas en dicho anexo.

La tabla 3.2. determina el detalle de las clases de causas de las desconexiones por fallas no-permanentes.

**TABLA 3.2.**  
**DETALLE DE LAS CLASES DE CAUSAS**  
**DE LAS FALLAS NO - PERMANENTES.**

Códigos		DESCRIPCION	Factor de Fallas no- permanents (FFNP)
SEC	DCC		
0		CONDICIONES CLIMATICAS	
0	1	Descargas atmosféricas	100
0	5	Viento fuerte (unión de líneas)	30
1		MEDIO AMBIENTE	
1	13	Vibración o choque mecánico (sin rotura de líneas)	30
1	17	Temblor (unión de conductores)	50
1	18	Arboles (ramas sobre las líneas)	80
1	19	Materiales llevados por el viento	100
2		ANIMALES	
2	20	Pájaros	100
2	21	Insectos	100
2	22	Otros animales	100
3		TERCEROS	
3	30	Daños o interferencia intencio- nal (botar varrillas u otros materiales sobre las líneas).	100
3	31	Daños o interferencia accidental (volquetas o grúas que topan líneas de alta tensión).	100
3	35	Choque de vehículos contra pos- tes (sin que éstos sufran un daño total).	50
3	36	Daño o interferencia por terce- ros no identificados.	30

Fig.3.4: DESCONEXIONES EN LOS PRIMARIOS



Esto dá una estimación de que en el nivel de 6.3 KV existen anualmente alrededor de 13 desconexiones por primario, mientras que en el nivel de 23 KV hay 35 y en el de 13.2 KV existen 28 desconexiones por alimentador primario.

Este comportamiento casi similar entre los niveles de 23 y 13.2 KV, se debe a que los extensos recorridos de los primarios tienen características semejantes, como son a través de zonas rurales con alto riesgo de falla, por el tipo de vegetación y por la mayor exposición a descargas atmosféricas; características que también determinan la diferencia del número de desconexiones con los primarios de 6.3 KV, que ubicados en zonas urbanas, con recorridos más bien de longitud pequeña tienen menor probabilidad de falla por descargas atmosféricas o accidentales contactos entre líneas.

En la figura 3.3. se puede ver que las causas de mayor incidencia de fallas en los primarios, se deben al estado de la propia red, como lo demuestran las barras sobre el código de la causa 4 que alcanzan a un valor promedio de 869 desconexiones totales al año y que en la figura 3.4. corresponde al 43% del número total de desconexiones.

Dentro de estas causas comprenden los motivos de falla por problemas en trabajos en las líneas energizadas, interferencia accidental, circuito incorrectamente identificado; pero así mismo, están también incluidas las fallas por motivos de instalación o mantenimiento deficientes sobre los equipos de protección del primario, como reconectores, seccionalizadores, fusibles, seccionadores etc., también por su aplicación y utilización inadecuada.

En general, estas fallas se producen por envejecimiento y obsolescencia del equipo a lo largo del primario, por consiguiente se debe tomar especial atención sobre la actualización del equipamiento y la protección de los primarios, con la finalidad de que tienda este número de desconexiones, en lo futuro a no alcanzar niveles tan altos.

Con el fin de tener únicamente datos que corresponden a desconexiones provocadas por fallas en el sistema y básicamente en los primarios se omiten en la tabla siguiente las desconexiones por causas programadas (código 9) y por causas de otros sistemas (código 7).

TABLA 3.4.  
 PROMEDIO ANUAL DE DESCONEXIONES  
 POR FALLAS  
 EN LOS PRIMARIOS DEL SISTEMA "QUITO"

Código	Clase de Primario						Total	
	22 KV		13.8 KV		6.3 KV		cant	%
Descripción	cant	%	cant	%	cant	%		
0 Con.Climát.	20	3	3	1	16	1	39	2
1 Med.Ambien.	20	3	4	2	43	4	67	3
2 Animales	0	0	1	0	2	0	3	0
3 Terceros	26	4	10	4	76	6	112	6
4 Propias Red	240	41	123	50	506	43	869	43
6 Fabricación	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8 Otras Causas	174	29	63	25	178	15	415	21
9	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>T o t a l</b>	<b>480</b>		<b>204</b>		<b>821</b>		<b>1505</b>	
<b>% del Total</b>	<b>32</b>		<b>14</b>		<b>55</b>		<b>100</b>	
<b>Prom. por Prima</b>		<b>28</b>		<b>23</b>		<b>9</b>		

En las figuras 3.5. y 3.6., se ve que adicionalmente las causas del código B (otras causas), que contienen aquellos motivos adicionales y que no constan en el listado, así como también aquellas desconexiones de las cuales no se puede encontrar la falla o el daño o que tuvieron una causa fugaz y que en la tabla 3.2. son clasificadas como fallas de tipo no permanente; provocan un valor considerable de desconexiones, alcanzando porcentajes entre 15 y 30% del número total de éstas, siendo más elevada la incidencia en los primarios de 23 y 13.2 KV.

Así mismo, las fallas por condiciones climáticas (código 0), por el medio ambiente (código 1) y provocada por animales forman alrededor del 5% del total de las desconexiones. Sin embargo, este bajo valor porcentual, se consideran dentro de la muestra para los subsiguientes análisis porque representan una parte de las fallas de tipo no permanente y porque son razón de pérdidas por no venta de energía, las cuales pueden evitarse con una adecuada protección de sobrecorriente con reconexión.

Fig. 3.5: FALLAS EN LOS PRIMARIOS

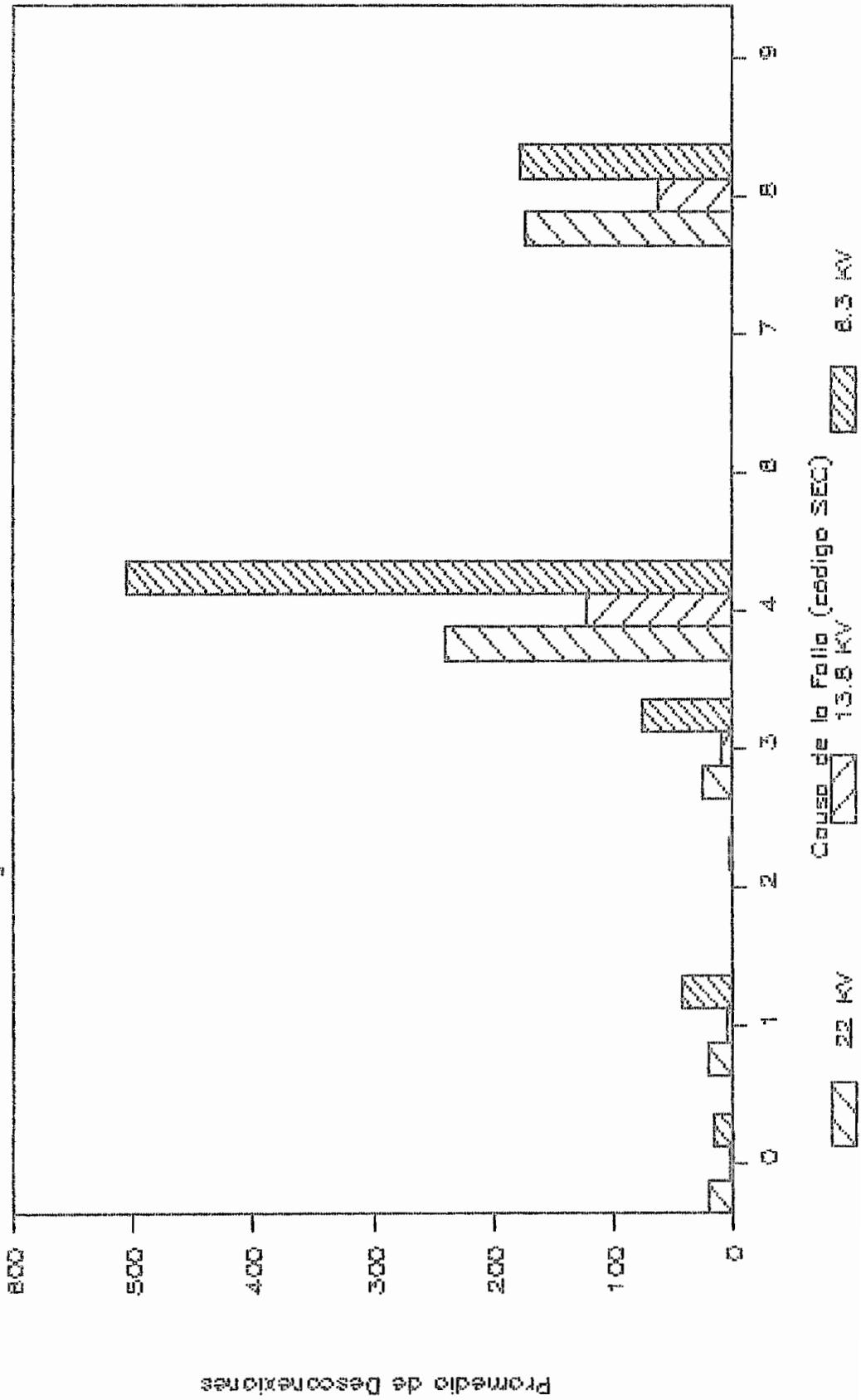
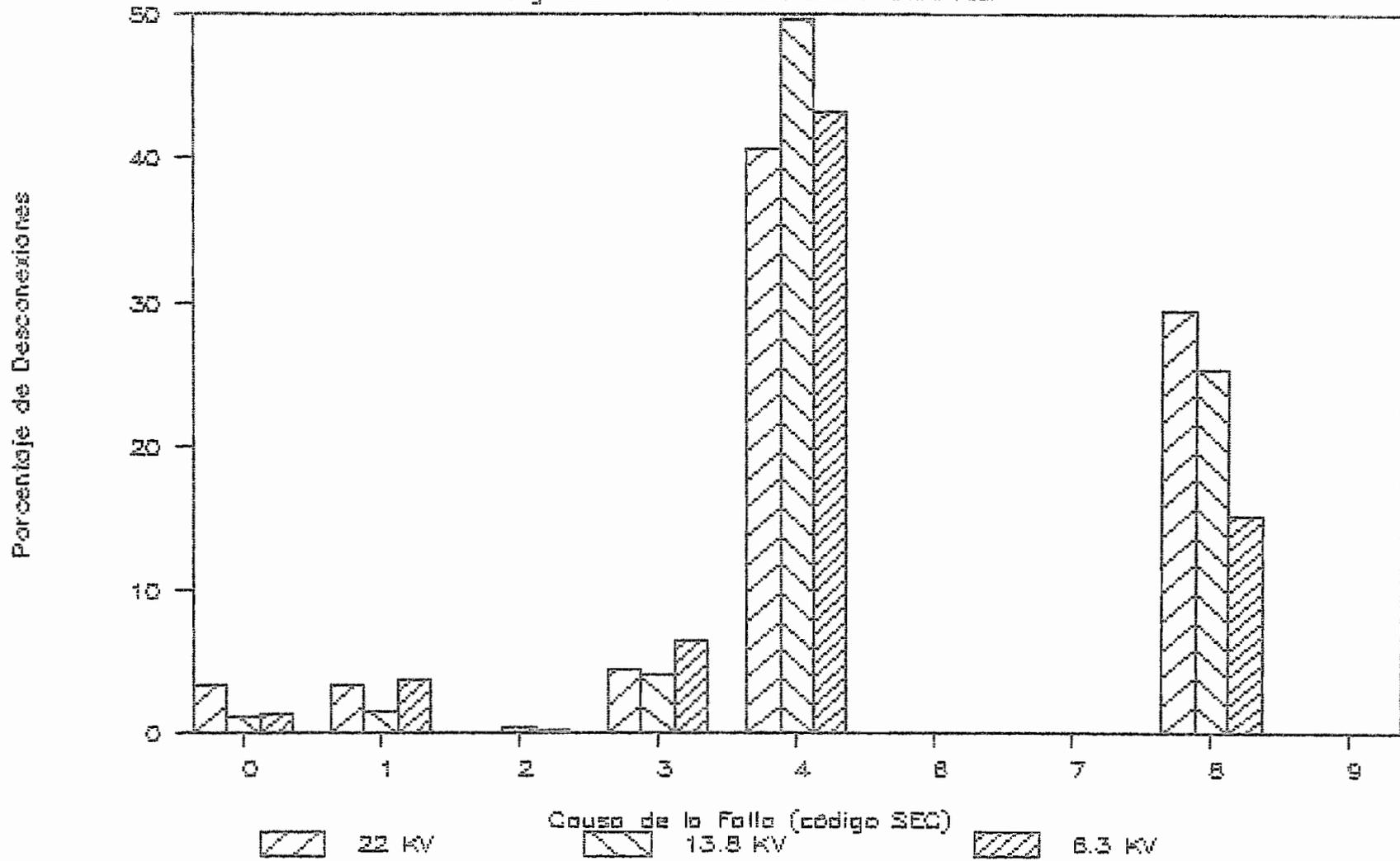


Fig. 3.6: FALLAS EN LOS PRIMARIOS



Otro factor importante a considerarse es aquel que determina las pérdidas económicas a la Empresa y que es la energía que no se ha podido consumir y facturar por una desconexión innecesariamente prolongada a causa del despeje de una falla transitoria o no permanente sin reconexión.

TABLA 3.5.

Energía anual no-vendida en los Primarios de Distribución.

Código	D R I G E N Voltaje (KV)	Energía total	Energ. no vend.	(E/E')
		no-vendida (E) (MWH)	por fallas no permanentes (E') (MWH)	(%)
4.1	22	928	388	41.8
4.2	13.8	425	117	27.5
4.3	6.3	2239	618	27.6
T O T A L		3592	1123	31.3

Se encuentra que del total de energía no vendida que es de 3592 MWH, 1123 MWH corresponden a las provocadas por fallas de tipo no permanente. Esta energía que será recuperada en gran parte con la implementación de la reconexión, determinará un ingreso a la Empresa de alrededor de 11 millones de sucres al año (9.5sucres/KWH).

Y si se realiza la reconexión únicamente en primarios de 23 KV, la recuperación comprendería el 35% de la cantidad antes mencionada, pues a este nivel de voltaje se tiene el más alto índice de pérdidas por primario por fallas transitorias y que comprende un valor de 23 MWH (388 MWH/17prim.).

El valor también alto de energía no vendida en el nivel de 6.3 KV, se debe al gran número de primarios de este voltaje (90 A/Ps), alcanzando a los 7 MWH (618 MWH/90).

## 3.2.4.3. ANALISIS POR SUBESTACION.

En este análisis también se toman los datos estadísticos de fallas de los años 1985, 1986 y 1987, pero esta vez de todas y cada una de las 29 subestaciones de distribución principales del sistema.

Para calcular la energía total no vendida correspondiente a los MWH que se perdieron de vender a causa de desconexiones con duraciones de tiempo "t" por cualquier tipo de falla clasificada en el Anexo G, se emplea la siguiente ecuación:

$$E = \sqrt{3} \cdot KV \cdot I \cdot fp \cdot t / 1000 \quad (\text{MWH})$$

Donde: KV es el nivel de voltaje fase-fase del primario.

I, es la corriente medida en el primario luego de uno o dos minutos de realizada la conexión manual del disyuntor.

t, es el tiempo transcurrido desde el momento de la falla y operación de los relés de protección para abrir el disyuntor, hasta la reconexión manual exitosa. Expresado en horas.

fp, es el factor de potencia de la carga estimado por la Empresa en un valor de 0.9.

Se establece que la energía no vendida (E') por desconexiones por fallas de tipo no permanente cumple con los porcentajes de la energía total, dados por la tabla 3.2.. Entonces:

$$E' = \text{FFNP} \cdot E \quad (\text{MWH})$$

Donde: E es la energía no vendida total expresada en MWH.

TABLA 3.6.

ENERGIA NO VENDIDA POR LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA QUITO

N ú m e r o	Subestación	Cant. de A/Ps	Energía no vendida (MWH)		E' / E ( % )	Demanda Máxima (D) (MW)	E' / D <sub>o</sub> MWH <sup>2</sup> / GWH	E' / D <sub>o</sub> por Primario MWH <sup>2</sup> / GWH	E' por Primario (MWH <sup>2</sup> )
			Total (E)	Por fallas Transitor. (E')					
P R I M A R I O S      A      6      .      3      K      V									
(*) 1	2	4	51.9	10.8	20.8	3.9	316.1	79.0	2.7
2	3	4	194.4	19.8	10.2	12.6	179.4	44.8	5.0
3	4	4	203.2	35.2	17.3	10.7	375.5	93.9	8.8
4	6	4	69.2	10.8	15.6	8.0	154.1	38.5	2.7
5	7	6	87.5	9.7	11.1	12.2	90.8	15.1	1.6
6	8	6	39.4	5.8	14.7	5.8	114.2	19.0	1.0
7	9	4	142.8	20.4	14.3	4.0	582.2	145.5	5.1
(*) 8	10 Nueva	6	207.2	21.6	10.4	12.7	194.2	32.4	3.6
9	10 Vieja	5	98.5	8.5	8.6	4.4	220.5	44.1	1.7
10	11	4	277.6	26.8	9.7	8.4	364.2	91.1	6.7
11	12	4	139.6	19.4	13.9	7.2	307.6	76.9	4.9
12	13	5	230.8	54.9	23.8	9.5	659.7	131.9	11.0
13	15	6	151.3	40.4	26.7	11.0	419.3	69.9	6.7
14	16	7	349.9	18.7	5.3	21.5	99.3	14.2	2.7
(*) 15	17	5	162.8	22.4	13.8	9.8	260.9	52.2	4.5
16	Argelia	1	5.9	2.7	45.8	1.5	205.5	205.5	2.7
17	Carolina	5	232.5	34.14	14.7	12.7	306.9	61.4	6.8
18	Cumb/Tumb	1	2.8	0.6	21.4	1.1	62.3	62.3	0.6
19	Guang/Ilum	1	7.3	2.6	35.6	2.0	148.4	148.4	2.6
20	Machachi	3	27.6	0	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0
(*) 21	Olimpico	5	165.7	19.7	11.9	9.7	231.8	46.4	3.9
T O T A L E S		90	2847.9	384.94					

.....continuación.

TABLA 3.6.

N ú m e r o	Subestación	Cant. de A/Ps	Energía no vendida (MWH)			E'/E (%)	Demanda Máxima (D) (MW)	E'/D <sub>o</sub> MWH'/GWH	E'/D <sub>o</sub> por Primario MWH'/GWH	E' por Primario (MWH')
			Total (E)	Por fallas Transitor. (E')						
P R I M A R I O S    A    1 3 . 2    K V										
(*)22	San Rafael	3	67.2	21.9	32.6	6.2	403.2	134.4	7.3	
(*)23	19	5	365.9	65.2	17.8	13.7	543.3	108.7	13.0	
24	Enkador	1	6.7	1.3	19.4	3.6	41.2	41.2	1.3	
T O T A L E S		9	439.8	88.4						
P R I M A R I O S    A    2 3    K V										
25	18	4	295.6	83.6	28.3	14.5	658.2	164.5	20.9	
(*)26	Epiclachima	4	467.9	203.9	43.6	21.6	1077.6	269.4	51.0	
27	Tumbaco	4	271.2	82.6	30.5	10.0	942.9	235.7	20.7	
(*)28	San Rafael	3	225.6	46.1	20.4	6.3	835.3	278.4	15.4	
(*)29	Santa Rosa	2	121.7	30.7	25.2	5.8	604.2	302.1	15.4	
T O T A L E S		17	1382	446.9						

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

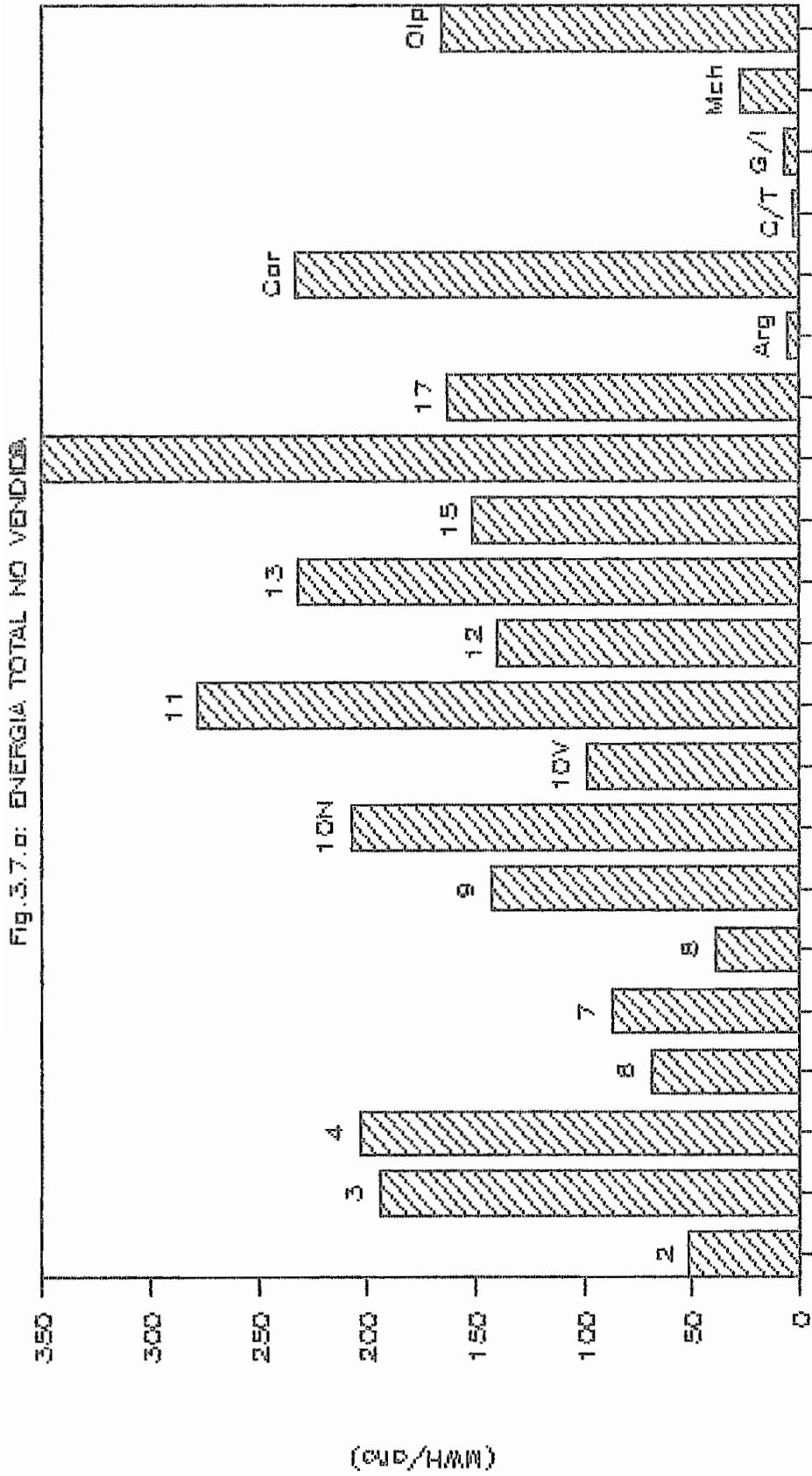
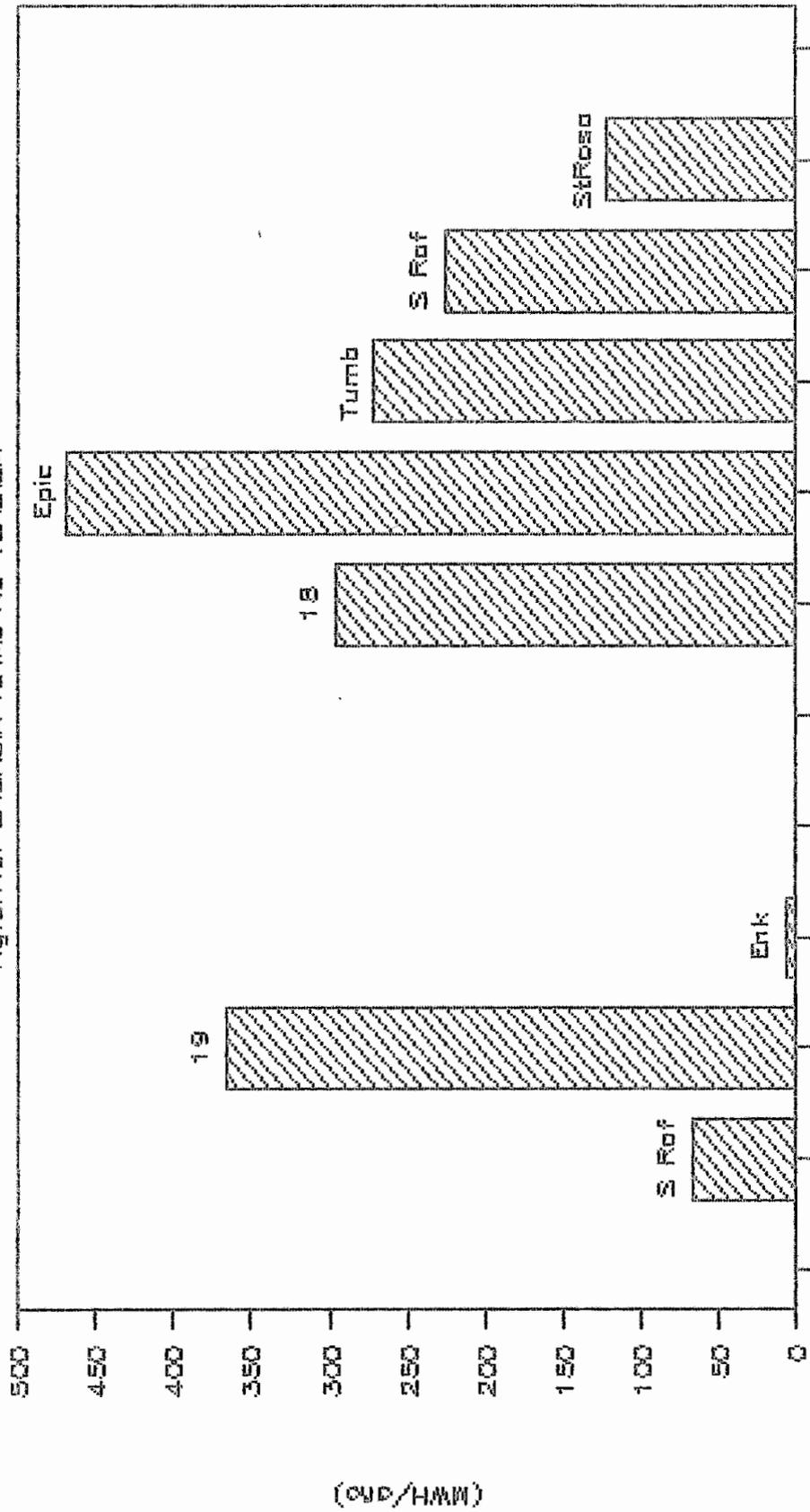
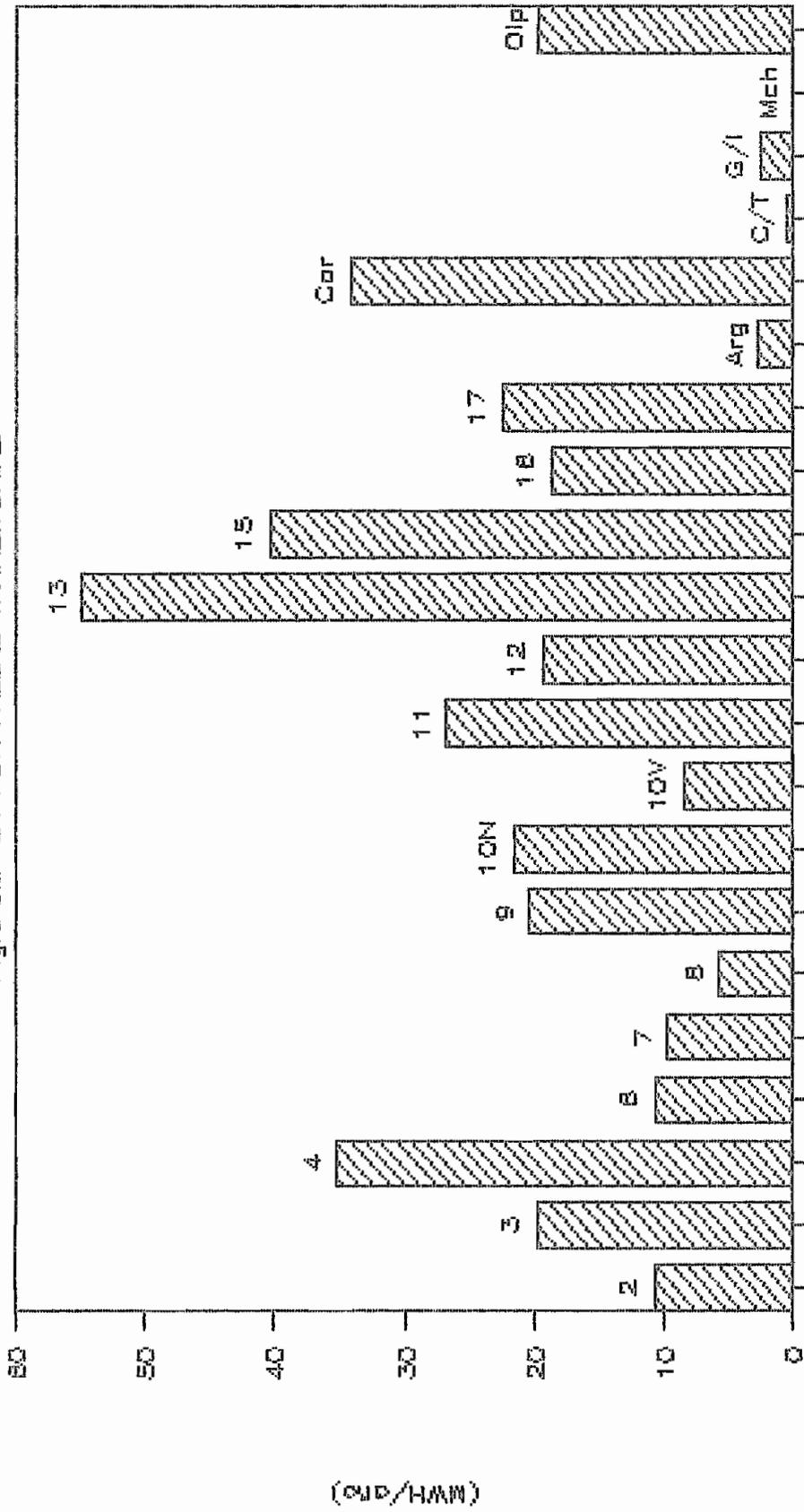


Fig. 3.7.b: ENERGIA TOTAL NO VENDIDA

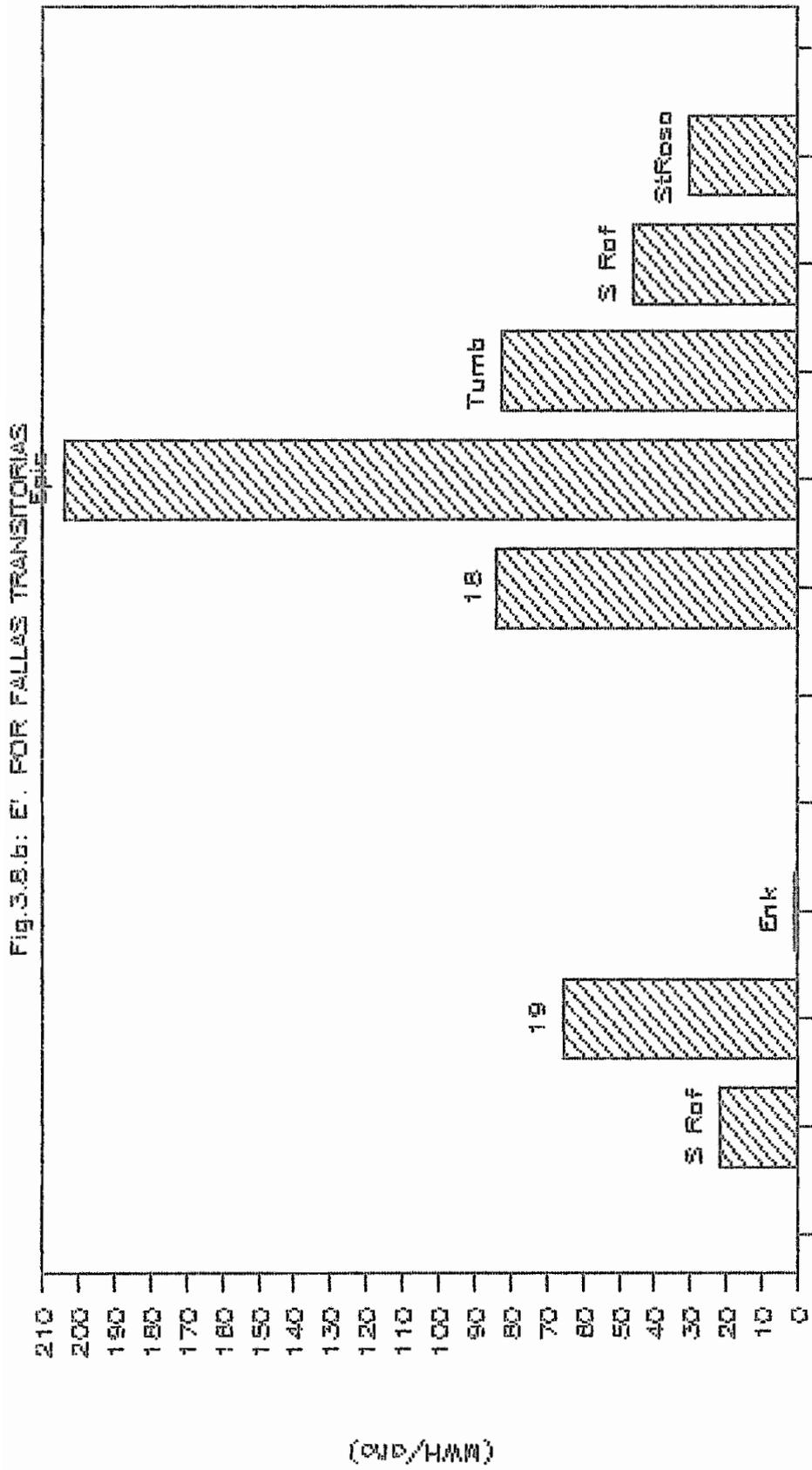


Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 kV

Fig.3.B.p: E1. FOR FALLAS TRANSITORIAS

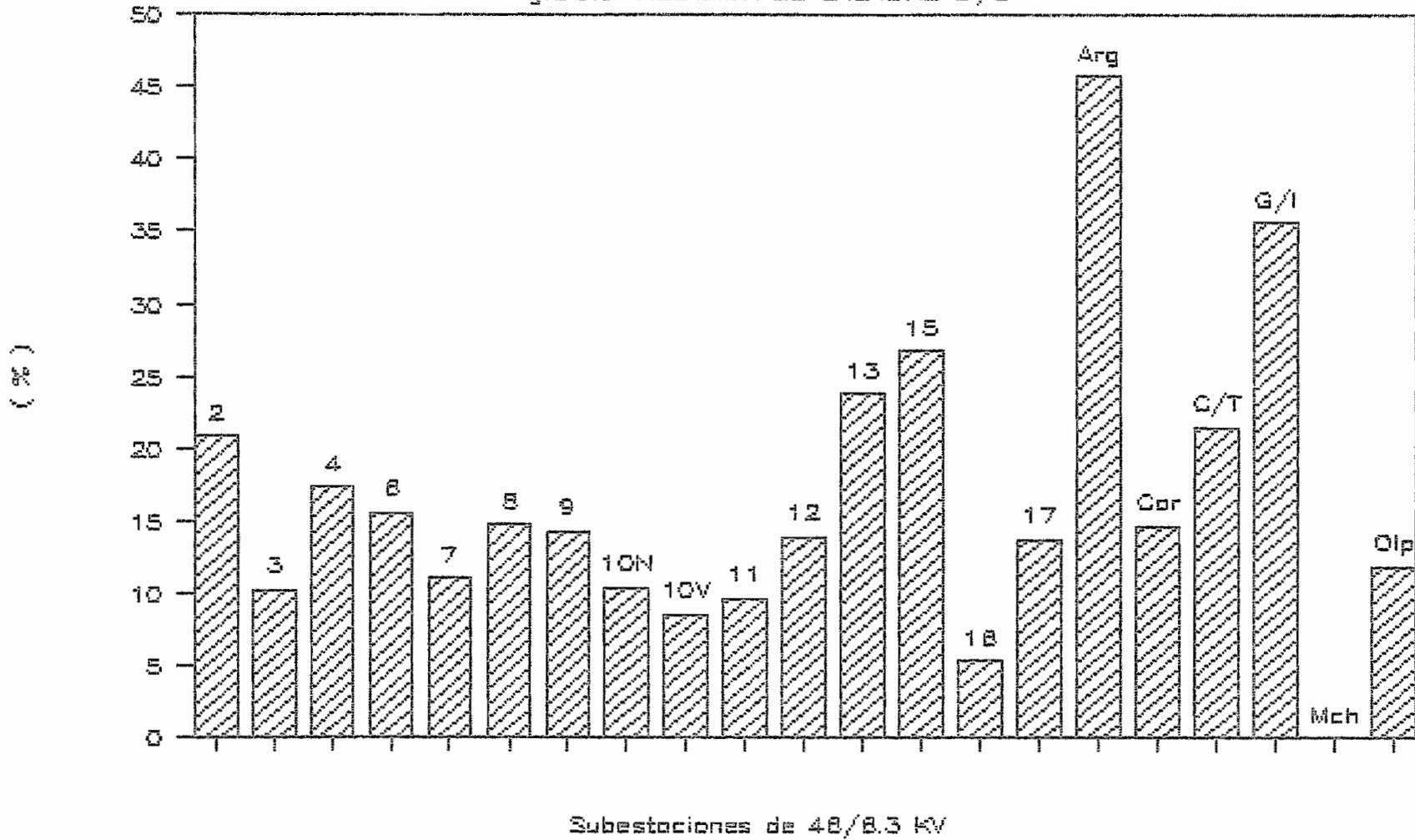


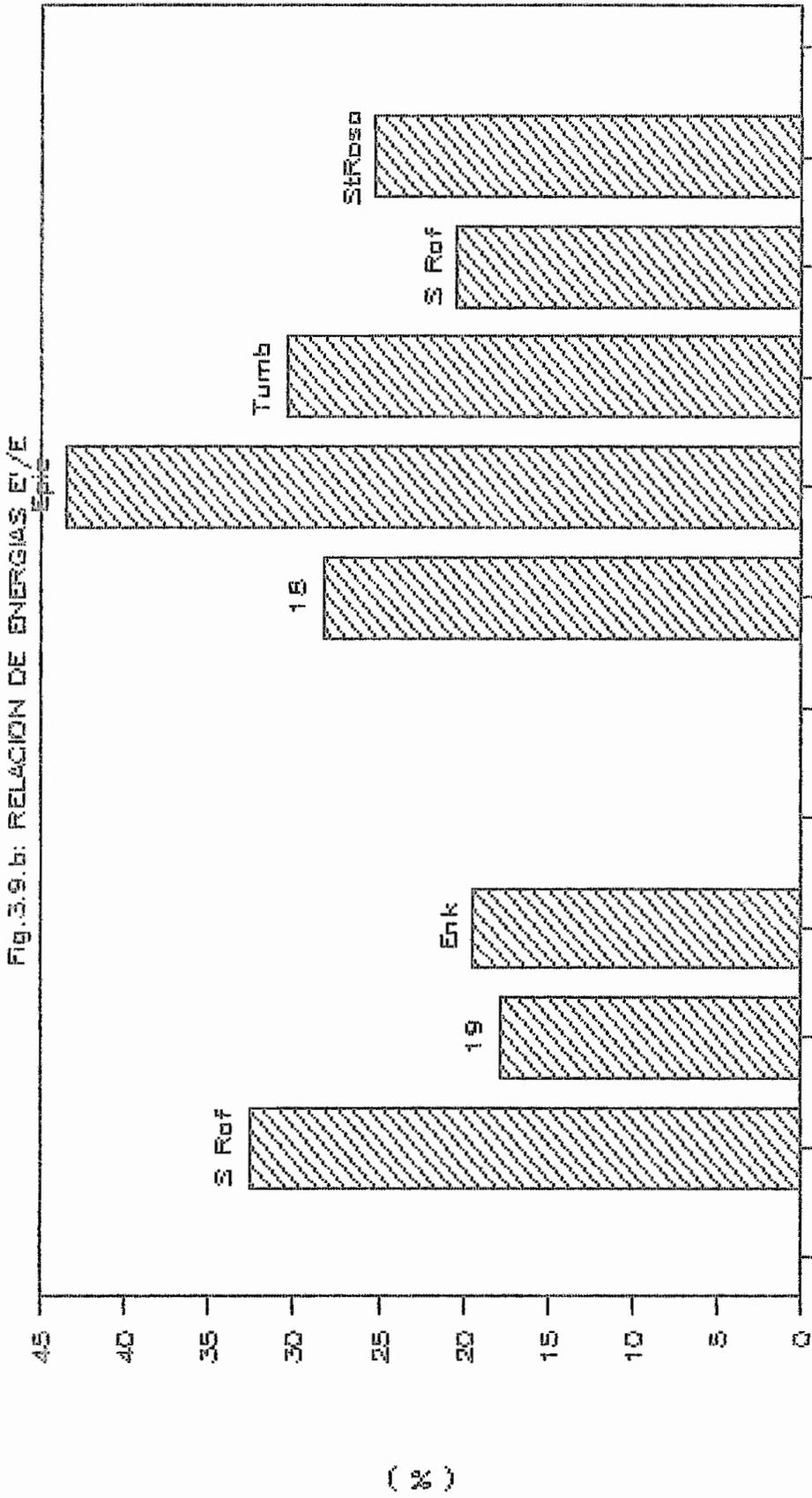
Subestaciones de 48/8.3 KV



Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 KV

Fig.3.9.a: RELACION DE ENERGIAS E'/E





Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 kV

Fig.3.10.a: E' PROMEDIO POR PRIMARIO

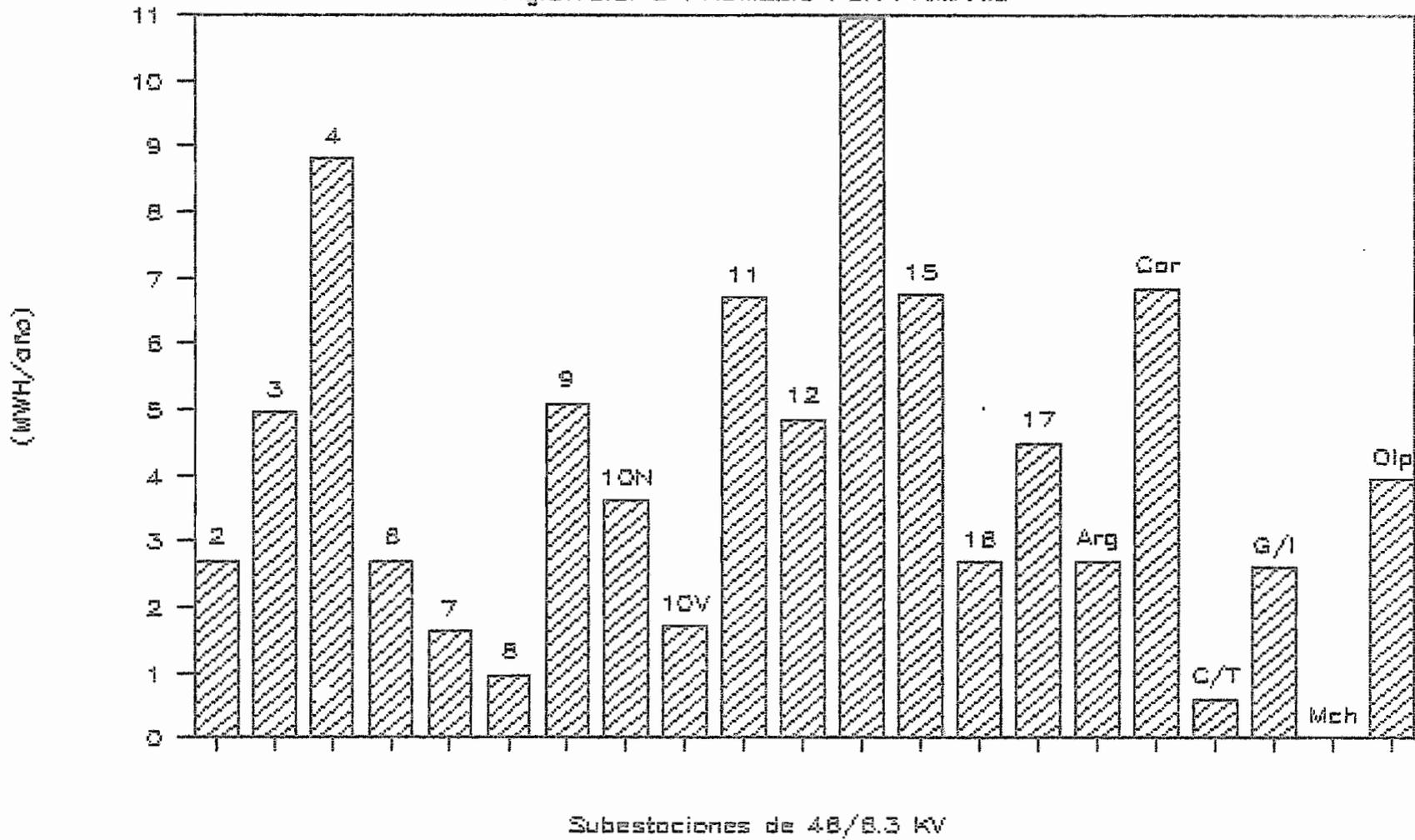
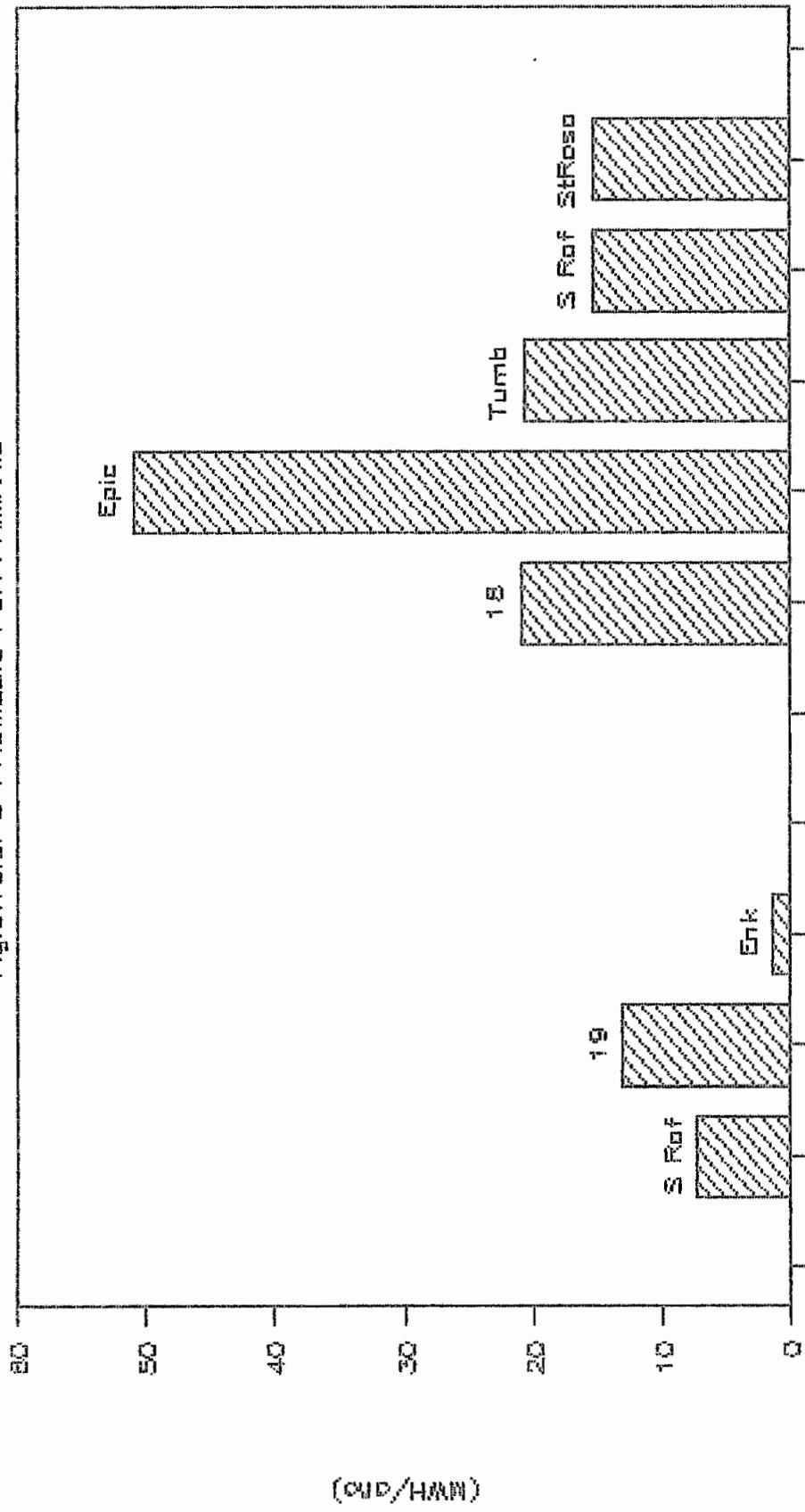


Fig.3.10.b: E' PROMEDIO POR PRIMARIO



Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 kV

(MWh/ano)

Fig.3.11.a: RELACION E'/Da

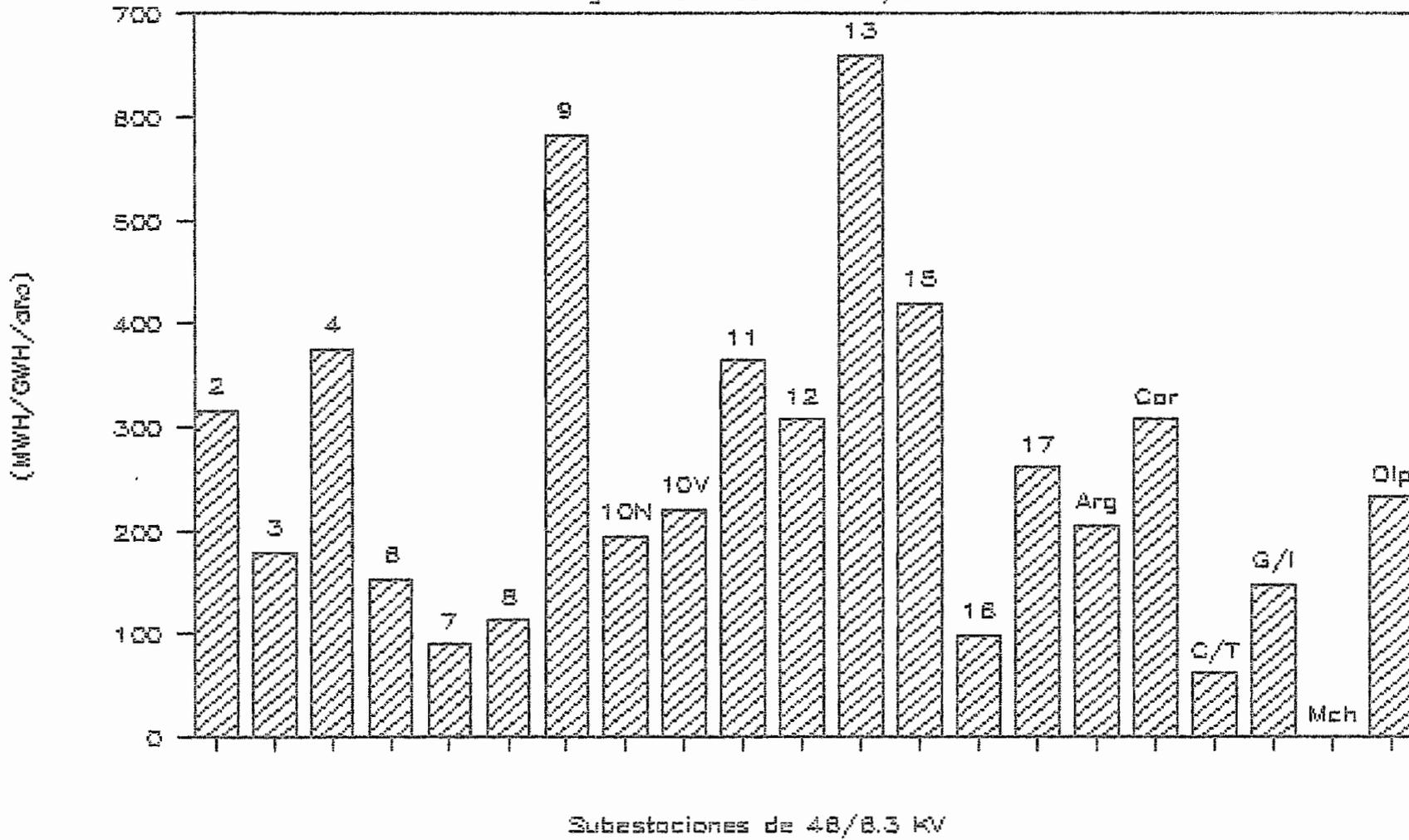


Fig.3.11.b: RELACION E/D<sub>0</sub>

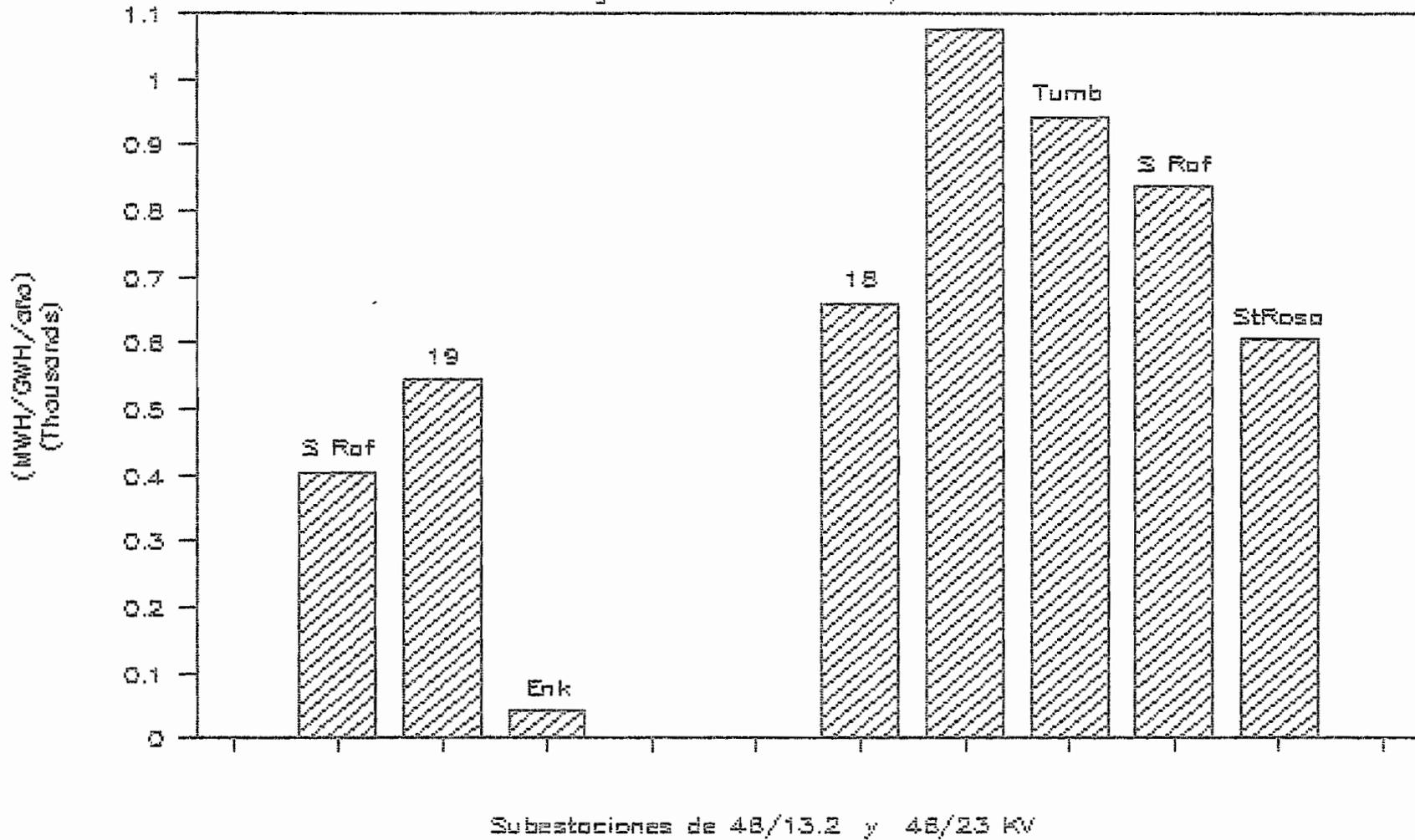
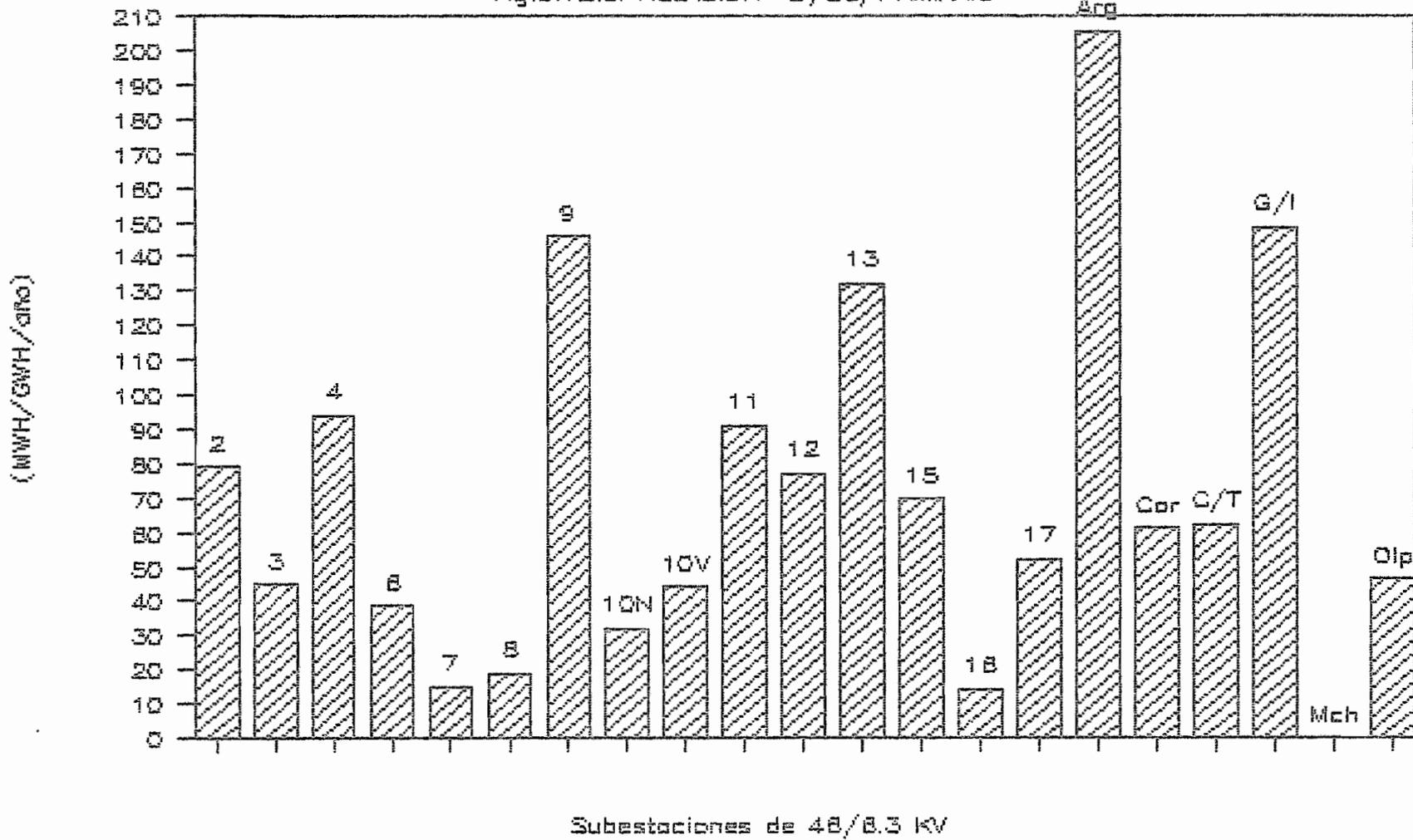
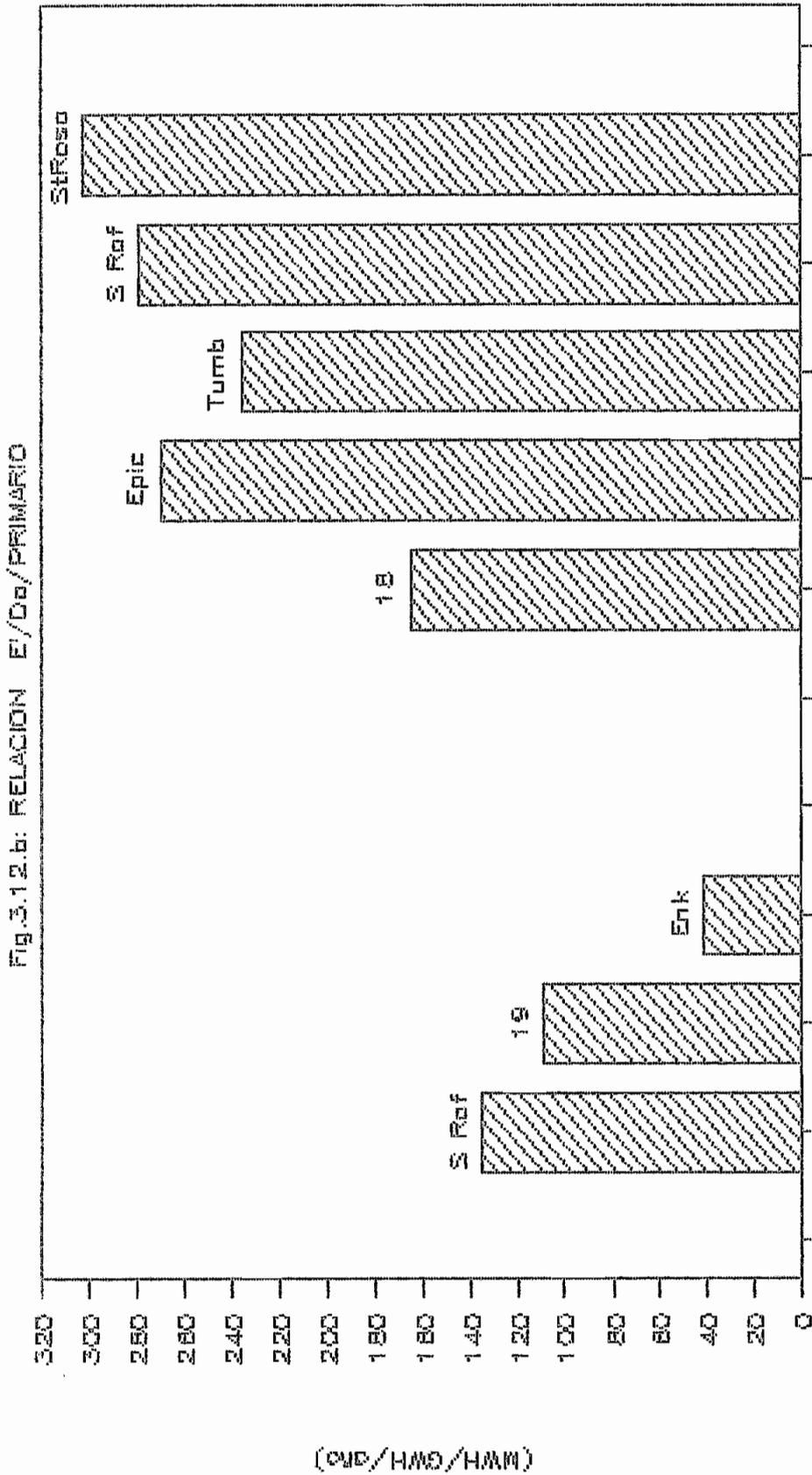


Fig.3.12.a: RELACION E/D<sub>0</sub>/PRIMARIO





Subestaciones de 46/13.2 y 46/23 KV

FFNP es el factor de falla no permanente de la tabla 3.2..

E' es la energía no vendida por desconexiones debido a fallas de tipo no permanente.

En la tabla 3.6. se expresan estos resultados promedios anuales, para cada subestación. También se expresan las cantidades que servirán de base para el análisis como son la energía no vendida por fallas no permanentes en los primarios de las subestaciones respecto de la energía no vendida total y respecto de la energía total suministrada por éstas (Do), la cual es calculada del valor de demanda máxima de la subestación, es decir,  $Do = D \times 24 \times 365$ .

Por otra parte, en la tabla 3.7. se tienen el número de desconexiones debido a los dos tipos de fallas. Se ha considerado que los valores del factor de falla (FFNP) evaluado en la tabla 3.2. es el mismo y se ha aplicado igualmente para encontrar el número de desconexiones totales por el despeje de fallas no permanentes.

$$ND' = FFNP \cdot ND$$

Donde: FFNP es el factor de falla no permanente.

ND es el número total de desconexiones.

ND' es el número de desconexiones por fallas de tipo no permanente.

Para representar más objetivamente todos estos valores, las figuras 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12 se han obtenido de la tabla 3.6.. Y las figuras 3.13, 3.14 y 3.15 corresponden a la tabla 3.7..

En la figura 3.8, las subestaciones 4, 13, 15, Carolina, San Rafael (23 KV), 19, 18, Epiclachima, Tumbaco y Santa Rosa son las que presentan las más altas cantidades de energía no vendida como consecuencia de fallas no permanentes, sobrepasando los 30 MWH al año, lo cual nos da una referencia de las subestaciones que requieren de implementación de la reconexión en sus primarios.

TABLA 3.7.

NUMERO DE DESCONEXIONES EN LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA QUITO

Número	Subestación	Cant. de A/Ps	Número Desconexiones		ND' / ND (%)	ND' por Primario
			Totales (ND)	Por fallas Transitor. (ND')		
P R I M A R I O S    A    6 . 3    K V						
(*) 1	2	4	36	14	39	4
2	3	4	76	16	21	4
3	4	4	81	23	28	6
4	6	4	35	12	34	3
5	7	6	38	11	29	2
6	8	6	23	5	22	1
7	9	4	61	19	31	5
(*) 8	10 Nueva	6	94	20	21	3
9	10 Vieja	5	36	11	31	2
10	11	4	62	16	26	4
11	12	4	60	18	30	5
12	13	5	78	17	22	3
13	15	6	70	23	33	4
14	16	7	86	13	15	2
(*) 15	17	5	94	15	16	3
16	Argelia	1	6	3	50	3
17	Carolina	5	57	21	37	4
18	Cumb/Tumb	1	4	2	50	2
19	Guang/Ilum	1	27	5	19	5
20	Machachi	3	5	0	0	0
(*) 21	Olimpico	5	108	19	18	4
T O T A L E S		90	1137	283	25	

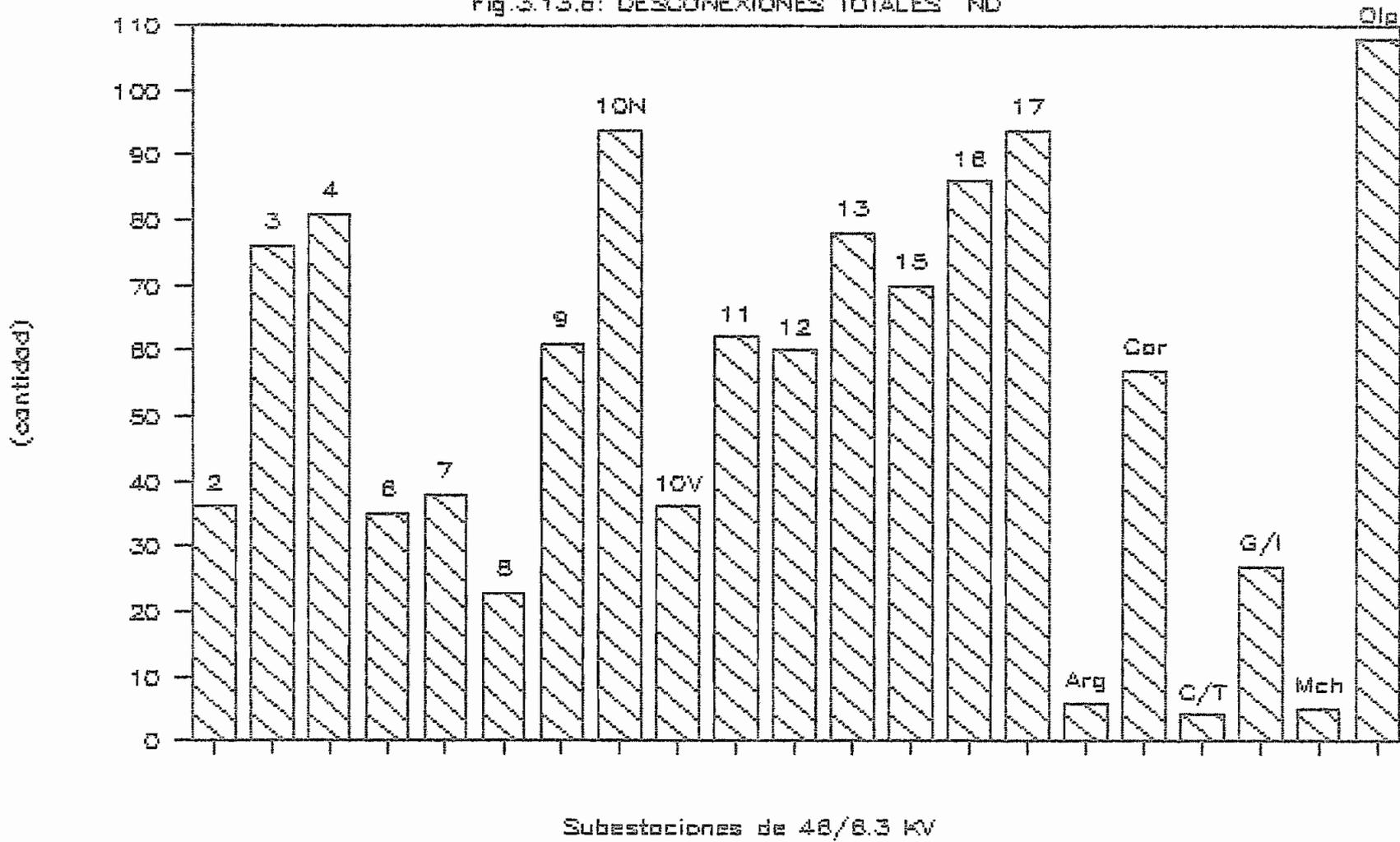
.....continuación.

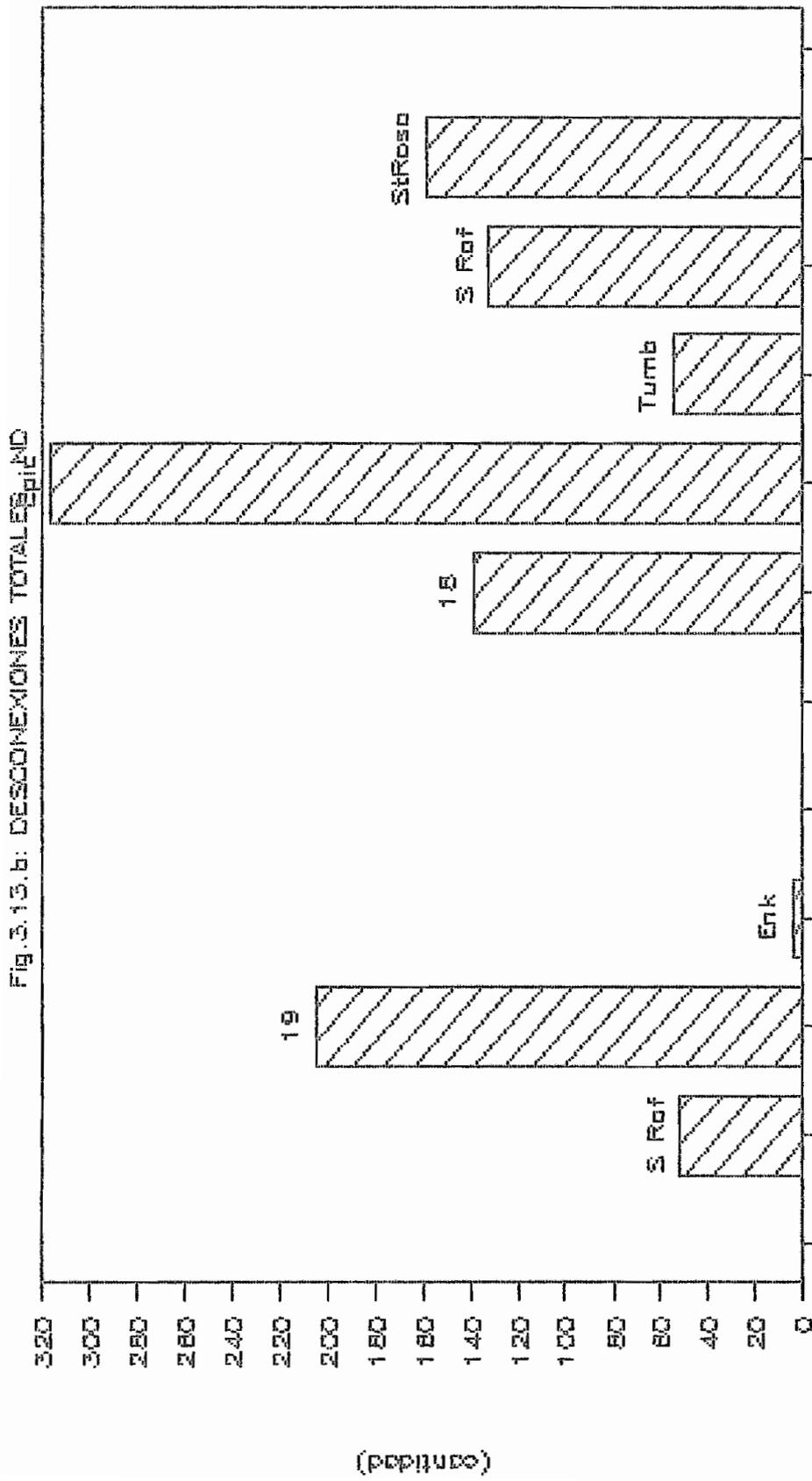
TABLA 3.7.

N ú m e r o	Subestación	Cant. de A/Ps	Número Desconexiones		ND' / ND ( % )	ND' por Primario
			Totales (ND)	Por fallas Transitor. (ND')		
P R I M A R I O S A 1 3 . 2 K V						
(*)22	San Rafael	3	52	16	31	5
(*)23	19	5	205	69	34	14
24	Enkador	1	4	1	25	1
T O T A L E S		9	261	86	33	
P R I M A R I O S A 2 3 K V						
25	18	4	139	59	42	15
(*)26	Epiclachima	4	316	185	59	46
27	Tumbaco	4	55	33	60	8
(*)28	San Rafael	3	132	58	44	19
(*)29	Santa Rosa	2	159	57	36	29
T O T A L E S		17	801	392	49	

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

Fig. 3.13.a: DESCONEXIONES TOTALES ND





Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 KV

Fig.3.14.a: DESC. POR FALLAS TRANS ND'

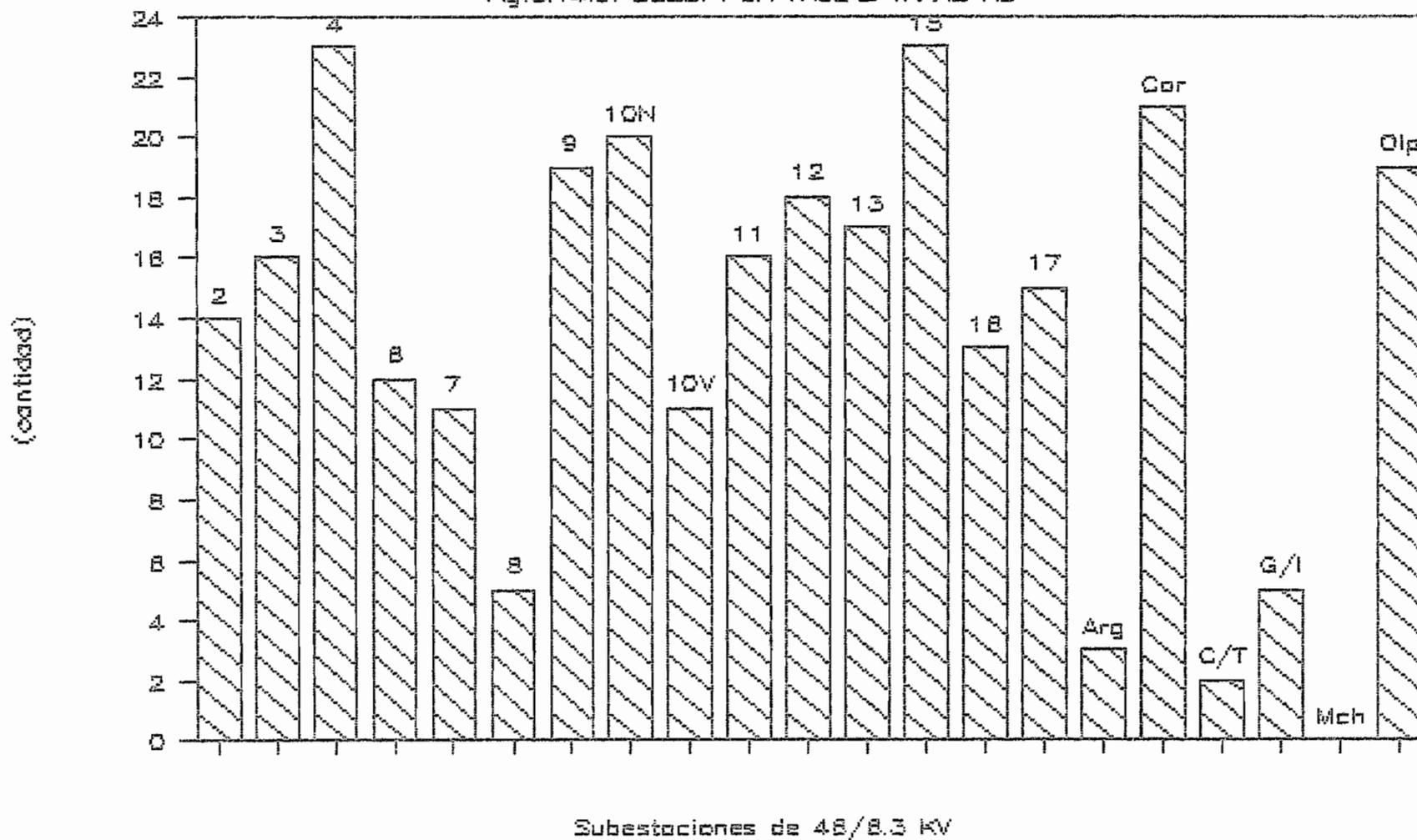


Fig.3.14.b: DESC. POR FALLAS TRANS. ND'

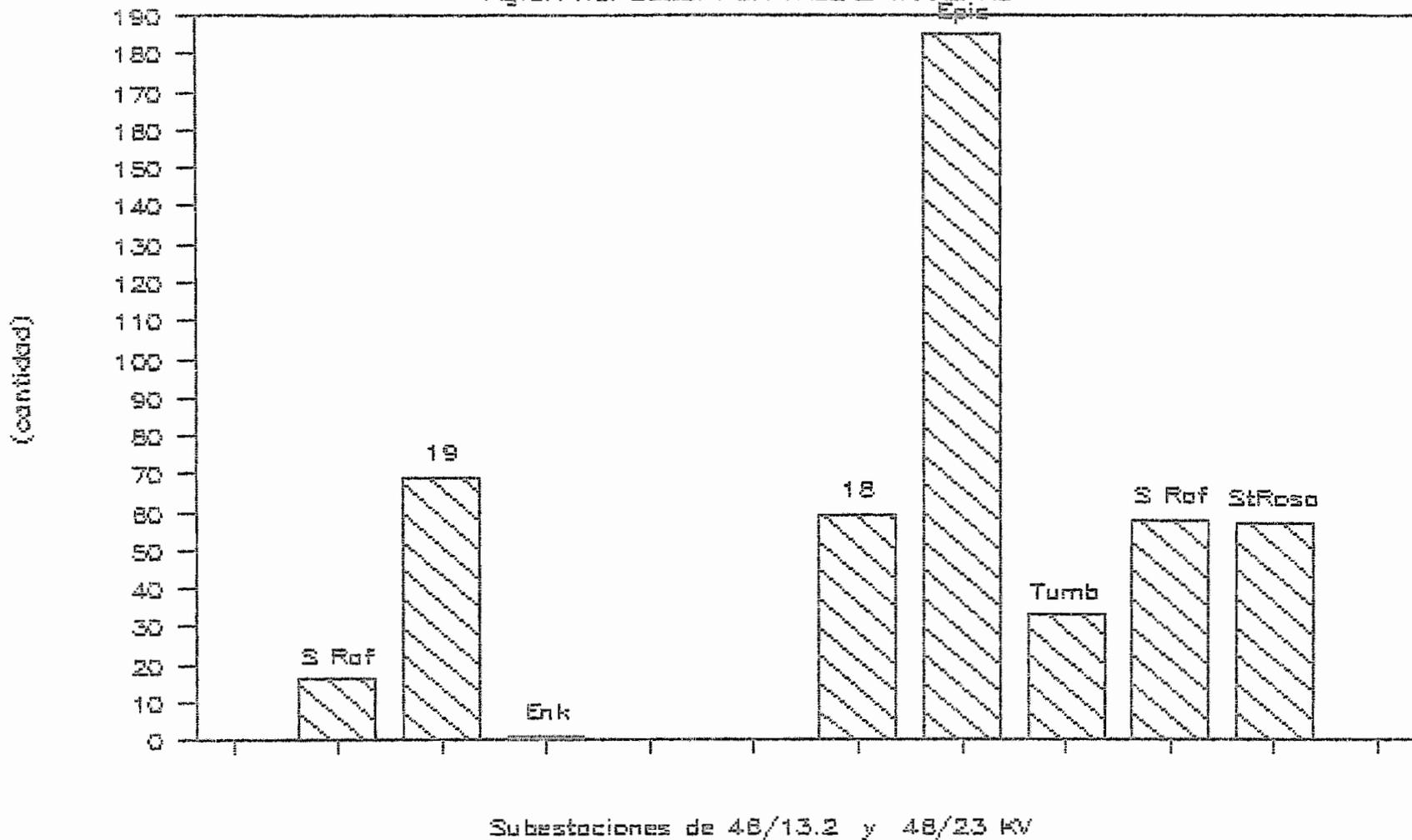
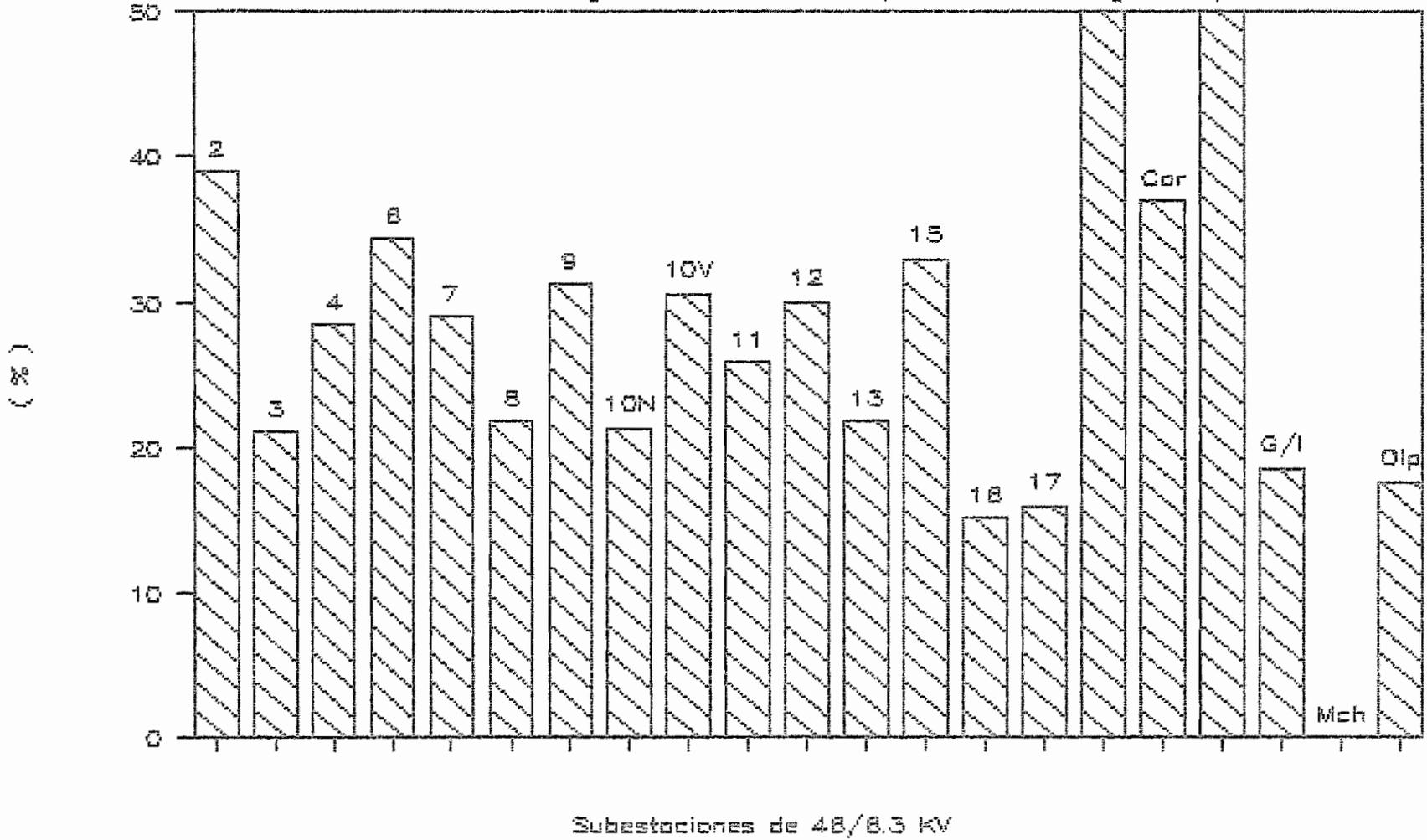
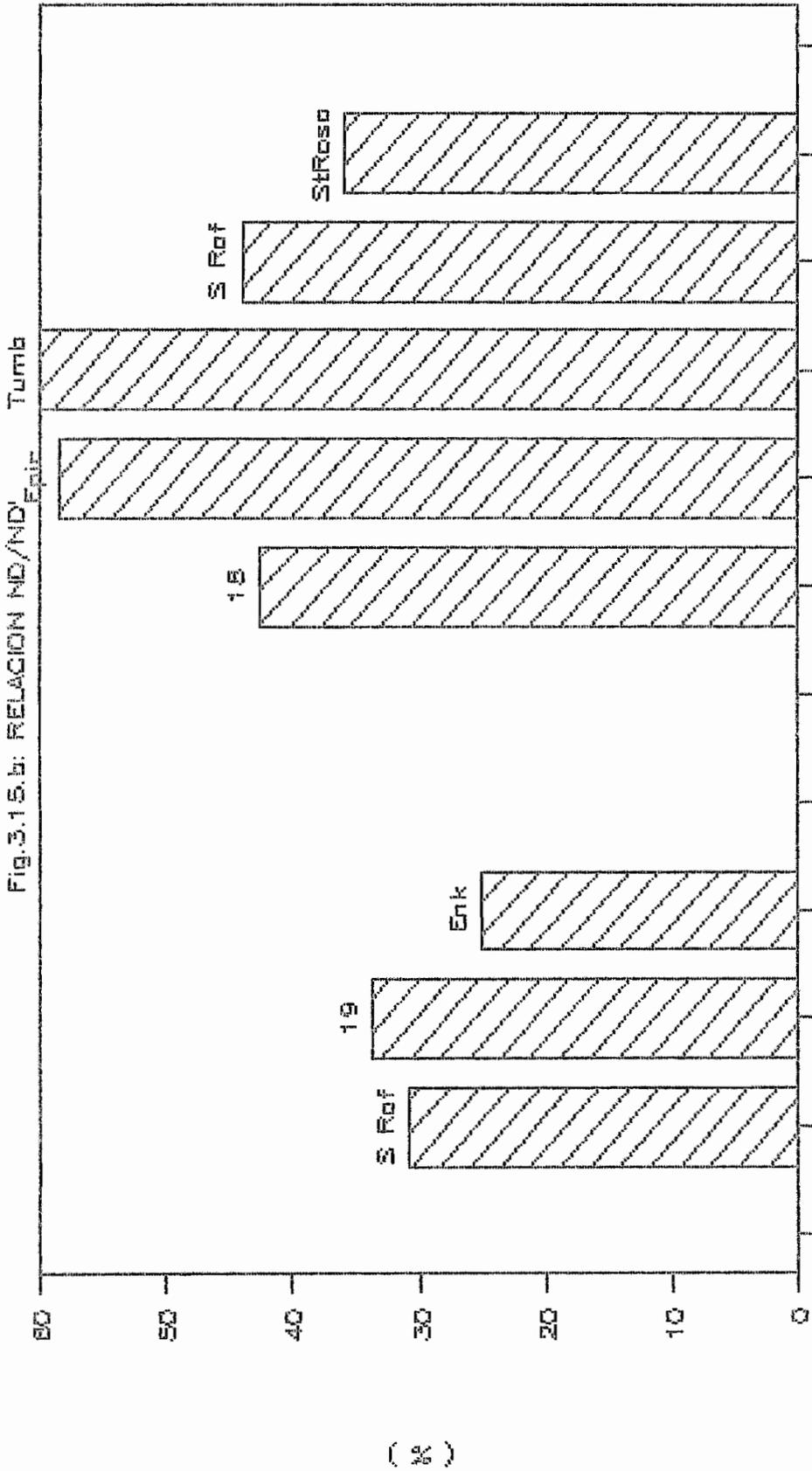


Fig. 3.15. a: RELACION ND/ND'





Subestaciones de 48/13.2 y 48/23 KV

Sin embargo este no es todavía un parámetro determinante, puesto que, la cantidad de energía no vendida por cada subestación depende también del tamaño de la misma y del número de primarios que posea.

En tal sentido analizando la figura 3.10 que corresponde a la cantidad de energía no vendida por primario al año, se encuentran a las subestaciones, 4, 11, 13, 15, Carolina, San Rafael (13.2 KV), 19, 18, Epiclachima, Tumbaco, San Rafael (23 KV) y Santa Rosa, con índices más altos de dicho parámetro.

Así mismo, de las figuras 3.11 y 3.12 que incluyen un factor referencial, en base a la cantidad de energía que la subestación distribuiría anualmente si alimentara a su demanda máxima, expresadas en gigavatio-hora (GWh), las subestaciones adicionales posibles a considerarse son La Argelia, 11 y Guangopolo-Ilumbici.

Pero, el factor también importante de considerar es el del número de desconexiones que los primarios sufren como consecuencia de la operación de sus relés de sobrecorriente ante la presencia de una falla no permanente.

Puesto que en las subestaciones que tienen operador encargado permanentemente, se acortan los tiempos de desconexión por las citadas fallas en comparación con las subestaciones no vigiladas, la figura 3.14 determina aquellas que tienen sus primarios más expuestos a este tipo de fallas, encontrándose con mayor índice las subestaciones 19, 18, Epiclachima, Tumbaco, San Rafael, en sus primarios de 23 KV y la subestación Santa Rosa.

Adicionalmente, las figuras 3.9 y 3.15 que determinan respectivamente el porcentaje de energía y el porcentaje de desconexiones que suceden anualmente por efecto de fallas no permanentes, establecen que las subestaciones con mayor incidencia son las que tienen un nivel de voltaje secundario de 23 KV.

Por consiguiente, se necesita realizar un análisis mucho más profundo de las subestaciones más afectadas 4, 11, 13, 15, Carolina, San Rafael (en los niveles de 13.2 y 23 KV), 19, 18, Epiclachima, Tumbaco, y Santa Rosa, con el fin de establecer la implementación de la reconexión en los alimentadores de dichas subestaciones.

## 3.2.4.4. ANALISIS POR PRIMARIOS.

Para este análisis, los datos estadísticos de fallas se han tomado clasificándolas para cada uno de los alimentadores primarios de las subestaciones anteriormente seleccionadas como las más afectadas por fallas de tipo no permanente.

La tabla 3.8 contiene los datos de energía no vendida, de cada primario de las subestaciones y determina el gráfico de la figura 3.16. En donde es notable la gran diferencia de los valores de energía no vendida por fallas no-permanentes E' existente entre los primarios de 23 KV y los de menor voltaje.

Como primera observación los siguientes primarios tienen una elevada incidencia de fallas de tipo no permanente:

Subestación	A/Primario	
13	B	
15	B	
15	C	
19	A	(*)
19	D	(*)
18	C	
18	E	
Epiclachima	A	(*)
Epiclachima	C	(*)
Epiclachima	D	(*)
Tumbaco	B	
Tumbaco	C	
San Rafael (23 KV)	C	(*)
Santa Rosa	A	(*)

(\*) Subestación con vigilancia permanente.

TABLA 3.8.

ENERGIA NO VENDIDA POR PRIMARIOS DEL SISTEMA QUITO

Número	Subestación	Alim. Prim.	Energía no vendida (MWH)		E' / E (%)
			Total (E)	Por fallas Transitor. (E')	
P R I M A R I O S      A      6      .      3      K V					
3	4	A	18.8	3.4	18
		B	50.2	14.1	28
		C	41.6	11.5	28
		D	15.3	3.7	24
10	11	A	26.7	8.1	30
		B	31.1	9.2	30
		C	33.9	9.2	27
		D	35.9	2.1	6
12	13	A	32.8	11.5	35
		B	38.3	14.8	39
		C	29.9	8.9	30
		D	10.7	2.6	24
		E	40.4	5.5	14
13	15	A	28.7	11.4	40
		B	34.5	16.8	49
		C	69.4	23.1	33
		D	3.3	1.9	58
		F	0.4	0	0
		G	0.2	0	0
17	Carolina	A	30.9	13.4	43
		B	14.3	2.2	15
		C	25.3	6.8	27
		D	14.4	6.8	47
		E	15.2	5	33
T O T A L E S		24	642.2	192	30

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

...continuación.

TABLA 3.B.

N ú m e r o	Subestación	Alim. Prim.	Energía no vendida (MWH)		E' / E ( % )
			Total (E)	Por fallas Transitor. (E')	
P R I M A R I O S      A      1 3 . 2      K V					
(*)22	San Rafael	A	12.1	5.1	42
		B	22.1	4.4	20
		C	23.1	9.2	40
(*)23	19	A	101.1	39.6	39
		B	19.9	7.6	38
		C	55.1	11.2	20
		D	47.1	27.5	58
		E	1.4	0.2	14
T O T A L E S		B	281.9	104.8	37
P R I M A R I O S      A      2 3      K V					
25	18	A	9.6	3.8	40
		B	43.1	14.1	33
		C	56.1	23.1	41
		E	87.1	43.1	49
(*)26	Epiclachima	A	157.1	92.8	59
		B	20.2	8.7	43
		C	100.1	79.2	79
		D	56.2	16.3	29
27	Tumbaco	A	9.2	9.1	99
		B	58.2	18.1	31
		C	94.3	48.2	51
		HCJB	117.1	11.3	10
(*)28	San Rafael	A	16.5	8.1	49
		B	40.5	13.2	33
		C	48.1	24.1	50
(*)29	Santa Rosa	A	65.6	21.3	32
		B	50.1	9.4	19
T O T A L E S		17	1029.1	443.9	43

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

Fig. 3.18.d: E ANUAL POR PRIMARIO

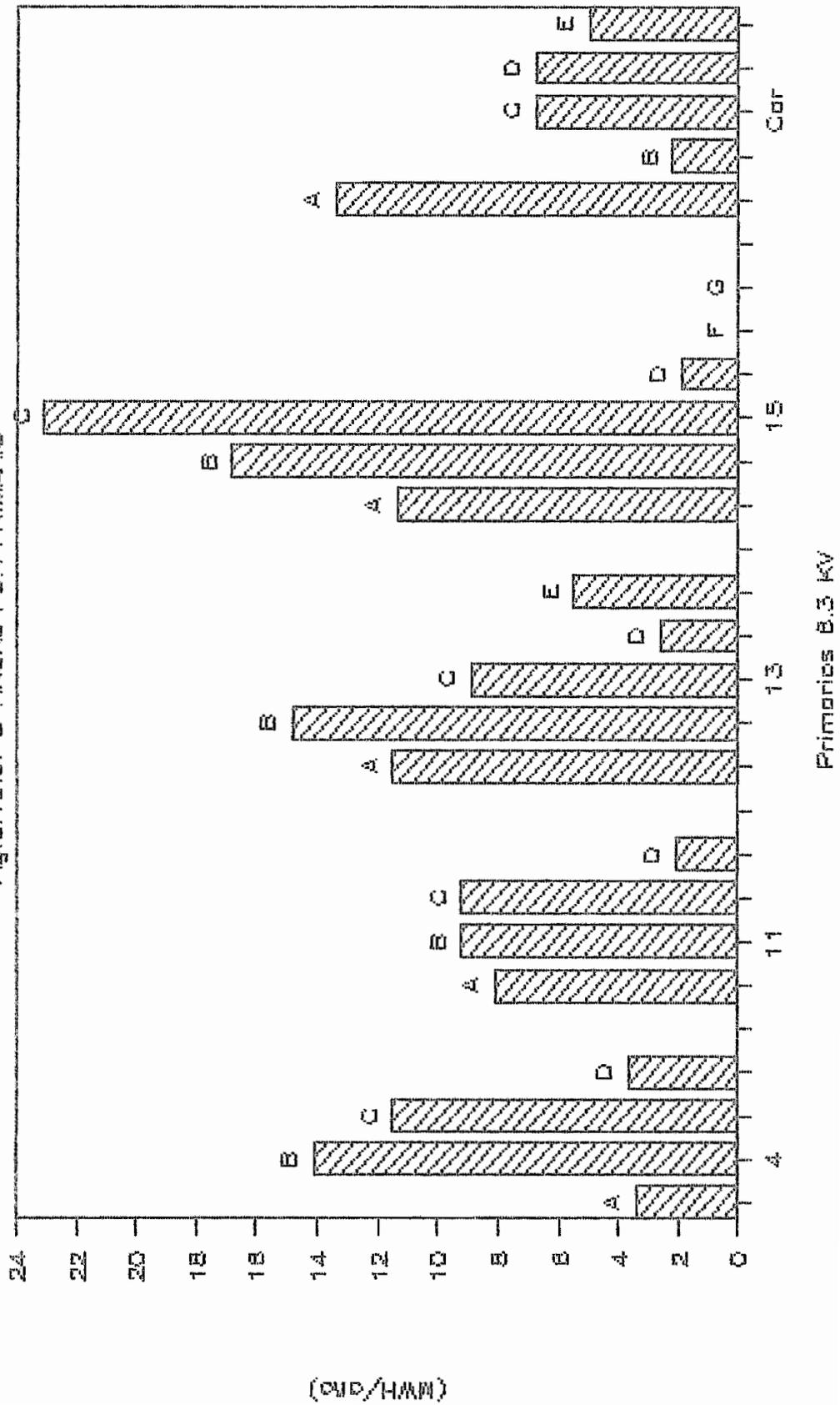
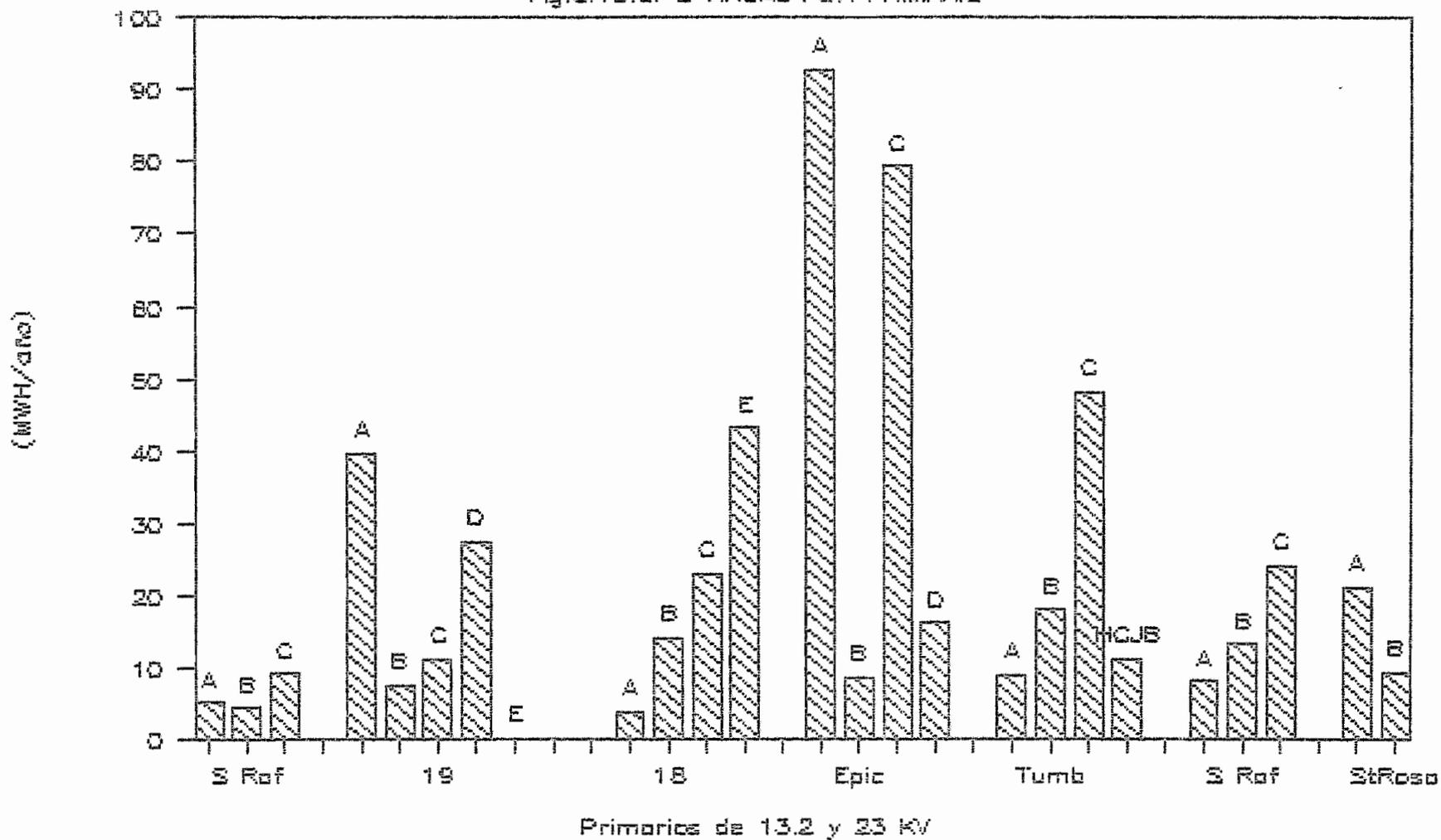


Fig.3.18.b: E ANUAL POR PRIMARIO



Considerando que las subestaciones vigiladas permanentemente tienen reducidos intervalos de tiempo de desconexión y por tanto tienden a que sus pérdidas por no venta de energía sean menores, es necesario analizar el número de desconexiones experimentadas por el primario a causa del despeje de las fallas.

La tabla 3.9 y la figura 3.17, denotan claramente que los primarios en subestaciones vigiladas pueden tener cantidades bajas de energía no vendida a pesar de su alto número de desconexiones.

Entonces, los primarios adicionales que deben considerarse para una implementación de la reconexión son los siguientes:

Subestación	A/Primario	
San Rafael (13.2 KV)	B	(*)
San Rafael (13.2 KV)	C	(*)
19	B	(*)
19	C	(*)
18	B	
Epiclachima	B	(*)
San Rafael (23 KV)	A	(*)
San Rafael (23 KV)	B	(*)
Santa Rosa	B	(*)

(\*) Subestación con vigilancia permanente.

Se reafirma que los primarios de nivel de voltaje tanto de 23 como 13.2 KV están mucho más afectados por fallas de tipo no permanente, concordando con el análisis hecho en 3.2.4.3 y con los criterios vertidos en las referencias 7 y 8 en cuanto a que estos primarios por ser aéreos con extensos recorridos, en gran parte por zonas rurales tienen un alto riesgo de fallas de tipo no permanente.

TABLA 3.9.

NUMERO DE DESCONEXIONES EN LOS PRIMARIOS DEL SISTEMA

N ú m e r o	Subestación	Alim. Prim.	Número Desconexiones		ND <sup>2</sup> /ND ( % )
			Totales (ND)	Por fallas Transitor. (ND <sup>2</sup> )	
P R I M A R I O S    A    6 . 3    K V					
3	4	A	15	5	33
		B	29	8	28
		C	22	9	41
		D	11	3	27
10	11	A	14	3	21
		B	19	5	26
		C	13	5	38
		D	11	3	27
12	13	A	9	4	44
		B	10	3	30
		C	15	4	27
		D	25	5	20
		E	12	4	33
13	15	A	18	7	39
		B	17	8	47
		C	40	12	30
		D	4	1	25
		F	1	0	0
17	Carolina	G	1	0	0
		A	14	4	29
		B	11	2	18
		C	12	4	33
		D	18	6	33
		E	11	3	27
T O T A L E S			352	108	31

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

.....continuación.

TABLA 3.9.

N ú m e r o	Subestación	Alim. Prim.	Número Desconexiones		ND <sup>2</sup> /ND ( % )
			Totales (ND)	Por fallas Transitor. (ND <sup>2</sup> )	
P R I M A R I O S      A      1 3 . 2      K V					
(*)22	San Rafael	A	27	9	33
		B	26	10	38
		C	24	12	50
(*)23	19	A	69	38	55
		B	30	16	53
		C	54	12	22
		D	52	30	58
		E	8	1	13
T O T A L E S			290	128	44
P R I M A R I O S      A      2 3      K V					
25	18	A	12	6	50
		B	28	10	36
		C	35	14	40
		E	49	30	61
(*)26	Epiclachima	A	103	71	69
		B	46	26	57
		C	61	40	66
		D	69	37	54
27	Tumbaco	A	2	2	100
		B	14	8	57
		C	29	21	72
		HCJB	10	2	20
(*)28	San Rafael	A	36	16	44
		B	95	48	51
		C	12	8	67
(*)29	Santa Rosa	A	76	31	41
		B	79	26	33
T O T A L E S			756	396	52

(\*) Subestaciones vigiladas permanentemente.

Fig. 3.17.b: DESCONEXIONES POR F.TRANSIT

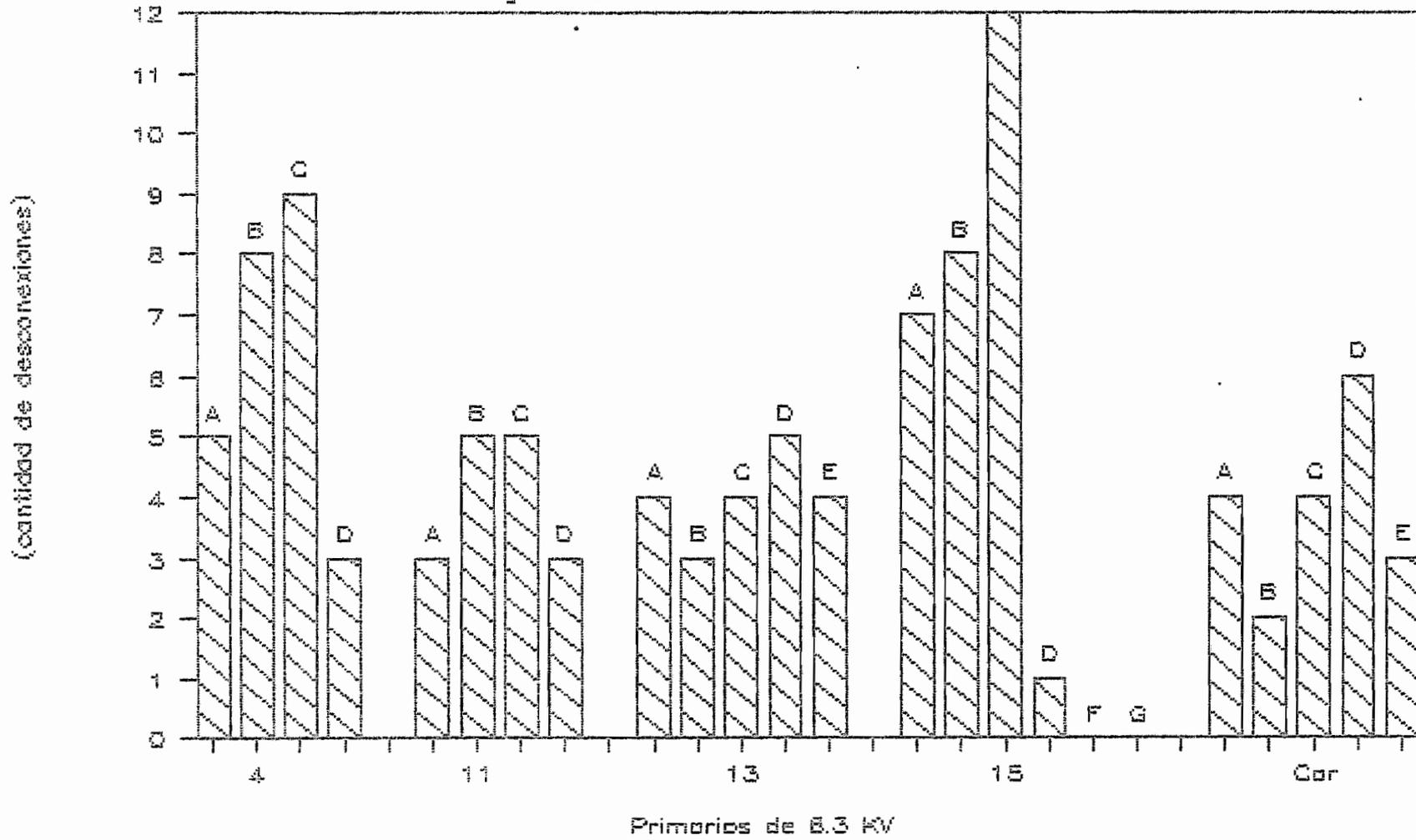
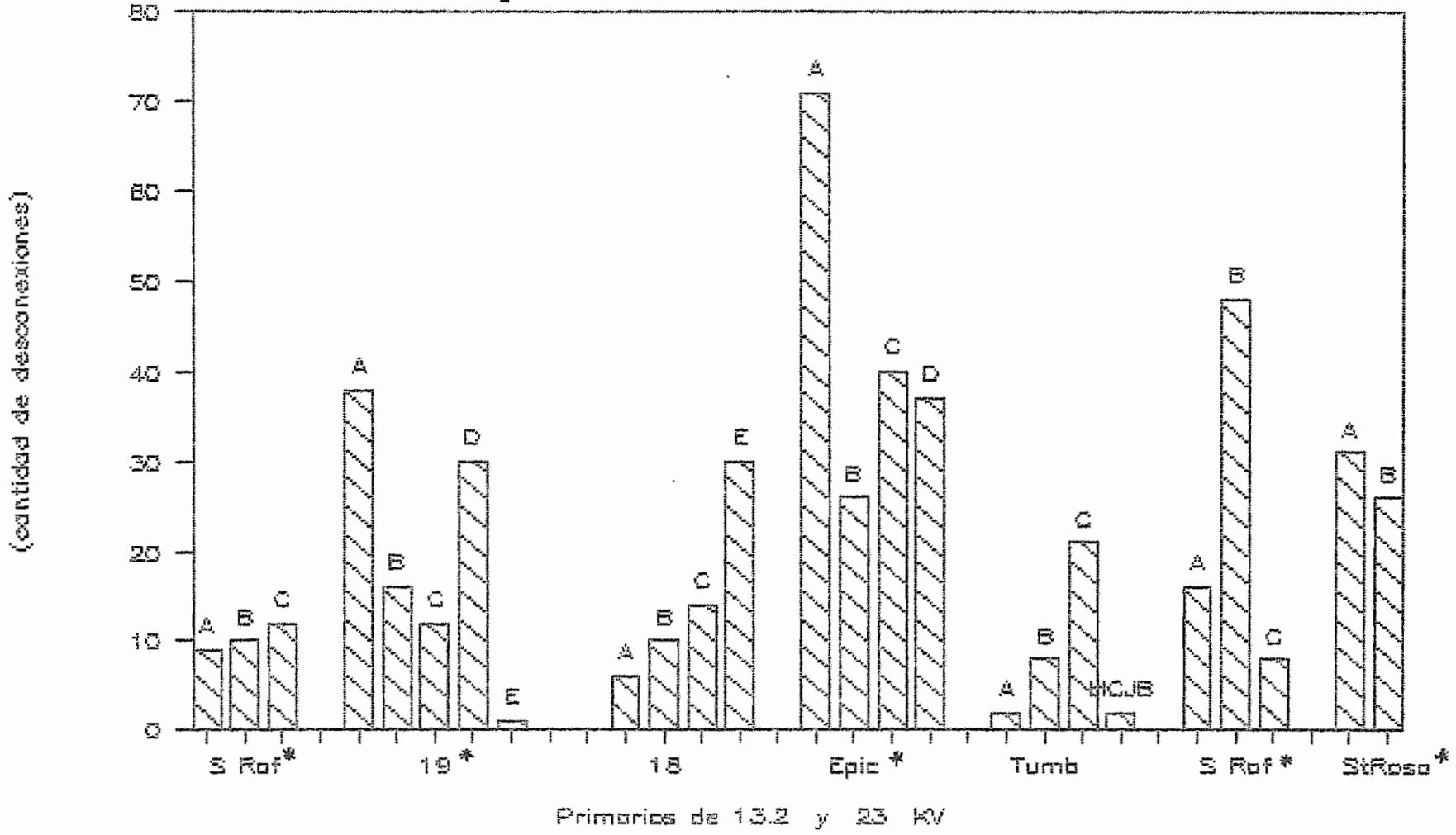


Fig.3.17.b: DESCONEXIONES POR F.TRANSIT



### 3.3. ANALISIS ECONOMICO DE LA UTILIZACION DE LA RECONEXION.

La utilización de reconectores en la protección de calificados primarios del Sistema Quito, producirá sobre la Empresa costos y beneficios.

Estos costos son por concepto de inversión, operación y mantenimiento; mientras que los beneficios se obtendrán por conceptos de incremento de facturación de energía, mayor disponibilidad de cuadrillas de mantenimiento, ahorro en gastos sobre las unidades de transporte por consumo de combustible y mantenimiento de las mismas, así como por un aumento del prestigio de la Empresa.

Adicionalmente producirá beneficios sobre los distintos sectores consumidores y sus interrelaciones productivas, a través de estimaciones del costo social de la restricción de la energía eléctrica, las mismas que consideran los casos siguientes:

- Corte o restricción de energía de pequeña magnitud y duración.
- De gran magnitud y duración.
- Y por programación a largo plazo.

En el primer grupo están aquellas desconexiones que afectan durante pocos instantes y parcialmente el servicio. El costo inmediato que este tipo de restricción pueda tener, ya sea en el aspecto de producción o bienestar de la población es pequeño. Sin embargo, si la frecuencia de estas fallas es alta, el costo futuro puede llegar a ser alto, ya que el consumidor se protegerá del mal servicio efectuando inversiones ineficientes en equipo auxiliar, protecciones, etc.

Para determinar cuantitativamente las repercusiones que tiene las restricciones o cortes de energía de pequeña duración y magnitud, es necesario que en nuestro país se realice un estudio económico sobre el tema.

### 3.3.1. COSTOS.

El costo total de la utilización de reconectores contempla los rubros de inversión, operación y mantenimiento de los mismos. En este análisis asumiremos a la inversión como único elemento, puesto que, disminuir el costo de operación de un primario es uno de las ventajas que se consiguen con la implementación de estos equipos; y el de mantenimiento sobre los reconectores sucede en intervalos de tiempo bastante amplios, de forma que durante su vida útil este costo no es muy representativo.

El costo de la inversión tomado para el análisis está basado en ofertas presentadas a la Empresa por las firmas Electroecuatoriana, representante de equipos Mc Graw-Edison y Eteco representante de la Brush Switchgear de Inglaterra.

Los reconectores trifásicos tienen un costo al tipo de cambio de Diciembre de 1987 de alrededor de dos millones cuatrocientos mil sucres (2'400.000 sucres) y cuatro millones de sucres (4'00'000 sucres). Siendo el primero un reconector hidráulico tipo RV de la Mc Graw-Edison y el segundo de control por microprocesador y aislamiento en SF6 tipo PMR38 de la Brush Switchgear.

Se considera además que los reconectores al ser adecuadamente empleados bajo recomendaciones específicas de coordinación y bajo parámetros expedidos por el fabricante, éstos pueden prestar eficientemente un servicio continuo durante 18 a 25 años (22). Esta vida útil se estará garantizando además con una adecuada elección de la frecuencia de inspecciones y mantenimiento proporcionado a estos equipos.

### 3.3.2. BENEFICIOS.

Los beneficios que se obtienen con la utilización de la reconexión son:

Por el incremento de facturación de la energía, el cual es determinado a partir de las consideraciones tomadas en los numerales 3.2.4. y que ha sido fijada asumiendo la tarifa correspondiente de 9.5 sucres por el costo de cada kilovatio-hora, aplicado como un valor promedio a los diversos sectores consumidores.

Por prestar un margen de disponibilidad de las cuadrillas de mantenimiento, de sus herramientas y unidades de transporte, a consecuencia de la operación automática de los reconectores, que ante fallas de tipo no permanente (que corresponden al 80% de las fallas), ahorran actividades de trabajo como el recorrido de revisión de las líneas y/o traslado a la subestación para intentar la reconexión manual, lo cual determina también un ahorro en gastos sobre las unidades de transporte expresado sobre el consumo de combustible y sobre el mantenimiento de las mismas.

Por otra parte existe el ahorro que se obtiene al no requerirse el reemplazo de la protección a través de fusibles, que en derivaciones es necesario realizar aún cuando la falla no ha sido permanente y no se ha empleado reconexión automática.

Existen también parámetros no cuantificables pero también apreciables como es el caso de constituir un aporte más al prestigio de la Empresa.

### 3.3.3. RENTABILIDAD.

Una vez determinados los costos y los beneficios, el objetivo es establecer aquellos primarios del Sistema en los cuales existe rentabilidad con la utilización de la reconexión.

Asumiendo el tiempo de vida útil de 18 años, el Reconector "A" de 2'400'000 sucres ofrece una depreciación de 133.333 sucres anuales y el Reconector "B" de 4'00.000 de sucres una depreciación de 220.000 sucres al anuales también.

Al considerar el costo real (más no el social) del kilovatio-hora de 9.5 sucres, se está especificando valores de energía de 14 MWH para el uso del reconector "A" y de 23.4 MWH para el del "B".

Comparando estos valores con los correspondientes obtenidos a partir de las estadísticas de falla durante los años 85, 86 y 87, se tiene la figura 3.18, en donde se ve que los primarios que permiten la implementación de por lo menos un reconector tipo hidráulico son los siguientes:

Fig. 3.16.a : E' ANUAL FOR PRIMARIO

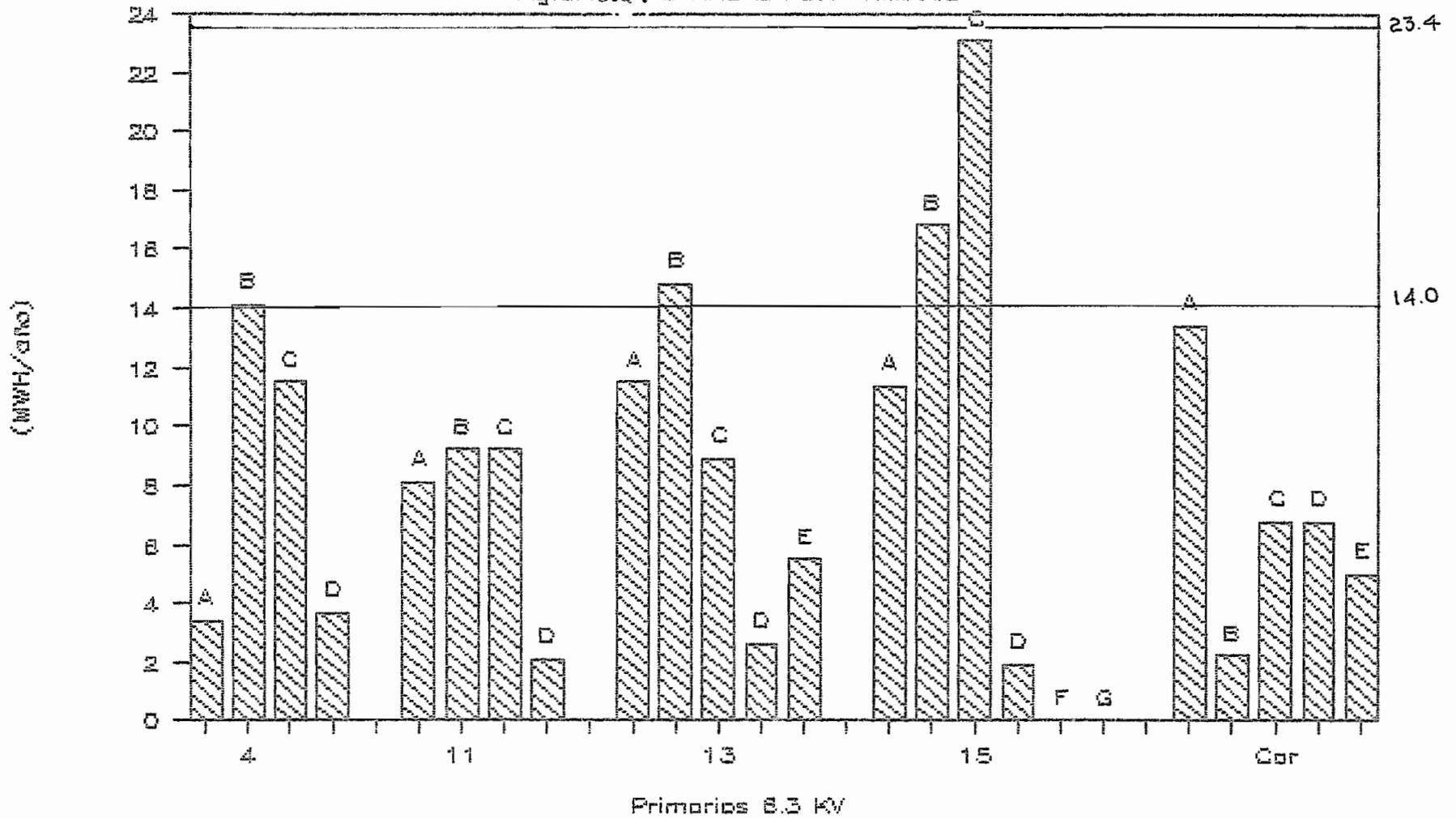
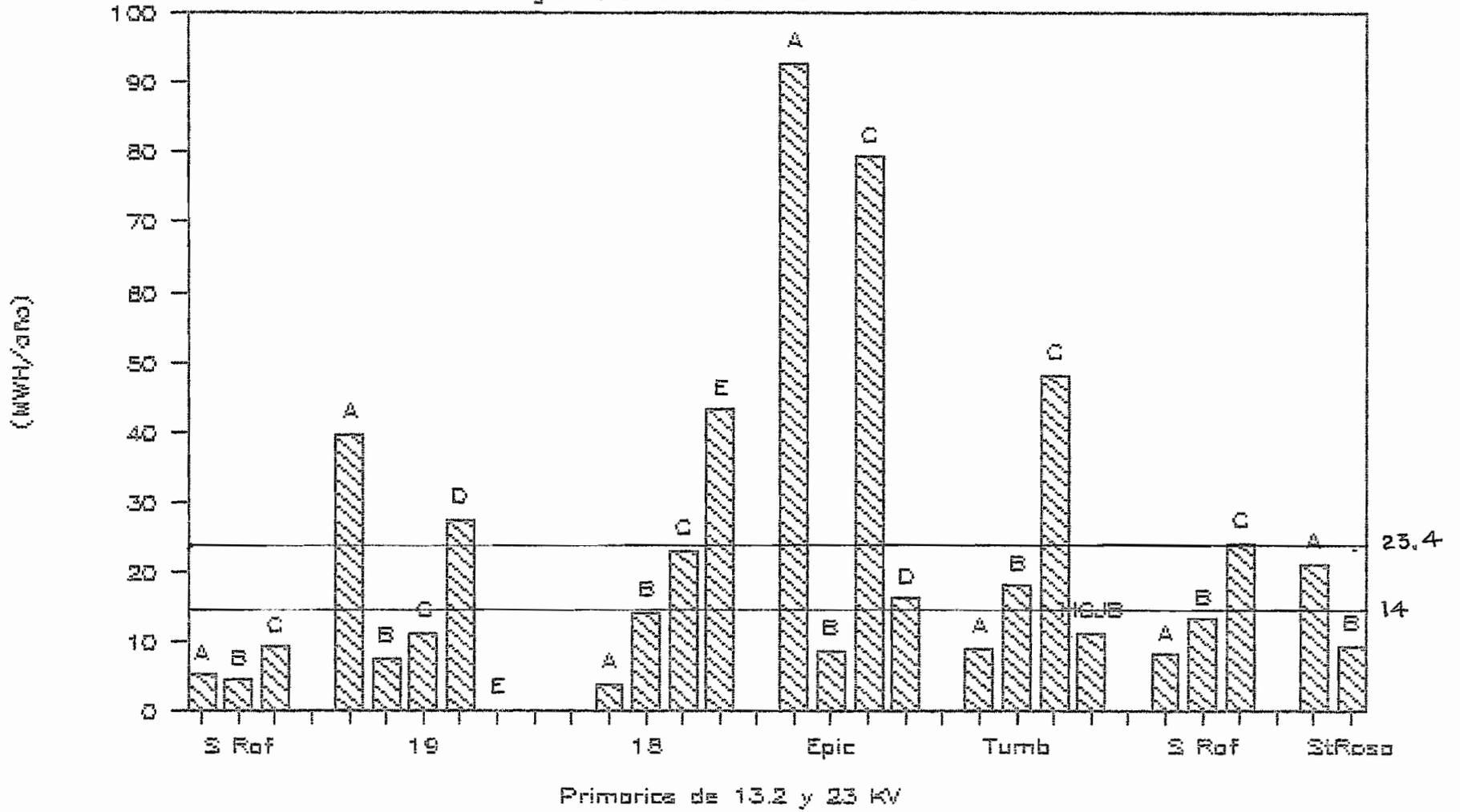


Fig.3.18.b: E ANUAL POR PRIMARIO



Subestación	A/Primario
4	B
13	B
15	B
15	C
Carolina	A
19	A
19	D
18	B
18	C
18	E
Epiclachima	A
Epiclachima	C
Epiclachima	D
Tumbaco	B
Tumbaco	C
San Rafael (23 KV)	B
San Rafael (23 KV)	C
Santa Rosa	A

Así mismo, los alimentadores que permiten un reconector electrónico son:

Subestación	A/Primario
15	C
19	A
19	D
18	C
18	E
Epiclachima	A
Epiclachima	C
Tumbaco	C
San Rafael (23 KV)	C

Además los primarios que tienen posibilidad para su implementación con más de un reconectador son los siguientes:

Subestación	A/Prim.	Cantidad		
		Hidráulicos	o	Electrónicos
19	A	3	o	1
19	D	2	o	1
18	E	3	o	2
Epiclachima	A	6	o	4
Epiclachima	C	6	o	3
Tumbaco	C	3	o	2

La implementación de reconectores se debe realizar en primarios establecidos según lo analizado tanto en 3.2 como en 3.3, puesto que hay algunos de ellos que constan en uno de los grupos de análisis y no en el otro y viceversa. Sin embargo, se debe recordar que aspectos adicionales y dados en los capítulos anteriores como el tipo de carga, su importancia, su crecimiento, la zona de recorrido de las líneas y su extensión; tienen que considerarse en forma particular en cada uno de ellos.

## CAPITULO CUARTO

### EJEMPLO DE APLICACION.

Alimentador Primario "B" a 22 KV de la Subestación "San Rafael". Este primario ha sido elegido como ejemplo de aplicación de este trabajo por la siguientes razones:

1) Tiene un recorrido extenso alrededor de 12 KM en su ramal principal y un total de 13 KM adicionales en sus derivaciones, que abastece a una carga diseminada en el Valle de Los Chillos en los sectores de Conocoto y a lo largo de la Autopista desde el sitio del Peaje hasta San Rafael.

2) La carga contiene actualmente 15 a 18 barrios residenciales de diversas características, acentados sobre zonas de un alto crecimiento urbanístico.

Contiene además siete fábricas de productos de gran consumo, así como también de varias instalaciones de importancia para el sector como son las bombas de agua de los pozos de la EMAP que abastecen a los sectores de Conocoto y San Rafael y varias urbanizaciones aledañas.

Las instalaciones de la Estación Terrena en el Valle y de Radio faro también estan alimentadas por este primario.

3) De los análisis realizados en el Capítulo Tres, este primario requiere de la reconexión tanto por la alta incidencia de fallas de tipo no permanente como por la rentabilidad que ofrece con su aplicación.

4) El esquema de protección actual del primario en la subestación contiene adicionalmente relés de reconexión no utilizados de tipo VAR 71 de la GEC. Y a lo largo del primario un reconectador hidráulico MGE tipo RV empleado como seccionador manual bajo carga.

## DESCRIPCION.

La protección del primario en la subestación contiene:

Transformadores de corriente:

Relación 300/150:5 (A)

Protección de Fase:

Relè de sobrecorriente extremadamente inverso (EIDMT) tipo CDG 34 (GEC). Anexo I.

Relè instantáneo tipo CAG 37 (GEC). Anexo I.

Protección de Tierra:

Relè de sobrecorriente extremadamente inverso tipo CDG 14 (GEC).

Relè instantáneo tipo CAG 17 (GEC).

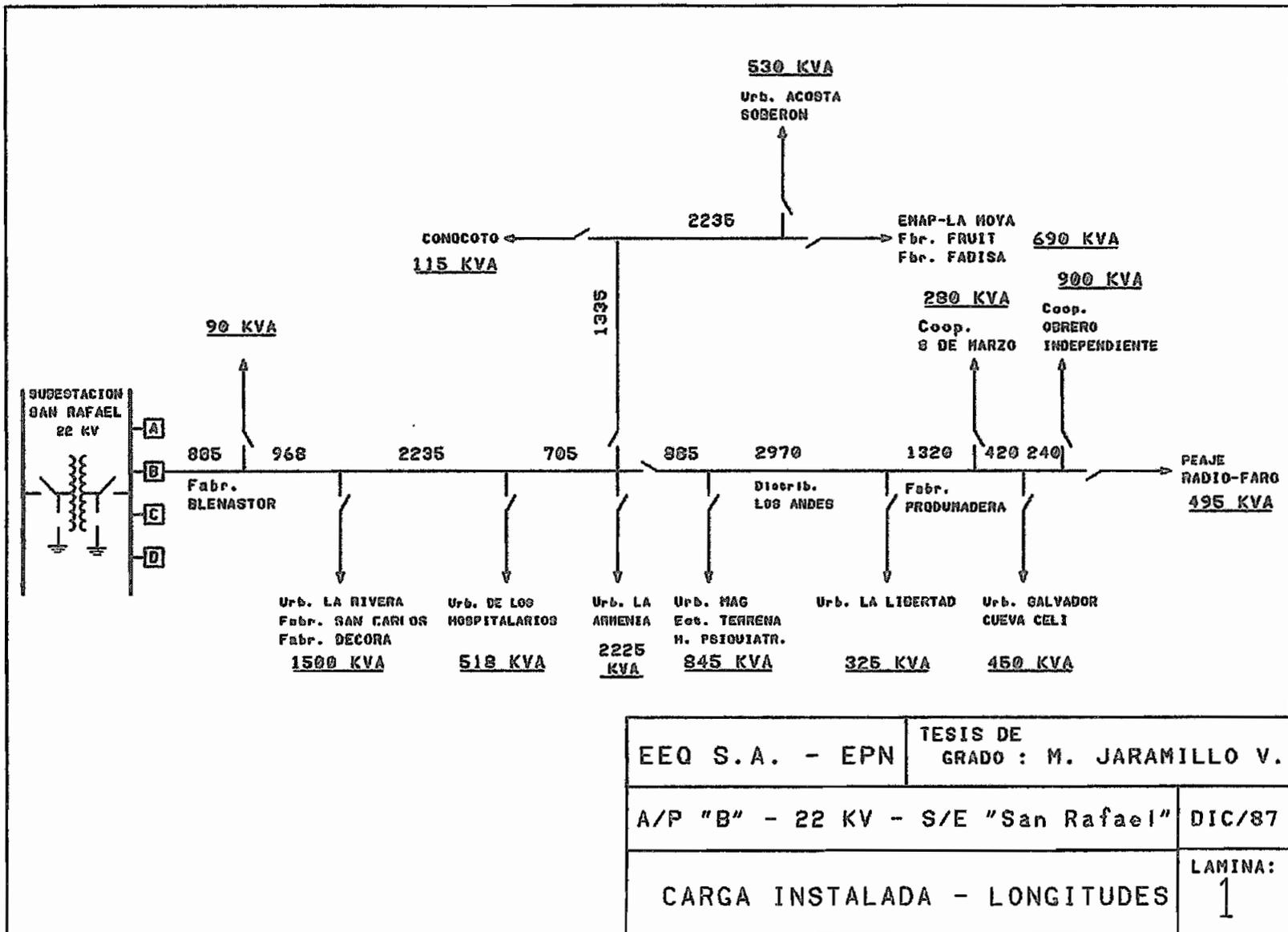
Reconexión:

Relè de reconexión tipo VAR 71 (GEC), accionado por los relès instantáneos de fase o tierra. Anexo I.

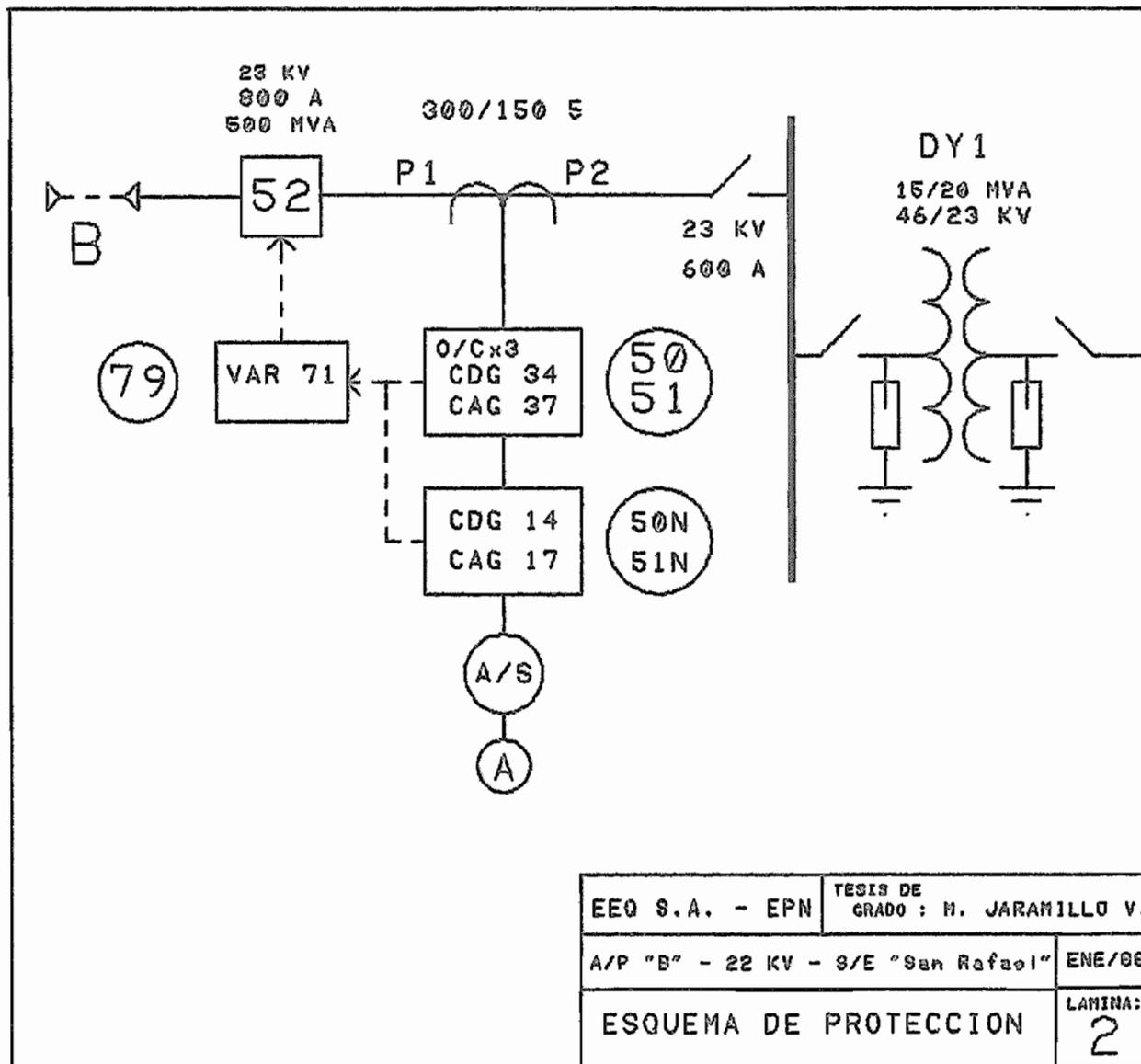
Disyuntor:

Clase 23 KV, 800 A, 500 MVA.

El esquema de protección es como se indica en la lámina 2.



EEO S.A. - EPN	TESIS DE GRADO : M. JARAMILLO V.
A/P "B" - 22 KV - S/E "San Rafael"	DIC/87
CARGA INSTALADA - LONGITUDES	LAMINA: 1

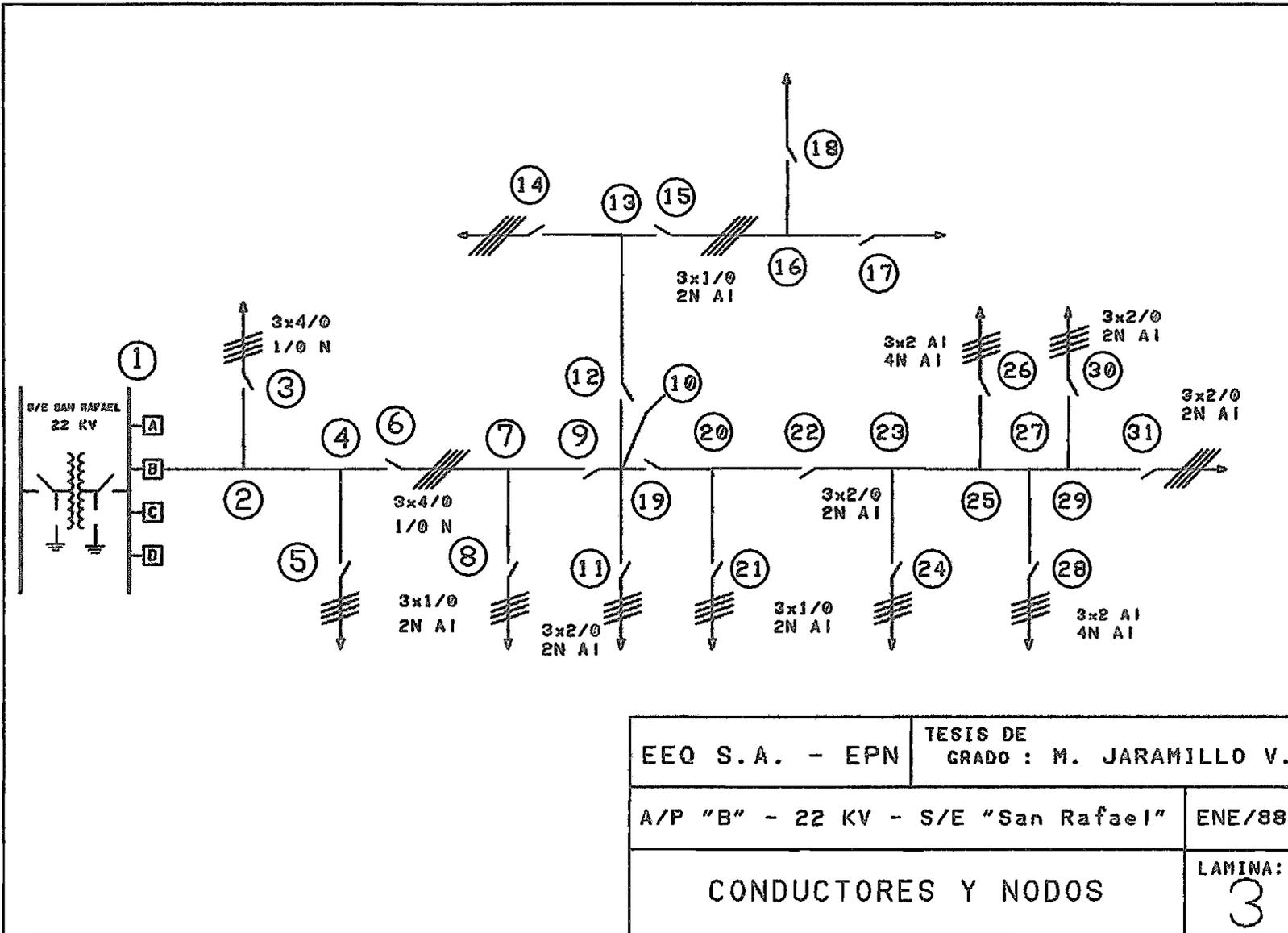


Las estructuras a lo largo del ramal principal son del tipo RVA y en los tramos de las derivaciones son del tipo RVB, según Normas de la Empresa.

El cuadro siguiente determina el tipo de estructura y conductor con su longitud en cada uno de los tramos del alimentador.

Nodos		Estructura	Conductor	Longitud (M)
1	2	RVA	3x4/0 ACSR + 1/0N A1	885
2	3	"	"	45
2	4	"	"	968
4	5	"	3x1/0 ACSR + 2N A1	135
4	6	"	3x4/0 ACSR + 1/0N A1	300
6	7	"	"	1935
7	8	"	3x1/0 ACSR + 2N A1	165
7	9	"	3x4/0 ACSR + 1/0N A1	630
9	10	"	"	75
10	11	"	3x2/0 ACSR + 2N A1	150
10	12	"	3x1/0 ACSR + 2N A1	570
12	13	"	"	765
13	14	RVB	2X 2 A1 + 4N A1	60
13	15	RVA	3X1/0 ACSR + 2N A1	360
15	16	"	"	1875
16	17	"	"	345
16	18	"	"	225
10	19	"	3X2/0 ACSR + 2N A1	150
19	20	"	"	735
20	21	"	3X1/0 ACSR + 2N A1	150
20	22	"	3X2/0 ACSR + 2N A1	1215
22	23	"	"	1755
23	24	"	3X1/0 ACSR + 2N A1	90
23	25	"	3X2/0 ACSR + 2N A1	1320
25	26	RVB	3X 2 A1 + 4N A1	120
25	27	"	3x2/0 ACSR + 2N A1	420
27	28	RVA	3x 2 A1 + 4N A1	75
27	29	"	3x2/0 ACSR + 2N A1	240
29	30	"	"	60
29	31	"	"	1695

En el cálculo de cortocircuitos se han considerado todos los nodos de la lámina tres, obteniéndose los valores de corriente de falla tanto para máxima generación ( $I_{f\max}$ ) como para mínima generación ( $I_{f\min}$ ).



EEO S.A. - EPN	TESIS DE GRADO : M. JARAMILLO V.
A/P "B" - 22 KV - S/E "San Rafael"	ENE/88
CONDUCTORES Y NODOS	LAMINA: 3

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION  
PROGRAMA PARA CALCULAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE CIRCUITOS PRIMARIOS  
EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

IDENTIFICACION DEL SISTEMA :PRIMARIO "B" A 22 KV DE LA SUBESTACION "SAN RAFAEL"

CUADRO 1.-CARACTERISTICAS GEOMETRICAS DE LOS CONDUCTORES

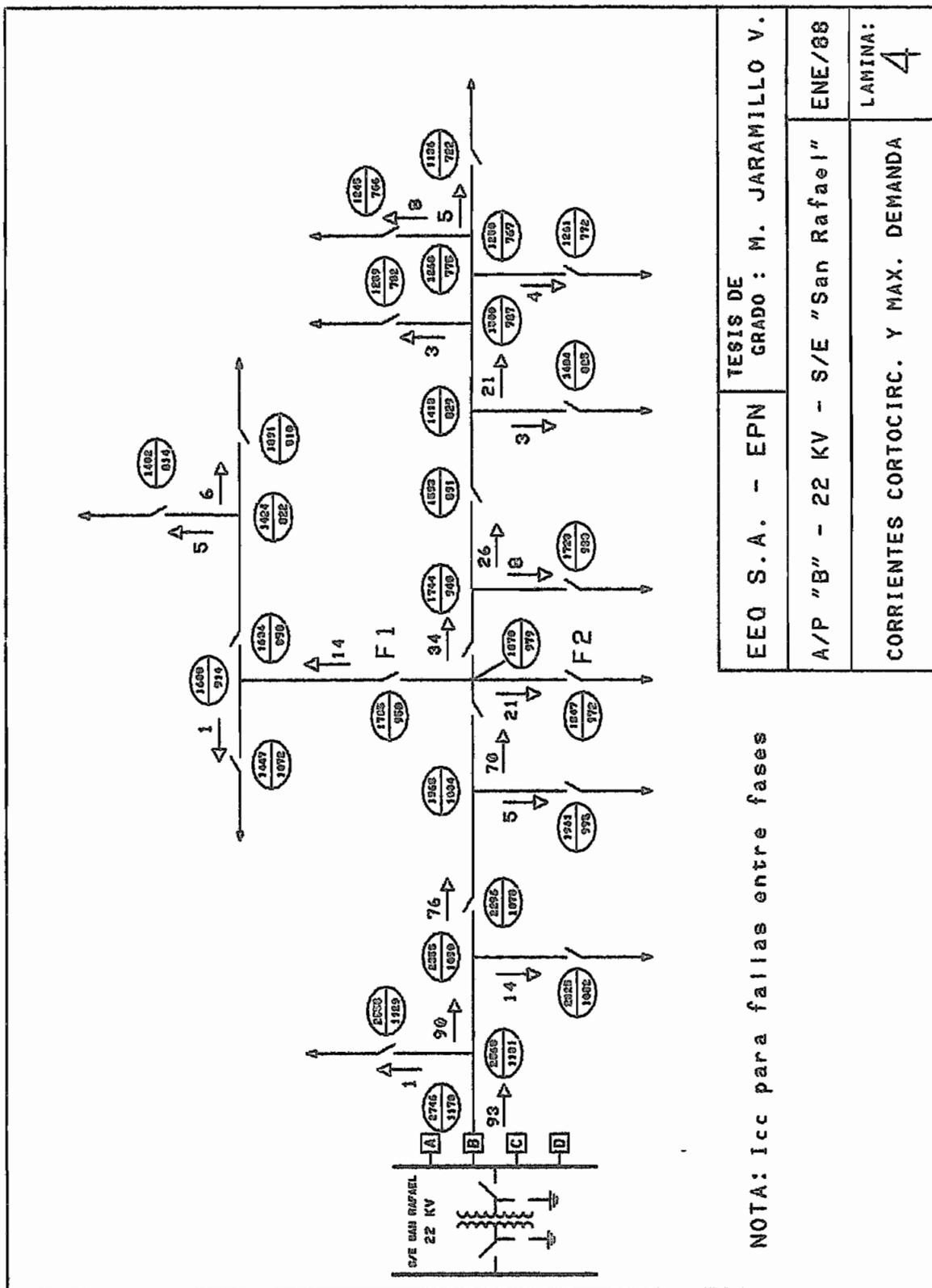
LINEA CIRC.	COND.	COND.	NO.	RESIS.	REACT.	SMR	DIAM.	ESPAC.	ESPAC.	ALTURA	ESPAC.	TIERRA	
NO.	TIPO	MATL.	TAMANO	HEBRAS	R	X	FT.	D	S	SM	H	HM	RHO
					D/M	D/M	IN.	IN.	MT.	MT.	MT.	MT.	D/MC
1	1	F ALUM	4/0	6	.4450	.1290	.0081	.5630	1.086	19.699	9.83	1.067	100.
		N ALUM	1/0	7	.8850	-.0174	.0177	.3680	2.431	17.347	7.50	.600	
2	1	F ALUM	2/0	6	.7060	.1572	.0051	.4470	1.086	19.699	9.83	1.067	100.
		N ALUM	2	7	1.4100	.0393	.0088	.2920	2.431	17.347	7.50	.600	
3	1	F ALUM	1/0	6	.8880	.1234	.0060	.3980	1.086	19.699	9.83	1.067	100.
		N ALUM	2	7	1.4100	.0393	.0088	.2920	2.431	17.347	7.50	.600	
4	1	F ALUM	2	7	1.4100	.0393	.0088	.2920	1.008	19.852	9.90	1.067	100.
		N ALUM	4	7	2.2400	.0392	.0070	.2320	2.593	17.314	7.40	.617	
5	5	F ALUM	2	7	1.4100	.0393	.0088	.2920	.800	19.816	9.90	.800	100.
		N ALUM	4	7	2.2400	.0392	.0070	.2320	2.536	17.305	7.40	.400	

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION  
 PROGRAMA PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO  
 EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.  
 IDENTIFICACION DEL SISTEMA : PRIMARIO "B" A 22 KV DE LA SUBESTACION "SAN RAFAEL"

CUADRO II.-MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE FALLA

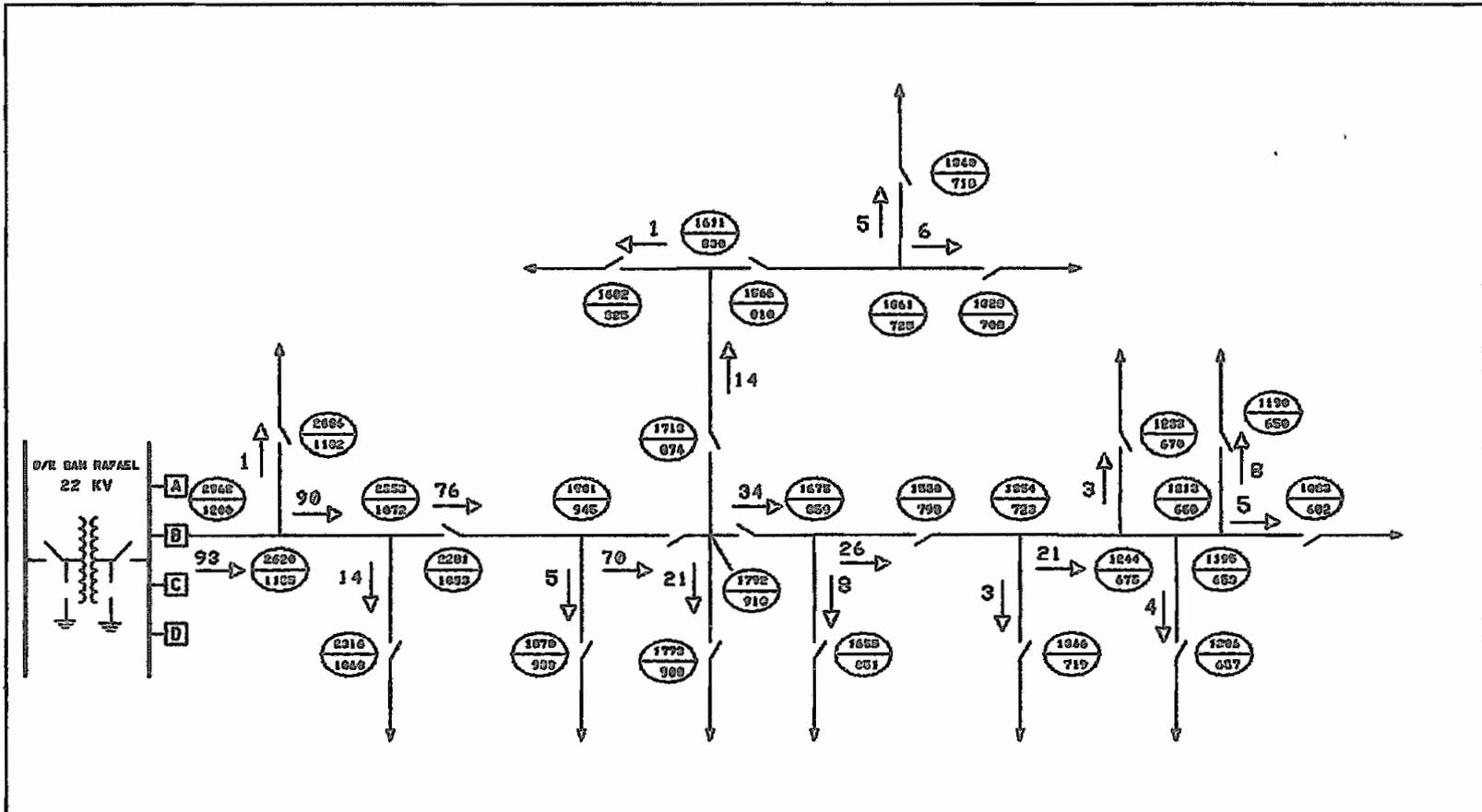
NODO	LINEA	CIRC.		3FASES	LL	LT	LN	LNT	LLT	LLT	LLN	LLN	LLNT	LLNT
NO.		TIPO												
1	1	1	NX	2794.32	2420.02			3041.148					2914.84	2963.02
			NI	1171.888	1599.14			1198.31						2615.42
2	1	1	NX	2568.24	2224.23			2612.22					2620.118	2561.24
			NI	1131.778	1503.16			1135.35						2421.61
3	1	1	NX	2557.59	2215.00			2593.37					2606.488	2544.86
			NI	1129.798	1498.58			1132.28						2412.38
4	1	1	NX	2355.218	2039.73			2255.93					2353.27	2263.52
			NI	1090.40	1410.22			1071.798						2235.09
5	3	1	NX	2324.888	2013.46			2208.02					2315.54	2225.72
			NI	1081.82	1393.39			1060.108						2207.29
6	1	1	NX	2295.488	1988.00			2163.44					2280.78	2189.16
			NI	1078.08	1383.65			1053.188						2182.09
7	1	1	NX	1968.308	1704.64			1706.41					1901.13	1824.80
			NI	1003.97	1233.26			944.558						1886.06
8	3	1	NX	1940.818	1680.84			1671.45					1069.50	1797.55
			NI	995.01	1217.58			933.138						1859.85
9	1	1	NX	1879.798	1627.99			1595.54					1803.07	1734.63
			NI	981.70	1190.98			913.108						1804.30
10	1	1	NX	1869.758	1619.29			1583.27					1792.06	1724.55
			NI	979.11	1186.13			909.478						1794.97
11	2	1	NX	1847.328	1599.87			1556.03					1767.06	1702.63
			NI	972.29	1174.13			900.568						1773.71
12	3	1	NX	1784.898	1545.80			1482.59					1696.92	1643.93
			NI	950.21	1137.49			873.658						1713.15
13	3	1	NX	1679.868	1454.85			1364.53					1581.71	1546.29
			NI	913.99	1078.13			829.638						1611.38
14	5	5	NX		1447.61			1355.06					1572.078	1539.02
			NI		1072.64			825.528						1602.88

15	3	1	NX	1633.77	1414.92	1314.80	1531.98	1503.97
			NI	897.87	1052.27	810.36	1566.54	1200.79
16	3	1	NX	1424.20	1233.43	1102.59	1311.85	1313.88
			NI	822.26	935.34	722.55	1361.58	1068.25
17	3	1	NX	1390.61	1204.34	1070.47	1277.41	1283.61
			NI	809.70	916.59	708.37	1328.57	1046.80
18	3	1	NX	1402.14	1214.32	1081.44	1289.20	1293.99
			NI	814.03	923.03	713.24	1339.90	1054.17
19	2	1	NX	1847.32	1599.87	1556.03	1767.06	1702.63
			NI	972.29	1174.13	900.56	1773.71	1334.15
20	2	1	NX	1743.76	1510.18	1434.41	1653.15	1603.07
			NI	940.15	1118.69	859.13	1675.01	1267.67
21	3	1	NX	1723.29	1492.45	1411.34	1630.64	1584.10
			NI	932.97	1106.95	850.41	1655.13	1254.91
22	2	1	NX	1593.17	1379.76	1268.80	1491.83	1461.97
			NI	891.29	1037.69	797.92	1530.14	1171.14
23	2	1	NX	1412.91	1223.65	1085.77	1304.82	1296.42
			NI	828.81	939.44	722.77	1354.85	1055.28
24	3	1	NX	1404.31	1216.20	1077.54	1295.94	1288.75
			NI	825.43	934.45	719.00	1346.34	1049.88
25	2	1	NX	1300.35	1126.17	978.77	1191.08	1194.03
			NI	787.14	876.99	674.59	1244.51	982.41
26	4	1	NX	1289.16	1116.47	968.66	1179.21	1184.65
			NI	781.73	869.68	669.15	1232.96	975.82
27	2	1	NX	1267.96	1098.12	948.92	1158.76	1164.65
			NI	774.73	858.82	660.52	1212.66	961.33
28	4	1	NX	1261.25	1092.30	942.94	1151.67	1159.03
			NI	771.44	854.43	657.25	1205.72	957.36
29	2	1	NX	1250.13	1082.67	932.65	1141.03	1148.48
			NI	767.80	848.77	652.73	1195.10	949.69
30	2	1	NX	1245.74	1078.88	928.67	1136.68	1144.50
			NI	766.09	846.30	650.81	1190.78	946.82
31	2	1	NX	1136.49	984.26	831.69	1029.26	1045.54
			NI	722.14	784.00	602.40	1082.98	875.02



NOTA: Icc para fallas entre fases

EEO S. A. - EPN	TESIS DE GRADO : M. JARAMILLO V.
A/P "B" - 22 KV - S/E "San Rafael"	ENE/88
CORRIENTES CORTOCIRC. Y MAX. DEMANDA	LAMINA: 4



NOTA: Icc para fallas a tierra.

EEQ S.A. - EPN	TESIS DE GRADO : M. JARAMILLO V.
A/P "B" - 22 KV - S/E "San Rafael"	ENE/88
CORRIENTES CORTOCIRC. Y MAX. DEMANDA	LAMINA: 5

Las láminas 4 y 5 contienen las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas para falla entre fases y para fallas a tierra. Además contienen las corrientes de máxima demanda proporcionales a la carga instalada en cada nodo en base a la lectura de demanda máxima en la subestación de 62 A y multiplicada por un factor de crecimiento de 1.5 ( $62 \times 1.5 = 93$  A).

#### SELECCION DE LAS PROTECCIONES.

En el numeral 3.3.3. se encontró la rentabilidad al implementar un reconectador tipo hidráulico en este primario.

Por otra parte, como se ha dicho, se encuentra instalado el reconectador hidráulico tipo RV como seccionador automático bajo carga. Esto nos permite analizar dos posibilidades, la primera adquirir adicionalmente un reconectador y proteger el primario con reconexión usando los dos dispositivos. Esta posibilidad ofrece rentabilidad, pero no es la mejor alternativa por las siguientes razones:

- El tamaño del primario no es suficientemente extenso como para encontrar técnicamente necesario un reconectador adicional.

- El primario tiene relé de reconexión en la subestación como respaldo del reconectador existente y son suficientes para obtener una adecuada protección con reconexión automática del primario.

Sin embargo, con la finalidad de extender el alcance y la confiabilidad de la protección, se presenta la segunda posibilidad y que es implementar al primario con un seccionador hidráulico, el mismo que tiene un costo menor, alrededor del 50% del costo del reconectador hidráulico.

Esta segunda alternativa ofrece la mejor oportunidad de proteger adecuadamente el primario con un gran alcance de la reconexión y con un mínimo de disturbios y sectores afectados ante fallas no permanentes; así mismo ofrece mayor seguridad de operación y selectividad de la protección con fallas permanentes en cualquier sitio del primario.

## UBICACION DE LOS EQUIPOS.

La ubicación del reconectador en el nodo 6 hace que proteja gran parte del primario desde este nodo hasta los nodos 17 y 18 del primer ramal y hasta el nodo 31 del ramal principal.

Con la finalidad de que ante una falla en las derivaciones más allá de los puntos 21, 24, 26, 28, 30 y 31 se despeje, fusibles rápidos tipo K son instalados en dichos puntos, permitiendo la fusión antes de que opere el reconectador en su curva rápida "A".

El seccionalizador en su ubicación permite que para fallas permanentes en el ramal principal desde el punto 22, se logre despejarlas sin interrumpir el servicio en los ramales 7-8, 10-11, 10-12 y 20-21 y que las fallas no permanentes sean despejadas por la acción rápida del reconectador.

Los relés de la subestación despejarán instantáneamente las fallas hasta un punto anterior del de la ubicación del reconectador, dentro de este rango se obtendrá la reconexión por el relé VAR 71 de un solo disparo.

Para fallas delante del reconectador, habrá coordinación permitiendo que el reconectador actúe antes en su secuencia de operaciones rápidas y demoradas.

Es necesaria la reubicación del reconectador con la finalidad de encontrar la coordinación tanto con el relé como con el seccionalizador. El cambio es desde el punto 6a hacia el punto 6b dibujados en la lámina 6, la misma que muestra la ubicación de todos los elementos de protección del primario. En la nueva ubicación del reconectador, la corriente máxima de falla es de un valor menor a 2000 amperios, es decir en un punto cualquiera dentro de los 50 metros antes del nodo 7 de la lámina 3.

## COORDINACION.

Coordinación Reconectador / Fusibles F1 y F2.

El reconectador tipo Rv, hidráulico tiene sus curvas demoradas B o C disponibles, escogeremos la curva más rápida para poder encontrar coordinación con el relé de sobrecorriente del disyuntor de la subestación.

De las reglas de coordinación dadas en el numeral 2.6.1, se debe cumplir que para todos los valores de corriente de falla en la sección de la línea protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del elemento debe ser mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del reconectador ajustador por un factor K de la Tabla 2.3 que para dos segundos de recierre y una operación rápida es de 1.3. Además, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje demorado del reconectador.

Los fusibles F1 y F2 debían ser 15T y 25T en base a las corrientes de carga, pero para encontrar coordinación con el reconectador se debe ponerlos de un valor mayor.

En la lámina 7 el fusible 50T coordina con el reconectador en las curvas A y B en un rango de corrientes de falla entre 600 A y 2000 A. Este rango contiene las corrientes máximas de cortocircuito en los puntos de ubicación de F1 y F2, por tanto este fusible 50T es el adecuado en estos puntos.

En los seccionamientos adelante de los 50T se ponen fusibles más rápidos que la curva rápida del reconectador, de modo que la protección con reconexión alcanza hasta estos puntos, como se puede ver en la lámina 6.

#### Coordinación Relé / Reconectador.

La coordinación del relé CDG 34 y el Reconectador dependerá del recorrido acumulado del disco del relé mientras suceden los tiempos de despeje y de recierre en las secuencias rápidas A y demoradas B. Además de que la curva del relé escogida este sobre la más lenta del reconectador para valores de corriente en la zona de protección de éste.

Primeramente es necesario encontrar la relación de corriente con que los transformadores de corriente deben operar. La corriente de carga máxima del primario es 93 (A), por tanto la relación 150:5 puede ser la adecuada.

Para comprobar veamos que el tap adecuado del relé para estas condiciones será el de mayor valor a  $93 \times (5/150) = 3.1$ , es decir 3.5 o 4.0. Con cualquiera de los dos disponibles se tiene en el primario de los TC corrientes máximas de carga menores al de su capacidad:



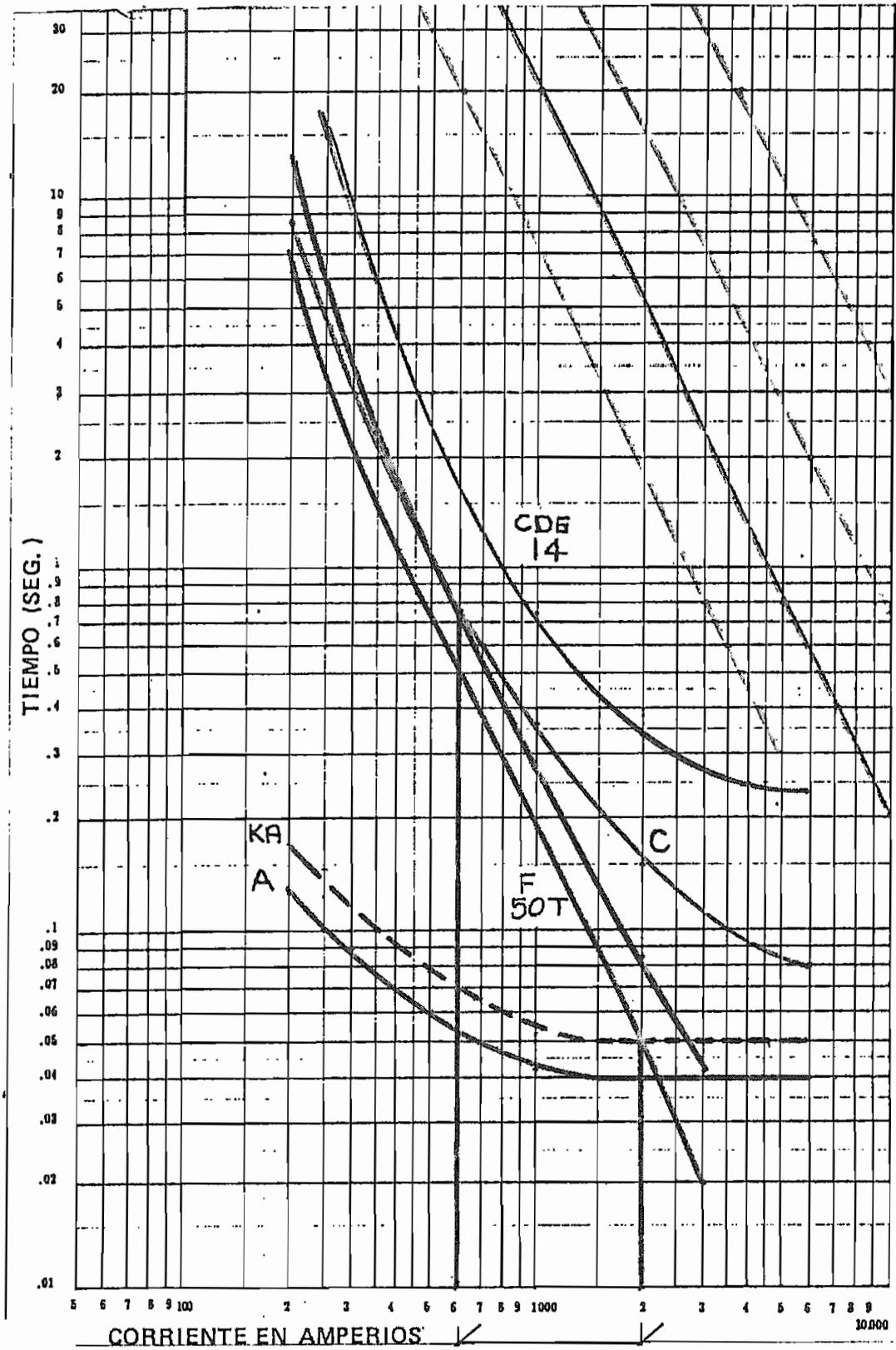


Lámina N° 7: Curva tiempo corriente en coordinación.

$$3.5 \times 150/5 = 105 \text{ (A) menor que } 150 \text{ (A) } \quad \text{y}$$

$$4.0 \times 150/5 = 120 \text{ (A) menor que } 150 \text{ (A)}$$

Entonces la relación de transformación de los TC, 150:5, es la correcta. Mientras que los taps posibles serán 3.5 y 4 en el relè.

La corriente pick-up del relè está en un valor de 130% de la corrinete calibrada, esto es, para el tap 3.5 es  $1.3 \times 105 = 136 \text{ (A)}$  y para el tap 4 es  $1.3 \times 120 = 156 \text{ (A)}$ . Entonces con el propósito de que dicha corriente no esté muy próxima a la de carga máxima y por otra parte desplazar la curva del relè hacia la derecha de la hoja de coordinación y así obtener menores avances del disco durante las operaciones del reconectador, se escoge el tap 4 para el relè CDG 34 y por tanto la corriente calibrada es  $I_{set} = 120 \text{ (A)}$ .

Para escoger el lever del relè protegido éste debe tener la curva sobre la demorada del reconectador protector, entonces el lever en las posiciones 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9 o 1.0 son posibles. Pero para mantener la coordinación con el reconectador la curva del relè tiene que ser suficientemente elevada, posibilitando unicamente las posiciones 0.9 y 1.0.

Entonces la acumulación de giro del disco del relè para el lever 0.9 es la siguiente:

$I_{set}$	120 (A)
$I_{cc}$ en ubicación reconectador	2000 (A)
$I = 2000/120 = 16.7$ veces $I_{set}$	

Relè CDG 34:

t. de operación	0.34	s
t. de reposición	45	s
t. de inercia (a 20 $I_{set}$ )	0.05	s
t. de inercia (a 16.7 $I_{set}$ )	0.042	s

Reconectador RV:

$t_A$ (a 2000 A)	0.04	s
$t_B$ (a 2000 A)	0.16	s

## Avances del disco:

2(0.04 / 0.34)	=	23.5 %	2 operaciones A
(0.16 / 0.34)	=	47.0 %	1 operación B
3(0.042 / 0.34)	=	37.1 %	3 avances por inercia

## Reposiciones del disco:

2(2 / 45)	=	8.9 %	2 recierres
-----------	---	-------	-------------

Avance neto: 98.7 % menor que el 100 %

Entonces si hay coordinación.

Revisando para la mínima corriente de falla vista por el reconectador de 602 (A):

Iset	120 (A)
Icc	602 (A)
I = 602 / 120 = 5 veces Iset	

## Relé CDG 34:

t. de operación	0.18	s
t. de reposición	45	s
t. de inercia (a 5 Iset)	0.0125	s

## Reconectador RV:

tA (a 600 A)	0.054	s
tB (a 600 A)	0.77	s

## Avances del disco:

2(0.054 / 1.8)	=	6 %	2 operaciones A
(0.77 / 1.8)	=	42.8 %	1 operación B
3(0.0125 / 1.8)	=	2.1 %	3 avances por inercia

## Reposición del disco:

2(2 / 45)	=	8.9 %	2 recierres
-----------	---	-------	-------------

Avance neto: 42.0 % menor que el 100 %

Entonces la coordinación si existe dentro del rango de corrientes de falla en el punto de ubicación del reconectador.

#### Coordinación Reconectador / Seccionalizador

Como se ha visto en el numeral 2.6.4., esta coordinación se consigue cuando se cumplen las condiciones siguientes:

- El seccionalizador operará con un conteo menos que el número de operaciones del reconectador de respaldo; en este caso el seccionalizador hidráulico tipo GN3V operará con dos conteos.

- Se asegura la coordinación entre reconectador y seccionalizador hidráulicos, escogiendo bobinas de igual corriente nominal, pues el nivel de corriente de actuación de este último es 160% del valor de régimen de la bobina.

- El tiempo de memoria del seccionalizador debe ser mayor que el tiempo total acumulado de operaciones del reconectador percibidas por el seccionalizador antes de abrir. Y el tiempo total de fallas no debe ser mayor al 70% del tiempo de memoria del seccionalizador.

El seccionalizador GN3V percibirá fallas despejadas rápidamente por la curva A del reconectador, por tanto cumple fácilmente con esta condición:

$$\begin{aligned} T_{amb} &= 30 \text{ grados centígrados} \\ I_{carga} &= 26 \text{ (A)} \end{aligned}$$

Del Anexo J, en la tabla 11, la elevación de temperatura es 2.2 grados centígrados al valor de la carga aproximadamente 25% del valor de la bobina.

En la figura 11 a la temperatura de  $30 + 2.2 = 32.2$  grados centígrados (90 grados fahrenheit), el tiempo de memoria del seccionalizador es 30 segundos el mismo que es mayor al TAT (tiempo total acumulado) de las operaciones del reconectador que ve el seccionalizador:

$$\begin{array}{rcl}
 tA \text{ máx} + tR + tA \text{ máx} & < & 30 \text{ s} \\
 0.15 + 2 + 0.15 & < & 30 \text{ s} \\
 2.3 & < & 30 \text{ s}
 \end{array}$$

Y además

$$\begin{array}{rcl}
 0.7 \times 30 & > & 0.15 + 0.15 \\
 21 \text{ s} & > & 0.3 \text{ s}
 \end{array}$$

- La curva acumulada de operaciones del reconectador no debe sobrepasar la capacidad de corriente momentánea del seccionalizador. En el Anexo J, la curva acumulada de operaciones del reconectador percibidas por el seccionalizador permite la coordinación hasta una corriente de falla de 7000 (A).

#### Calibración del relé instantáneo

La protección instantánea debe darse para corrientes mayores a las del punto de ubicación del reconectador.

Se calibra el relé CAG 17 para corrientes mayores a 1938A

$$1938 \times 5 / 150 = 64.6 \text{ (A)}$$

Entonces calibramos en 70 (A), es decir una corriente de falla de 2100 (A).

El relé de fase CAG 37 se calibra para valores mayores a la corriente máxima de falla entre fases en el punto ubicado el reconectador, es decir 2000 (A).

$$2000 \times 5 / 150 = 66.7 \text{ (A)}$$

Entonces calibramos en 72 (A), es decir una corriente de falla de 2160 (A).

Calibración del relé de reconexión.

El relé VAR 71 será calibrado para un tiempo de recierre mayor al tiempo de carga de los resortes del disyuntor, el cual generalmente está comprendido entre 6 y 8 segundos. Entonces un tiempo de recierre de 10 segundos asegura que la reconexión suceda luego del despeje de la falla.

Calibración de equipos.

Resumiendo, los valores a los cuales deben calibrarse los equipos de protección son:

## Transformadores de corriente:

relación de transformación      150 : 5

## Relé CDG 34:

Tap      4  
Lever 0.9

## Relé CDG 14:

Tap      4  
Lever 0.9

## Relé CAG 37:

I = 72 (A)

## Relé CAG 17:

I = 70 (A)

## Relé de Reconexión VAR 71:

tiempo de recierre = 10 s

**Reconectador:**

bobina 100 (A)  
secuencia de operaciones 2A1B  
tiempo de recierre 2 s

**Seccionalizador:**

bobina 100 (A)  
número de conteos 2

**Fusibles:**

F1 50T  
F2 50T

## CAPITULO QUINTO

### CONCLUSIONES.

1. Los Reconectores ofrecen un gran servicio en la protección de sobrecorriente, teniendo a disposición variados tipos y tamaños que aseguran la solución a cualquier clase de problemas en niveles de distribución primaria. Son dispositivos confiables de gran eficiencia y poco mantenimiento que permiten una mayor disposición de tiempo a las cuadrillas de operadores.

2. Estos equipos llegan a coordinar muy fácilmente entre sí y con otros de protección, manteniendo sus características por un lapso de tiempo mucho más grande que otros elementos como los fusibles, los cuales además de tener una sola operación, con el tiempo llegan a perder sus características originales.

3. El Sistema Eléctrico "Quito" adolece de un alto número de desconexiones provocadas por fallas que según lo estipulado en el numeral 4 del Anexo G de este trabajo incluye principalmente lo relativo al envejecimiento del equipo, a los problemas en trabajos en líneas energizadas, a la incorrecta aplicación del equipamiento, a la instalación o construcción deficiente.

Además una gran cantidad de desconexiones en los primarios suceden por causas no determinadas, incidentes por motivo fugaz y por causas no clasificadas, constituyendo las dos primeras como fallas de tipo no permanentes.

4. Se ha llegado también a determinar que el mayor porcentaje de pérdidas de energía por la restricción de la venta, se origina en el nivel de 22 KV, que a pesar de tener alrededor de 17 primarios únicamente, representa el 44% de la energía total no vendida por fallas no permanentes en todo el sistema.

5. Los primarios que necesitan implementarse con la reconexión, seleccionadas bajo criterios dados en los numerales 3.2. y que determinan altos índices de desconexiones y de energía no vendida por fallas no permanentes son las siguientes:

Subestación	A/Primario
13	B ( 6.3 KV)
15	B ( 6.3 KV)
15	C ( 6.3 KV)
19	A (13.2 KV)
19	B (13.2 KV)
19	C (13.2 KV)
19	D (13.2 KV)
18	B (23 KV)
18	C (23 KV)
18	E (23 KV)
San Rafael	B (13.2 KV)
San Rafael	C (13.2 KV)
San Rafael	A (23 KV)
San Rafael	B (23 KV)
San Rafael	C (23 KV)
Epiclachima	A (23 KV)
Epiclachima	B (23 KV)
Epiclachima	C (23 KV)
Epiclachima	D (23 KV)
Tumbaco	B (23 KV)
Tumbaco	C (23 KV)
Santa Rosa	A (23 KV)
Santa Rosa	B (23 KV)

Existiendo 23 primarios que deben tener reconexión de acuerdo al análisis realizados sobre los datos estadísticos de fallas de los años 85, 86 y 87. Sin embargo un primario no debe incluirse debido a sus características de interconexión de subestaciones y no de distribución primaria radial. Este primario es el "C" de la subestación San Rafael a 22KV que se encuentra alimentado también por la Central Los Chillos.

6. Se justifica la inversión por la compra de re conectadores para los siguientes alimentadores primarios:

S/E	A/Primario	Cantidad de Re conectadores		
		Hidráulicos		Electrónicos
13	B	1		
15	B	1		
15	C	1	o	1
19	A	3	o	1
19	D	2	o	1
18	B	1		
18	C	1		1
18	E	3	o	2
San Rafael	B (22 KV)	1		
Epiclachima	A	6	o	4
Epiclachima	C	6	o	3
Epiclachima	D	1		
Tumbaco	B	1		
Tumbaco	C	3	o	2
Santa Rosa	A	1		

7. Los primarios A y B de Santa Rosa deben ser implementados con la reconexión utilizando esquemas de seccionamiento y enlace automáticos con re conectadores electrónicos, debido a que pueden también alimentarse desde las subestaciones Machachi (primario B) y Epiclachima (primario D) respectivamente.

Aunque estos primarios no presenten rentabilidad con tal implementación, puede considerarse necesaria dentro de puntos de vista de la importancia de la carga que alimentan.

8. Debido al reducido tamaño de los primarios del Sistema, se encuentran dificultades en la coordinación de la protección con reconexión, especialmente en los de nivel de 6.3 KV, por cuanto tienen reducidos intervalos de corriente de cortocircuito, imposibilitando la selectividad en los dispositivos de protección.

9. En los primarios de 22 KV, se encuentran intervalos de corriente mayores, permitiendo la protección con reconexión, desde la subestación con el relé de recierre, y a todo lo largo del ramal principal con reconectores tipo poste, hasta los puntos de inicio de las derivaciones de menor importancia.

10. Como consecuencia de las características de los primarios y de sus cargas, se ha visto necesario que para encontrar coordinación de fusibles con dispositivos de reconexión, éstos deben ser sobredimensionados respecto al valor de la corriente de carga. Este es el caso de los fusibles F1 y F2 del primario del ejemplo.

Por otra parte es imposible encontrar coordinación con reconexión entre todos los elementos de protección. En derivaciones menos cargadas, se debe optar por poner fusibles escogidos en base a su reducida carga, con lo cual ante una falla se fundirán antes que el elemento reconector de respaldo opere en su curva rápida.

## RECOMENDACIONES.

1. Los reconectores y seccionalizadores deben ser adecuadamente aplicados en coordinación con los otros equipos de protección de acuerdo al numeral 2.6. y considerando el tipo de sistema al cual están protegiendo en base a las recomendaciones hechas en el numeral 2.5. sobre elección de equipamiento y selección de parámetros de operación que ha de utilizarse.

2. Es necesaria la implementación de un taller de pruebas y mantenimiento de reconectores y seccionalizadores en la Empresa, con equipos elegidos en base a las recomendaciones hechas en los anexos C, D, E y F, con la finalidad de obtener mayor seguridad en la operación y un mejor conocimiento de estos equipos, especialmente de aquellos de control electrónico que dan diversas alternativas de calibración y operación.

La experiencia que se adquiriría puede facilitar la evolución de la aplicación de la reconexión, hasta desembocar en esquemas de transferencia y seccionamiento de la carga, que incrementaría aún más la confiabilidad de los primarios, ya que estaría minimizando el número de abonados afectados sin servicio a causa de fallas no sólo de características no permanentes sino también de aquellas permanentes que hacen necesario el auxilio de la cuadrilla de mantenimiento para el arreglo de las líneas en falla.

3. En el registro diario de fallas es necesario adicionalmente incluir aquellas desconexiones sucedidas a lo largo del primario, con la especificación del tramo que ha tenido la interrupción del servicio. Esto hace posible una mayor exactitud de la incidencia de las fallas en forma global así como del estado en que se encuentra cada derivación y ramal del primario.

Además, es necesario que se incluya una diferenciación adicional a la causa de la falla, que especifique si ésta determinó que la falla sea de tipo permanente o no permanente. Así como también introducir las operaciones de los relés de reconexión, una vez que se encuentren en funcionamiento para la protección del primario con reconexión.

4. Se recomienda la más pronta implementación de la reconexión en los primarios de nivel de voltaje de 22 KV que han sido resumidos en el numeral 6 de las conclusiones, en vista de que alrededor de 400 MWH de energía se dejan de vender anualmente por despeje sin reconexión automática en estas líneas.

5. Se debe realizar estudios de la carga en los sectores industriales, alimentados generalmente por primarios de 22 KV con la finalidad de escoger los adecuados parámetros de operación de los equipos de reconexión a implementarse.

Se deberá considerar la existencia de motores y/o grupos generadores en conjunto con los tipos y tiempos de calibración de sus respectivas protecciones, con la finalidad de poder tomar decisiones pertinentes a los tiempos de operación y recierre en los relés de las subestaciones y en los reconectores en la línea.

6. Es necesario realizar un estudio económico sobre el Costo Social de la Restricción de la Energía Eléctrica, considerando las desconexiones de corta duración y pequeña magnitud. Se conseguirá entonces mayor objetividad sobre la repercusión de las interrupciones del servicio en la economía de los sectores de consumo. Sirviendo a la vez de sólida base para adoptar decisiones en cuanto al mejoramiento y actualización de los equipos de distribución del Sistema.

7. El uso de reconectores existentes en primarios de 6.3 KV se limitará únicamente como dispositivo de maniobra debido al numeral 8 de las conclusiones.

Mientras que en 22 KV y 13.8 KV deberá utilizarse la reconexión con los reconectores existentes y de acuerdo a la rentabilidad que ofrece la implementación cuando se requiera de la adquisición de equipamiento nuevo.

8. Las características de la carga en los primarios de 22 KV hacen necesario el uso de bobinas de disparo entre 60 y 200 A, por tanto, se recomienda la adquisición de las mismas para re conectadores existentes, luego de un análisis de los requerimientos en cada uno de estos primarios.

9. En lo posible se recomienda el uso de una sola marca de re conectadores y seccionalizadores en el Sistema, y más aún dentro de un mismo primario.

10. Para encontrar un mejor rendimiento de cada uno de los equipos de reconexión, se recomienda realizar cuadros de actividades con los datos de inspección y mantenimiento tanto preventivo como de sustitución para cada uno de ellos. Estos deberán realizarse en base a lo expuesto en el Anexo F y a las experiencias de la propia Empresa Eléctrica sobre el tema.

## ANEXO A

### DEFINICIONES

**Duración del arco (arcing time).**

El intervalo de tiempo entre el instante de iniciación del arco por separación de los contactos principales y el instante de su extinción.

**Tiempo de despeje (clearing time).**

El intervalo de tiempo entre el instante en que se produce la falla que ocasiona la actuación de apertura del reconectador y el instante de extinción del arco.

**Tiempo a la separación de los contactos (contact parting time).**

El intervalo de tiempo entre el instante en que se presenta la falla que ocasiona la actuación de apertura del reconectador y el instante de iniciación del arco en los contactos (24).

**Duración de la Apertura (opening time).**

El intervalo de tiempo entre el instante de actuación del circuito de disparo y el instante de iniciación del arco (24).

**Duración de la interrupción (interrupting time).**

El intervalo de tiempo entre el instante de actuación del circuito de disparo y el instante de extinción del arco (24).

**Intervalo de recierre (reclosing interval).**

El tiempo en que la línea está abierta, es decir, entre el instante de extinción del arco y el instante del subsiguiente recierre automático (24).

**Retardo en el disparo (release delay).**

Tiempo de retardo intencional que sumado a la duración de la apertura, forman el tiempo de separación de los contactos (24).

**Unidad de operación (unit operation).**

Una operación de interrupción seguida por una de recierre (24).

**Operación de bloqueo (lockout operation).**

Es la apertura final de los contactos principales, luego de haber cumplido la secuencia de operaciones calibradas en el reconectador (24).

**Bloqueo de un reconectador (lockout free).**

Es un término que denota que el mecanismo de bloqueo del reconectador puede operar sin que se cumpla la secuencia de operaciones (24).

**Intervalo de reposición (reset interval).**

El tiempo requerido para que el mecanismo de conteo retorne a la posición inicial, luego de una, dos o tres operaciones cumplidas (24).

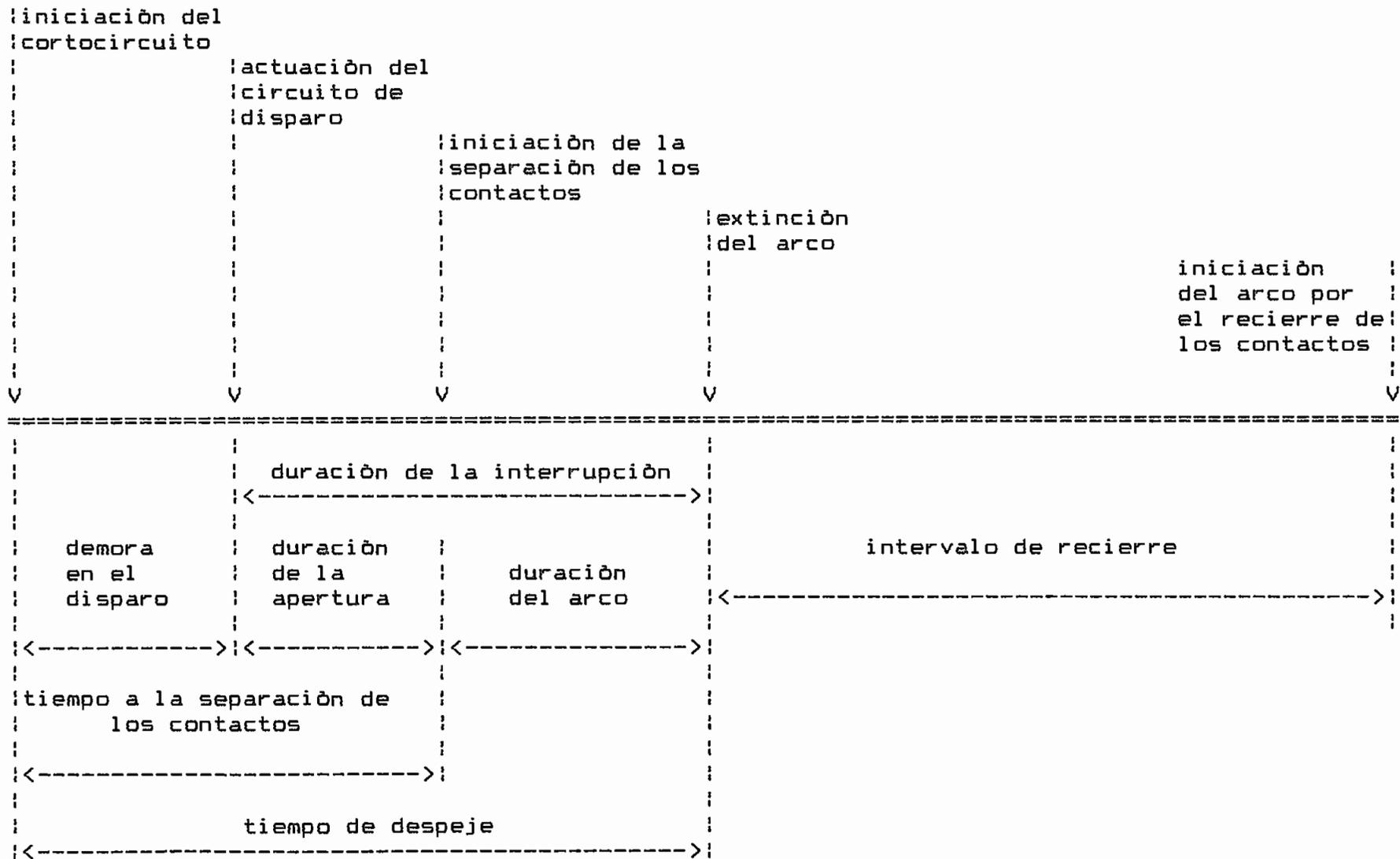


Fig. A.1: Unidad de operación

## ANEXO "B"

### PRUEBA SOBRE RECONECTADORES HIDRAULICOS

#### 1. EQUIPO DE PRUEBA.

El equipo recomendado para pruebas sobre reconectores hidráulicos, es el siguiente:

- \* Autotransformador variable (T1), 230 V, 20 A.
  
- \* Transformador de alto voltaje (T3) para operar la bobina de cierre.

El voltaje del lado de baja debe ser igual al voltaje de la fuente de poder disponible.

El voltaje del lado de alta debe ser igual al valor de voltaje del reconector.

Para asegurar que durante la prueba el voltaje en los terminales del reconector se mantenga, se recomienda un transformador de 50 KVA con una impedancia interna de alrededor del tres por ciento.

- \* Transformador de bajo voltaje (T2), para operar la bobina de disparo.

Su relación y potencia dependen del tamaño de la bobina de disparo del reconector y de la corriente máxima de prueba que se va a usar. La tabla B1 indica el voltaje de prueba y el requerimiento de potencia para los distintos tamaños de bobinas de disparo de los reconectores Mc Graw-Edison.

- \* Amperímetro (A1), fondo de escala mayor o igual al 300% del valor nominal del reconectador, por lo cual se necesita un transformador de corriente conectado a un amperímetro de menor escala.
- \* Amperímetro (A2), fondo de escala por lo menos dos veces el valor de la corriente mínima de disparo de la bobina.

TABLA B1

REQUERIMIENTOS DE VOLTAJE Y POTENCIA  
DEL CIRCUITO DE PRUEBA.

Bobina de disparo (A)	Corriente de prueba (2 I <sub>min</sub> .D) (A)	Voltaje de prueba (V)	Potencia de prueba de corto tiempo (KVA)
25	100	43	4.3
35	140	26	3.7
50	200	17.5	3.5
70	280	13.5	3.8
100	400	9	3.6
140	560	6.2	3.5
160	640	6	3.9
185	740	5.5	4.1
225	900	5.1	4.6
280	1.120	4.5	5.1
400x	1.120	4	4.5
400	1.600	4.4	7
560x	1.500	3.3	5
560	2.240	3.4	7.6

- x Corriente de mínimo disparo a 140% del valor nominal de la bobina.

## 2. PROCEDIMIENTO.

Las características del reconectador que han de verificarse son las siguientes:

### 2.1. Corriente mínima de disparo.

Se realiza para cada fase a la vez, para lo cual el reconectador debe cerrarse manualmente y dispararse luego eléctricamente con la fuente de bajo voltaje alterno.

Como se indica en la figura B1, las conexiones hechas para realizar la prueba sobre la bobina de la fase A (terminales 1 y 2).

Prueba en la fase A :

- a) Conectar los terminales X y W del T2 en los bushings 1 y 2 respectivamente.
- b) Con la palanca amarilla, ubicada a un extremo y bajo la tapa del reconectador, hacia arriba en posición CERRADO; manualmente cerrarlo con la herramienta de cierre.
- c) Lentamente incrementar el voltaje del autotransformador variable, desde cero voltios, y mirar el amperímetro A1.
- d) Cuando el émbolo de la bobina de disparo empieza a moverse, la impedancia de la bobina aumenta, causando un decremento de la corriente.

La máxima lectura en A1 antes de que la corriente disminuya, es la corriente mínima de disparo (pick-up) del reconectador.

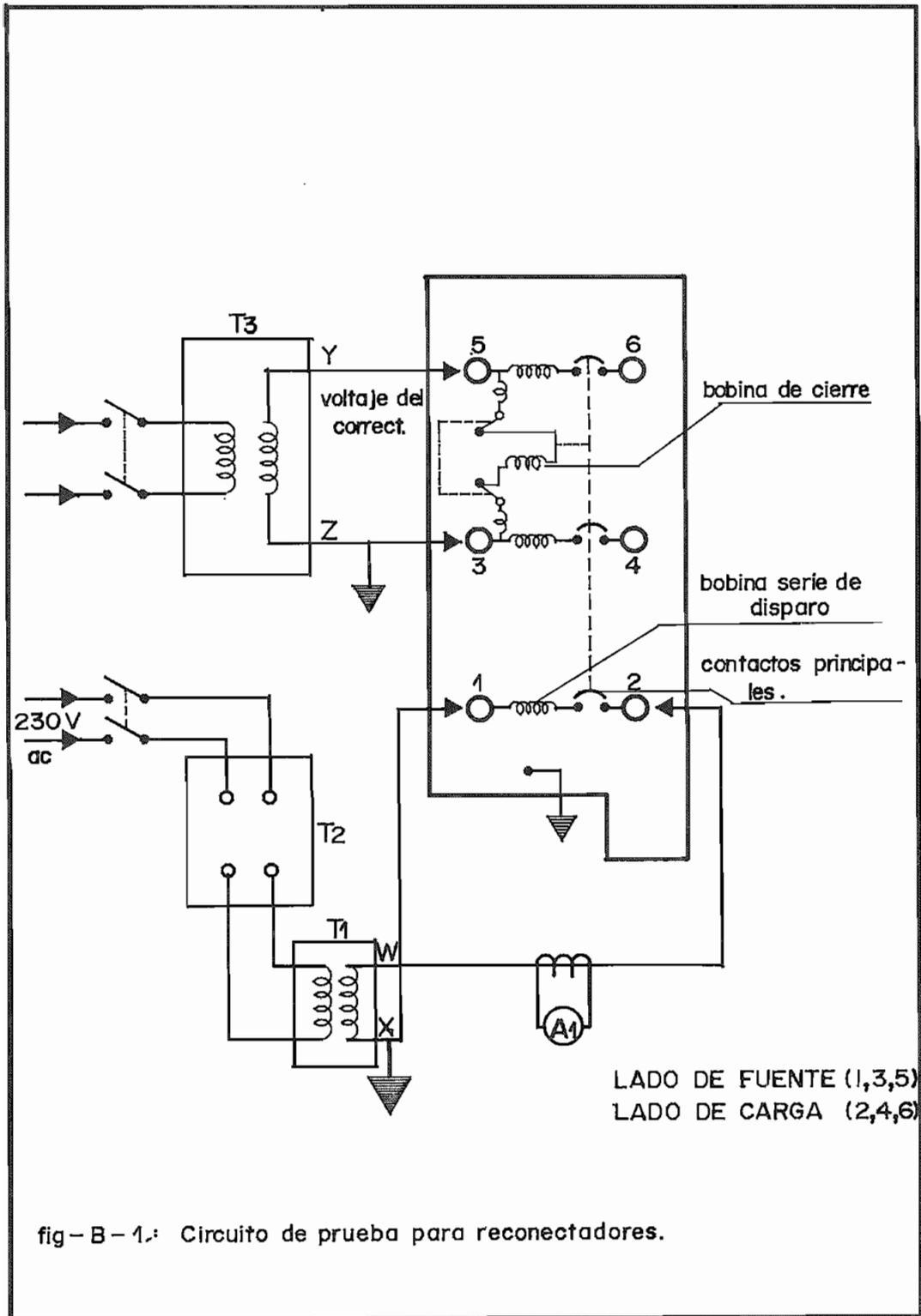


fig-B-1.- Circuito de prueba para reconectores.

Para realizar la prueba, tanto en la bobina de la fase B como de la C, se cambiarán las conexiones de los terminales X y W a los terminales 3 y 4, y a los 5 y 6 respectivamente. Los pasos subsiguientes son similares a los seguidos para la prueba descrita para la bobina de la fase A.

## 2.2 Operación de la bobina de cierre.

Se la realiza disparando el reconectador manualmente, y cerrándolo luego eléctricamente con una fuente alterna de alto voltaje.

- a) Conectar los terminales Y y Z de T3 a los bushings terminales de la bobina de cierre, los mismos que se indican en la tapa del reconectador. En la figura B1, la bobina de cierre está entre los terminales 3 y 5.
- b) Tirar la palanca hacia abajo permitiendo abrir el reconectador.
- c) Energizar el transformador de alto voltaje T3.

El reconectador debe cerrar sus contactos inmediatamente, indicando así la correcta operación de la bobina de cierre.

## 2.3 Secuencias de operación.

Se realiza disparando el reconectador eléctricamente con la fuente alterna de bajo voltaje, y cerrándolo con la fuente alterna de alto voltaje.

- a) Conectar el circuito de pruebas como indica la figura B1. Los terminales Z y X deben conectarse sólidamente a tierra al igual que el tanque del reconectador.
- b) Calibrar T1 y T2 para una corriente de salida suficientemente alta como para disparar el reconectador. Se recomienda una corriente de por lo menos dos veces la corriente mínima de disparo.

- c) Con la palanca de operación (amarilla) hacia arriba en la posición CERRADO, energizar T3 para cerrar el reconectador.
- d) Revizar el número de operaciones rápidas y el número de operaciones totales observando el indicador (rojo) de la posición de los contactos, ubicado bajo la tapa del reconectador, y junto a la palanca de cierre-apertura y a la pértiga de no-recierre.

En esta prueba el transformador T3 puede eliminarse durante las operaciones de cierre. Realizando el cierre del reconectador manualmente, para lo cual antes debe ponerse la palanca amarilla en posición CERRADO.

#### 2.4. Operación de no-recierre.

La operación de no-recierre se produce con la posición de la pértiga hacia abajo, haciendo que el reconectador funcione para despejar sin ningún intento de reconexión. Esta operación de no-recierre, puede verificarse siguiendo los pasos siguientes :

- a) Tirar hacia abajo la pértiga de no-recierre.
- b) Poner la palanca amarilla hacia arriba en la posición CERRADO, energizar T3 para cerrar los contactos del reconectador.

El Reconectador no debe cerrar sus contactos luego de la primera operación de disparo.

#### 2.5. Operación del Accesorio de disparo para falas a tierra.

Cuando se verifique la operación del accesorio de disparo de fallas a tierra, el siguiente procedimiento sirve, tanto para las unidades hidráulicas como electrónicas del disparo:

### 2.5.1. Corriente mínima de disparo.

La corriente mínima de disparo por fallas a tierra puede verificarse cerrando manualmente el reconectador y luego disparándolo eléctricamente con la fuente alterna de bajo voltaje conectada como en la figura B2.

### 2.5.2. Secuencia de operaciones.

La secuencia de operaciones puede verificarse haciendo circular una corriente mayor al nivel mínimo de corriente de disparo de falla a tierra, en cualquiera de las fases del reconectador y cerrando manualmente los contactos luego de cada operación de disparo. Esta corriente no debe ser mayor a la mínima corriente de disparo de falla trifásica.

El procedimiento es el siguiente:

- a) Conectar los terminales X y W como en la figura B2, en la fase B o en la C.
- b) Poner la palanca amarilla en posición CERRADO (hacia arriba) y cerrar manualmente el reconectador.
- c) Poner el autotransformador variable en un valor adecuado para provocar el disparo de falla a tierra, pero más abajo que el nivel mínimo de corriente de falla trifásica.
- d) Energizar T1-T2. El Reconectador deberá disparar.
- e) Después de cada operación de disparo, aproximadamente dos segundos (tiempo de recierre normal) pasarán para que el mecanismo se reponga.
- f) Inmediatamente después de que el mecanismo se ha repuesto, el reconectador puede ser cerrado manualmente, y puede dispararse otra vez.
- g) Cierre y dispare el reconectador sin demora apreciable entre operaciones, de otra manera, podrían

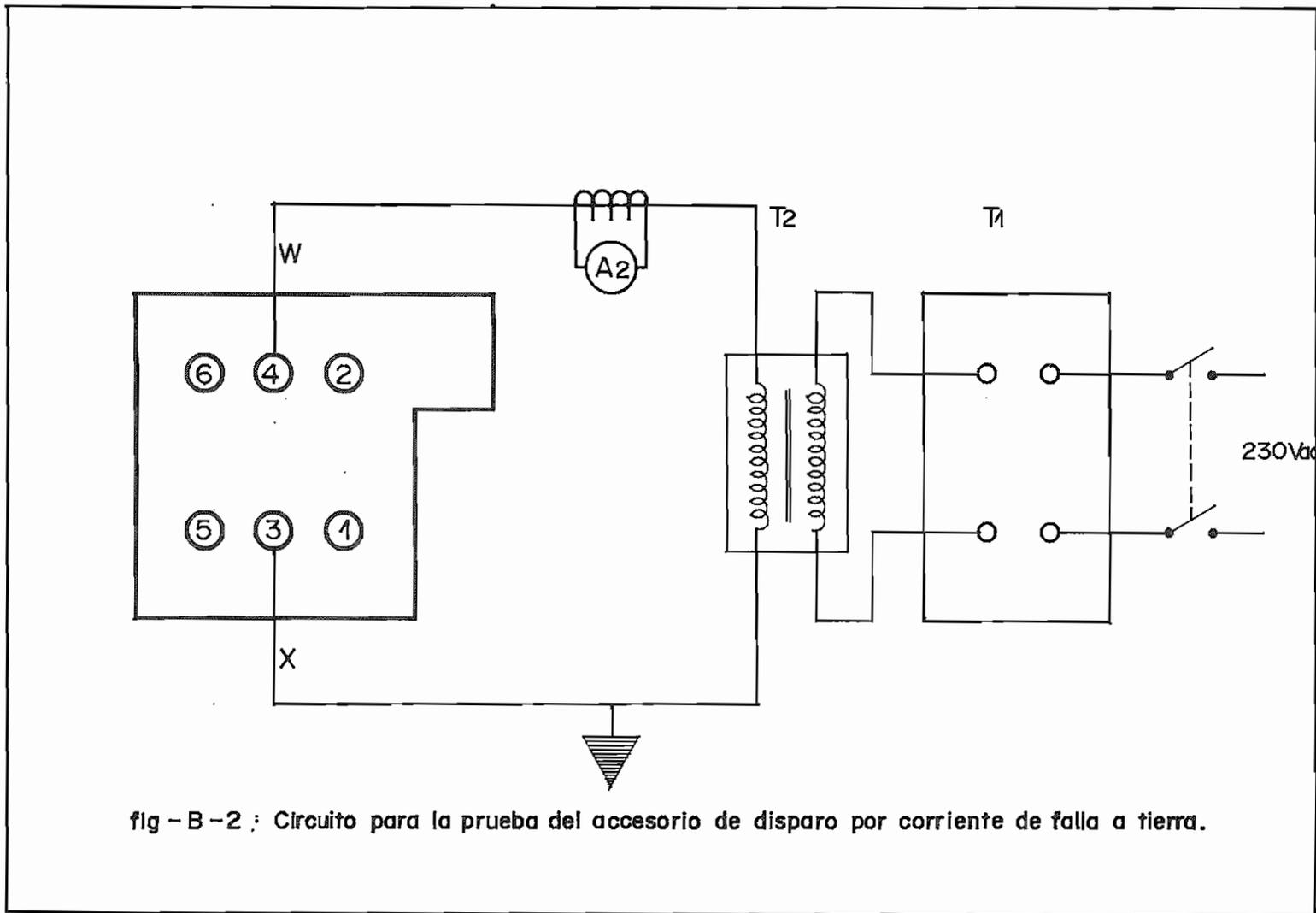


fig - B - 2 : Circuito para la prueba del accesorio de disparo por corriente de falla a tierra.

darse operaciones adicionales debido a la reposición parcial del pistón de bloqueo.

- h) Verificar el número de operaciones rápidas, el número de operaciones demoradas y el número de operaciones totales hasta el bloqueo. Cuando se ha alcanzado el bloqueo, la palanca amarilla caerá a la operación de ABIERTO, igualmente que el indicador rojo. y el mecanismo de cierre no podrá operar.

## ANEXO C

### PRUEBA SOBRE SECCIONALIZADORES HIDRAULICOS

#### 1. EQUIPO DE PRUEBAS.

El circuito de pruebas sugerido está en la figura C1, en donde la prueba de corriente se obtiene conectando una fuente variable de corriente a bajo voltaje en los terminales de cada fase del seccionalizador. El amperímetro (A) debe tener escalas seleccionadas según los niveles de corriente de entrada al seccionalizador.

#### 2. PROCEDIMIENTO.

##### 2.1. Prueba de la corriente mínima de actuación.

La verificación del valor de corriente con la cual el seccionalizador se activa y cuenta los disparos del dispositivo de respaldo, debe seguir los pasos siguientes:

- a) Desactivar el accesorio de restricción de voltaje, si es que el seccionalizador que se está probando lo tiene.
- b) Conectar la fuente de corriente variable de bajo voltaje a los terminales del seccionalizador, como en la figura C1.

Un transformador (T1) de 0.5 KVA es adecuado para realizar las pruebas, en el caso de los seccionalizadores hidráulicos tipo GN3 y GN3V de la Mc Graw-Edison. De los cuales la tabla C1 muestra el rango de corriente de prueba para cada tipo de bobina de actuación.

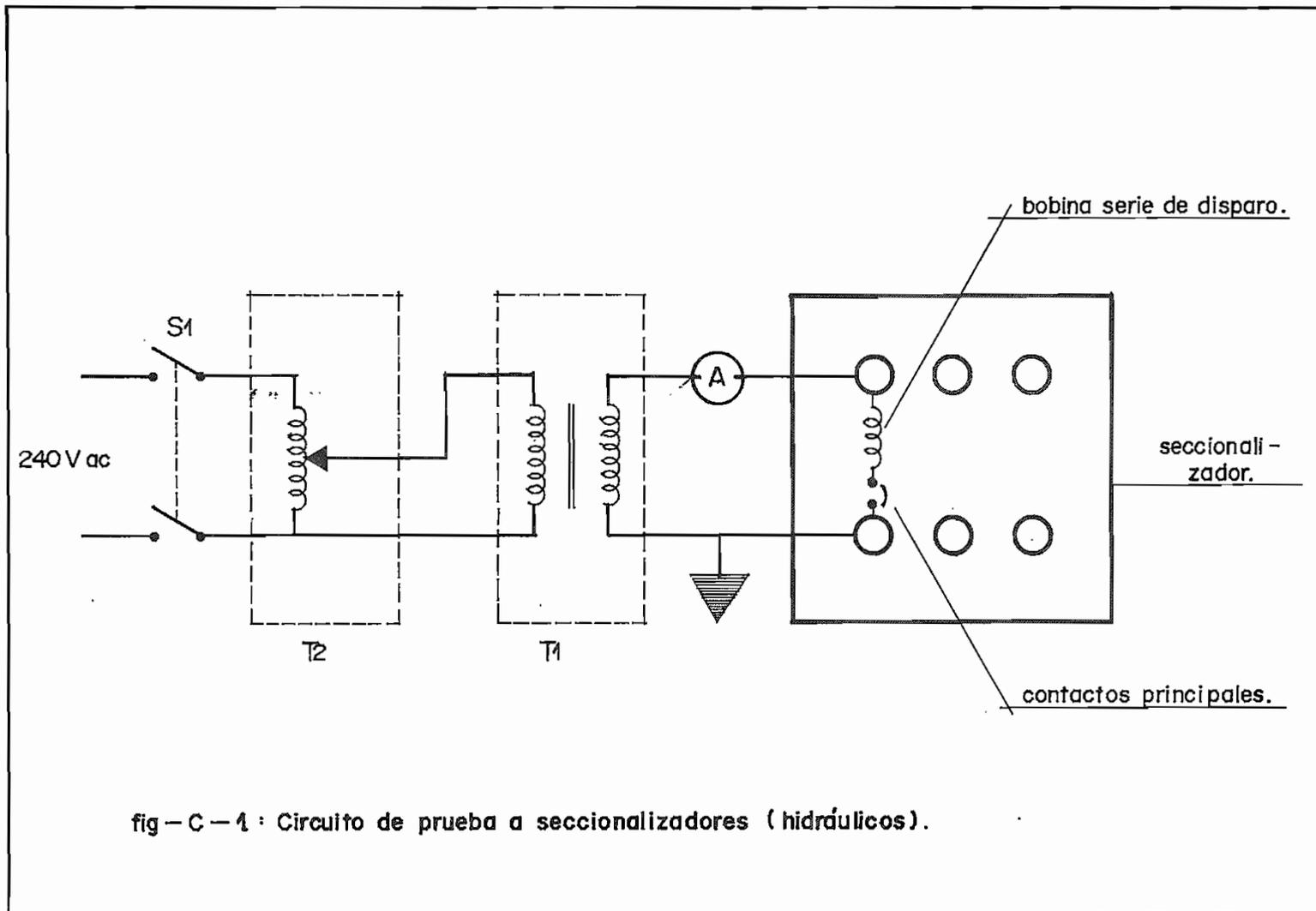


fig - C - 1 : Circuito de prueba a seccionalizadores (hidráulicos).

TABLA C1

LIMITES DE LA CORRIENTE MINIMA DE ACTUACION  
PARA PRUEBAS DE SECCIONALIZADORES HIDRAULICOS  
(Mc Graw- Edison)

Tamaño de la bobina (A)	Corriente mínima (A)	Corriente máxima (A)
5	7.2	8.8
10	14.4	17.6
15	21.6	26.4
25	36	44
35	50.4	61.6
50	72	88
70	101	123
100	144	176
140	202	246
160	230	282
185	266	326
200	288	352

- c) Lentamente elevar el voltaje del autotransformador variable desde cero. Y mirar el amperímetro. Cuando el émbolo del solenoide empieza a moverse, la impedancia de la bobina tiende a aumentar causando una disminución de la corriente.

El máximo valor de corriente leído en el amperímetro antes de que éste empiece a decrecer es la corriente mínima de actuación del seccionalizador, y debe estar entre los valores de la tabla C1.

## 2.2. Prueba del número de conteos para la apertura.

Los pasos que determinan esta prueba son los siguientes:

- a) Tomar lectura del número de conteos para la apertura entre los datos de placa.

- b) Cerrar el seccionalizador elevando la palanca de cierre ubicada bajo la tapa.
- c) Con el circuito de prueba conectado en la fase A y cerrando S1 de la figura C1, aumentar la corriente de prueba aproximadamente al 150% de la corriente mínima de actuación de la bobina, listada en los datos de placa.
- d) Abrir y cerrar S1 varias veces. El seccionalizador deberá abrirse luego de la primera, segunda o tercera apertura de S1, dependiendo del número de cuentas para el cual ha sido calibrado.
- e) Repetir los pasos anteriores para conexiones en cada una de las demás fases (B y C).

### 2.3. Prueba del accesorio de restricción de voltaje.

Los pasos son los siguientes :

- a) Aplicar 120 voltios c.a. al accesorio de restricción de voltaje, a través de los contactos de rosca situados atrás de la palanca de cierre.
- b) Cerrar el seccionalizador, elevando la palanca de cierre.
- c) Con el circuito en la fase A del seccionalizador y S1 cerrado, elevar la corriente de prueba al 150% del valor de la mínima de actuación de la bobina, listada entre los datos de placa del seccionalizador.
- d) Abrir y cerrar S1 al menos tres veces. El seccionalizador NO abrirá sus contactos con el accesorio de restricción de voltaje energizado. Luego de 10 minutos de intervalo suficiente para que el pistón de conteo se reponga, repita la prueba con el accesorio de voltaje desenergizado. El seccionalizador abrirá luego del número de operaciones establecidos en la placa.

## ANEXO D

### PRUEBA SOBRE RECONECTADORES ELECTRONICOS

Varios procedimientos pueden emplearse para probar el funcionamiento de un reconectador y de su Control Electrónico. Los fabricantes Mc Graw-Edison recomiendan los siguientes para sus reconectadores electrónicos tipo ME.

#### 1. EMPLEANDO UNA SOLDADORA DE PISTOLA.

Cuando se desee una revisión simple de la coordinada operación del control y el reconectador, la salida de una soldadora tipo Weller modelo 550 o su equivalente, da una señal suficiente para simular una corriente de falla y operar el control. Para los reconectadores Mc Graw-Edison que tengan control electrónico tipo ME, los pasos que deben seguirse en la prueba son los siguientes:

- a) Calibrar el interruptor del modo de operación del Control a la posición RECIERRE NORMAL y el interruptor de disparo de tierra en la posición NORMAL. Vase figura 2.9.
- b) Sacar la punta de la soldadora tipo pistola.
- c) Conectar cada extremo de la soldadora en paralelo con la resistencia de mínimo disparo de la fase A del control electrónico.
- d) Mover el interruptor de control manual del panel a la posición CERRADO. Y el reconectador deberá cerrarse.
- e) Encender la soldadora tipo pistola, manteniéndola disparada hasta que el reconectador dispare.
- f) Inmediatamente apague la soldadora, para prevenir sucesivas ordenes de disparo desde el control.

- g) Cuando el reconectador recierre, repita los pasos e y f, hasta que el control llegue a la operación de bloqueo. Contar el número de operaciones rápidas y de operaciones demoradas y comparar con las calibradas en el panel de control. Verificar la operación de bloqueo con el interruptor del panel.
- h) Similar proceso se debe seguir para las fases B y C y para la resistencia de disparo por fallas a tierra. Vase figura 2.9 .

## 2. EMPLEANDO UN CIRCUITO SIMULADOR DE CORRIENTE DE PRUEBA.

El circuito de pruebas de la figura D1 envía una señal de corriente al sistema electrónico de control, puede fácilmente cubrir los requerimientos del sistema control-reconectador, siempre que esté acompañado de un transformador de 50 KVA y 3% de impedancia, para operar la bobina de cierre del reconectador. O en el caso de reconectores operados por Motor, de una fuente alterna de 240 voltios.

El valor de resistencia debe elegirse para limitar la corriente a un valor crítico, que debe ser con T1 a su valor máximo correspondiente al fondo de escala de A. T1 es un autotransformador variable de 0 a 120 voltios y 1 amperio.

El procedimiento de una prueba debe verificar cada una de las operaciones y características de los reconectores electrónicos, como son: La coordinada operación del control y del reconectador, la mínima corriente de disparo por fallas entre fases, el tiempo de disparo, el tiempo de recierre, el tiempo de reposición y la operación de no-recierre. Y los pasos que deben seguirse atenderán los requisitos y las precauciones con el fin de no dañar el equipo control-reconectador y de asegurar una evaluación correcta de la prueba.

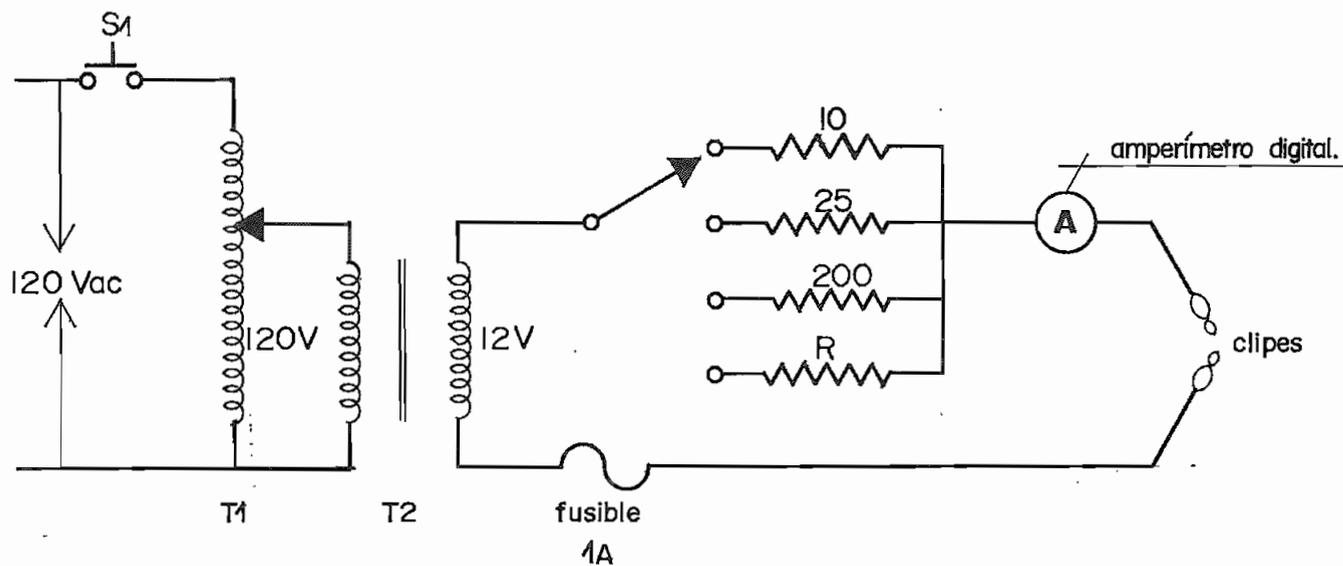


fig -D-4: Circuito de prueba para re conectores electrónicos M.G.E.

## ANEXO E

### PRUEBA SOBRE SECCIONALIZADORES ELECTRONICOS

#### 1. EQUIPO DE PRUEBAS.

El equipo de pruebas recomendado para seccionalizadores de control electrónico, se indica en la figura E1. En este circuito la corriente de prueba es obtenida a través de un transformador de corriente de 500:5 amperios (T2), conectado el primario a los terminales de la fase del seccionalizador sobre la cual se está realizando la prueba. El secundario está conectado a una fuente variable de 120 voltios compuesta por T1 y un pulsante S2. La corriente será medida por un miliamperímetro.

#### 2. PROCEDIMIENTO.

En un seccionalizador electrónico se deben verificar tanto sus operaciones básicas como las operaciones de los accesorios. Estas son:

##### 2.1. Corriente mínima de activado.

La corriente mínima de activado puede verificarse probando con valores entre +10% y -10% del valor de corriente que establece la respectiva resistencia de calibración, tanto para fallas a tierra como para fallas de fases.

Estos valores se obtienen de la tabla E1.

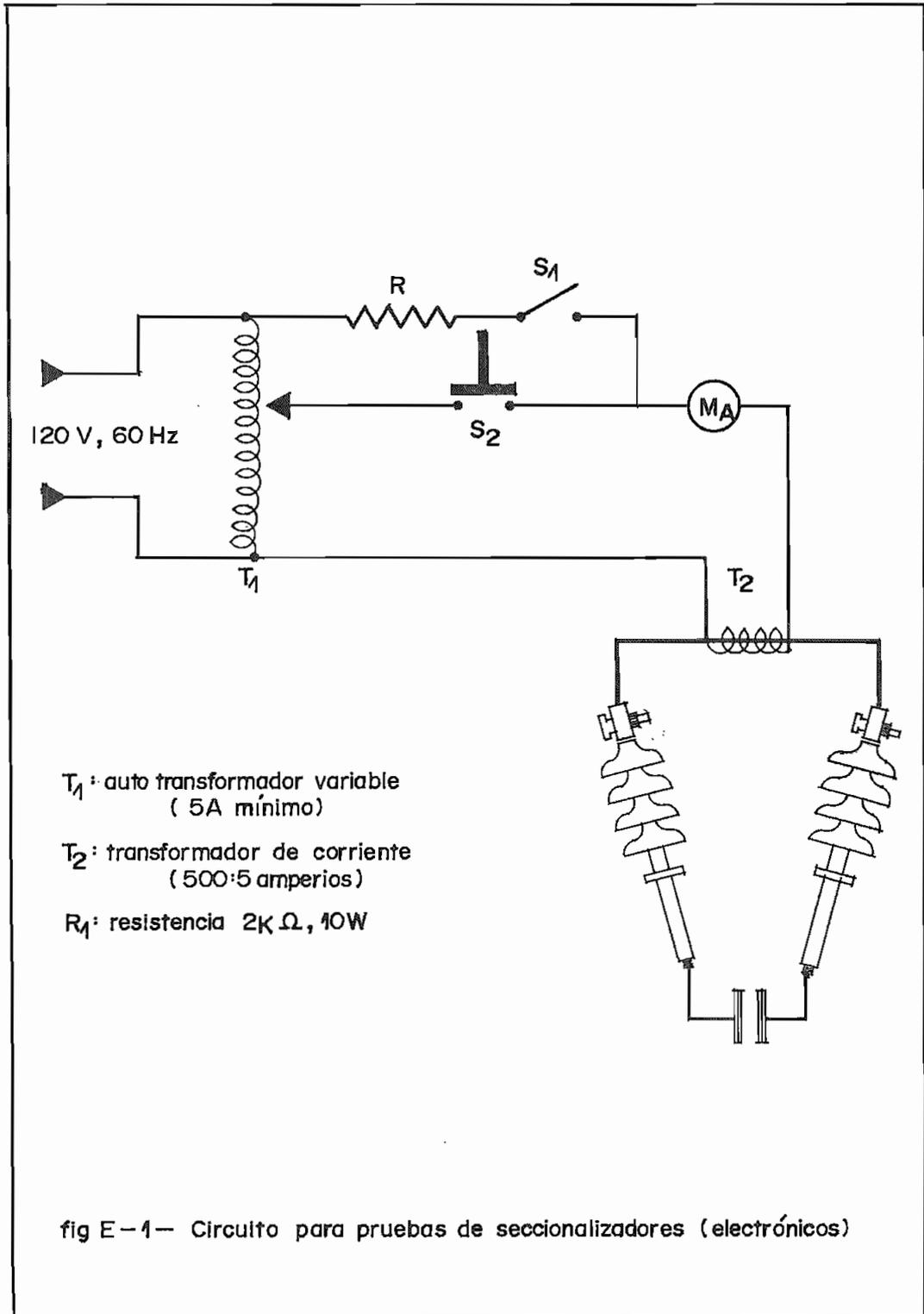


TABLA E1

LIMITES DE LA CORRIENTE DE ACTIVADO  
(Seccionalizadores M.G.E. tipo GV y GW)

Corriente calibrada (A)	A Corriente mínima (A)	B Corriente máxima (A)
3.5	30	40
7	63	77
16	144	176
20	180	220
24	216	264
28	252	308
40	360	440
56	504	616
80	720	880
112	1.010	1.240
160	1.440	1.760
224	2.010	2.470
256	2.300	2.820
296	2.660	3.260
320	2.880	3.520
448	4.030	4.830
640	5.760	7.040

Cuando se verifique la corriente mínima de falla entre fases, el sensor de fallas a tierra debe desconectarse.

El procedimiento a seguirse es el siguiente :

- a) Puentear la resistencia de fallas a tierra, para desactivar el sensor.
- b) Programar el seccionalizador en una sola cuenta para la apertura con el "selector de conteo para la apertura", de la figura 2.16 .
- c) Cerrar el seccionalizador tirando de la argolla amarilla de cierre el número de veces necesario (12 a 14 veces).

- d) Con el circuito de pruebas conectado a la fase A del seccionizador y S1 abierto, mantener S2 cerrado y lentamente elevar la corriente desde cero hasta un valor apropiado de la columna A de la tabla E1.
- e) Abrir S2 para simular una apertura de respaldo. El seccionizador NO deberá abrir.
- f) Cerrar S2 y ajustar la corriente al valor respectivo de la columna B de la citada tabla.
- g) Abrir S2 para simular una apertura de respaldo. El seccionizador deberá contar la interrupción de la sobrecorriente y abrir los contactos.
- h) Realizar los pasos c) hasta g) para una conexión del circuito de prueba con la fase B y también para la fase C.
- i) Quitar el puente eléctrico de la resistencia del sensor de fallas a tierra.

## 2.2. Corriente mínima de activado de falla a tierra.

Esta prueba se realiza similarmente como en el numeral 2.1. de este anexo, con la única diferencia en los literales a) e i), en donde el puenteo se realiza sobre la resistencia del sensor de fallas de fase. Véase figura 2.16 .

## 2.3. Restricción de conteo.

La restricción del conteo realiza el seccionizador cuando la interrupción de la falla ha sido realizada por un dispositivo protector del seccionizador, es decir cuando una corriente de carga se mantiene a través del seccionizador. El proceso que debe seguirse es el siguiente :

- a) Puentear la resistencia del sensor de fallas a tierra.

- b) Programar el seccionizador para un conteo a la apertura.
- c) Cerrar el seccionizador.
- d) Con el circuito de pruebas conectado a la fase A del seccionizador y S1 cerrado (para simular una corriente de carga constante e igual a seis amperios), mantener S2 cerrado y elevar la corriente de prueba a un valor ligeramente mayor al apropiado de la columna B de la tabla E1 .
- e) Abrir S2, simulando una interrupción de la corriente de falla en el lado de carga del seccionizador. Y el seccionizador NO contará dicha interrupción y no operará, verificando así la operación de la restricción del conteo.
- f) Abrir S1 y nuevamente cerrar, y abrir S2, simulando una interrupción de la falla en el lado de fuente del seccionizador. Y esta vez contará y abrirá los contactos.

#### 2.4. Restricción del conteo por voltaje.

Para obtener esta restricción se requiere energizar con 120 voltios de c.a. al seccionizador (receptáculos B y D), con lo cual no contará ninguna interrupción de sobrecorriente del dispositivo de respaldo, a menos que el voltaje en el control también se interrumpa. Para verificar su funcionamiento se debe seguir el proceso siguiente :

- a) Puentear la resistencia del sensor de fallas a tierra.
- b) Programar el seccionizador para una sola cuenta.
- c) Cerrar el seccionizador.
- d) Conectar 120 voltios de c.a. en los terminales B y D.

- e) Conectado el circuito de pruebas en la fase A del seccionizador y con S1 abierto, mantener cerrado S2 y lentamente elevar la corriente de prueba a un valor ligeramente mayor al apropiado de la columna B de la tabla E1 .
- f) Abrir S2 para simular una interrupción de la falla en el lado de carga del seccionizador, el mismo que NO deberá contar ni abrir sus contactos.
- g) Desconectar la alimentación externa de 120 voltios.
- h) Nuevamente cerrar y abrir S2. El seccionizador contará y abrirá sus contactos.

## 2.5. Número de conteos para la apertura.

El número de conteos antes de la apertura de los contactos puede verificarse interrumpiendo una sobrecorriente determinado número de veces y comparándolo con el número calibrado en el panel de control. Para esta prueba debe puentearse la resistencia del sensor de fallas a tierra. Y debe verificarse todas las posiciones de la perilla que calibra los conteos antes de la apertura (1, 2 o 3).

## 2.6. Reposición del dispositivo de conteo.

Puede verificarse la reposición interrumpiendo una sobrecorriente que ha fluído por el seccionizador una vez menos que el número de conteos calibrado y permitiendo luego que la corriente de carga fluya por periodos menores y mayores al tiempo de reposición. El seccionizador deberá abrir sus contactos si la sobrecorriente para el último conteo es interrumpida dentro del tiempo de reposición (la reposición todavía no se ha realizado en el circuito de conteo). Y no deberá abrir si la sobrecorriente para el último conteo es interrumpida despues del período de tiempo de reposición (la reposición a cero interrupciones ya se ha realizado).

El procedimiento de prueba que debe seguirse es el siguiente:

- a) Puentear la resistencia del sensor de fallas a tierra.
- b) Programar el seccionizador para dos conteos y para un tiempo de reposición de 15 segundos.
- c) Cerrar el seccionizador.
- d) Con el circuito de pruebas conectado en la fase A del seccionizador y S1 abierto, cerrar S2 y elevar desde cero la corriente de prueba a un valor ligeramente mayor al apropiado de la columna B de la tabla E1.
- e) Abrir S2 para simular el despeje de la falla por un dispositivo de respaldo. El seccionizador registrará un conteo.
- f) Cerrar S1 por 13.5 segundos.
- g) Cerrar momentáneamente S2 y luego abrir. El seccionizador deberá abrir, verificando que la reposición no se ha efectuado.
- h) Nuevamente cierre el seccionizador y luego cierre y abra S2, para que se registre la primera cuenta.
- i) Cerrar 1 durante un tiempo ligeramente mayor a 22 segundos.
- j) Cerrar S2 momentáneamente y luego abrir. El seccionizador no deberá abrir verificando que la reposición del contador se ha efectuado y que el primer conteo ha sido borrado.

## 2.7. Restricción de la corriente de encendido.

Con interrupciones de la corriente de falla, el seccionizador cuenta y finalmente abre sus contactos operando normalmente.

Pero en condiciones de corriente de encendido (inrush), la mínima corriente de falla de fases se eleva por un número de veces (múltiplo) preestablecido durante un tiempo también calibrado de antemano. Además, la detección de fallas a tierra se bloquea durante un tiempo, para prevenir un conteo a causa de la corriente de encendido.

La operación de la restricción de la corriente de encendido puede verificarse simulando una condición de falla (la sobrecorriente es precedida por una interrupción) y una condición de encendido (la sobrecorriente es precedida por una interrupción de corriente de carga).

## ANEXO F

### MANTENIMIENTO DE LOS RECONECTADORES

Es necesario establecer la diferencia existente entre lo que es la inspección y lo que es el mantenimiento del equipo eléctrico.

#### INSPECCION.

Puede definirse como la visión de estos aparatos de cerca y en forma crítica con el fin de determinar el estado de los mismos y establecer la necesidad o no de una tarea de mantenimiento.

La inspección debe realizarse en reconectadores y seccionales en las siguientes fases de vida de los equipos:

1. Al momento de recibirlos de fábrica y antes de su instalación.
2. Luego de instalado, habiendo determinado cuando y cuanto de mantenimiento requieren.
3. Después de realizado el mantenimiento y antes de su reinstalación.

1. A pesar de que los fabricantes suelen inspeccionar cuidadosamente el equipo enviado, tan pronto como sea posible luego de su arribo los equipos deben ser desembalados y examinados para verificar su estado, cuidando que no tengan daños físicos externos tales como aisladores quebrados, superficies pintadas rayadas, partes faltantes y pérdida de aceite; lo que puede haber sucedido durante el transporte.

Si el equipo debe ser almacenado durante una cantidad apreciable de tiempo antes de su instalación, se debe suministrar un área de depósito limpia y sin humedad. El equipo debe guardarse de modo de minimizar la posibilidad de daños mecánicos, especialmente a los aisladores y al equipo de control.

En el caso de equipos en aceite debe comprobarse el nivel y agregar adicional para reemplazar toda pérdida en el embarque.

Se deben dar consideraciones especiales para el almacenamiento de equipo electrónico. Deben estar en sitios limpios y sin humedad. La batería del control electrónico, en almacenamiento a temperaturas bajas menores a 20 grados centígrados, mantendrá una carga adecuada durante dos o tres meses. En ningún caso las baterías podrán almacenarse por más tiempo sin una carga continua adecuada, que en el caso de las baterías de los equipos M.G.E. es de 10 a 15 mA.

Debe hacerse una inspección visual completa a todos los aparatos antes de su instalación. Debe llevarse a cabo un ensayo de rigidez dieléctrica del aceite.

2. Los reconectores y seccionalizadores deberán ser inspeccionados después de un número de operaciones o un intervalo de tiempo, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante o a la experiencia de operación de estos equipos en la Empresa Eléctrica. La frecuencia de inspecciones puede variar con el servicio de operación y con las condiciones locales de humedad y temperatura.

Como fabricantes, la M.G.E., recomienda una inspección anual de sus equipos instalados. La inspección combinada con fichas de mantenimiento adecuadas a lo largo de un período de tiempo, determinará programas de mantenimiento apropiados para cada pieza del equipo.

Para realizar la inspección visual, los reconectores y seccionalizadores deben ser puenteados y desenergizados, o puestos fuera de la instalación, reemplazándolos por otros equipos de similares características. Se comprueba el daño externo en aisladores y pintura, se hace un ensayo dieléctrico en una muestra del aceite. Las juntas, las partes de aislación, los separadores del tanque y los

contactos deben inspeccionarse para tener una indicación del próximo mantenimiento.

En el caso de equipos con control electrónico, se recomienda la inspección sobre la operación adecuada y la tensión de la batería. La inspección debe seguir a la época de tormentas eléctricas que es cuando más fallas no-permanentes suceden. Es decir, los controles electrónicos no requieren ni inspección ni mantenimiento.

La utilización de reconectores de vacío o SF6 ha extendido los tiempos de inspección y mantenimiento, pudiendo encontrarse compañías eléctricas que indican períodos entre 5 y 10 años para reconectores con interrupción en vacío, aislamiento en aire y control electrónico. Mientras que para reconectores en aceite han encontrado que 18 meses es el intervalo adecuado para las inspecciones.

3. Luego del mantenimiento y antes de la reinstalación del reconector o seccionalizador, la inspección viene a constituir una característica de trabajo de cada empresa o taller de mantenimiento de estos equipos. Sin embargo en este punto, se recomienda realizar pruebas eléctricas en los reconectores y seccionalizadores, siguiendo los procedimientos expuestos en los ANEXOS B, C, D y E de este trabajo.

#### **MANTENIMIENTO.**

El mantenimiento, en general, se divide en dos casos tipos básicos:

1. Mantenimiento preventivo, realizado para mantener el equipo en servicio tanto como sea posible.

2. Mantenimiento de sustitución para restaurar el equipo a sus condiciones de operación originales o cercanas a ellas.

Cuando la inspección visual o un intervalo de tiempo determinado indican que se requiere mantenimiento, el equipo debe ser removido del servicio. Depende de la cantidad de mantenimiento, que sea necesario, para que el equipo permanezca en el lugar de instalación o que sea llevado al taller equipado adecuadamente. Los procedimientos para el mantenimiento son recomendados por cada fabricante, pero también son producto de la experiencia de la empresa eléctrica que utiliza estos equipos.

La frecuencia del mantenimiento de los reconectores está determinada por los siguiente factores principales :

- El lapso de tiempo de servicio.
- El número de operaciones y
- La severidad de las operaciones.

Combinando los dos primeros factores, las Normas ANSI C37.61-1973, sugieren que la inspección interna y el mantenimiento de reconectores debe realizarse a las 100 operaciones y cada 3 años, o cualquiera que suceda primero.

Sin embargo, este criterio no es consistente en su totalidad puesto que no se considera la severidad del trabajo que el reconector lleva a cabo en cada una de sus operaciones. El procedimiento que determina la frecuencia del mantenimiento básico considerando tanto el número como la severidad de las operaciones, se basa en la capacidad de trabajo total de disrupción de las corrientes de falla de un reconector en aceite, medido a través de un factor de trabajo (duty factor), obtenido de la fórmula empírica siguiente :

$$\text{Trabajo de operación} = \frac{(\text{I interrumpida})^{1.5}}{(\text{núm. de operaciones})}$$

El factor de trabajo para cada tipo de reconector de la tabla F1, que corresponde a valores normalizados por ANSI C37.60a-1971, se encuentra en la tabla F2 y corresponde a factores de trabajo totales encontrados en base a

### Appendix

(This appendix is not a part of ANSI C37.60-1974 and IEEE Std 437-1974, Standard for Automatic Circuit Reclosers for Alternating-Current Systems.)

Tables 2 and 3 of this appendix were previously published in ANSI C37.60a-1971, now rescinded. The tables are reproduced here for use with ANSI C37.61-1973, Guide for the Application, Operation, and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers.

**Table F1**  
**Rated Maximum Voltage, Rated Continuous Current, Rated Interrupting Current, Rated Impulse Withstand Voltage, and Performance Characteristics of Reclosers**

Line No.	Nominal System Voltage, kV rms	Rated Maximum Voltage, kV rms	Rated Impulse Withstand Voltage,* kV Crest	Low-Frequency Insulation Level Withstand Test,* kV rms		Current Ratings, Amperes		Standard Operating Duty*						Total Number of Unit Operations
				1-minute Dry	10-second Wet	Maximum Continuous, 60 Hz	Symmetrical Interrupting† at Rated Maximum Volts	Percent of Interrupting Rating						
								Minimum X/R	Number of Unit Operations ‡	Minimum X/R	Number of Unit Operations	Minimum X/R	Number of Unit Operations	
(Col 1)	(Col 2)	(Col 3)	(Col 4)	(Col 5)	(Col 6)	(Col 7)	(Col 8)	(Col 9)	(Col 10)	(Col 11)	(Col 12)	(Col 13)	(Col 14)	(Col 15)
1	14.4	15.0	95	35	30	50	1 250	2	40	4	40	8	20	100
2	14.4	15.5	110	50	45	100	2 000	2	32	5	24	10	12	60
3	14.4	15.5	110	50	45	250	4 000	3	32	6	20	12	12	64
4	14.4	15.5	110	50	45	400	4 000	3	32	6	20	12	12	64
5	14.4	15.5	110	50	45	560	8 000	3	28	7	20	14	10	58
6	14.4	15.5	110	50	45	560	16 000	4	16	8	8	16	4	28
7	14.4	15.5	110	50	45	560	16 000	4	24	8	20	16	8	52
8	14.4	15.5	110	50	45	1 120	16 000	4	24	8	20	16	8	52
9	24.9	27.0	150	60	50	100	2 500	2	32	5	24	12	12	68
10	24.9	27.0	150	60	50	400	6 000	4	28	8	24	15	10	62
11	24.9	27.0	150	60	50	560	8 000	4	28	8	20	15	10	58
12	24.9	27.0	150	60	50	1 120	8 000	4	28	8	20	15	10	58
13	34.5	38.0	200	80	70	560	12 000	4	28	8	20	15	10	58
14	46.0	48.3	250	105	95	560	10 000	4	28	8	20	15	10	58
15	69.0	72.5	350	160	140	560	8 000	4	28	8	20	16	10	58

\*These are performance characteristics specified as test requirements in these standards.

†See Table 3 for complete data on rated interrupting currents for reclosers using smaller series coil sizes or reduced minimum trip settings.

especificaciones de la tabla F1, que relacionan el número de operaciones y corriente de interrupción.

La relación entre corriente simétrica de interrupción a voltaje máximo y el factor de trabajo total permisible se resume en la figura F1. Donde el eje de abcisas determina el valor de la corriente simétrica de interrupción del reconectador y el eje de ordenadas el respectivo valor del factor de trabajo total.

TABLA F2

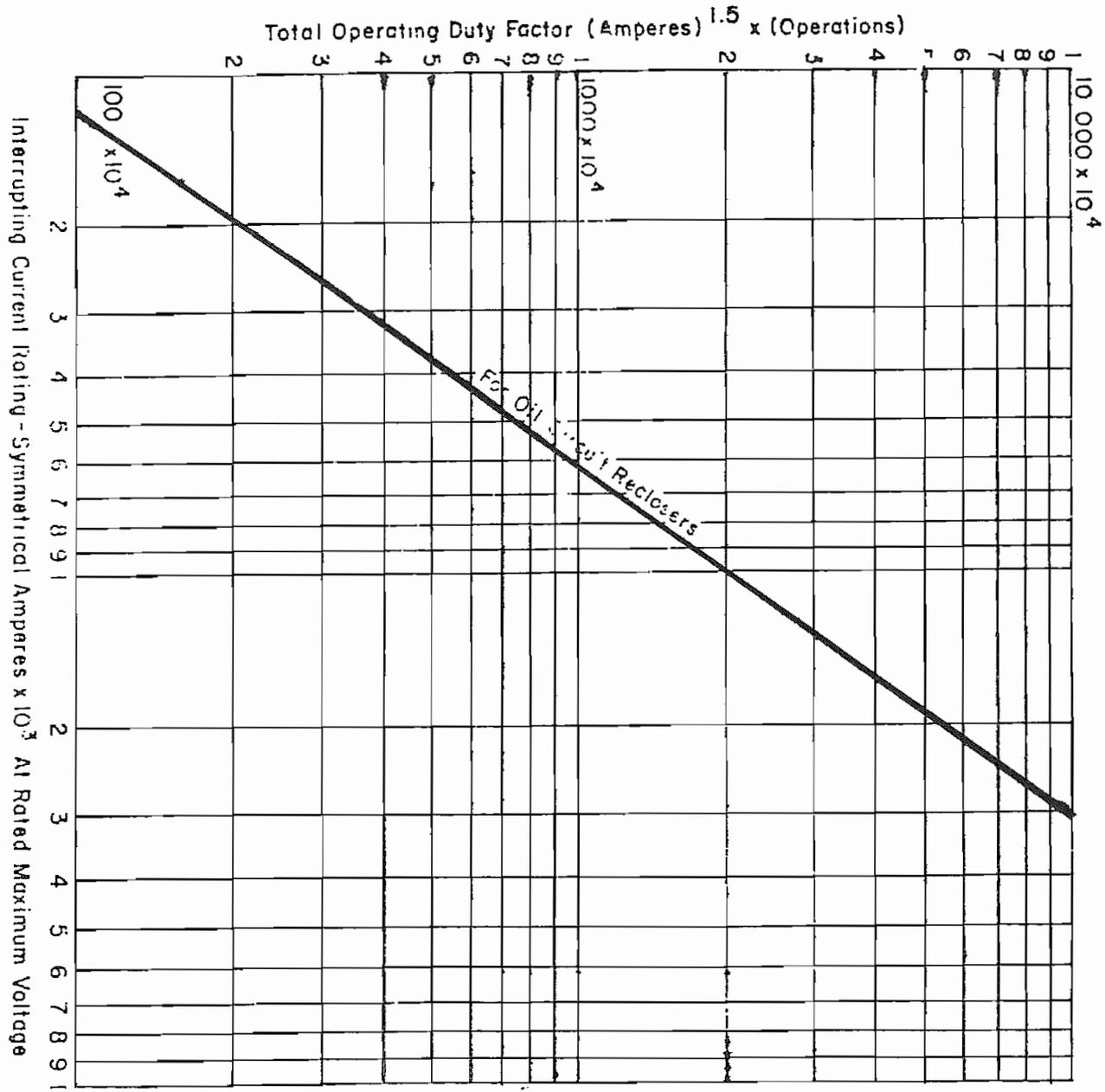
## FACTORES DE CARGA DE RECONECTADORES

Línea Número	Factor de Carga x 10 <sup>4</sup>
1	165
2	209
3	556
4	556
5	1399
6	1685
7	3510
8	3510
9	291
10	975
11	1399
12	1399
13	2673
14	1968
15	1399

## Ejemplo :

Se desea determinar cuantas operaciones puede realizar un reconectador si todas sus fallas son al 75% de la máxima corriente de interrupción.

Escogiendo un reconectador como el M.G.E. tipo RV, que es en aceite, con 400 A de máxima corriente de carga continua y 6.000 A de corriente simétrica de interrupción y que corresponde a un reconectador de la línea 10 de la tabla F1 y que tiene un factor de trabajo de  $975 \times 10^4$  extraído de la tabla F2.



**Fig. F4**  
Recluser Duty Factor  
Versus Interrupting Current Rating

Entonces, en la solución del ejemplo se tiene lo siguiente:

$$(6.000 \times 0.75)^{1.5} = 30.19 \times 10^4 \text{ por operación}$$

Luego :

$$\begin{aligned} \text{Número permisible} &= \frac{\text{fact. de trabajo del Rec.}}{\text{fact. de trabajo por operación}} \\ \text{de operaciones} &= \frac{975 \times 10^4}{30.19 \times 10^4} = 32.3 \end{aligned}$$

El número permisible de operaciones con 4.500 A de interrupción es de 32 veces para un Reconectador M.G.E. tipo RV.

A N E X O 6

CLASIFICACION DE DESCONEXIONES SEGUN ORIGEN Y CAUSAS

ORIGEN

CODIGO SEC

1	INTERCONEXION O EXTERNA A LA EMPRESA
2	GENERACION DEL SISTEMA
3	SUBTRANSMISION DEL SISTEMA
4	DISTRIBUCION PRIMARIA DEL SISTEMA
4.1	LINEA DE 22 KV
4.2	LINEA DE 13.8 KV
4.3	LINEA DE 6.3 KV
4.4	LINEA 2.3 KV
5	DISTRIBUCION SECUNDARIA

CAUSA

0	CONDICIONES CLIMATICAS
1	MEDIO AMBIENTE
2	ANIMALES
3	TERCEROS
4	PROPIAS DE LA RED
5	(NO EXISTE)
6	FABRICACION
7	OTROS SISTEMAS
8	OTRAS CAUSAS
9	PROGRAMADAS

## DETALLE DE LAS CLASES DE CAUSAS

## CODIGOS

SEC	DCC	CONDICIONES CLIMATICAS
0	1	Descarga Atmosférica (Rayos)
0	2	Lluvia
0	3	Nieve o granizo
0	4	Hielo
0	5	Viento fuerte
0	6	Neblina
0	7	Calor solar (líneas se expanden)
1		MEDIO AMBIENTE
1	10	Depósito salino
1	11	Contaminación industrial
1	12	Corrosión
1	13	Vibración o choque mecánico
1	14	Incendio no ocasionado por fallas
1	15	Deslizamiento de tierra o excavación
1	16	Inundación
1	17	Terremoto
1	18	Arboles (sin incluir podas)
1	19	Materiales llevados por el viento

2		ANIMALES
2	20	Pájaros
2	21	Insectos
2	22	Otros animales
3		TERCEROS
3	30	Daños o interferencia intencional
3	31	Daño o interferencia accidental de particulares (excepto causa 35)
3	32	Daño o interferencia accidental por trabajos de otras Empresas de servicio público o sus contratistas
3	33	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores u otros concesionarios
3	34	Error de operación en equipamientos, instalaciones de consumidores o de otros concesionarios
3	35	Choque de vehículos
3	36	Daño interferencia accidental por terceros no identificados.
4		PROPIAS DE LA RED
4	40	Problemas en trabajos en líneas energizadas
4	41	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas, de la misma (incluyendo causa 40)
4	42	Errores de operación en distribución o en el sistema de Potencia (maniobras indebidas, cierre fuera de sincronismo, errores de cálculos de ajustes, etc., incluyendo operaciones para atender mantenimiento)
4	43	Circuito incorrectamente identificado

- 4 44 Condiciones anormales de operación (sobrecarga, rechazo de carga, oscilaciones de potencia, falta de tensión, etc.)
- 4 45 Instalación o construcción deficiente
- 4 46 Aplicación incorrecta del equipamientos
- 4 47 Diseño o proyecto inadecuado
- 4 48 Protección, medición y supervisión (operación inadecuada, falla de equipamiento, ruidos, armónicas, etc.)
- 4 49 Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro del equipamiento por envejecimiento; desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)
- 4 50 Defectos, fallas o mantenimiento inadecuado de líneas o equipamiento (errores de cableado y/o conexión, errores de ajuste y direccionalidad de transformadores de medida y/o protección, errores de relación, errores de calibración y aplicación de ajustes, etc)
- 4 51 Maniobras sin tensión por seguridad o características restrictivas del equipamiento
- 4 52 Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
- 4 53 Problemas en circuito de corriente alterna y corriente continua (fortuitos, fusible quemado, baja tensión, cortocircuito en el secundario de corriente alterna, etc.)
- 6 FABRICACION
- 6 60 Falla en el proyecto del fabricante
- 6 61 Falla de materiales
- 6 62 Falla de montaje en fábrica

7		OTROS SISTEMAS
7	70	Falla en el sistema de alimentación externa a la empresa
7	71	Falla en la generación de otro sistema
7	72	Desconexión deliberada (manual o automática) debido a problemas de generación
7	73	Falla en otros sistemas (diferente del que está siendo considerado)
8		OTRAS CAUSAS
8	80	No clasificados
8	81	No determinadas, causa desconocida
8	82	Incidentes por causa fugaz (desconexiones fugaces que causan interrupciones superiores a 3 minutos)
9		PROGRAMADAS (PROPIAS)
9	90	Programadas por ampliaciones o mejoras
9	91	Programadas para reparaciones ( Mantenimiento correctivo)
9	92	Programadas para mantenimiento preventivo
9	93	Programadas propias no clasificadas
9		PROGRAMADAS (EXTERNAS)
9	94	Programadas por sistema de alimentación externa a la Empresa
9	95	Programada en otro subsistema de la Empresa
9	96	Programada externa no clasificada

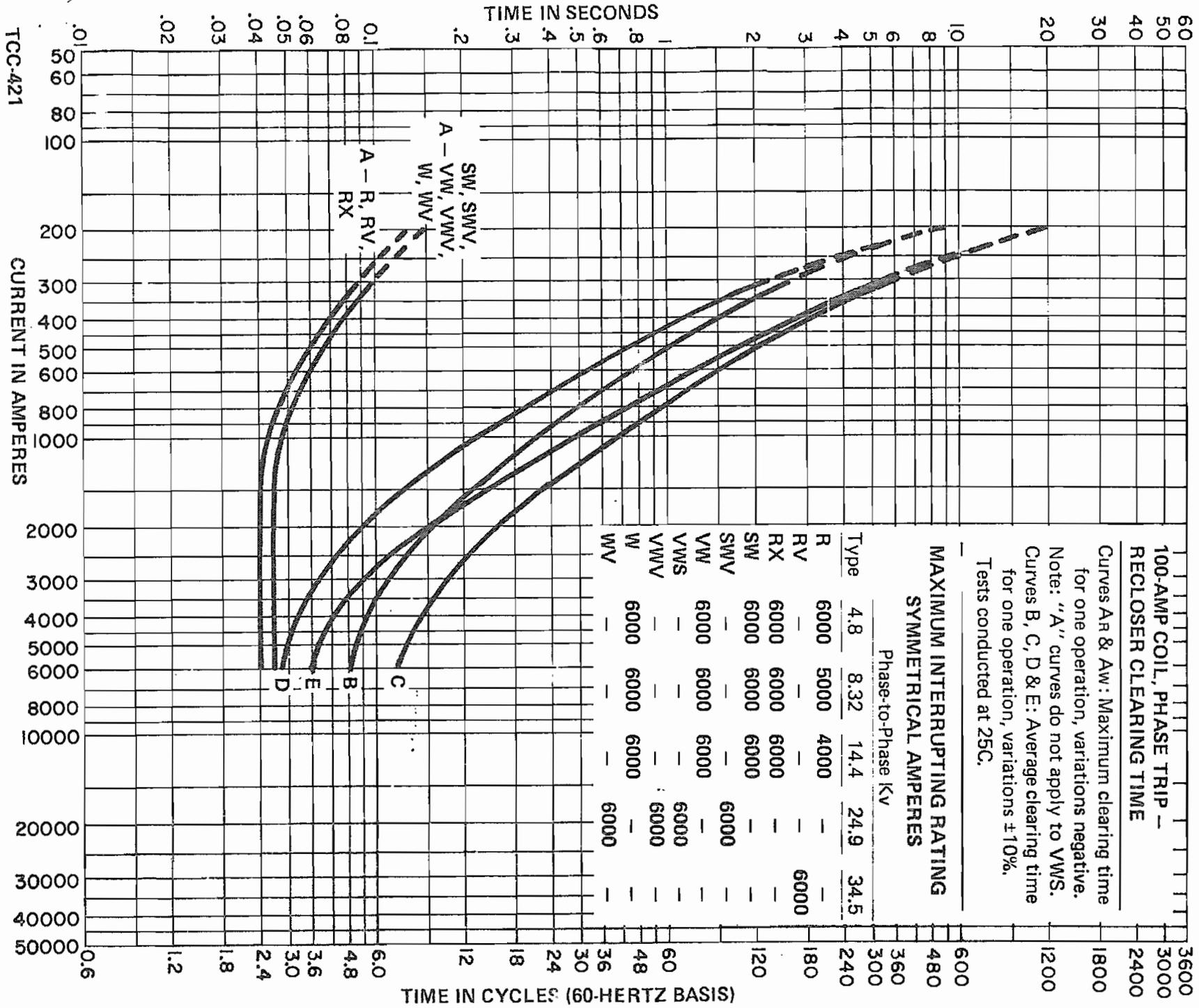
ANEXO H

CARACTERISTICAS DE LOS RECONECTADORES HIDRAULICOS MGE.

**TABLE 1**  
Summary of McGraw-Edison Reclosers (See Tables 2—4 for more detailed rating data.)

Voltage Rating (kv)	Max Cont Current Rating (amps)	Interrupting Rating (sym amps at max voltage)	Interrupting Medium	Control	Recloser Type	
<b>Single-Phase</b>						
24- 14.4	50	1250	Oil	Hydraulic	H	
	100	2000*	Oil	Hydraulic	4H	
	200	2000*	Vacuum	Hydraulic	V4H	
	200	2000*	Vacuum	Hydraulic	PV4H**	
	280	4000*	Oil	Hydraulic	L	
	560	10000*	Oil	Hydraulic	D	
24.9	100	2500	Oil	Hydraulic	E	
	280	4000	Oil	Hydraulic	4E	
24.9 34.5	560	8000*	Oil	Hydraulic	DV	
<b>Three-Phase</b>						
24 14.4	100	2000*	Oil	Hydraulic	6H	
	200	2000*	Oil	Hydraulic	V6H	
	400	400	6000	Oil	Hydraulic	RX
		400	6000	Oil	Electronic	RXE
	560	560	10000*	Oil	Hydraulic	W
		560***	10000*	Oil	Electronic	WE
	560	560	12000	Vacuum	Hydraulic	PW**
		560	12000	Vacuum	Hydraulic	VW
		560	12000	Vacuum	Electronic	PWE**
		560***	12000	Vacuum	Electronic	VWE
		560	12000	Vacuum	Electronic	VSAT
		560***	12000	Vacuum	Electronic	VSA
	560***	1120	16000	Vacuum	Electronic	VSML
		1120	16000*	Oil	Electronic	ME
	24.9	1120	18000	Vacuum	Electronic	VSMT
		560	12000	Vacuum	Hydraulic	VWV
560***		12000	Vacuum	Electronic	VWVE	
560		12000	Vacuum	Hydraulic	PWV**	
34.5	560	12000	Vacuum	Electronic	PWVE**	
	400	6000	Oil	Hydraulic	RV	
	400	6000	Oil	Hydraulic	RVE	
	560	8000	Oil	Hydraulic	WV	
	560***	8000	Oil	Hydraulic	WVE	
	560***	12000	Vacuum	Electronic	VSO	
560	16000	Oil	Electronic	CXE		

\* Interrupting rating will be higher at lower voltage as shown in expanded tables  
 \*\* For padmounted installation  
 \*\*\* Continuous current rating can be extended to 800 amps with an accessory.



## ANEXO I

### CARACTERISTICAS DE LOS RELES:

CDG 14 (34)	GEC	EIDMT
CAG 17 (37)	GEC	Instantáneo
VAR 71	GEC	Reconexión

# GEC Measurements

## Type CDG14

The type CDG14 relay is a heavily damped induction disc unit with an extremely inverse definite minimum time/current characteristic. The relay gives selective phase and earth fault overcurrent protection in time graded systems to transformers, a.c. machines and fuses (see Application Sheet MS/5087).

The operating coil is wound to give time/current curves of the same shape on each of seven current taps which are selected by a plug setting bridge. The highest current tap is automatically selected when the plug is removed, so that adjustments can be made on load without open-circuiting the current transformer.

The relay has a high torque movement to ensure consistent timing even under adverse conditions, and a low burden and overshoot. Adjustments of the time setting is made by rotating a knurled moulded disc against a graduated time multiplier scale.

A high set overcurrent unit (type CAG) can be fitted in the same case to provide instantaneous protection under maximum short circuit conditions (see Application Sheet MS/5087).

The type CDG24 relay is either a double pole version (with two earth fault units or two overcurrent units) of the type CDG14 or a type CDG14 with an instantaneous unit. The type CDG34 relay is a triple pole version (with three overcurrent units or two overcurrent units and one earth fault unit in the centre) of the type CDG14.

### CURRENT SETTINGS

#### Equally Spaced Tap Ranges

10-40%, 20-80% or 50-200% of 0.5, 1.0 or 5.0 amps  
50 or 60Hz adjustable in seven equal steps.

#### Graded Tap Ranges

10-40%, 20-80% or 50-200% of 0.5, 1.0 or 5.0 amps  
and 30-120% or 80-320% of 5 amp 50 or 60Hz adjustable in seven unequal steps as follows 25%, 30%, 37.5%, 50%, 60%, 75% and 100% of top tap value.

**Starting Current** 103-105% of current setting

**Closing Current** 130% of current setting

**Resetting Current** The maximum current up to which the disc will completely reset is 90% of current setting.

### TIME SETTINGS

0-0.6 second at 10 times current setting (see characteristics overleaf)

**Resetting time** 45 seconds with the time multiplier set at 1.0

**Overshoot** 0.05 second on removal of a current equal to 20 times current setting

### BURDENS

0.5VA at current setting on lowest tap

1.5VA at current setting on highest tap

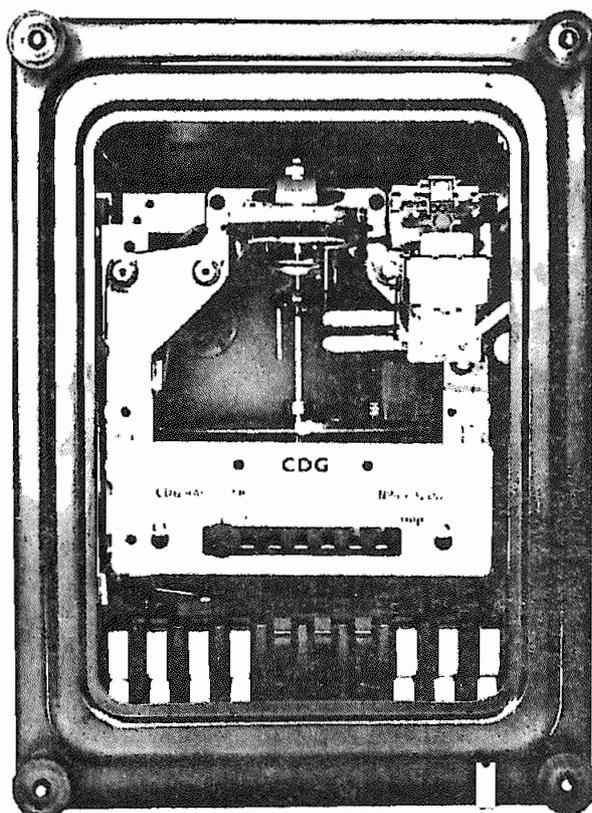
Impedance details for coils can be supplied on request

### THERMAL RATING

The relay will withstand twice the setting current continuously and 20 times the maximum setting current for 3 seconds.

### ACCURACY

The relay is calibrated at 50 Hz and 20°C and falls into error class index E7.5 as given in B.S.142:1966



Type CDG14 relay

**Frequency Error** Less than 8% for frequency variation of 2 Hz; the time grading of a protective system would be unaffected by this error since all the relays would be similarly affected.

**Temperature Error** For an overload equal to 10 times the current setting, the percentage timing errors at +45°C and -5°C are respectively -3% and +5%.

### AUXILIARY UNITS AND OPERATION INDICATORS

An auxiliary attracted armature unit with a hand reset operation indicator, for either shunt seal in or series seal in is fitted as standard.

**Standard Coil Ratings** Voltage operated (shunt) auxiliary units: 30, 110, 125 or 220 volts d.c. at a nominal burden of 3 watts continuously rated

Current operated (series) auxiliary units:

Minimum operating current in amps (two taps)	0.5 second current rating in amps	Coil resistance in ohms
0.1 and 0.3	18 and 22	9.2 and 2.1
0.2 and 2.0	22 and 92	6.0 and 0.125
0.6 and 2.4	92 and 188	0.29 and 0.031

Other coil ratings can be supplied for both types of auxiliary unit.

**Contacts** Two electrically separate normally-open self or hand reset contacts are fitted which will make and carry 7500VA for 0.5 second with maxima of 30 amps and 660 volts a.c. or d.c. in the case of shunt seal and maxima of 15 amps and 660 volts a.c. or d.c. in the case of series seal.

**A.C. Trip Circuit** Where a tripping supply is not available, a modified relay can be supplied which trips the circuit breaker directly using current from the line transformer. The a.c. tripping circuit incorporates a current transformer and an instantaneous unit which will safely control a.c. trip coil currents up to 150 amps at 150 volts. Applications where the trip current exceeds this value can also be catered for.

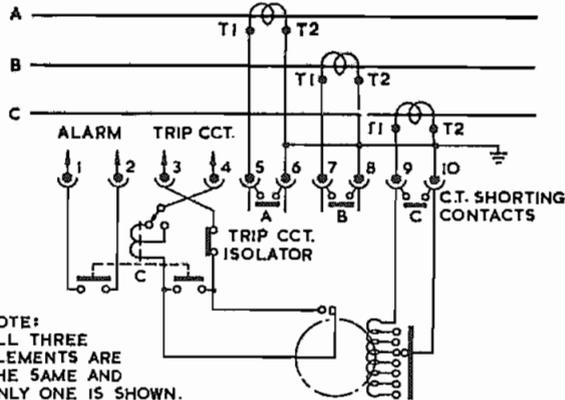
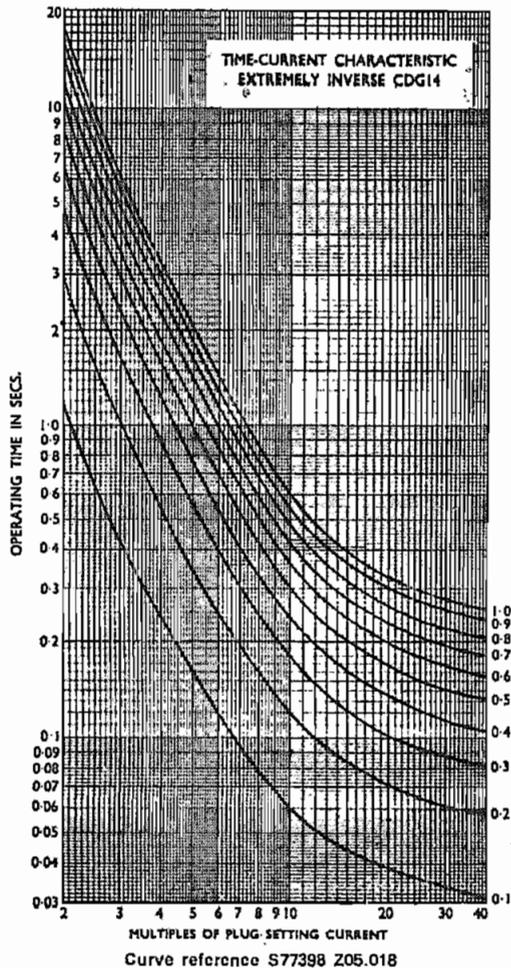
### CASES

The relays are supplied in drawout cases available for flush or projecting mounting, and finished phenolic black as standard. These cases offer many advantages including ease of maintenance and testing, and are fitted with a contact which short circuits the associated current transformer on withdrawal of the unit. A filter is fitted which equalises the pressure inside and outside the case without admitting dust.

Relays for use in exceptionally severe environments can be finished to B.S.2011:20/50/56 at extra cost; standard relays are finished to B.S.2011:20/40/4 and are satisfactory for normal tropical use.

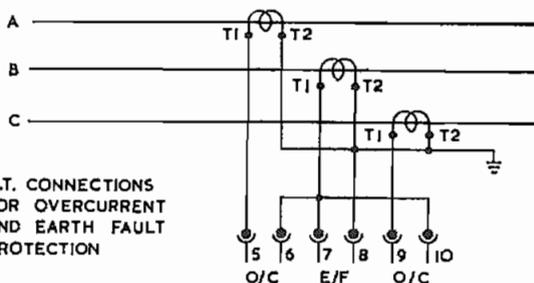
### INSULATION

The relay will withstand 2.0 kV 50 Hz for one minute between all terminals connected together and the case, between all terminals not intended to be connected together and 1.0 kV 50 Hz for one minute between all normally open contacts.



NOTE:  
ALL THREE ELEMENTS ARE THE SAME AND ONLY ONE IS SHOWN. ALARM AND TRIP CCTS ARE PARALLELED

THREE PHASE OVERCURRENT PROTECTION



C.T. CONNECTIONS FOR OVERCURRENT AND EARTH FAULT PROTECTION

Typical application and internal circuit diagram of CDG34 relay with series seal in

### CASE DIMENSIONS

Relay	Case	Maximum Overall Dimensions					
		Height		Width		Depth*	
		in.	mm	in.	mm	in.	mm
CDG14 CDG24	1D	9 1/8	233	6 1/8	170	7 1/2	197
CDG24 (double-pole)	2D (Vert)	16 1/2	422	6 1/8	170	7 1/2	197
CDG34	3D (Vert)	20 1/2	524	6 1/8	170	7 1/2	197
	3D (Horiz)	9 1/2	235	17 1/8	454	7 1/2	197

\*Add 2 in. (51 mm) for maximum length of 2 BA terminal studs.  
Dimensioned drawings of case outlines, panel cut-outs and mounting details are available on request.

### INFORMATION REQUIRED WITH ORDER

- Relay type
- Current setting range
- Current transformer secondary rating
- Trip circuit (series seal in, shunt reinforcing or a.c.)
- Trip circuit current (series seal in)
- Trip circuit voltage (shunt reinforcing)
- Operation indicator inscription if required
- Auxiliary contacts (hand or self reset)
- Details of instantaneous unit (CAG) if required
- Case mounting

Our policy is one of continuous product development and the right is reserved to supply equipment which may vary slightly from that described.

**GEC Measurements**

The General Electric Company Ltd

St. Leonards Works Stafford ST17 4LX England

Telephone: 0785 3251 Telex: 36240 Cables: Measurements Stafford Telex

# GEC Measurements

## Type CAG17

The type CAG17 relay (triple pole CAG37) is a high set instantaneous overcurrent unit with low transient overreach and a high drop off/pick up ratio.

Because of its infinitely variable setting and immunity to offset transients, this relay has special advantages for protection of transformer feeders and feeders connected to high MVA sources.

Where lines are fed from high MVA sources, the impedance of the line causes a sharp reduction in fault current as the distance between the fault and the source increases. Conventional instantaneous overcurrent protection gives good discrimination and economy on these lines, but a relay set to detect symmetrical faults at the far end will overreach and cause tripping for offset faults which are outside the protected zone; the overcurrent setting must therefore be raised in proportion to the overreach of the relay, with consequent loss of coverage for symmetrical faults at the far end of the line.

The CAG17 can be accurately set to cover all feeder faults up to the transformer secondary bushings, and ensures correct discrimination at high speed under maximum offset fault conditions.

### OPERATION

The relay consists of an attracted armature unit, a setting potentiometer, an auxiliary transformer and associated components.

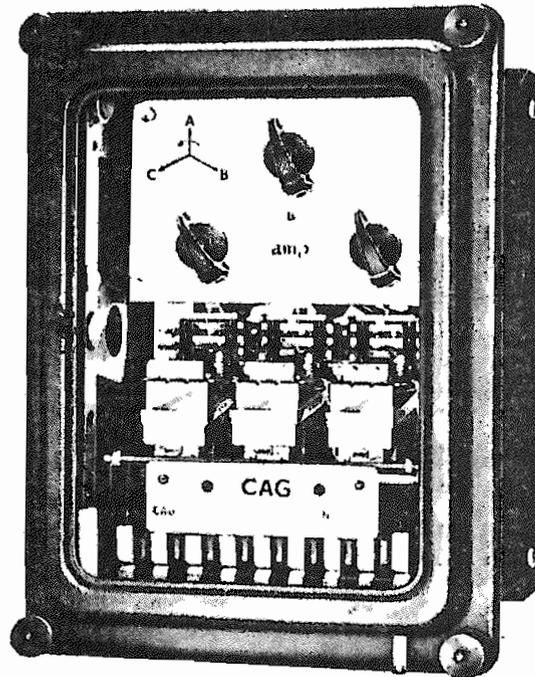
The attracted armature unit has three windings, one of which is tuned to the supply frequency by a shunt capacitor. The inductance of the winding varies with the position of the armature, and by correct choice of tuning capacitor the pull characteristic is made to follow the restraint characteristic closely and give an improved drop off/pick up ratio.

Because the initial armature pull is derived from a tuned circuit, the relay is insensitive to d.c. and will respond only to the a.c. component of an offset waveform.

### CHARACTERISTICS

**Current settings** are continuously adjustable between 200%–800%, 500%–2000% or 1000%–4000% of the current rating which may be 1 or 5 amps (C.T. secondary) at 50 or 60 c/s.

**Transient Overreach**—less than 5% for system angles up to 80 degrees on any setting. The overreach is considerably lower for smaller system angles as shown overleaf.



Type CAG37 relay

**Drop off/pick up ratio**—not less than 80%.

**Thermal Rating**—the relay will withstand Minimum setting current continuously, subject to a maximum of 20A.

### BURDEN

	200/800% version		500/2000% version	
	200%	800%	500%	2000%
At rated current	0.64 VA	0.11 VA	0.1 VA	0.02 VA
At setting current	2.5 VA	8.0 VA	2.5 VA	8.0 VA

### CONTACTS

Two pairs of normally open self reset contacts are provided. Each pair is rated as follows.—

	Make and carry continuously	Make and carry for 3 seconds	Break
a.c.	1250 VA with maxima of 5 amps and 660 volts	7500 VA with maxima of 30 amps and 660 volts	1250 VA with maxima of 5 amps and 660 volts
d.c.	1250 watts with maxima of 5 amps and 660 volts	7500 watts with maxima of 30 amps and 660 volts	100 watts (resistive) 50 watts (inductive) with maxima of 5 amps and 660 volts

# SINGLE-SHOT MEDIUM SPEED RECLOSURE WITH ALARM AND LOCKOUT FOR CIRCUIT-BREAKER SERVICING

## Type VAR71

This single-shot relay allows up to 10 fault clearances before initiating a circuit-breaker servicing alarm. The alarm is followed by lockout if the selected number of fault clearances is exceeded, and the counting unit shows at a glance the number of fault clearances made and the number in hand.

Dead time and reclaim time are independently variable from 5 to a total of 60 seconds; if the circuit-breaker opens during the reclaim time it remains open and lockout takes place.

Other facilities include:

Delay of reclosing sequence, e.g. until the line has been re-energised from another source.

Instantaneous lockout when required, e.g. on low-current earth faults.

Instantaneous protection can be suppressed during the reclaim time.

The magnetic blowout reclosing contacts will control motor wound spring operated circuit-breakers and will also close directly, without an interposing contactor, most solenoid-operated circuit-breakers up to 33kV.

### Auxiliary supply voltage

30, 48, 50, 110, 125, 220 or 250 volts d.c.

### Auxiliary burden

During operating sequence: 25 watts

During lockout: nil.

Counting unit resetting coil: 16 watts.

### Reclosing contacts

The two pairs of paralleled magnetic blowout contacts remain closed for approximately 6 seconds during operation, and their rating is given in table C, page 28.

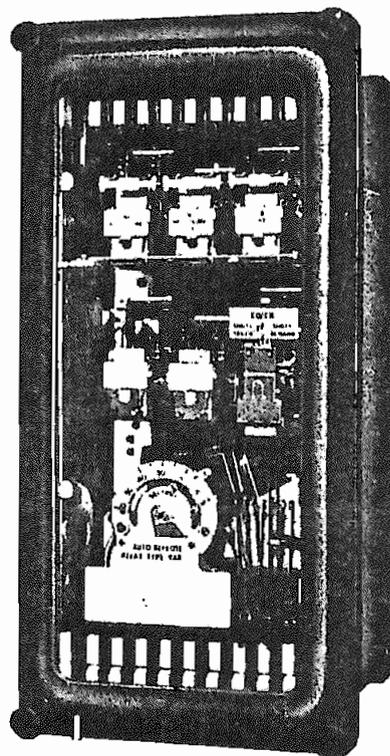


Fig. 7 VAR71 relay in drawout case

### 'Lockout warning' alarm and indication

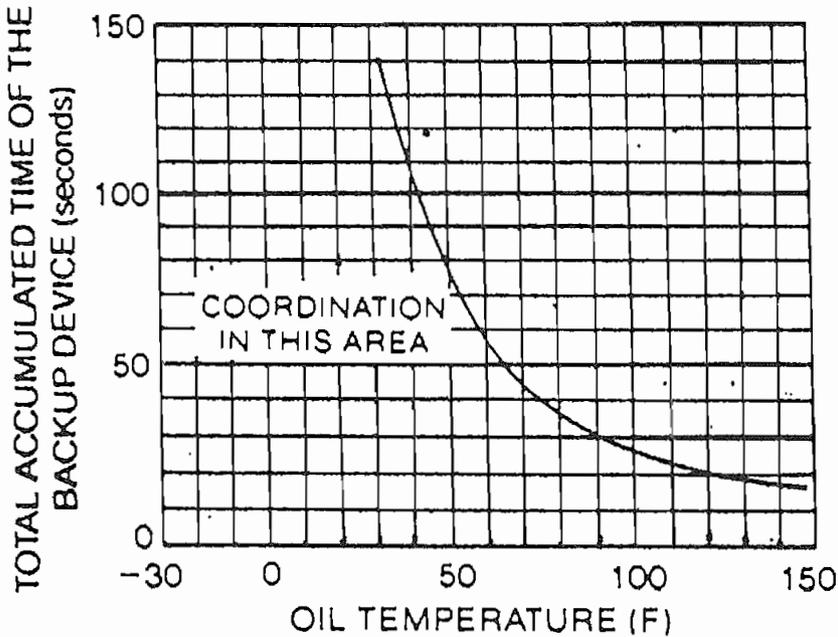
The flag is exposed and the contacts operate at the end of the penultimate reclosing sequence, i.e. when the circuit-breaker will reclose after one further fault. One pair of normally open and one pair of normally closed contacts are provided, and their rating is given in table B. Contacts and flag are hand reset by means of a push button on the relay case.

ANEXO J

CARACTERISTICAS DE LOS SECCIONALIZADORES HIDRAULICOS MGE.

**TABLE 1**  
**Ratings of Types GH, GN3, and GN3V Sectionalizers**

Type	Nom Voltage (kv)	Rated Max Voltage (kv)	Max Cont Current (amps)	Max Momentary and Making Current (asymmetrical amps)	BIL (kv)
GH (single-phase)	14.4	15	140	6500	95
GN3 (three-phase)	14.4	15.5	200	9000	110
GN3V (three-phase)	24.9	27	200	9000	125



**Figure 11.**  
**Hydraulic sectionalizer coordination curve.**

TABLA 11		
Elevación de temperatura para varias corrientes de carga		
Corriente de carga (% I bobina)	Elevación aproximada de temperatura	
	°F	°C
25	4	2.2
50	13	7.2
75	27	15

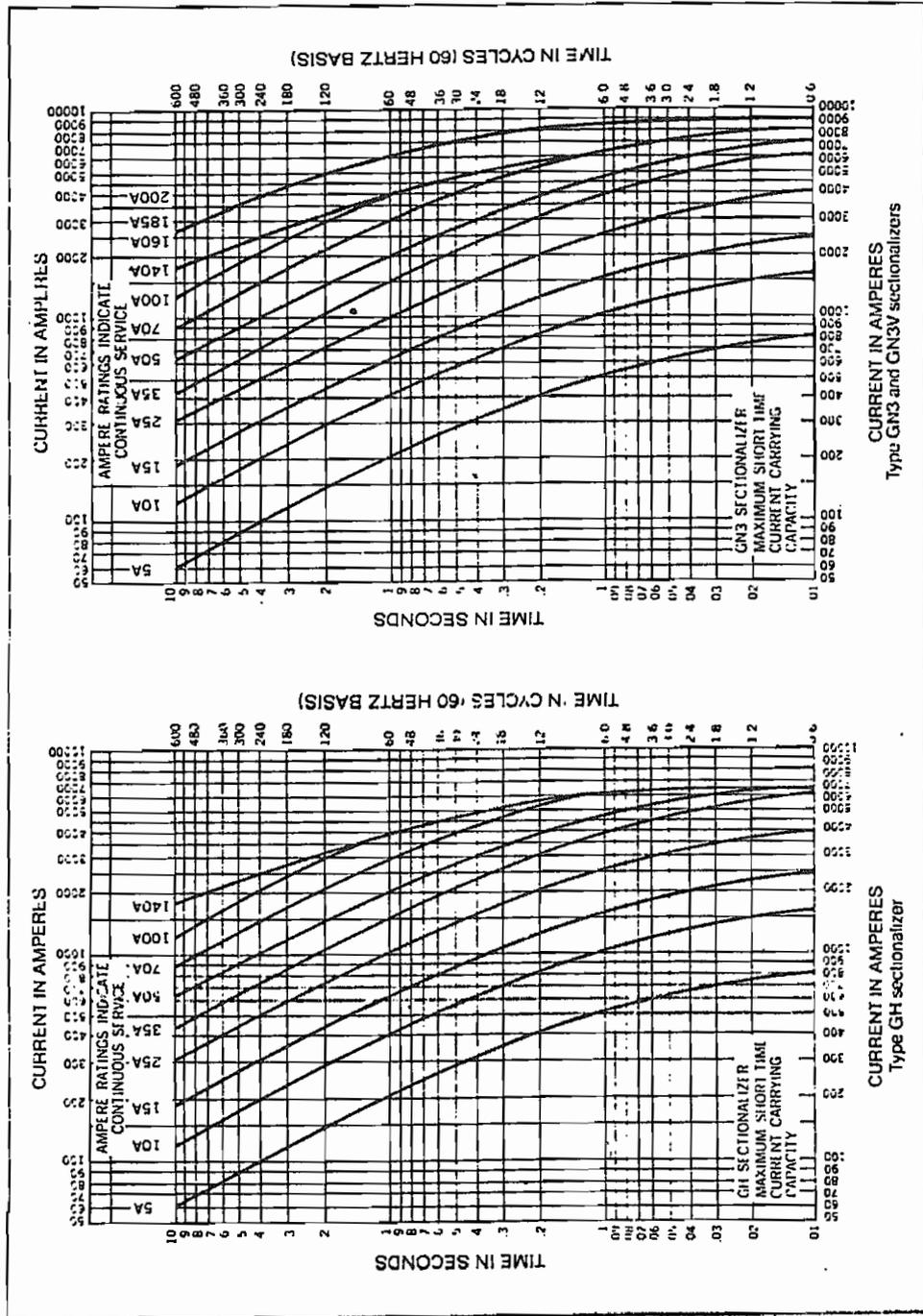


Figure 9. Short-time current-carrying capacity.

## BIBLIOGRAFIA

- 1) LEXINGTON, A Line Oil Circuit Reclosers, Catalogue, 1985.
- 2) STEVENSON, W, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia U.S.A., Segunda Edición, 1975.
- 3) WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Applied Protective Relaying, Newark, New Jersey, U.S.A., sexta edición, 1967.
- 4) Mc GRAW-EDISON, Automatic Line Sectionalizers, U.S.A., 1974.
- 5) BRAVO G., Coordinación de la Protección contra sobrecorrientes en circuitos primarios, aéreos radiales de distribución, Tesis de Grado, E.P.N., Quito, 1980.
- 6) CARRILLO, M. CAMPERO, H., Costo Social de la Restricción de la Energía Eléctrica, INECEL, Quito, 1980.
- 7) GENERAL ELECTRIC, Distribution Data Book, 1980.
- 8) OREJUELA L., V., Distribución II, Quito, Ecuador, 1984.
- 9) WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Distribution Systems, East Pitsburg, Pennsylvania, 1965.
- 10) MCGRAW-EDISON, Distribution System Protection Manual, Power Systems Division, Canonsburg, Pennsylvania, 1972.
- 11) KEARNEY NATIONAL COMPANY, GIR SF6 Automatic Circuit Reclosers, Catalogue, Section 11.1, Atlanta, Georgia, 1986.
- 12) REYROLLE AND COMPANY LIMITED, Installation, Operation and Maintenance Recommendations for Automatic Reclosers, Glasgow, England, 1975.
- 13) COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL (CIER), Manual del Sistema de Estadística Cier (SEC), Cap. BII, Montevideo, Uruguay, 1983.
- 14) THE ELECTRICITY COUNCIL, Power System Protection, Tomo III, England, 1981.
- 15) COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL (CIER), Protecciones en Sistemas de Distribución, Tomo V, Lima Perú, 1973.

- 16) MENA P., A., Protecciones Eléctricas, EPN, Quito, 1984.
- 17) RAMIREZ VAZQUEZ, J., Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidades, Edit. CEAC, Barcelona, España, 1984.
- 18) GEC MEASUREMENTS, Protective Relays Application Guide, Segunda Edición, Sttaford, England, 1984.
- 19) WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, Protective Relays, Newark, New Jersey, U.S.A., 1949.
- 20) Mc GRAW-EDISON, Reclosers, Catalogue, 1983.
- 21) Mc GRAW-EDISON, Sectionalizers, Catalogue, 1984.
- 22) Mc GRAW-EDISON COMPANY, Selection Application and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers, Canonsburg, Pennsylvania, 1974.

#### NORMAS

- 23) IEEE, ANSI: C37.61, Application, Operation and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers, Num. 321, 1973.
- 24) IEEE, ANSI: C37.60, Automatic Circuit Reclosers for Alternating Current Systems, Num. 437, 1974.
- 25) E.E.Q. S.A., Normas para Sistemas de Distribución, Quito, 1979.

#### PROGRAMAS EN IBM PC

- 26) RUEDA, M., Flujo de Carga, Cortocircuitos y Protecciones de Alimentadores Primarios Radiales de Distribución, Tesis de Grado, E.P.N., 1977.