

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

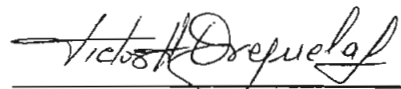
"EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES
DE DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES
DE CONFIABILIDAD Y COSTOS"

CLAUDIO DANILO VELEZ ORTEGA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO

NOVIEMBRE DE 1990

Certifico que la presente tesis ha sido realizada en su totalidad por el señor CLAUDIO DANILO VELEZ ORTEGA, bajo mi dirección.



ING. VICTOR H. OREJUELA L.
Director de Tesis

MI AGRADECIMIENTO:

A todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron para la realización de esta tesis, en especial al Ing. Víctor H. Orejuela L. por sus consejos y, particularmente por su invalorable dirección.

A MIS PADRES
A MI ESPOSA E HIJOS
A MIS HERMANOS

I N D I C E

	Pág.
CAPITULO I : GENERALIDADES	
I.1	Introducción 1
I.2	Objetivo 2
I.3	Alcance 2
CAPITULO II: CRITERIOS GENERALES DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION	
II.1	Generalidades 4
II.2	Funciones del Sistema de Seccionamiento 5
II.2.1	Aislar las Fallas Permanentes
II.2.2	Reducir al mínimo el número de fallas permanente y las salidas de servicio
II.2.3	Reducir al mínimo el tiempo de ubicación de la falla
II.2.4	Prevenir daños en los equipos
II.2.5	Reducir al mínimo los riesgos de segu- ridad al personal
II.3	Filosofías y compromisos del sistema de seccionamiento 9
II.3.1	Compromisos del Sistema de Seccionamiento
II.4	Estudio del Seccionamiento 11
II.5	Tipos de Equipos de Seccionamiento 12
II.5.1	Clasificación
II.5.1.1	Seccionador Fusible. Características Fundamentales
II.5.1.2	Seccionalizadores. Características Fundamentales
II.5.1.3	Reconectores Automáticos. Caracterís- ticas fundamentales
II.5.1.4	Disyuntores. Características Fundamentales
II.5.1.4.1	Relés de protección para los Sistemas de Distribución
II.6	Ubicación de los Equipos de Seccionamiento.. 23

CAPITULO III: EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO

III.1	Generalidades	25
III.2	Calidad y Continuidad de Servicio	25
III.2.1	Medida de la Continuidad de Servicio	
III.3	Definiciones y bases para el Análisis de Confiabilidad en las redes de Distribución	27
III.3.1	Definiciones	
III.3.2	Indices de Confiabilidad	
III.3.3	Significado de los Indices	
III.3.4	Técnicas de Evaluación	
III.3.4.1	Componentes en Serie	
III.3.4.2	Componentes en Paralelo	
III.3.4.3	Componentes en Serie-Paralelo	
III.4	Influencia del Seccionamiento en la Confiabilidad del Servicio	37
III.4.1	Primer Caso	
III.4.2	Segundo Caso	
III.4.3	Tercer Caso	
III.5	Evaluación del Grado de Confiabilidad	42
III.5.1	Método Utilizado	
III.5.2	Componentes de un Esquema de Seccionamiento para Redes de Distribución	
III.5.3	Representación del Sistema	
III.5.4	Procedimiento para determinar el Grado de Confiabilidad	
III.6	Evaluación Económica de la Confiabilidad ..	44
III.6.1	Costos de Inversiones	
III.6.2	Costo Anual de Interrupción de Servicio	
III.6.2.1	Método de Evaluación	
III.6.3	Costo de Mantenimiento	
III.6.4	Costo de Pérdidas en las Líneas	
III.6.5	Comparación Económica de las Alternativas	

CAPITULO IV: SELECCION DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

IV.1	Generalidades	50
IV.2	Factores de Selección	50
IV.2.1	Reconectores	
IV.2.2	Seccionalizadores	
IV.2.3	Seccionadores - Fusibles	

IV.3	Coordinación de los Equipos de Seccionamiento	58
IV.3.1	Elementos de Coordinación	
IV.3.2	Principios de Coordinación	
IV.3.3	Zonas de Protección	
CAPITULO V : EJEMPLO DE APLICACION		
V.1	Generalidades	61
V.2	Método Utilizado	61
V.2.1	Alternativas Analizadas	
V.2.2	Zonas de Protección	
V.2.3	Parámetros Empleados	
V.2.3.1	Costos de Inversión	
V.2.3.2	Tasa de Interés y Vida Util de las Redes de Distribución	
V.2.3.3	Costos de Potencia no servida y Energía no suministrada	
V.2.3.4	Indices de Confiabilidad de los Componentes, Transformadores de Distribución y Tiempos de Maniobra	
V.2.3.5	Factor de Carga - Factor de Potencia	
V.2.3.6	Modelación de la Reconexión Automática	
V.2.3.7	Análisis del Tiempo de Restablecimiento	
V.3	Indices de Confiabilidad-Resultados	67
V.4	Evaluación Económica de la Confiabilidad	71
V.4.1	Cálculos	
V.5	Resultados Obtenidos	72
V.6	Análisis de Resultados	74
V.6.1	Selección del Esquema de Seccionamiento	
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
VI.1	Conclusiones	97
VI.1.1	Conclusiones Generales	
VI.1.2	Conclusiones Específicas al Ejemplo de Aplicación	
VI.2	Recomendaciones	99

ANEXOS

A	Parámetros utilizados en el Ejemplo de Aplicación	101
B	Datos de Topología de las Alternativas Analizadas y Resultados obtenidos del Ejemplo de Aplicación	103
BIBLIOGRAFIA		119

CAPITULO I

GENERALIDADES

I.1 INTRODUCCION

Una de las principales preocupaciones de la ingeniería de distribución, ha sido siempre buscar los sistemas en los cuales se obtengan condiciones más favorables para la distribución de energía eléctrica, reduciendo el número y tiempo de interrupciones y aumentando la confiabilidad del servicio que se presta.

"Un típico registro de rendimiento de un sistema de potencia mostró que más del 95% del número total de interrupciones ocurrieron en los componentes de las redes de distribución" (Ref.8). Como los abonados se conectan directamente a distribución, son estas fallas las que más molestias les producen, por lo que su diseño y operación son muy importantes para el rendimiento total del Sistema Eléctrico de Potencia.

Por lo expuesto, y con el propósito de proteger a los diferentes elementos constitutivos de las redes de distribución y minimizar hasta donde sea posible las interrupciones de servicio, es necesario hacer una adecuada selección del seccionamiento eléctrico.

La selección y aplicación de equipos de seccionamiento están basadas en algunos principios fundamentales, que deben considerarse en la planificación y diseño de las redes de distribución.

Desde un punto de vista práctico, los factores que norman el criterio para una adecuada selección de los equipos de seccionamiento, se reducen básicamente a un equilibrio entre la confiabilidad y el costo de seccionamiento.

Reconociendo la importancia de la confiabilidad de servicio y el alto costo de la distribución eléctrica que cada día va en aumento; para definir un esquema óptimo de seccionamiento se hace necesario comparar cuantitativamente el comportamiento de las redes de distribución, considerando:

- Frecuencia y duración de fallas
- Costos por interrupción de servicio
- Tipo y número de equipos de seccionamiento
- Costos de equipamiento.

En lo que tiene que ver con la evaluación del seccionamiento en redes de distribución, el procedimiento contempla básicamente la evaluación de:

- El grado de confiabilidad de alternativas
- La evaluación económica de alternativas

I.2 OBJETIVO.

La presente tesis tiene como objetivo dar una guía de procedimientos para seleccionar la mejor alternativa de seccionamiento en redes de distribución aéreas y radiales, tomando en consideración los aspectos técnicos, económicos y los niveles de confiabilidad.

Los criterios y procesos de análisis aquí expuestos, son adecuados para evaluar las redes de distribución ya existentes, así como las programadas.

I.3 ALCANCE

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

En el Capítulo II se trata la importancia que tiene el seccionamiento en las redes de distribución, luego se revisan las funciones que desarrollan los equipos de seccionamiento, también se dan las características fundamentales de los equipos de seccionamiento que se utilizan en un sistema de distribución, además se dan criterios básicos para la ubicación de estos equipos.

En el Capítulo III se analiza la importancia de la confiabilidad de servicio en las redes de distribución, se trata del efecto del seccionamiento en la confiabilidad de servicio, luego se dan criterios técnicos para estimar los índices de confiabilidad que servirán para seleccionar un esquema adecuado de seccionamiento. Además se dan criterios de evaluación económica de la confiabilidad.

Los efectos del clima, efectos de mantenimiento preventivo y efectos de transferencia de carga en la confiabilidad de servicio, no son abordados en la presente tesis por estar fuera del objetivo planteado; y porque, además estos aspectos han sido tratados en la tesis de la Ref. 11.

En el Capítulo IV se presentan los criterios y factores de selección, para una correcta aplicación de los equipos de seccionamiento en las redes de distribución; también se analiza las consideraciones básicas para coordinar los diferentes equipos de seccionamiento.

Las reglas para coordinar los distintos equipos de seccionamiento y protección, no son tratadas en esta tesis, porque estos aspectos constan en otras tesis.

En el Capítulo V se presenta un ejemplo de aplicación, en donde se incluyen todos los conceptos y procedimientos técnicos expuestos, y se evalúan las alternativas en relación a los costos y a los niveles de confiabilidad para seleccionar la más adecuada.

La determinación de los índices de confiabilidad de las alternativas se calcula utilizando el programa interactivo desarrollado en la Ref. 11.

El estudio de cortocircuitos, que es necesario para la aplicación y ubicación de los equipos de seccionamiento, no es abordado en el presente trabajo. Para definir las zonas de protección respectivas se utilizan los valores de cortocircuitos disponibles en la Empresa Eléctrica Quito S.A.

En el Capítulo VI se indican las conclusiones y recomendaciones que se obtienen del presente trabajo de tesis.

CAPITULO II

CRITERIOS GENERALES DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION.

II.1 GENERALIDADES.

El objetivo primordial de la operación de las redes de distribución, es asegurar el servicio de energía eléctrica a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción. Cualquier falla que afecte a la red, interfiere la operación normal del sistema.

Para disminuir los efectos de las fallas que se presentan en redes de distribución, es necesario instalar equipos de seccionamiento y protección.

Las principales causas de fallas, unas propias de la red y otras ajenas a ellas (sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas; sobrevoltajes debido a maniobra y ferresonancia; degradación del aislamiento y avería debido a envejecimiento y contaminación; rotura de conductores, aislamiento y estructuras de soporte debido a vientos, árboles, vehículos, equipos de excavación y vandalismo; rotura de aisladores; incendios; fallas de equipo; corrientes de cortocircuito y sobrecargas), hacen imposible por razones económicas, construir un sistema de distribución a prueba de fallas

Esta lista sugiere que hay dos clases de fallas básicas en las redes de distribución: fallas temporales y fallas permanentes. (Ref. 1).

- a. Una falla temporal es definida como una falla que puede ser despejada antes de que los equipos sean dañados seriamente, el despeje de la falla puede ser porque la falla ha desaparecido por ella misma o porque ha actuado algún equipo de seccionamiento.
- b. Una falla permanente es definida como una falla que persistirá sin importar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o del número de veces que el circuito es desenergizado.

La mayoría de las fallas en las redes de distribución aéreas y radiales son inicialmente temporales, pero pueden afectar como permanentes si el sistema de seccionamiento no dispone de equipos con recierre automático. El porcentaje de fallas temporales vs. fallas permanentes, es muy importante para tomar una decisión en este sentido. En la Ref. 2 se indica que

los equipos de seccionamiento, evitaron en un 81% que las fallas temporales afecten como fallas permanentes.

Cabe indicar, que a más de un adecuado sistema de seccionamiento, para lograr una mayor disponibilidad de servicio, en la práctica se requiere un buen programa de operación y mantenimiento, ya que de esta manera se reducen, tanto los consumidores afectados como la frecuencia y duración de las fallas.

II.2. FUNCIONES DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO

Antes de describir las principales funciones que realiza un sistema de seccionamiento y protección en redes de distribución aéreas y radiales, definiremos lo que es un punto y un sistema de seccionamiento.

Punto de Seccionamiento

Es un punto de la red en el cual se instala un elemento de corte, que permite aislar eléctricamente dos secciones de la misma, mediante su accionamiento automático o manual. (Ref. 27)

Sistema de Seccionamiento

Por la gran variedad de eventos que modifican las características de una red de distribución durante su operación, existen varias posibilidades de combinar los equipos de seccionamiento (reconectores, seccionalizadores, seccionadores fusibles, etc) para obtener un sistema de seccionamiento eficiente y selectivo.

Un sistema de seccionamiento y protección es requerido en las redes de distribución para proteger a los circuitos y equipos contra sobrecargas y corrientes de falla, así como para mejorar el nivel de confiabilidad y mantener la continuidad de servicio al mayor número de consumidores.

El sistema de seccionamiento es instalado para ejecutar las siguientes funciones en una red de distribución aérea y radial:

1. Aislar las fallas permanentes.
2. Reducir al mínimo el número de fallas permanentes y las salidas del servicio.
3. Reducir al mínimo el tiempo de ubicación de la falla.
4. Prevenir daños en los equipos .

5. Reducir al mínimo los riesgos de seguridad del personal.

Estas funciones son descritas e ilustradas a continuación, usando el diagrama simplificado de la Fig. 2.1 que corresponde al alimentador primario B de la subestación No. 18 de la Empresa Eléctrica Quito. Este sistema consiste de un alimentador trifásico protegido por un disyuntor en la subestación, tres reconectadores en el alimentador trifásico; y circuitos laterales conectados al alimentador principal, a través de seccionadores fusibles.

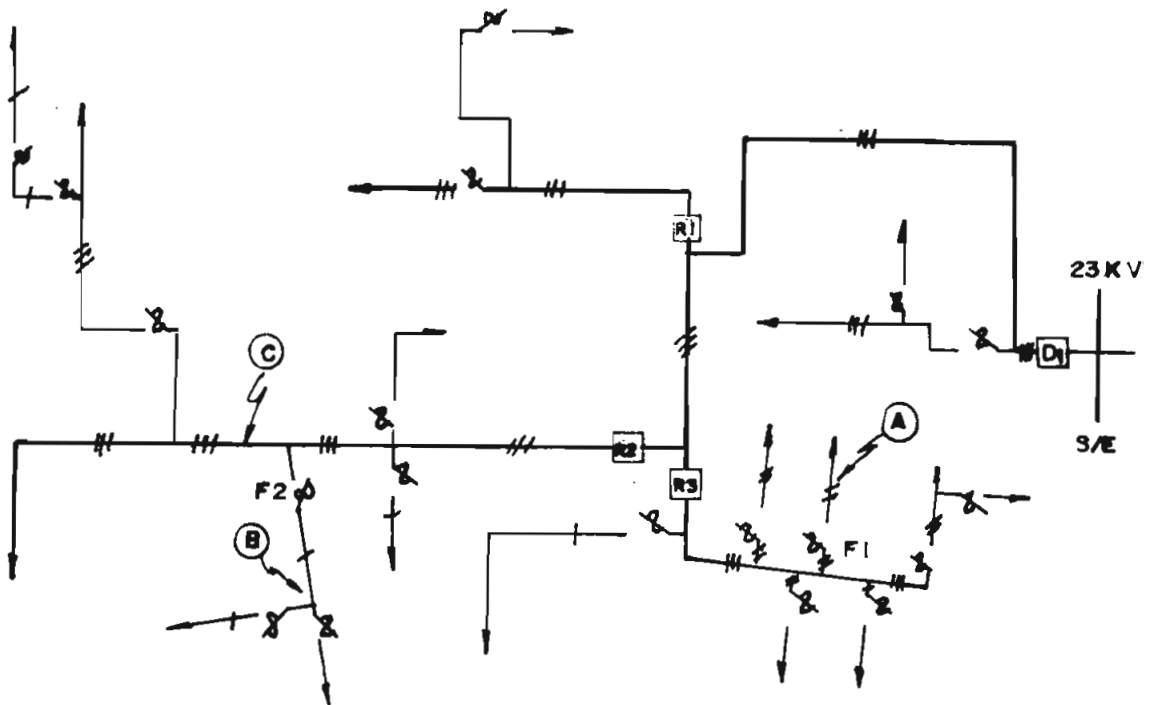







Fig. 2.1
Alimentador Primario B de la Subestación No. 18 de la
EEQSA
Diagrama Simplificado

SIMBOLOGIA

- | | |
|---|---|
|  Disyuntor |  Alimentador trifásico |
|  Reconectador |  Laterales 1 Ø - 2 Ø |
|  Seccionador fusible | |

II.2.1 Aislar las Fallas Permanentes

La primera función del sistema de seccionamiento es aislar las secciones de línea afectadas por fallas permanentes, del resto de la red no fallada.

En la Fig. 2.1, si el sistema de seccionamiento está formado únicamente por el disyuntor D1 en la salida de la subestación, cualquier falla en el alimentador primario interrumpe el servicio a todos los consumidores; para reducir el número de consumidores afectados, es necesario instalar equipos de seccionamiento.

La instalación de equipos de seccionamiento, como son los seccionadores fusibles F1 y F2, y los reconectores automáticos R1, R2 y R3 reducen las zonas afectadas por fallas, incrementando de esta manera la confiabilidad de servicio al mayor número de consumidores. Así por ejemplo, una falla permanente en los puntos A o B, sería aislada por la fusión de los fusibles F1 o F2, afectando únicamente a los consumidores ubicados en estos laterales.

Para una falla en el punto C, la instalación del reconector R2, mantiene la continuidad de servicio de los consumidores localizados entre la subestación y este reconector, ya que estos no serán afectados por dicha falla.

II.2.2 Reducir al Mínimo el Número de Fallas Permanentes y las Salidas de Servicio.

La segunda función del sistema de seccionamiento es la de desenergizar rápidamente las fallas temporales, antes de que ocurran daños serios en los equipos, o que talvez éstas puedan afectar como permanentes por la operación de un equipo de seccionamiento sin recierre.

En el sistema de la Fig. 2.1 si las fallas en el alimentador principal o en los laterales fuesen permanentes, el recierre automático no ocasionará ningún beneficio a los consumidores, y estos se quedarán sin servicio.

Si el reconector R2 del alimentador principal, se abre lo suficientemente rápido, como para que una falla temporal en un lateral protegido por fusibles haga que este no se funda y la falla desaparezca rápidamente, los consumidores servidos desde este lateral no se quedarán sin servicio.

Para una falla en cualquier lateral, las aperturas y recierres instantáneos del reconector causan una

interrupción temporal a todos los consumidores del alimentador principal, pero se evita una interrupción permanente a los consumidores que se sirven del lateral.

II.2.3 Reducir al Mínimo el Tiempo de Ubicación de la Falla

La tercera función del sistema de seccionamiento es la de minimizar el tiempo requerido para localizar las fallas permanentes.

Si el único equipo de seccionamiento del alimentador es el disyuntor de la subestación y se produce una falla permanente en cualquier lateral o en el alimentador principal, operará el disyuntor de la subestación causando una salida a todos los consumidores. Para localizar la falla será necesario recorrer todas las líneas, lo cual tomará bastante tiempo.

Si se hubiesen instalado equipos de seccionamiento en los laterales y en el alimentador principal, las quejas de interrupción de servicio definirán una área que es donde se encuentra ubicada la falla.

Los equipos de seccionamiento generalmente proporcionan una indicación visual de su operación, lo que ayuda a localizar las fallas.

II.2.4 Prevenir Daños en los Equipos

La cuarta función del sistema de seccionamiento es evitar averías en los equipos y componentes de la red de distribución que no han fallado tales como: conductores desnudos, cables, transformadores, etc. debido a la corriente que circula por estos, como consecuencia de una falla en un punto remoto; y evitar mayor daño en aquellos que han fallado.

Por ejemplo en la Fig. 2.1, si se produce una falla permanente al final de un lateral protegido por un fusible (puntos A o B por ejemplo), este deberá interrumpir la falla antes de que el límite térmico del conductor sea superado.

El límite de la corriente de falla de los conductores desnudos es definido en base a una combinación de la corriente (temperatura) y al tiempo que producen la máxima pérdida aceptable en la resistencia mecánica del conductor.

II.2.5 Reducir al Mínimo los Riesgos de Seguridad del Personal

La quinta función del sistema de seccionamiento es la de desenergizar los conductores en sistemas aéreos que se rompen y al caer se ponen en contacto con tierra, reduciendo de esta manera los riesgos de seguridad al personal y público en general; y evitando daños en los otros componentes.

Sin embargo, aún con la tecnología presente, no es posible detectar en un 100% todos los conductores caídos al suelo en un sistema con neutro conectado a tierra en varios puntos, porque una falla en este caso sería de fase a tierra y la corriente de cortocircuito tendría un valor pequeño, menor que la corriente nominal, ya que ocurre a través de una impedancia de falla. Las fallas mínimas se ven complicadas aún más por la posibilidad de resistencia de falla. La resistencia de falla es un tema controvertido dado que puede variar de cero a infinito. (Ref. 17)

Bajo estas condiciones los equipos de seccionamiento no detectan estas corrientes mínimas de falla y el conductor permanecerá energizado hasta que se realice una operación manual.

II.3 FILOSOFIAS Y COMPROMISOS DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO.

La protección de sobrecorrientes mediante el uso de equipos de seccionamiento es considerada como una ciencia y un arte, ya que principios científicos y de ingeniería son los que guían para calcular las corrientes de cortocircuito que sirven de base para determinar la capacidad del equipo requerido o para coordinarlos apropiadamente.

Es también un arte ya que por ejemplo en una situación dada, ingenieros diferentes pueden diseñar sistemas de seccionamiento que sean diferentes en lo relacionado con los tipos de equipos, su ubicación y funcionamiento, aunque ambos realizarán satisfactoriamente las funciones descritas anteriormente.

La filosofía general de la protección, establece principalmente, que los sistemas de distribución en principio deben ser suficientemente confiables, es decir, deben tener un mínimo de interrupciones de servicio; en otras palabras, los consumidores deben disfrutar de un servicio continuo y con características de calidad adecuadas.

Para cumplir con lo anterior, el sistema de seccionamiento debe tener las siguientes cualidades:

- a. Seguridad
- b. Sensibilidad
- c. Selectividad

a. Seguridad

El sistema de seccionamiento debe ser lo suficientemente seguro, para evitar falsas operaciones (evitar desenergizar los circuitos) debido a:

- Desbalances de carga
- Corrientes de arranque
- Armónicos
- Varias condiciones transitorias o de estado estable que no son dañinos al sistema.

b. Sensibilidad

El sistema debe ser lo suficientemente sensible como para que un equipo de seccionamiento opere con las mínimas corrientes de fallas, aislando las fallas que ocurren en su zona de protección, sin introducir problemas de operación al sistema bajo máximas condiciones de carga. Es decir, debe ser capaz de distinguir entre una corriente de falla y una de sobrecarga.

c. Selectividad

Los equipos de seccionamiento deberán ser selectivamente coordinados, de tal forma que solo el equipo más cercano a la falla opere.

Por ejemplo, si dos o más equipos con recierre están conectados en serie, solo el equipo más cercano a la falla hacia el lado de la fuente de alimentación, deberá operar al producirse una falla temporal.

II.3.1 Compromisos del Sistema de Seccionamiento

Para alcanzar los niveles de confiabilidad, seguridad, sensibilidad y selectividad deseados, frecuentemente deben hacerse compromisos en los sistemas de seccionamiento, así por ejemplo:

- Para prevenir la fusión molesta de fusibles que protegen transformadores de distribución pequeños, debido a descargas atmosféricas, puede ser necesario

usar fusibles de mayor capacidad que el requerido. Así la sensibilidad es sacrificada para obtener mayor seguridad y evitar falsas operaciones. En este caso, tenemos un compromiso entre la sensibilidad y seguridad.

- Para mantener la selectividad cuando un gran número de equipos de protección (disyuntores con relés por ejemplo) están en serie, puede ser necesario usar un valor más alto de corriente, que la mínima de operación (pick-up) para los relés más cercanos a la subestación de distribución. Esto reduce la sensibilidad del sistema y se produce un compromiso entre selectividad y seguridad.

II.4 ESTUDIO DEL SECCIONAMIENTO

El número de consumidores afectados por una falla, acompañada por el funcionamiento de algún equipo de seccionamiento, puede variar desde uno hasta todos los consumidores del alimentador primario. Esta variación depende en alto grado del sistema de seccionamiento y protección, por lo que antes de definir un sistema de seccionamiento, para cada alternativa propuesta, es necesario realizar en forma general, los siguientes pasos:

1. Elaborar un diagrama unifilar del sistema de distribución, en el que consten todos los nodos existentes, así como las características del sistema eléctrico de potencia y el número y tipo de equipos de seccionamiento propuestos.
2. Elaborar el diagrama de impedancias y calcular las corrientes, tanto para falla de fases, como falla de fase a tierra (por lo general las empresas eléctricas disponen de los programas computacionales para efectuar estos cálculos).
3. Ubicar las corrientes máximas y mínimas de fallas, en cada punto tentativo de seccionamiento y la magnitud de carga servida en cada sección de línea.
4. Seleccionar los equipos de seccionamiento y protección de la subestación de distribución para dar una adecuada y completa protección a los transformadores de potencia.
5. Coordinar y calibrar los equipos de seccionamiento y protección. Se deben determinar también las zonas de protección respectivas.

6. Calcular los índices de confiabilidad, tanto generales del sistema, como para cada punto de carga (transformadores de distribución).
7. Evaluar económicamente la confiabilidad en base a los índices calculados previamente.

II.5 TIPOS DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

II.5.1 Clasificación

Los equipos de seccionamiento y protección para distribución eléctrica se dividen en dos grupos:

- A. Equipos no automáticos de seccionamiento
 1. Seccionadores tipo barra
- B. Equipos automáticos de seccionamiento
 1. Seccionadores Fusibles
 2. Seccionalizadores
 3. Reconectores
 4. Disyuntores con los Relés

En la presente tesis trataremos únicamente los equipos automáticos de seccionamiento y de protección, porque son los más útiles para nuestro propósito, cual es el de realizar un control automático de los circuitos y del equipo con ellos asociados, protegiéndolos de sobrecargas y cortocircuitos.

II.5.1.1 Seccionador Fusible. Características Fundamentales. (Ref. 5)

Los seccionadores fusibles son los equipos más usados en sistemas de distribución, debido a su sencillez y costo.

Los elementos fusibles que son de un metal especial (plomo, aluminio, plata, estaño o aleaciones) y que están instalados dentro del portafusible, deben ser del calibre adecuado, de tal manera que funcionen según lo previsto cuando ocurra una falla y lo suficientemente robustos para soportar la corriente normal de carga del circuito.

Los seccionadores fusibles son de tipo cerrado hasta una tensión de 7.6 KV. y abiertos para una tensión superior a esta.

Teoría de funcionamiento

La mayoría de los seccionadores fusibles operan bajo el principio de expulsión, que consiste en un arco confinado en un tubo de fibra desionizante.

Para interrumpir la corriente de falla, el material de fibra del tubo portafusible se calienta cuando el elemento fusible se funde, emitiendo gases desionizantes los cuales se acumulan dentro del tubo. El arco confinado dentro del tubo se rompe y se extingue, escapándose gases del tubo, acarreado porciones de partículas derivadas del arco.

Curvas tiempo - corriente

Las características de cada elemento fusible se indican mediante las curvas de "tiempo - corriente". Es así como para cada elemento fusible se tiene:

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

La relación entre el tiempo mínimo de fusión y el tiempo máximo de despeje se determina a través de datos de prueba, a partir de los cuales se elaboran las curvas tiempo-corriente. La corriente se grafica en el eje horizontal y el tiempo en el eje vertical en las escalas Log-log.

Ambas curvas de mínima fusión y máximo despeje son herramientas esenciales para la adecuada aplicación de elementos fusibles en la coordinación de protecciones de un sistema de distribución.

Fusibles Rápidos y Lentos

Las normas NEMA y IEEE clasifican a los fusibles en dos tipos: rápidos y lentos, designados como "K" y "T" respectivamente, los fusibles "K" y "T" de la misma capacidad son idénticos en los puntos de 300 y 600 segundos, pero tienen diferente curva tiempo-corriente, el tipo "T" es más lento para altas corrientes que el tipo "K" de la misma capacidad.

La distancia entre los dos tipos de fusibles es la relación de velocidad, la cual es la razón entre corrientes de fusión a 0.1 seg. y 300 seg., así:

$$\text{"Rel. de velocidad"} = \frac{I \text{ (Fusión A 0.1 seg.)}}{I \text{ (Fusión a 300 seg. o 600 Seg.)}}$$

Para capacidades de fusibles hasta 100 amperios se utiliza la relación entre 0.1 seg. y 300 seg. para fusibles superiores a 100 amperios, la relación es entre 0.1 seg. y 600 seg.

Los fusibles lentos tienen una relación de velocidad entre 10 y 13. Los fusibles rápidos tienen relación de velocidad entre 6 y 8.1.

II.5.1.2 Seccionalizadores. Características Fundamentales. (Ref. 5. 7)

Son equipos de seccionamiento que automáticamente aíslan las fallas, seccionando la línea del sistema de distribución.

Se aplican en combinación con otro equipo de respaldo, como puede ser un reconectador o un disyuntor con recierre. Los seccionalizadores no interrumpen corrientes de falla, sino cuentan las operaciones que hace el equipo de respaldo durante las condiciones de falla.

Después de un número de operaciones previamente seleccionado, mientras el equipo de respaldo está abierto, el seccionalizador abre aislando la sección de la línea fallada. Esto permite al equipo de respaldo recerrar para alimentar el resto del circuito no fallado, restableciéndose así gran parte del servicio eléctrico.

Si la falla es temporal, y una vez que esta ha sido despejada, el mecanismo del seccionalizador se repondrá automáticamente, preparándose para iniciar otro ciclo completo de operaciones al presentarse otra falla.

Tipos de Seccionalizadores

Los seccionalizadores más usados son:

- a. Monofásicos
- b. Trifásicos
- c. Controlados Hidráulicamente
- d. Controlados Electrónicamente

- a. Los seccionadores monofásicos se instalan en líneas monofásicas o derivaciones de circuitos trifásicos. También se pueden instalar en líneas trifásicas con cargas predominantemente monofásicas.
- b. Los seccionadores trifásicos se utilizan donde se requiere la apertura de las tres fases a causa de cualquier falla permanente, para prevenir alimentar con una fase a cargas trifásicas como motores grandes.
- c. El control hidráulico es utilizado en todos los seccionadores monofásicos y en los trifásicos de pequeñas capacidades nominales.

Quando la corriente que fluye a través del seccionador excede el 160% del valor nominal de corriente de la bobina, opera un mecanismo hidráulico que incluye una bobina solenoide, un émbolo solenoide, un pistón de disparo, un resorte y dos válvulas de control, permitiendo al seccionador realizar el conteo de las operaciones del dispositivo de respaldo.

- d. El control electrónico se utiliza en los seccionadores trifásicos y reemplaza a las bobina serie y al resto del mecanismo de conteo.

El circuito electrónico está ubicado en una placa de circuito impreso, alimentándose a través de transformadores de corriente tipo bushing.

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

Los factores de selección necesarios para determinar el tipo de equipo de seccionamiento, constan en el Capítulo IV. A continuación se describen los principales accesorios que se utilizan en los seccionadores.

Accesorios

Se pueden utilizar diversos accesorios para ampliar más la aplicación de los seccionadores. Algunos de los accesorios son los siguientes:

1. Dispositivo para restricción de voltaje

Este dispositivo permite al seccionador contar únicamente las operaciones que se presenten en el lado fuente. Este accesorio se adapta únicamente a los seccionadores trifásicos.

2. Accesorios para sensibilizar las corrientes de tierra

La coordinación de seccionalizadores controlados electrónicamente, con reconectores o disyuntores, puede requerir de la sensibilización de las corrientes de falla a tierra.

Este accesorio garantiza el conteo de todas las corrientes de falla a tierra interrumpidas por el equipo protector de respaldo.

3. Accesorios de tiempo de restablecimiento

Una mejor coordinación de seccionalizadores electrónicos con reconectores, se logra con el accesorio de tiempo de restablecimiento.

En los seccionalizadores normales, controlados hidráulicamente, el tiempo de restablecimiento después de una falla temporal, depende del número de "conteos" y el tiempo de memoria seleccionados. Puede oscilar en un rango de 5 a 22 minutos. El tiempo de restablecimiento correspondiente a los reconectores por ejemplo es de 10 a 180 segundos.

Este accesorio elimina la pérdida de coordinación y posibles salidas innecesarias al presentarse otras fallas temporales durante el tiempo de restablecimiento del seccionalizador.

4. Accesorios para restricción de corrientes de energización

Debido a que el seccionalizador controlado electrónicamente responde para corrientes de energización, estas pueden registrarse como fallas ocasionando que el seccionalizador cuente demás. Este dispositivo está diseñado para insensibilizar al seccionalizador para estas corrientes de energización.

Número de conteos para la apertura

Al analizar los conteos del seccionalizador durante los intervalos de recierre, se ve que el máximo número de cuentas será una menos que el número de operaciones del reconector o equipo de reconexión automática, para su apertura definitiva, ya que si fueran iguales, los dos equipos quedarían abiertos para condiciones de falla permanente.

Corriente mínima de actuación

Es la corriente mínima requerida para iniciar la operación de conteo.

Los seccionadores tipo hidráulicos actúan a 160% del valor de la corriente nominal de la bobina. Los seccionadores electrónicos tienen corriente de actuación que son independientes de su valor nominal, normalmente esta corriente debe ser el 80% del valor de la corriente mínima de disparo del equipo de respaldo.

Tiempo de memoria

Es el período de tiempo que el seccionador mantiene la cuenta, generalmente es especificado como un valor mínimo.

Tiempo de reposición

Es el tiempo requerido después de una o más operaciones de conteo para que el mecanismo que cuenta retorne a su posición inicial.

II.5.1.3 Reconectores automáticos. Características Fundamentales. (Ref. 4, 5)

Debido a la limitación que tienen los fusibles para discriminar entre una falla temporal y una permanente, se hace necesaria la utilización de reconectores, especialmente en sitios donde es más probable la ocurrencia de fallas temporales. Con ello se evitan interrupciones innecesarias de servicio, con las consiguientes molestias y pérdidas económicas.

El reconector automático para circuitos de distribución es un equipo autocontenido con los accesorios necesarios para:

- Detectar sobrecorrientes
- Interrumpir la sobrecorriente mediante la apertura de contactos, en un tiempo determinado
- Recerrar automáticamente para reenergizar la línea.

Si la falla es permanente, el reconector abrirá definitivamente después de un determinado número de operaciones (generalmente 4).

Tipo de Reconectores

Los reconectores se pueden clasificar en:

- a. monofásicos
 - b. trifásicos
 - c. controlados hidráulicamente
 - d. controlados eléctricamente
 - e. interrupción en vacío o en SF6
- a. Los reconectores monofásicos se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o derivaciones de circuitos trifásicos. También se pueden utilizar en circuitos trifásicos donde las cargas sean predominantemente monofásicas.
 - b. Los reconectores trifásicos se utilizan donde se requiere la apertura de las tres fases a causa de cualquier falla permanente.
 - c. Los reconectores controlados hidráulicamente, pueden subdividirse en dos tipos:
 - Con sistema hidráulico simple
 - Con sistema hidráulico doble

En el sistema hidráulico simple, el reconector utiliza el mismo aceite para la interrupción de la corriente, el aislamiento a tierra de las partes energizadas, la secuencia de operaciones y el retardo del tiempo de apertura y recierre.

En el sistema hidráulico doble, el reconector utiliza un tipo de aceite para la interrupción de la corriente, el aislamiento de las partes energizadas a tierra y las operaciones de conteo y recierre. Por separado utiliza un fluido diferente para el retardo de tiempo de las operaciones lentas.

- d. En los reconectores controlados electrónicamente, se detectan las condiciones de sobrecorriente mediante transformadores de corriente instalados internamente en las boquillas y alimentan el circuito electrónico que controla las funciones de apertura y cierre del mecanismo del reconector. Las ventajas en la aplicación de este tipo de reconectores son las siguientes:
 - El gabinete de control permite adaptarse a diferentes tipos de reconectores.
 - Facilidad para cambios de características de operación
 - Operación del control a distancia del reconector
 - Rápido diagnóstico de los daños en la operación del equipo

- Facilidad para pruebas.

- e. El más reciente desarrollo en el campo de la interrupción de corriente, es la aplicación de interruptores en vacío en los reconectores. Se utiliza una cámara de vacío sellada y toda la interrupción tiene lugar en esta cámara.

Las principales ventajas del reconector en vacío son: mayor duración, menor mantenimiento, poco peso, carencia de ruido, o generación de gases durante la interrupción de corriente.

Actualmente el exafluoruro de azufre (SF₆) es también muy empleado como aislante y como medio de interrupción en grandes y sofisticados reconectores.

II.5.1.4 Disyuntores. Características Fundamentales

Los disyuntores son aparatos de protección bien útiles, que interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la efectúan con carga o con corrientes de cortocircuito.

Tipos de Disyuntores

Los disyuntores se clasifican en:

- a. Disyuntores en gran volumen de aceite
 - b. Disyuntores en reducido volumen de aceite
 - c. Disyuntores neumáticos
 - d. Disyuntores en exafluoruro de azufre (SF₆)
- a. Los disyuntores en gran volumen de aceite usan el aceite como medio extinguidor del arco, pudiendo tenerse disyuntores con contactos libres para pequeñas capacidades de interrupción y con cámaras de extinción para capacidades mayores.
 - b. Los disyuntores en reducido volumen de aceite son de un costo y peso menores que un disyuntor normal en aceite de igual capacidad.

Se hallan provistos de cámaras de extinción, las cuales tienen un efecto elástico, proporcional al valor de la corriente que interrumpen. Se los fabrica sea para instalación exterior o interior.

- c. En los disyuntores neumáticos la extinción del arco se produce por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado. La presión del

aire comprimido oscila entre los 8 y los 13 kg./cm².

Entre las ventajas de su uso tenemos que el mantenimiento es barato, el desgaste de los contactos es mínimo y el desmontaje es sencillo.

En lo referente a su construcción, existen de una y de dos cámaras. Los primeros hasta tensiones de 30 KV. y corrientes nominales de hasta 400 amperios. Para tensiones mayores y amperajes altos se tiene doble cámara de ruptura, en este caso y para tensiones superiores a los 46 KV. conviene instalarlos a la interperie.

- d. Los disyuntores en exafluoruro de azufre (SF₆) utilizan este gas ya que es excepcionalmente dieléctrico.

Las instalaciones y los disyuntores de este tipo son más complejos que los disyuntores neumáticos.

II.5.1.4.1 Relés de Protección para los Sistemas de Distribución

El relé es un aparato que recibe la información a través de los transformadores de potencial y/o corriente, y puede distinguir entre condiciones normales y anormales. Al detectar condiciones anormales, entra en acción cerrando o abriendo contactos que en forma directa o indirecta habilitan circuitos de apertura de los disyuntores.

La operación de estos relés debe ser preseleccionada, a fin de que todo el sistema opere coordinadamente. Se requiere por lo mismo que estos aparatos tengan ciertas cualidades como son: sensibilidad, selectividad y rapidez.

Cada relé tiene unas curvas características de operación, las cuales se emplean para realizar los trabajos de protección.

Los alimentadores de distribución, (por ejemplo los correspondientes de la EEQSA) están protegidos por relés de sobrecorriente, tanto para falla de fases, como para falla fase - tierra. Los relés de fase son del tipo CDG-64 y CAG-37 de GEC Measurements. Los relés de protección de falla a tierra, son del tipo CDG-14 y CAG-17.

En la Fig. 2.2 se indica un circuito simplificado de un relé de sobrecorriente, para el cual ocurrida una falla se tiene una circulación de corriente bien alta, la cual

hace que cierren los contactos del relé, energizando por lo mismo una bobina de disparo del disyuntor; se abren los contactos del disyuntor interrumpiendo la circulación de corriente:

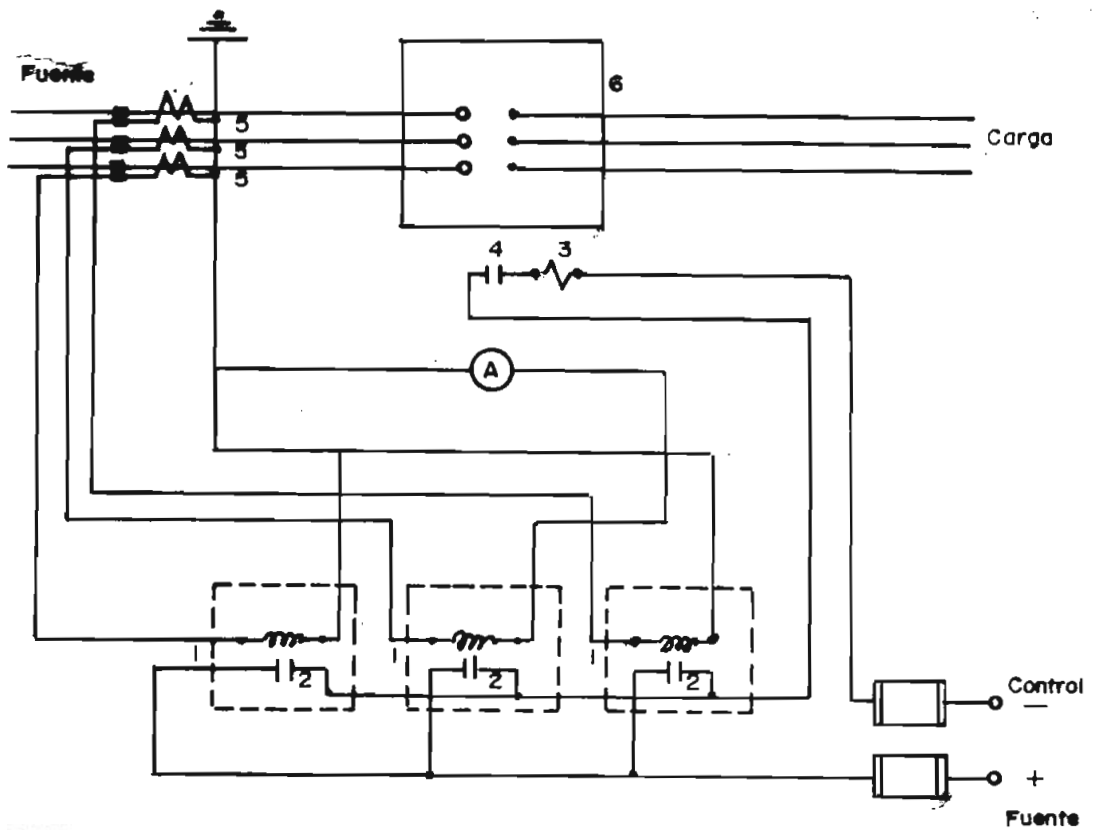


Fig. 2.2
Disyuntor con Relés de Sobrecorriente
circuito simplificado

1. relé de sobrecorriente
2. bobina y contactos del relé
3. bobina de disparo del disyuntor
4. switch auxiliar disyuntor
5. transformador de corriente
6. disyuntor

Para los relés de sobrecorriente se tiene las siguientes definiciones:

Tap

Es un dispositivo que hace variar la sensibilidad del relé, permitiendo que opere con diversos valores de corriente. Con el propósito de ilustrar los rangos de estos taps, a continuación se indican los del relé CDG-64 y del relé CDG-14:

CDG-64: 4 - 4.8 - 6 - 8 - 9.6 - 12 y 16

CDG-14: 2.5 - 3 - 3.75 - 5 - 6 - 7.5 y 10.

Pick-Up

Es la corriente mínima de operación del relé, es decir la que produce el cambio de estado de los contactos. Es diferente de la "corriente de partida" que es la que saca de la inercia a la parte móvil de un relé.

En algunos relés (europeos), la corriente de partida puede ser 1.05 veces el Tap, y la del Pick-Up de 1.3 veces del Tap.

Lever o dial

Permite variar los tiempos de operación del relé; su rango de variación está de 1 a 10 o de 0.1 a 1, según el fabricante.

Tiempo de Reposición

Es el tiempo en segundos que demora el relé en regresar a su posición inicial una vez que la falla ha sido despejada.

Sobrecarrera (overshoot)

Es la inercia del relé, es decir el tiempo que puede seguir girando el disco en los relés electromagnéticos, una vez que la falla ha sido despejada por otro elemento de protección.

Este tiempo varía generalmente de 0.03 a 0.1 segundos y se considera con valores de 20 veces la corriente de Pick-Up.

Tiempo de Paso o de coordinación

Es el margen de coordinación entre el elemento protector y el relé de respaldo. Para el caso de dos relés de sobrecorriente, este tiempo debe estar entre 0.3 y 0.5 segundos.

II.6 UBICACION DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

En cuanto a la ubicación de los equipos de seccionamiento, la primera decisión importante que debe tomarse en cuenta, es decidir geográficamente dónde debe realizarse el seccionamiento. Para esta decisión es necesario considerar la configuración general del sistema de distribución, la magnitud de las cargas, y el número de consumidores en las diferentes secciones.

Los equipos de seccionamiento pueden aplicarse en cualquier parte del sistema, donde sus valores nominales sean adecuados a los requerimientos del sistema. Debe ser empleado un juicio personal para cada caso, pero los puntos siguientes son de gran utilidad:

1. En un circuito de distribución no es justificado emplear tres o cuatro reconectores automáticos en serie.
2. Idealmente, cada arranque de lateral de suficiente longitud como para representar peligro de falla, debe ser considerado como un punto de seccionamiento. Esto evitará que una falla permanente que ocurra en el lateral, ponga en peligro la continuidad del servicio en cualquier parte importante del alimentador.
3. Cualquier lateral que atraviese zonas con peligrosa exposición a los rayos, árboles, u otros elementos, debe ser separado del resto del sistema a través de un equipo de seccionamiento.
4. El sitio donde se instale un equipo de seccionamiento debe ser accesible para que el personal técnico de las empresas eléctricas realice su operación y mantenimiento.
5. En las subestaciones de distribución como equipos de protección del circuito primario, los equipos de mayor utilización, según la magnitud de la carga y del cortocircuito, y en orden de importancia son: disyuntores con relés de sobrecorriente y recierre, y reconectores trifásicos tipo subestación.
6. Los reconectores se instalarán en las líneas de distribución, a una distancia tal de la subestación que seccionalice parte del circuito para evitar interrupciones del alimentador completo, debido a alguna falla permanente en el extremo del circuito.

En general, los posibles puntos de seccionamiento constan en el diagrama simplificado de la Fig. 2.1 que representa, como se indicó anteriormente el alimentador primario B de la subestación No. 18 de la EEQSA.

específicos de la misma, que determinen el grado de confiabilidad, toda vez que tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones que influyen en la continuidad ocurren aleatoriamente (Puede presentarse en cualquier año, dentro de la vida útil de la red de distribución; en cualquier mes, cualquier día; y, a cualquier hora. (Ref. 24))

III.2.1 Medida de la continuidad de servicio. (Ref. 12, 14)

El servicio a un consumidor puede describirse bien como disponible o indisponible, tal como se indica en la Fig. 3.1

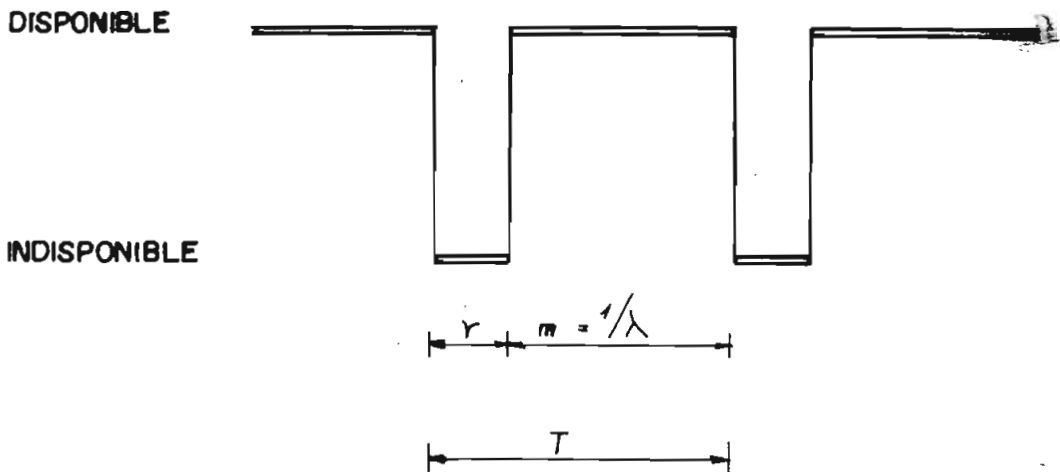


Fig. 3.1
Medida de la continuidad de servicio

La frecuencia y la duración de las interrupciones así como el intervalo entre las interrupciones de servicio se encuentran por métodos estadísticos; siendo los principales parámetros a emplearse; los siguientes:

El tiempo medio entre fallas puede determinarse así:

$$T = m + r \quad (\text{f. 3.1})$$

Donde: m = Tiempo medio en que el sistema está operando
 r = Tiempo medio en que el sistema está en reparación

La disponibilidad de servicio al consumidor está dada por:

$$A = \frac{m}{T} = \frac{m}{m+r} \quad (\text{f. 3.2})$$

El complemento o indisponibilidad \hat{A} viene dada por:

$$\hat{A} = 1 - A$$

$$\hat{A} = \frac{r}{T} = \frac{r}{m+r} \quad (\text{f. 3.3})$$

La frecuencia de falla "f" es el recíproco del tiempo medio entre fallas.

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{m+r} \quad (\text{f. 3.4})$$

III.3 DEFINICIONES Y BASES PARA EL ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE DISTRIBUCION. (Ref. 12, 13, 23)

III.3.1 Definiciones

1. Confiabilidad.- Es la probabilidad para que un dispositivo o sistema cumpla una función requerida, durante un período de tiempo determinado y bajo condiciones de operación también determinadas.
2. Componente.- Es la parte de un sistema que es visto como una única entidad, para fines de informe y/o análisis y previsión de desconexiones.
3. Sistema.- Es un grupo de componentes conectados o asociados en una determinada configuración, para desempeñar una función específica.

4. Salida.- Una salida de servicio describe el estado de un componente cuando no está disponible para desempeñar su función específica debido a algún evento asociado directamente con ese componente. Una salida de servicio puede o no causar una interrupción de servicio a los consumidores, dependiendo de la configuración del sistema.
5. Falla.- Una falla describe el estado de un componente cuando no está disponible para desempeñar su función específica debido al funcionamiento defectuoso del componente. Una falla del componente da como resultado una salida del componente, pero una salida del componente puede ocurrir sin que un componente falle.
6. Tasa de salida.- Para una clasificación particular de salidas y para un tipo de componente, la tasa de salida se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo por componente.
7. Duración de salida.- La duración de una salida es el período comprendido desde la iniciación de la salida de un componente, hasta que el componente afectado esté disponible otra vez para desempeñar su función específica.
8. Tiempo de maniobra.- Es el período comprendido desde el momento que una operación de maniobra es requerida debido a una salida de servicio forzada, hasta que la operación de maniobra es ejecutada.
9. Interrupción.- Es la pérdida de servicio para uno o más consumidores y es el resultado de la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.
10. Duración de la interrupción.- Es el período comprendido desde la iniciación de la interrupción a un consumidor hasta que se restablece el servicio.
11. Interrupción momentánea.- Tiene una duración limitada al período requerido para restablecer el servicio por operación de maniobra automática o por control supervisorio; o por maniobra manual en localizaciones donde un operador está disponible inmediatamente. Estas operaciones de maniobra se completan generalmente en pocos minutos.
12. Interrupción Temporal.- Tiene una duración limitada al período requerido para restablecer el servicio por maniobra manual en localizaciones donde un operador no está disponible inmediatamente, estas

operaciones de maniobra se completan generalmente en 1 ó 2 horas.

13. Interrupción Sostenida.- Es cualquier interrupción no clasificada como momentánea o temporal.

III.3.2. Indices de Confiabilidad

Un índice de confiabilidad mide la habilidad de un sistema para mantener una capacidad de suministro de energía eléctrica ininterrumpidamente, en otras palabras proporciona una probabilidad de un funcionamiento exitoso.(Ref. 20)

Si consideramos el aspecto de continuidad de servicio podemos evaluar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en términos de frecuencia y duración de interrupciones.

De esta forma, podemos evaluar la confiabilidad a través de los siguientes índices básicos (Ref. 10, 25):

- a. Considerando frecuencia de interrupciones

λ : Frecuencia promedio de fallas por período considerado

$m = \frac{1}{\lambda}$: Tiempo medio entre dos fallas consecutivas

$$R = e^{-\lambda t} \quad (\text{f. 3.5})$$

R : Probabilidad que no ocurra la interrupción en el tiempo considerado

$$Q = 1 - R \quad (\text{f. 3.6})$$

Q : Probabilidad que ocurra la interrupción en el tiempo considerado.

- b. Considerando la duración de una salida o falla

r : Tiempo de duración (reparación) de la falla

c. Considerando la indisponibilidad anual

U : Tiempo de interrupción

Otros índices, que son usados en el ejemplo de aplicación que se desarrolla en el Capítulo V, para describir la confiabilidad del servicio suministrado a los consumidores, son indicados a continuación : (Ref. 10)

1. Frecuencia Media de Interrupción del Sistema
(SAIFI: System Average Interruption Failure Index)

Este índice es el número promedio de interrupciones por consumidor servido por año.

El mismo se calcula dividiendo el número total de interrupciones de los consumidores en un año para el número de consumidores servidos. Un consumidor interrumpido es considerado una interrupción a un consumidor.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{No. total de interrupciones de los consumidores}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \times \lambda_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (\text{f. 3.7})$$

Donde:

λ_i = frecuencia de falla del componente i
 N_i = número de consumidores en el punto de carga i

2. Duración Media de la interrupción (SAIDI: System Average Interruption Duration Index)

Este índice es la duración de interrupción promedio a los consumidores servidos durante un año. Este índice es estimado dividiendo la suma de todas las duraciones de las interrupciones de los consumidores para el número de consumidores servidos durante el año.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de la duración de las interrupciones de los consumidores}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (\text{f. 3.8})$$

Donde:

U_i = tiempo de interrupción

3. Duración de Interrupción Media por Consumidor (CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index)

Su valor se obtiene de la división de la suma de la duración de las interrupciones de los consumidores para el número total de interrupciones de los consumidores.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrup. de los consumidores.}}{\text{Número total de las interrupciones de los consumidores.}}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times N_i} \quad (\text{f. 3.9})$$

4. Disponibilidad Media Del Servicio (ASAI: Average Service Availability Index).

Este índice se obtiene de la razón entre el número de horas total que el servicio ha estado disponible durante un año y el número de horas de servicio demandadas por los consumidores en el año. El número de horas de servicio demandadas por los consumidores es determinado por el número de consumidores servidos multiplicado por 8760 horas.

Este índice es conocido como el "índice de la confiabilidad de servicio".

$$\text{ASAI} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760 - \sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760} \quad (\text{f. 3.10})$$

De este índice se obtiene el Índice de la Indisponibilidad Media del Servicio (ASUI: Average Service Unavailability Index)

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} \quad (\text{f. 3.11})$$

$$\text{ASUI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \times N_i}{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760} \quad (\text{f. 3.12})$$

Como se observa, los índices tratados se refieren a la frecuencia y duración de la interrupción del servicio de los consumidores.

Cuando se trata de analizar la relación entre la magnitud de la carga servida y la confiabilidad del servicio, el Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER) sugiere los siguientes índices : Ref. 23.

5. Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (FI)

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

$$\text{FI} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Pa}(i)}{P_s} \quad (\text{f. 3.13})$$

en que :

$\text{Pa}(i)$: KVA instalados en transformadores de distribución afectados en la interrupción i

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

(i) : Número de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n .

6. Duración Media de las Interrupciones (DI)

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

$$DI = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \times Ui}{Pa(i)} \quad (\text{f. 3.14})$$

en que :

Ui : tiempo de interrupción

7. Tiempo Total de Interrupción del Sistema (TI):

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

$$TI = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \times Ui}{Ps} \quad (\text{f. 3.15})$$

III.3.3 Significado de los Indices (Ref. 23)

Los índices mencionados pueden ser interpretados de la siguiente manera:

Frecuencia Media. Generalmente este índice esta correlacionado con el nivel de inversiones de la empresa eléctrica y se refiere a la fragilidad del sistema frente al medio ambiente, degradación del sistema por envejecimiento y/o falta de conservación adecuada, etc

Duración Media. Este índice esta íntimamente ligado a los recursos humanos y materiales, así como a las facilidades existentes para recuperar el sistema despues de cada interrupción (vehículos, comunicación, entrenamiento y calidad del personal, instrumentos y métodos de trabajo, etc.). Es decir son factores relacionados con el nivel de gastos realizados.

Tiempo Total. Es un indicador gerencial y está relacionado a los dos anteriores por la siguiente expresión:

$$T = \text{Frecuencia Media} \times \text{Duración Media} \quad (\text{f. 3.16})$$

III.3.4 Técnicas de Evaluación

Por tener en nuestro medio predominantemente sistemas de distribución de tipo radial, para la evaluación de la confiabilidad nos limitamos a aplicar principios básicos de la teoría de probabilidades, utilizando tres reglas fundamentales: (Ref. 9, 25).

1. La probabilidad de una ocurrencia simultánea de dos o más eventos independientes, es el producto de sus respectivas probabilidades. Así la probabilidad de que el evento A ocurra al mismo tiempo que el evento B, siendo ellos completamente independientes, viene dada por:

$$P(A \cap B) = P(A) \times P(B) \quad (I)$$

2. Si dos eventos son independientes pero no mutuamente excluyentes, entonces la probabilidad de ocurrencia de cualquiera de ellos o de ambos, se da por:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A) \times P(B) \quad (II)$$

3. Si la ocurrencia de un evento A es dependiente de un número de eventos B_i que son mutuamente excluyentes, se tiene que:

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A/B_i) \times P(B_i) \quad (III)$$

Esta ecuación puede ser adaptada al estudio de confiabilidad, considerando solamente dos eventos, uno de funcionamiento y otro de falla que es el caso de las redes de distribución. Si designamos a estos eventos por B_0 y B_1 respectivamente, entonces tenemos:

$$P(A) = P(A/B_0) \times P(B_0) + P(A/B_1) \times P(B_1) \quad (IV)$$

III.3.4.1 Componentes en Serie.- (Ref. 9, 10 y 12)

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

En la Fig. 3.2 se indica un diagrama de bloque para un sistema serie, el cual tiene dos componentes. Se asume que los componentes son independientes y reparables:

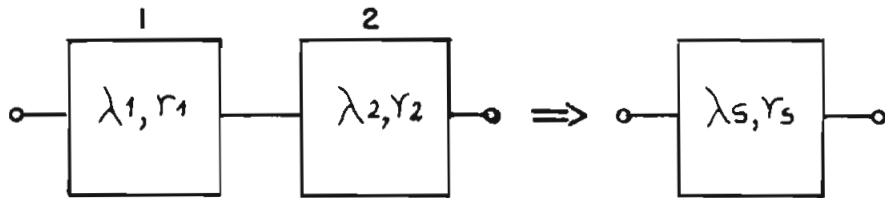


Fig. 3.2
Componentes en serie

Los componentes tienen tasas de falla λ_1 y λ_2 y tiempos de reparación r_1 y r_2 respectivamente.

Para que el sistema opere es necesario que los dos componentes también estén operando.

Para evaluar la confiabilidad de este sistema es necesario calcular las frecuencias de falla y reparación λ_s y r_s , además de la indisponibilidad U_s equivalente a los dos componentes en serie.

Los índices de confiabilidad para este sistema son los siguientes:

1. Tasa de falla del sistema: λ_s

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (\text{f. 3.17})$$

2. Duración de la falla promedio del sistema: r_s

$$r_s = \frac{\lambda_1 \times r_1 + \lambda_2 \times r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (\text{f. 3.18})$$

3. Tiempo de interrupción del sistema: U_s

$$U_s = \lambda_s \times r_s \quad (\text{f. 3.19})$$

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

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (\text{f. 3.20})$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i}{\lambda_s} \quad (\text{f. 3.21})$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i \quad (\text{f. 3.22})$$

III.3.4.2 Componentes en Paralelo.- (Ref. 9 y 10)

Un sistema en paralelo difiere de un sistema radial en que este tiene dos o más trayectorias para el flujo de potencia, desde la subestación a los consumidores. Para evaluar la confiabilidad en este tipo de sistema consideremos la Fig. 3.3 que representa una combinación de dos componentes en paralelo. Se asume que los componentes son independientes y reparables.

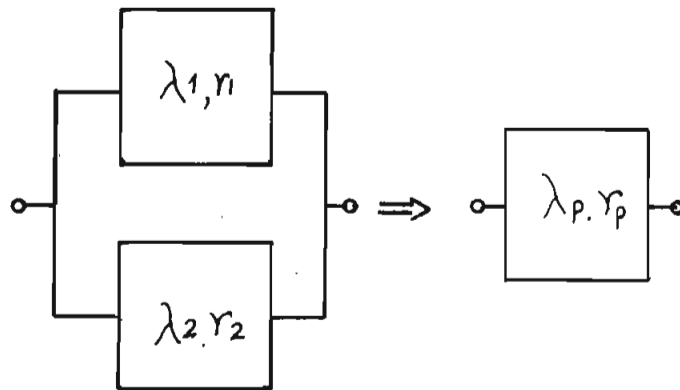


Fig. 3.3
Componentes en paralelo

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

1. Tasa de falla del Sistema: λ_p

$$\lambda_p = \lambda_1 \times \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (\text{f. 3.23})$$

2. Duración de la falla promedio del sistema r_p

$$r_p = \frac{r_1 \times r_2}{r_1 + r_2} \quad (\text{f. 3.24})$$

3. Tiempo de interrupción del sistema U_p

$$U_p = \lambda_p \times r_p \quad (\text{f. 3.25})$$

III.3.4.3 Componentes en Serie-Paralelo

Ciertos sistemas de distribución para suministrar la energía eléctrica desde las subestaciones a los consumidores, están compuestos con subsistemas o componentes instalados en combinaciones serie-paralelo.

Estos sistemas pueden ser analizados por reducciones sucesivas de los subsistemas hasta un componente equivalente paralelo o serie usando, las fórmulas indicadas en los numerales III.3.4.1 y III.3.4.2, las mismas que están desarrolladas en las Ref. 9, 10 y 12.

III.4 INFLUENCIA DEL SECCIONAMIENTO EN LA CONFIABILIDAD DEL SERVICIO

En un sistema de distribución con varios componentes en serie, la falla de algún componente provocará la salida de todo el sistema. Este sistema permanecerá fuera de servicio hasta que el componente afectado pueda ser reparado o reemplazado.

Cada componente de un sistema de distribución está expuesto a salidas causadas por alguna de las siguientes razones:

- Por ocurrencia de fallas aleatorias de los componentes.

- Porque el clima es lo suficientemente severo y tiene una duración tal, que puede provocar la salida de los componentes.
- Porque el mantenimiento preventivo requiere de la desconexión de los componentes.

Además de estos factores que influyen en la confiabilidad de las redes de distribución existen otros que son implementados por las empresas eléctricas para facilitar y mejorar la operación y mantenimiento del sistema, entre los cuales tenemos el seccionamiento eléctrico de las secciones afectadas por fallas mediante la instalación de reconectores, seccionalizadores y seccionadores fusibles.

A continuación se analiza la influencia que tiene la instalación de estos equipos en la evaluación de los índices de confiabilidad.

Para este análisis consideremos el diagrama simplificado del Alimentador Primario B, tipo radial simple de la subestación de distribución No. 18 de la EEQSA, únicamente se evalúa tres puntos de carga: A, B, y C tal como se indica en la Fig. 3.4. Con el propósito de hacer un análisis explicativo antes que riguroso, se asume que cualquier falla: monofásica u otra disparará las tres fases.

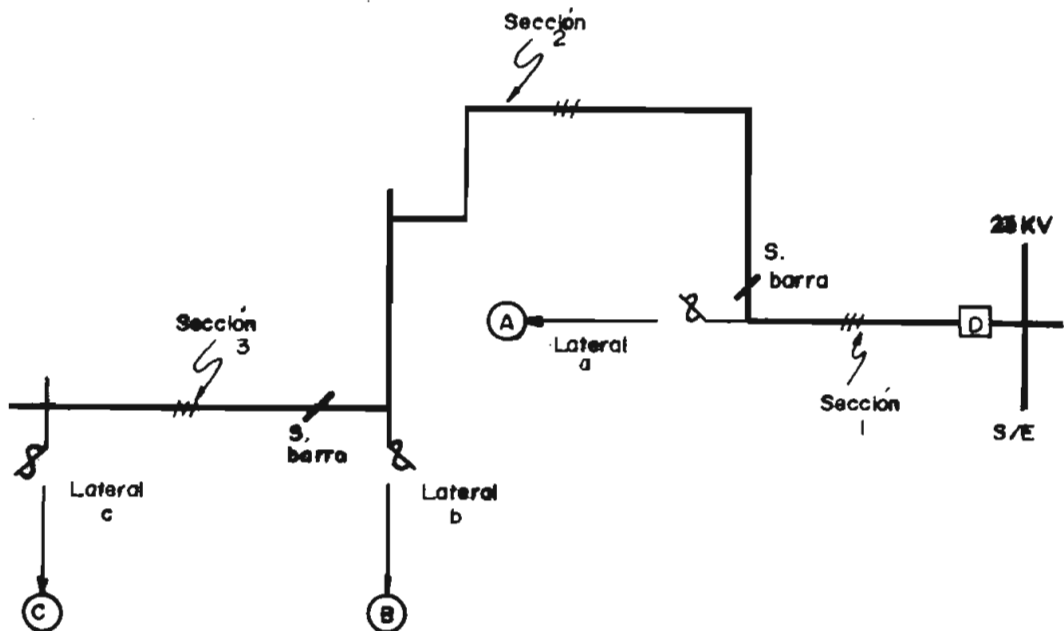


Fig. 3.4
Alimentador Primario, Diagrama simplificado para
Analizar la Influencia del Seccionamiento en
la Confiabilidad del Servicio

III.4.1 Primer Caso

En este caso el Alimentador Primario es protegido únicamente por el disyuntor de la subestación.

Si se produce una falla en cualquier componente del sistema, esta hará que el disyuntor opere. Como no existen otros puntos de seccionamiento para que aislen la sección fallosa, entonces esta falla debe ser reparada antes que el disyuntor pueda ser recerrado manualmente.

Sobre la base de este procedimiento los índices de confiabilidad para cada punto de carga pueden ser evaluados usando los principios de los sistemas en serie; así por ejemplo, para el punto de carga "A", la frecuencia de falla λ_A está dada por la suma de las frecuencias parciales de los siguientes componentes: disyuntor D, sección 1, sección 2, sección 3, lateral a, lateral b y lateral c.

$$\lambda_A = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c$$

La duración promedio de las fallas para el mismo punto de carga TA será:

$$TA = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_a \cdot r_a + \lambda_b \cdot r_b + \lambda_c \cdot r_c}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c}$$

y el tiempo de interrupción UA será:

$$UA = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_a \cdot r_a + \lambda_b \cdot r_b + \lambda_c \cdot r_c$$

Para los puntos de carga B y C el análisis es similar a A, siempre considerando:

$$\lambda_{total} = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

$$T_{total} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}$$

$$U_{total} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i$$

Donde:

λ_i = frecuencia de falla del componente i

r_i = tiempo de reparación del componente i

III.4.2 Segundo Caso

En este caso el alimentador primario está protegido por el disyuntor de la subestación y por seccionadores fusibles instalados en los laterales.

La protección adicional es frecuentemente usada en sistemas de distribución. Una posibilidad de este caso es la instalación de seccionadores fusibles SF en las derivaciones de cada lateral.

Una falla en un lateral hará que el fusible respectivo se funda, esto causa la desconexión de la carga involucrada hasta que la falla sea reparada, pero sin afectar la salida de las otras cargas. Los índices de confiabilidad para los tres puntos de carga son:

$$\lambda_A = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFa} + \lambda_a$$

$$T_A = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFa} \cdot r_{SFa} + \lambda_a \cdot r_a}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFa} + \lambda_a}$$

$$U_A = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFa} \cdot r_{SFa} + \lambda_a \cdot r_a$$

$$\lambda_B = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFb} + \lambda_b$$

$$T_B = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFb} \cdot r_{SFb} + \lambda_b \cdot r_b}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFb} + \lambda_b}$$

$$U_B = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFb} \cdot r_{SFb} + \lambda_b \cdot r_b$$

$$\lambda_C = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFc} + \lambda_c$$

$$T_C = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFc} \cdot r_{SFc} + \lambda_c \cdot r_c}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_{SFc} + \lambda_c}$$

$$U_C = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_{SFc} \cdot r_{SFc} + \lambda_c \cdot r_c$$

III.4.3 Tercer Caso

En este caso el alimentador primario está protegido por el disyuntor de la subestación y adicionalmente por seccionadores tipo barra.

Para analizar este caso se ha creído conveniente reforzar el sistema de seccionamiento mediante la instalación de seccionadores tipo barra (switchs de desconexión) en sitios importantes a lo largo del alimentador principal.

Generalmente, estos seccionadores no son automáticos y por lo tanto, si se presentara alguna falla en el alimentador, operaría el disyuntor de la subestación. Después que la falla haya sido detectada, puede abrirse el seccionador tipo barra, apropiado para aislar la falla del resto del circuito y posteriormente cerrar el disyuntor. Este procedimiento permite la restauración del servicio a todos los puntos de carga entre la subestación y el punto de aislación antes de que la reparación haya sido completa.

Para este caso el análisis de los índices de confiabilidad es el siguiente:

$$\lambda_A = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_a$$

$$T_A = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_{MS} + \lambda_3 \cdot r_{MS} + \lambda_a \cdot r_a}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_a}$$

$$U_A = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_{MS} + \lambda_3 \cdot r_{MS} + \lambda_a \cdot r_a$$

$$\lambda_B = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_b$$

$$T_B = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_{MS} + \lambda_b \cdot r_b}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_b}$$

$$U_B = \lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_{MS} + \lambda_b \cdot r_b$$

$$\lambda_C = \lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_c$$

$$T_C = \frac{\lambda_D \cdot r_D + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_c \cdot r_c}{\lambda_D + \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_c}$$

$$UC = \lambda_D.r_D + \lambda_1.r_1 + \lambda_2.r_2 + \lambda_3.r_3 + \lambda_c.r_c$$

Donde: r_{MS} = Tiempo de maniobra.

III.5 EVALUACION DEL GRADO DE CONFIABILIDAD

La evaluación del grado de confiabilidad en redes de distribución puede ser presentada como sigue:

"Dados los valores de los parámetros correspondientes a las tasas de fallas (λ) y tasas de reparación (r) para cada componente de un esquema respectivo, calcular mediante cualquier método existente los índices de confiabilidad previamente descritos, en cualquier punto del sistema".

III.5.1 Método utilizado

Los índices de confiabilidad necesarios para evaluar las alternativas, son calculados utilizando el programa interactivo desarrollado en la Ref. 11, y que se fundamenta en la pérdida total de continuidad de servicio. Vale indicar que este programa está dedicado exclusivamente al cálculo de índices de confiabilidad.

La evaluación económica, en donde consta el método para estimar los costos anuales de potencia y energía interrumpida se describe en el numeral III.6.

III.5.2 Componentes de un Esquema de Seccionamiento para Redes de Distribución.

Por lo general un sistema de distribución está compuesto por las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los laterales, los transformadores de distribución, equipos de seccionamiento y las redes secundarias.

Para evaluar la confiabilidad en redes de distribución consideramos los siguientes componentes, según el código que se indica entre paréntesis: (Ref.11).

Disyuntores de bajo voltaje: (DB)

Líneas aéreas: (LA)

Reconectores: (R)

Seccionador Fusible: (SF)

Transformador de Distribución: (TD)

Subestación: (SE)

Barra de carga de Subestación: (BC)

Barra de operación: (BO)

Cables: (CB)

III.5.3 Representación del Sistema

El sistema a ser evaluado a más de lo indicado en el punto II.4, incluirá la siguiente información adicional:

1. Especificación de la longitud y el número de consumidores en cada segmento de línea.
2. Especificación del tipo de construcción y de los equipos de seccionamiento utilizados en cada sección de línea.

Además, se necesita indicar los siguientes datos estadísticos para cada tipo de componente:

- Frecuencia de fallas (averías-año) (λ), y,
- Tiempo de duración (reparación) de la falla (r), (horas-avería)

III.5.4 Procedimiento para determinar el Grado de Confiabilidad

El procedimiento seguido en el presente trabajo para evaluar la confiabilidad de un sistema, es aquel que descompone a este en sus componentes constitutivos, estimando la confiabilidad de cada uno de ellos para finalmente combinarlos y obtener, usando las técnicas numéricas descritas en el numeral III.3.4, la confiabilidad del sistema en conjunto. El nivel al cual puede descomponerse el sistema debe ser tal, que las confiabilidades de los subsistemas o componentes resultantes sean conocidas.

Una vez conocida la representación del sistema y los datos de los índices individuales de cada tipo de componente, se procede a calcular los índices que normalmente se requieren para evaluar diferentes esquemas alternativos, que son los descritos en el punto III.3.2.

III.6 EVALUACION ECONOMICA DE LA CONFIABILIDAD. (Ref. 10 y 12)

Una vez determinados los índices de confiabilidad relacionados a la frecuencia y duración de interrupciones, es necesario ahora efectuar un análisis económico de estos índices para evaluar económicamente las diferentes alternativas, para poder obtener la más económica capaz que brinde el servicio técnico deseado al menor costo.

La selección de alternativas en nuestro medio suele hacerse generalmente en base a Valores Presentes de Costo; o, en base a Costos Anuales. Para el presente caso se ha adoptado el método de Costo Anual.

Es universalmente aceptado que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán. Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima, la Fig. 3.5 ilustra este concepto. (Ref. 10)

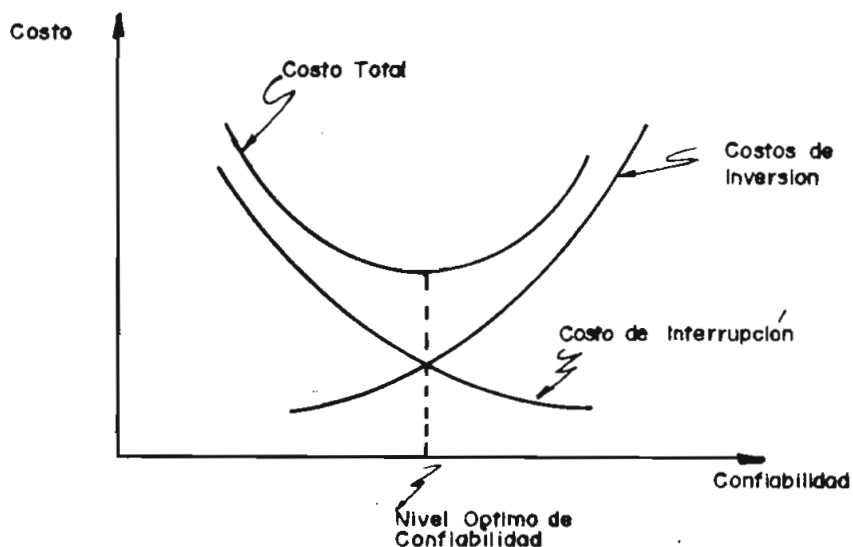


Fig. 3.5
Relación entre Costos y Confiabilidad

Para la evaluación económica de alternativas en base al método de Costo Anual se toman en consideración tanto el costo anual de inversiones y el costo anual de interrupción de servicio mediante la siguiente expresión:

$$CT = (CAINV + CAINTSER + CM + CS) \quad (f. 3.26)$$

Donde: CT = Costo total anual
 CAINV = Costo anual de inversiones
 CAINTSER = Costo anual de interrupción de servicio
 CM = Costo de Mantenimiento
 CS = Costo de perdidas en las líneas

III.6.1 Costos de Inversiones (CAINV.)

Los costos de inversiones o de instalación de las alternativas pueden ser calculados en base al precio del equipo, condiciones comerciales y datos de instalación de la siguiente forma (Ref. 26):

- a. Costo de adquisición de equipos
- b. Costos por equipos auxiliares y partes de repuestos para bodega.
- c. Costos por supervisión y montaje
- d. Costos por administración e ingeniería

Previamente el costo de implementación de las diversas alternativas deben ser transformadas en anualidades iguales para recuperar la inversión durante el período de vida útil del sistema de distribución y poder efectuar la comparación.

El costo anual uniforme equivalente de inversiones (CAINV), es calculado aplicando el factor de recuperación de capital (FRC) conforme se indica a continuación:

$$CAINV = P \times FRC \quad (f. 3.27)$$

$$FRC = \frac{I (1 + I)^N}{(1 + I)^N - 1} \quad (f. 3.28)$$

Donde: CAINV = Costo anual uniforme equivalente
 P = Inversión inicial
 N = Vida útil del sistema de distribución
 I = Tasa de intereses

III.6.2 Costo Anual de Interrupción de Servicio (CAINTSER)

El costo de interrupción del servicio tiene dos partes, aquel visto por la empresa eléctrica, y aquel sentido por la sociedad.

Los datos de interrupción vistos por la empresa eléctrica incluyen:

- Pérdidas por ventas a los consumidores no servidos
- Pérdida de prestigio
- Pérdida de ventas potenciales
- Incremento del costo debido al mantenimiento y reparación

Los costos de interrupción sentidos por el consumidor incluyen:

- Costos impuestos en la industria debido a la pérdida por mano de obra, productos dañados, mantenimiento extra, etc.
- Costos impuestos a los consumidores residenciales, debido a daños en alimentos congelados, costos alternos por calefacción o ventilación, etc.
- Costos difíciles de cuantificar tales como los producidos por saqueos, disturbios, fallas en el servicio de hospitales, etc.

Algunas publicaciones han considerado el problema del costo por interrupción de servicio, de allí que se habla en el sentido del costo por energía no servida, o por potencia no cubierta. Cifras utilizadas en diferentes países tienen los siguientes valores:

ECUADOR =	1.65 US\$/kwh	Ref. 31
ECUADOR =	0.02 US\$/kwh	Ref. 31
SUECIA =	0.40 US\$/kwh	Ref. 14
CHILE =	0.25 US\$/kwh	Ref. 28

Vale indicar, que en nuestro país no existen datos suficientes como para poder realizar estudios de confiabilidad en redes de distribución. Los costos antes indicados son utilizados por INECEL para otros propósitos; pero para efectos de desarrollar el ejemplo de aplicación del Capítulo V, se adoptan estos valores.

III.6.2.1 Método de Evaluación

El método desarrollado en la Ref. 10 y que se adopta para la presente tesis, considera la carga interrumpida (L) y la energía no suministrada (E), por lo que el costo de interrupción de servicio se evalúa de la siguiente manera.

$$\text{CAINTSER} = C_{li} \times \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot L_i + C_{ei} \times \sum_{i=1}^n E_i + C_{eu} \times \sum_{i=1}^n E_i$$

(f. 3.29)

Donde: i = Consumidor i ésimo o punto de carga i ésimo
 λ_i = Frecuencia de falla del componente o punto de carga i
 C_{li} = Costo por Kw de potencia no cubierta al consumidor
 C_{ei} = Costo por Kwh no servidos al consumidor
 C_{eu} = Costo de pérdidas de ingresos por Kwh no suministrado
 L_i = Potencia no cubierta
 E_i = $L_i \times U_i$ = Energía no servida
 U_i = Tiempo de interrupción

Vale indicar que a más de los índices tratados en el punto III.3.2, para calcular el costo anual de interrupción de servicio, se definen dos índices adicionales L_i y E_i (Ref. 10).

1. Índice de carga promedio interrumpida: L_i

Este índice se obtiene de la siguiente forma:

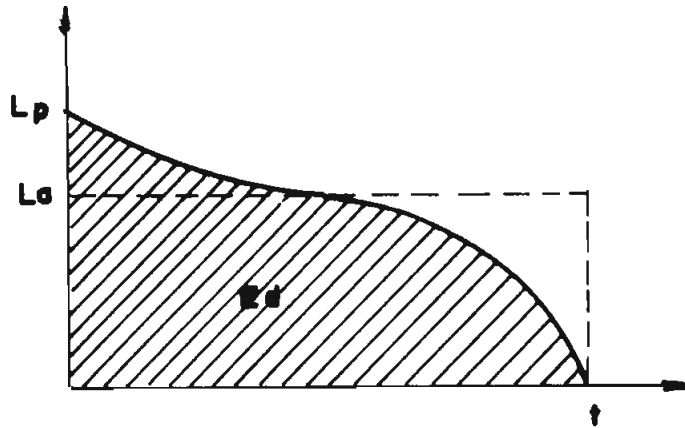
a. $L_i = L_p \times f$ (f. 3.30)

donde: L_p = máxima demanda
 f = factor de carga

b. $L_i = \frac{\text{Energía total en período de interés}}{\text{Período de Interés}} = \frac{E_d}{t}$

(f. 3.31)

E_d y t son tomadas de las curvas de duración de la carga de la siguiente manera:



2. Índice de Energía no suministrada: E_i

$$E_i = \sum_{i=1}^n L_i \times U_i \quad (\text{f. 3.32})$$

Donde L_i = carga promedio conectada al punto de carga i

U_i = tiempo de interrupción

III.6.3 Costo de Mantenimiento (CM)

Los costos por mantenimiento pueden ser calculados en base a ciertos factores tales como:

- Recomendaciones para mantenimiento de parte de los fabricantes
- Experiencias propias de las empresas eléctricas

III.6.4 Costo de Perdidas en las líneas (CS)

Estos costos se refieren a los provocados por la circulación de una corriente I en el sistema, que en tal caso pueden ser estimados con la ayuda de la ecuación $I^2 \times R$.

Para el presente análisis comparativo despreciamos este costo, ya que las perdidas en el sistema son comunes en todas y en cada una de las alternativas.

III.6.5 Comparación Económica de las alternativas

En base al costo de cada esquema de seccionamiento, que puede obtenerse de su configuración y de los respectivos costos de equipamiento y considerando los costos anuales de las interrupciones, se puede obtener el valor total de cada alternativa, que incluye la recuperación anual de las inversiones, el costo anual por mantenimiento y el total de los costos anuales de interrupción.

La alternativa que nos de el menor valor será la seleccionada, ya que técnica y económicamente resulta ser el esquema de seccionamiento más confiable para el sistema de distribución.

CAPITULO IV

SELECCION DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

IV.1 GENERALIDADES

Uno de los aspectos importantes de la selección del seccionamiento en redes de distribución, es poder determinar las características principales de los equipos, ya que es necesario estar en posibilidad de decidir entre varias propuestas posibles, en relación al equipo que se adapte mejor a las necesidades, desde un punto de vista técnico, confiable y económico.

Para la realización de esta actividad se dispone de los siguientes elementos de apoyo que brindan información y auxilian en la correcta selección de estos equipos:

- Las normas sobre los distintos equipos, que sirven para dar una idea de lo que hay que especificar, cómo hacerlo y qué orden de magnitud intervienen para un equipo en particular.
- Los catálogos de fabricantes, en donde por lo general describen las principales características y aplicaciones de los equipos.
- Por último otro elemento básico e importante es la información que se debe conocer sobre el sistema eléctrico de potencia.

IV.2 FACTORES DE SELECCION

Con el fin de hacer una selección adecuada de los equipos de seccionamiento, es necesario conocer suficientemente ciertos factores principales de los reconectadores, seccionalizadores y seccionadores fusibles.

IV.2.1 Reconectadores. (Ref. 4)

A continuación se describen los siguientes factores de selección:

- Voltaje nominal y nivel básico de aislamiento
- Corriente de carga nominal
- Corriente de interrupción nominal
- Corriente mínima de disparo
- Características de operación tiempo-corriente

- Secuencia de operación
- Intervalos de recierre
- Tiempo de recierre
- Selección del número de fases

- Voltaje nominal y nivel básico de aislamiento

El voltaje de fase a fase del lugar de instalación, no debe exceder del voltaje de diseño del reconectador, a excepción del reconectador monofásico que se instale en un ramal monofásico de un sistema trifásico multiaterrizado; en este caso, el voltaje de fase a neutro no debe exceder el voltaje de diseño del reconectador.

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

- Corriente de carga nominal

La capacidad nominal de corriente del reconectador debe ser mayor que la corriente máxima que pase por el reconectador.

- Corriente de interrupción nominal

La capacidad de corriente de interrupción del reconectador, debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima esperada en el lugar de instalación del reconectador.

- Corriente mínima de disparo

La corriente mínima de disparo que se seleccione debe permitir que el reconectador "sienta" la corriente de falla en toda la zona de protección deseada, o sea, debe ser menor que la mínima corriente de falla esperada al final de la zona de protección del reconectador.

- Características de operación tiempo-corriente

Las curvas de tiempo-corriente que se seleccionen deben permitir la coordinación con otros equipos ubicados adelante y atrás del reconectador.

- Secuencia de operación

Las secuencias de operación que se seleccionen deben proveer, primeramente protección contra fallas temporales y luego brindar coordinación con otros equipos de seccionamiento.

Las posibles secuencias de operación son:

- Dos operaciones rápidas más dos lentas
 - Tres operaciones rápidas más una lenta
 - Una operación rápida más tres lentas
 - Cuatro operaciones lentas
 - Cuatro operaciones rápidas
- Tiempo de intervalo de recierre

Este tiempo es escogido para ayudar a la coordinación con otros equipos. Como una práctica mínima, el tiempo debe ser lo suficientemente largo, para permitir la desionización de cualquier arco, estos tiempos varían entre 0.5 seg., los instantáneos, y los más largos son del orden de 5 a 10 seg.

- Tiempo de Reposición

Este tiempo es seleccionable en reconectores de bobina no serie, y no es seleccionable en los reconectores con bobina serie. Cuando es seleccionable, este tiempo se calcula desde la primera interrupción o desde un recierre exitoso. Por lo general, este tiempo para los reconectores de control hidráulico es aproximadamente un minuto por cada operación de disparo llevada a cabo.

- Selección del Número de Fases

El escogitamiento de un reconector trifásico o tres monofásicos, depende de la conexión de las cargas a ser protegidas. Tres reconectores monofásicos pueden ser usados para proteger un sistema trifásico cuando las cargas son predominantemente monofásicos.

IV.2.2 Seccionalizadores. (Ref. 7)

Puesto que los seccionalizadores funcionan en unión con un equipo que interrumpe la corriente de falla en el lado de la fuente, la selección del seccionalizador para una aplicación dada depende de las características del equipo que interrumpe la corriente de falla.

Para la selección de los seccionalizadores se requiere considerar los siguientes factores:

- Voltaje del Sistema
- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- Corriente máxima de carga
- Corriente máxima de falla en el lugar de instalación
- Coordinación con otros equipos de seccionamiento

- Voltaje del Sistema

El seccionalizador debe tener un valor nominal de voltaje igual o mayor que el voltaje del sistema, generalmente fase-fase.

- Nivel básico de aislamiento

El nivel básico de aislamiento debe ser escogido de tal manera que sea consistente con el BIL de los otros equipos instalados en el sistema, donde el seccionador va a ser utilizado.

- Corriente máxima de carga

La máxima corriente continua nominal del seccionador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga esperada en el sitio de ubicación del seccionador.

- Corriente máxima de falla

La corriente máxima de falla en el punto de instalación del seccionador debe conocerse. La capacidad momentánea del seccionador debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima en el lugar de instalación.

- Coordinación con otros equipos de seccionamiento

La coordinación con otros equipos de seccionamiento en el lado carga y en el lado fuente del seccionador, se logran una vez que se satisfacen los puntos anteriores. Además que la corriente mínima de falla en el lado carga del seccionador sea mayor del 160% de la corriente nominal de este.

Además de estos factores, se debe estar seguro que se cumplan los siguientes requerimientos adicionales:

- El seccionador debe contar todas las interrupciones de la corriente de falla del equipo interruptor de fallas. Esto se lo obtiene generalmente, haciendo que la mínima corriente de actuación sea menor que el 80% del mínimo disparo del equipo de respaldo.
- El seccionador debe bloquear en una cuenta menos que el número total de disparos para el bloqueo del equipo interruptor de respaldo.
- Los seccionadores trifásicos pueden ser usados solo con equipos de interrupción trifásicos.
- El tiempo de memoria del seccionador debe ser suficientemente largo, para que el seccionador retenga la cuenta a través de toda la secuencia de disparos y recierres del interruptor de fallas.

El tiempo de memoria debe ser mayor que el total de tiempos acumulados de disparos y recierres del

interruptor de fallas de respaldo TAT antes que el seccionizador quede bloqueado.

- Los fusibles, seccionizadores y reconectadores conectados hacia el lado de carga de un seccionizador afectan en la aplicación de estos así, (Ver Fig. 4.1)

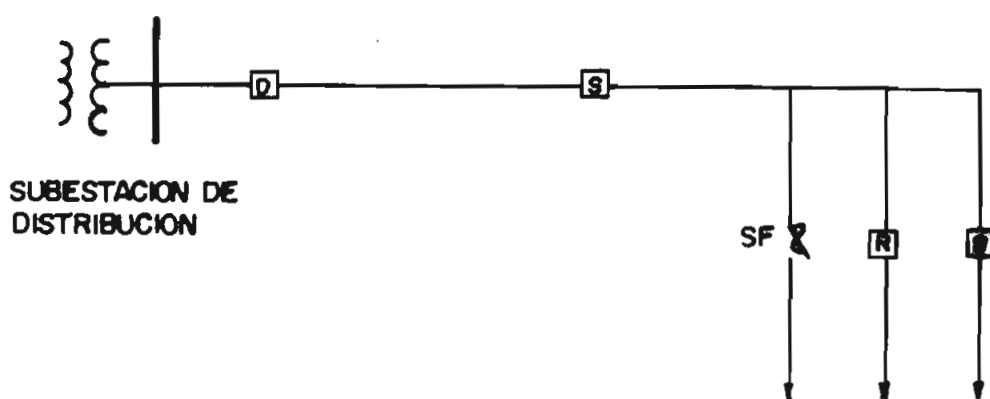


Fig. 4.1
Efecto de los equipos instalados en el lado
carga del Seccionizador

- . Seccionadores fusibles.- Si los fusibles son colocados hacia el lado de carga del seccionizador, estos no se funden cuando el seccionizador inicia su cuenta para bloquear.
- . Seccionizadores.- Cuando se instalan adelante seccionizadores adicionales, cada uno de estos debe tener una cuenta menos para bloquear, que el seccionizador que le precede.
- . Reconectadores.- Un seccionizador no puede estar ubicado entre dos equipos de recierre, ya que el seccionizador puede contar las operaciones de sobrecorriente de cualquier equipo.

IV.2.3 Seccionadores Fusibles. (Ref. 5, 6, 16)

Para una adecuada selección de seccionadores fusibles se requiere conocer:

- Voltaje del Sistema
- Tipo de Sistema
- Relación X/R y máxima corriente de falla en el punto de aplicación
- Corriente de carga

Con esta información se está en condiciones de determinar los siguientes valores nominales del seccionador fusible.

- a. Corriente Nominal
- b. Voltaje Nominal
- c. Capacidad interrumpida

a. Corriente Nominal

Portafusibles

La capacidad nominal del portafusibles debe ser mayor que la máxima corriente de carga en el lugar de la instalación.

Elemento Fusible

La corriente de carga en el punto de aplicación del fusible no debe exceder su capacidad de corriente. De acuerdo con normas EEI-NEMA, los fusibles con elementos de estaño tipo K y T tienen una capacidad aproximada del 150% de su valor de corriente nominal y los fusibles con elementos de plata tipo N, H y K del 100% de su valor nominal.

En la Tabla 4.1 se indica la capacidad nominal y corriente de carga de fusibles de estaño tipo H, T y K cuando estén instalados en el seccionador de tamaño adecuado (Ref. 5).

Los valores nominales de los fusibles universales están divididos en tres categorías:

Preferidos: 6 - 10 - 15 - 25 - 40 - 65 - 100 - 140
y 200 AMP.

No preferidos: 8 - 12 - 20 - 30 - 50 y 80 AMP.

Menores de 6 amperios: 1 - 2 - 3 y 5 AMP.

CAPACIDAD NOMINAL Y CORRIENTE DE CARGA
DE FUSIBLES DE ESTAÑO

CAPACIDAD NOMINAL TIPO H	CAPACIDAD DE CARGA (Amperios)
1	1
2	2
3	3
5	5
8	8

CAPACIDAD NOMINAL TIPO K o T	CAPACIDAD DE CARGA (Amperios)
6	9
8	12
10	15
12	18
15	23
20	30
25	38
30	45
40	60
50	75
65	95
80	120
100	150
140	190
200	200

TABLA 4.1

b. Voltaje Nominal

Cuando se selecciona el valor nominal de voltaje, es necesario considerar el voltaje del sistema. El voltaje aplicado a los terminales del seccionador fusible, no debe exceder el valor nominal máximo de voltaje del seccionador fusible.

Los valores apropiados de voltaje nominal de los seccionadores fusibles, se determinan de acuerdo con las siguientes características:

- Voltaje máximo del sistema de fase a fase o fase a tierra

- Tipo de Sistema
- Circuitos trifásicos o monofásicos

Estas características determinan el voltaje soportado por el seccionador fusible cuando interrumpe corriente de falla. Generalmente, el voltaje nominal del seccionador fusible debe ser mayor a este voltaje. De acuerdo a las anteriores consideraciones se derivan las siguientes reglas, de acuerdo al tipo de sistema:

- En sistemas no puestos a tierra o puestos a tierra, únicamente en la subestación, 3 fases, 3 hilos, el voltaje nominal del Seccionador Fusible debe ser igual o mayor al voltaje entre fases.
- En sistemas trifásicos con neutro sólidamente aterrizado y multiaterrizado, 3 fases, 4 hilos, el voltaje nominal del seccionador fusible puede ser igual o mayor:
 - . Al voltaje máximo de fase a tierra para ramales monofásicos.
 - . Al voltaje entre fases para líneas bifásicas o trifásicas.

Al seleccionar los voltajes nominales mediante las reglas antes descritas, el nivel básico de aislamiento (BIL) del Seccionador Portafusible estará acorde con el requerido por el sistema.

c. Capacidad Interruptiva

Con el fin de seleccionar la capacidad interruptiva más adecuada, es necesario calcular la corriente simétrica de falla máxima en el lado de carga del seccionador y compararlo con la capacidad de interrupción de falla simétrica del seccionador. Los fabricantes acostumbran publicar el valor nominal de corriente interruptiva asimétrica del seccionador, lo cual obliga al usuario a calcular el valor de corriente asimétrica mediante la relación X/R del sistema o, a consultar las normas respectivas para obtener el valor nominal de corriente asimétrica y así poder hacer la comparación adecuada.

La corriente de interrupción debe ser mayor o igual a la corriente de falla disponible en el sitio de ubicación del fusible.

IV.3 COORDINACION DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO. (Ref. 5, 6)

Para incrementar el índice de continuidad que se proporciona a los consumidores, es necesario analizar de la mejor forma la coordinación de los equipos que debe existir dentro de un sistema de distribución. Para lo cual se deben considerar los siguientes aspectos:

IV.3.1 Elementos de Coordinación

Los elementos constitutivos de las redes de distribución y que son necesarios para analizar la coordinación, constan en la Fig. 4.2 y son:

- Los puntos donde se ubican los equipos de seccionamiento se denominan "puntos de coordinación" (1 20).
- El equipo de seccionamiento y sus accesorios que se ubican en los puntos de coordinación.
- Fuente de alimentación a la falla y que se refiere a la subestación de distribución, de la cual parten los alimentadores en forma radial.
- Circuitos diversos: alimentadores A, derivaciones (sublaterales SL y laterales L).
- Corrientes de régimen permanente
- Corrientes de falla máxima y mínima determinadas previamente para cada punto de coordinación.
- Equipo protector: es el equipo que está más cerca al punto de falla hacia el lado de la fuente de alimentación.
- Equipo protegido o de respaldo: es aquel más cercano al equipo protector, también hacia el lado de la fuente de alimentación.

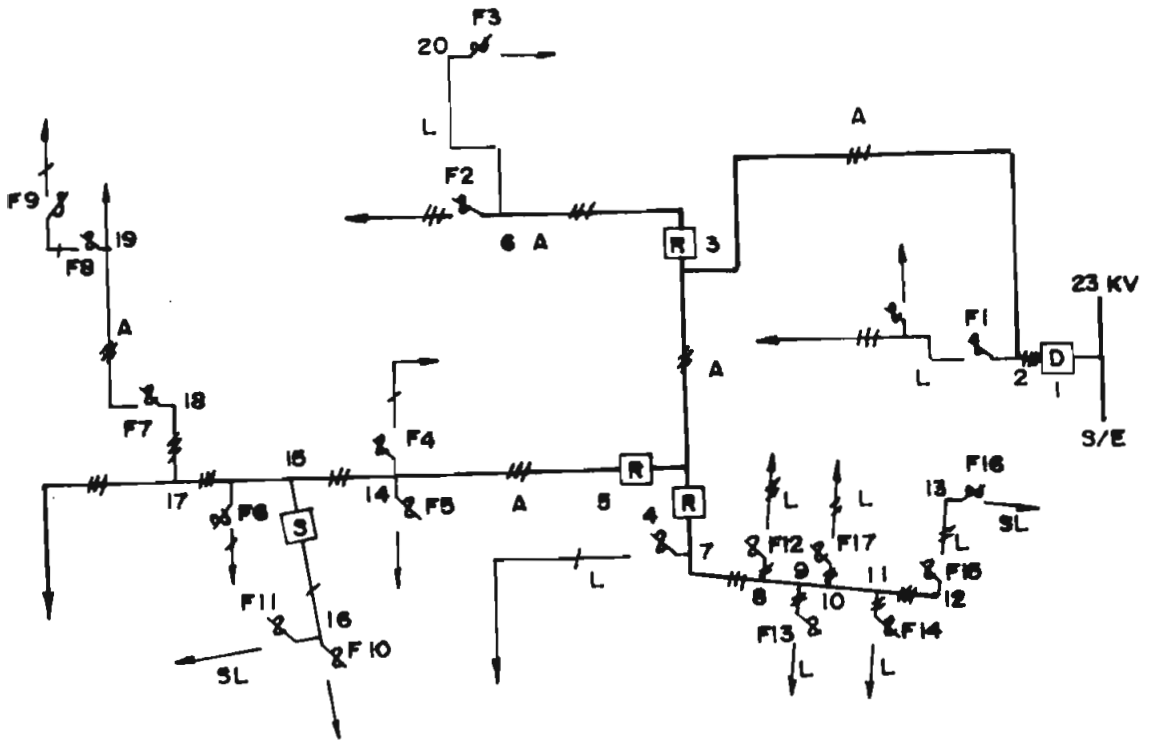


Fig. 4.2
Elementos de Coordinación

IV.3.2 Principios de Coordinación

Cuando se aplican dos o más equipos en serie en las redes de distribución, se deben considerar los siguientes principios de coordinación.

- El aparato protector debe despejar una falla temporal o permanente antes que el aparato protegido.
- Las interrupciones provocadas por las fallas permanentes deben ser restringidas a la sección más pequeña del sistema durante el tiempo más corto.

IV.3.3 Zonas de Protección

El punto clave de la coordinación de protecciones, y que influye en la selección y ubicación de los equipos de seccionamiento y protección, es la definición de las zonas de protección y los traslapes entre estas zonas. Con esto se define qué elementos actúan y despejan la falla.

- Determinación de las zonas de protección.

Cada equipo de seccionamiento establece a su alrededor una zona de protección propia, a la que pertenecen varios elementos, los mismos que se desconectarán en caso de falla de uno de ellos.

Cada zona termina en otro equipo de seccionamiento, el mismo que establece otra zona independiente de la primera; es decir, este equipo pertenece a las dos zonas, por lo que las protecciones de respaldo están representadas en estas intersecciones.

Para la determinación de las zonas, se parte de cada equipo de seccionamiento, determinando luego el encadenamiento de elementos, hasta encontrar los siguientes equipos de seccionamiento.

- Corrientes de falla

Para aplicar los equipos de seccionamiento en redes de distribución, es necesario conocer los valores de las corrientes de falla en los puntos de coordinación, ya que:

Los valores máximos de fallas son requeridos para determinar si la capacidad de interrupción de los equipos de seccionamiento es adecuada y si estos coordinan apropiadamente.

Los valores mínimos de corrientes de falla en sistemas radiales, son necesarios para determinar las zonas de protección de un equipo de seccionamiento. Si la zona de protección no cubre todo el circuito, una nueva zona de protección debe ser establecida, mediante otro equipo de seccionamiento. (Ref. 1).

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACION

V.1 GENERALIDADES.

El alimentador primario seleccionado para la realización del presente ejemplo es el "B" de la subestación No. 18 de la Empresa Eléctrica Quito S.A., que tiene una longitud aproximada de 16 Km. y un nivel de voltaje de 23 Kv. (Ver Figuras 5.1.a, 5.1.b y 5.1.c).

El ejemplo que se desarrolla de una manera ilustrativa, tiene como objetivo seleccionar un esquema de seccionamiento más adecuado para este alimentador, considerando además de los aspectos técnicos y económicos, los niveles de confiabilidad.

V.2 METODO UTILIZADO

Para abordar los temas técnicos del presente ejemplo, se utiliza la metodología descrita en el capítulo III.

La determinación de las zonas de protección se realiza en base a los principios básicos de coordinación, tratados en el capítulo IV.

V.2.1 Alternativas Analizadas

Para poder comparar los esquemas de seccionamiento se han modelado las siguientes alternativas, potencialmente aplicables a este alimentador.

- Alternativa # 1

El alimentador primario está protegido únicamente con el disyuntor en la salida de la subestación, dotado de relés de sobrecorriente. (ver Fig. 5.2).

- Alternativa # 2

Similar a la alternativa # 1, incluyendo adicionalmente un relé de recierre en el disyuntor de la subestación. (ver Fig. 5.3).

- Alternativa # 3

Similar a la alternativa # 2, incluyendo además tres seccionadores fusibles SF1, SF2 y SF3. (ver Fig. 5.4).

- Alternativa # 4

Similar a la alternativa # 2, incluyendo adicionalmente

un reconectador automático R2 y dos seccionadores fusibles SF1 y SF3. (ver Fig. 5.5).

- Alternativa # 5

Similar a la alternativa # 4, incluyendo dos reconectadores automáticos R1 y R3 y seccionadores fusibles en todas las derivaciones. (ver Fig. 5.6).

V.2.2 Zonas de Protección

Antes de evaluar las alternativas propuestas, es necesario determinar las zonas de protección de los equipos de seccionamiento, para poder modelar la topología de los elementos que intervienen en el programa digital.

Los valores a los cuales deben calibrarse los equipos de seccionamiento, para determinar sus zonas de protección son: (ver curvas de coordinación en la Fig. 5.7)

a. En la subestación de distribución.

- Transformadores de corriente

Relación de transformación 300:5

- Relé CDG-64 (unidad de tiempo para falla de fases)

Tap 4

Lever 0.6

Tiempo de operación para máxima corriente de falla entre fases = 0.45 segundos.

- Relé CAG 37 (unidad instantánea para falla de fases)

I mínima de operación = 42 amperios

- Relé CDG 14 (unidad de tiempo para fallas a tierra)

Tap 3.0

Lever 0.6

Tiempo de operación para máxima corriente de falla fase-tierra = 0.32 segundos.

Tiempo de operación para mínima corriente de falla fase-tierra = 2.7 segundos

- Relé CAG 17 (unidad instantánea para fallas a tierra)

I mínima de operación = 10 amperios

- Relé de Recierre VAR 71

t = 10 segundos

b. En el alimentador principal.

Puesto que el objetivo de este ejemplo es efectuar un análisis económico y de confiabilidad de diversos esquemas de seccionamiento y no de coordinación, se indica a continuación únicamente, la calibración del reconectador R2 y de los fusibles SF3, SF4 y SF5 que pertenecen a la Alternativa # 5. (ver Fig. 5.1.b)

- Reconectador R2

Corriente de la bobina : 100 amperios

Secuencia de operación : 2A1C

Tiempo de recierre : 2 segundos

- Fusibles

SF5 : 25 T

SF4 : 50 T

SF3 : 80 T

La coordinación de los equipos de las otras alternativas se efectúa de una manera similar, siempre considerando sus zonas de protección.

V.2.3 Parámetros Empleados

Los siguientes son los parámetros empleados en la realización del presente ejemplo.

V.2.3.1 Costos de Inversión

Como se aprecia en las figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6, cada alternativa requiere un menor o mayor número de equipos de seccionamiento, siendo necesario fijar costos de comparación para cada configuración.

Los costos FOB empleados para este estudio (Ref. 30) son los siguientes:

- Disyuntor, 23 Kv, con relés de sobrecorriente US\$ 22.400,00
- Disyuntor, 23 Kv, con relés de sobrecorriente y relé de recierre US\$ 25.000,00

- Reconectador automático, 24.9 Kv. US\$ 8.000,00
- Seccionador fusible, 27 Kv. con
tirafusibles US\$ 82,50

Estos costos unitarios incluyen los equipos auxiliares, componentes y accesorios necesarios para el funcionamiento adecuado de cada alternativa.

V.2.3.2 Tasa de Interés y vida útil de las Redes de Distribución

Los costos anuales de inversión han sido evaluados para los valores de 12% como tasa de interés y 25 años de vida útil (Ref. 31).

Adicionalmente, y con el propósito de obtener conclusiones generales, se han considerado dos valores de tasas de interés: 8% y 20%.

V.2.3.3 Costos de Potencia no servida y Energía no Suministrada

Conforme se indicó en el punto III.6.2.1 para determinar el costo por interrupción de servicio de cada alternativa se considera:

- Costo de potencia no servida
- Costo de energía no suministrada

El costo unitario por potencia no servida a ser utilizado en este ejemplo es de US\$ 1.65/Kw. (Ref. 31).

En lo relacionado al costo de energía no suministrada, se estimó conveniente tomar este parámetro como variable independiente, dentro de un rango de valores desde US\$ 0.02/Kwh, hasta US\$ 2/Kwh., ya que en la literatura técnica disponible, no se ha encontrado uniformidad de criterios sobre valores que deban emplearse como costos unitarios por energía no suministrada, tal como se explicó en el punto III.6.2.

Considerando que este alimentador en su recorrido sirve a todo tipo de consumidores, siendo el residencial la gran mayoría (sector Comité del Pueblo), el costo de pérdidas de ingresos por Kwh no servido al consumidor (Ce) ha sido tomado como el valor de la tarifa aplicada a un consumidor tipo residencial de la EEQSA, igual a US\$ 0.015/Kwh.

V.2.3.4 Índices de Confiabilidad de los Componentes, Transformadores de Distribución y Tiempos de Maniobra.

Los índices de confiabilidad de los componentes que intervienen en todas y cada una de las alternativas han sido tomados de la Ref. 32.

Los datos de los transformadores de distribución, para cuyas cargas se obtendrán los índices parciales de confiabilidad, fueron obtenidos en la División de Planificación de la EEQSA.

Vale indicar que para efectos de ilustrar de una mejor manera la incidencia de los índices de confiabilidad en los puntos de carga, estos se han reducido a 30, muchos de los cuales representan la suma de 4 o 5 transformadores en lo concerniente a su capacidad y número de consumidores. La reducción así planteada no influye en el resultado final, puesto que los circuitos equivalentes, tanto de un transformador como del conjunto son similares.

El tiempo de maniobra de la barra de operación de la subestación para este análisis es de 0.5 horas/maniobra.

El detalle de estos parámetros que son comunes para las tres alternativas, consta en el Anexo A.

V.2.3.5 Factor de Carga - Factor de Potencia

Para determinar los índices adicionales L_i y E_i que se requiere para evaluar económicamente la confiabilidad se utilizan los siguientes datos (Ref. 29).

- Factor de Carga: 0.538
- Factor de Potencia: 0.9

V.2.3.6 Modelación de la Reconexión Automática

En vista de que el programa de computación (Ref. 11), que se utiliza en este ejemplo para determinar los índices de confiabilidad no considera el efecto de la reconexión automática, fue necesario modelar esta reconexión de una manera simplificada.

En la práctica, se menciona que un 80% - 95% de todas las fallas en las redes de distribución aéreas son de naturaleza temporal (Ref. 5). Esto implica, que de implementarse la reconexión automática, y considerando un 84% de fallas temporales; del 100% de fallas que se presentan en líneas aéreas, el 84% de estas pueden ser modeladas como la frecuencia de fallas de una línea aérea que pertenezca a las zonas de protección de los

equipos sin reconexión, y el 16% como la frecuencia de falla de una línea aérea que pertenezca a las zonas de protección de los equipos de seccionamiento con reconexión.

Para este propósito se considera el código (CB), que equivale a cables en el programa de la Ref. 11, como " línea aérea " con un valor de fallas/Km./año del 20% de la frecuencia de fallas de una línea aérea (LA) que no tenga recierre, así:

Línea aérea sin reconexión (LA) : 0.062 fallas/Km/año

Línea aérea con reconexión (CB) : 0.012 fallas/Km/año

Para el caso del relé de recierre VAR-71, cuyo único disparo disponible permite despejar del 80% al 85% de las fallas temporales (Ref. 5), se considera:

Línea aérea con reconexión (CB1): 0.049 fallas/Km/año

V.2.3.7 Análisis del Tiempo de Restablecimiento

Basándonos en la tercera función del sistema de seccionamiento, que se explicó en el numeral II.2.3, se comparó las alternativas # 1 y # 5, determinándose que una falla en cualquier parte del alimentador de la alternativa # 1, que únicamente tiene protección en la salida de la subestación, causará una salida de todos los consumidores servidos por este alimentador; el tiempo requerido para ubicar la falla será proporcional a su longitud. No así para la alternativa # 5, en donde por tener un mayor número de equipos de seccionamiento, los consumidores afectados serán pocos y la falla se localizará más rápidamente.

Luego de estas comparaciones se detectó que en el programa computacional de la Ref. 11, no ha sido tomado en cuenta el tiempo de restablecimiento, cuya incidencia en este tipo de estudios es analizada a continuación.

Al tiempo de restablecimiento podemos definirlo, como el tiempo en horas que se requiere para reenergizar un circuito averiado, desde su salida de servicio, (tiempo que necesitan las empresas eléctricas para ubicar las fallas, más el tiempo que dura la reparación de la falla y, más el tiempo que por maniobras se necesita para restablecer el servicio eléctrico).

Por lo expuesto, fue necesario establecer un procedimiento simplificado, que considere el tiempo de restablecimiento, el mismo que fue planteado de la siguiente manera.

Puesto que el tiempo para ubicar la falla en un alimentador primario es función de su longitud, podemos asumir que,

$$K \times L^n = t$$

Donde:

K = constante

L = longitud del alimentador primario

t = tiempo requerido para ubicar la falla

Si consideramos que para ubicar una falla en un alimentador primario, de una longitud de hasta 3.5 Km., se requiere una hora, y tomando a $n = 2$ como el caso más extremo, obtenemos:

$$K = 1 / (3.5)^2$$

$$K = 0.082$$

Para el alimentador de nuestro ejemplo, que tiene una longitud de 16 Km., tenemos:

$$t = 21 \text{ horas}$$

Por lo que el tiempo de restablecimiento (T.R) será:

$$T.R = t + t_1$$

donde:

t_1 = tiempo para restaurar el servicio, se asume 5 horas

$$T.R = 21 + 5 = 26 \text{ horas}$$

V.3 INDICES DE CONFIABILIDAD - RESULTADOS

En las Tablas 5.1.a y 5.1.b, se presentan los resultados obtenidos para cada alternativa, referentes a los índices generales e índices de la CIER.

Con el objeto de obtener conclusiones generales, se ha creído conveniente presentar en el Anexo B, los datos de topología y los índices de confiabilidad por punto de carga de cada alternativa analizada.

En la Tabla 5.2 se indican los índices adicionales L_i y E_i , los mismos que fueron calculados mediante un sencillo programa, utilizando una calculadora de bolsillo. El cálculo de estos índices no realiza el programa de la Ref. 11.

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

ALTERNATIVAS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI
1	1.41284	6.562	4.645	0.999251	0.000749
2	0.57184	2.139	3.740	0.999756	0.000244
3	0.43997	1.692	3.846	0.999807	0.000193
4	0.47397	1.793	3.784	0.999795	0.000205
5	0.45334	1.675	3.695	0.999809	0.000191

TABLA 5.1.a

INDICES DE CIER

ALTERNATIVAS	FI	DI	TI
1	1.4128	4.65	6.562
2	0.5718	3.74	2.139
3	0.4589	3.81	1.748
4	0.4929	3.75	1.849
5	0.4469	3.74	1.674

TABLA 5.1.b

INDICES ADICIONALES PARA EVALUAR ECONOMICAMENTE
LA CONFIABILIDAD

PUNTO DE CARGA	ALTERNATIVAS					
	# 1	# 2	# 3	# 4	# 5	
	Li (Kw)	Ei (Kwh)	Ei (Kwh)	Ei (Kwh)	Ei (Kwh)	Ei (Kwh)
75	181.58	1191.60	388.36	293.05	311.41	278.27
76	328.05	2152.79	701.63	542.76	575.93	512.02
77	225.15	1477.52	481.55	363.37	386.13	345.04
78	367.99	2414.90	787.07	608.84	646.04	580.40
79	38.74	254.23	82.86	64.10	68.01	61.10
80	108.95	714.97	233.02	175.83	186.85	166.97
81	273.57	1795.28	585.11	441.51	469.17	419.25
82	69.00	452.81	147.58	111.36	118.33	105.74
83	188.84	1239.24	403.89	304.77	323.86	301.52
84	121.05	794.38	258.90	195.36	207.60	193.28
85	145.26	953.25	310.68	234.44	249.12	231.94
86	186.42	1223.36	398.72	300.86	319.71	302.19
87	145.26	953.25	310.68	234.44	249.12	257.18
88	24.21	158.88	51.78	39.07	41.52	40.50
89	145.26	953.25	310.68	234.44	249.12	243.51
90	242.10	1588.76	517.80	390.73	415.20	400.92
91	146.47	961.19	313.27	236.39	251.20	243.52
92	72.63	476.63	155.34	117.22	124.56	121.95
93	110.16	722.91	235.61	177.79	188.92	183.77
94	72.63	476.63	155.34	117.22	124.56	121.71
95	24.21	158.88	51.78	46.25	48.69	42.68
96	29.05	190.64	62.13	55.49	58.43	50.71
97	48.42	317.75	103.56	92.50	97.39	84.52
98	24.21	158.88	51.78	46.25	48.69	43.44
99	121.05	794.38	258.90	231.24	243.47	218.47
100	96.84	635.50	207.12	184.99	194.77	176.00
101	435.78	2859.76	932.05	832.47	876.48	760.70
102	312.31	2049.50	667.97	658.94	690.49	573.71
103	232.42	1525.23	497.10	490.38	513.86	445.13
104	317.15	2081.26	678.32	669.15	701.19	619.52

Tabla 5.2

V.4 EVALUACION ECONOMICA DE LA CONFIABILIDAD

Las alternativas técnicamente confiables, deben ser comparadas económicamente, a fin de que se pueda seleccionar la más adecuada.

Para esta evaluación se asumen las siguientes condiciones:

- Se considera el costo de inversión únicamente de los equipos de seccionamiento empleados en cada alternativa.
- El valor que se considera como costo de inversión para este tipo de estudios es el costo del equipo instalado en sitio, por lo que a más del costo FOB se debe incluir los costos de fletes, seguros, impuestos, montaje, ingeniería, administración e imprevistos. De la Ref. 31 se considera los costos de equipo instalado como un 155% del costo FOB.

Bajo esta consideración se llega a tener los siguientes costos para cada alternativa.

Alternativa # 1	US\$ 34.720,00
Alternativa # 2	US\$ 38.750,00
Alternativa # 3	US\$ 39.133,63
Alternativa # 4	US\$ 51.405,75
Alternativa # 5	US\$ 78.123,88

- Los costos por mantenimiento (CM) son tomados como un porcentaje de los costos del equipo instalado en sitio (4%) (Ref. 29)
- Los costos por pérdidas en las líneas (CS) no se consideran para efectos del presente ejemplo, ya que estos son similares en todas y cada una de las alternativas analizadas.

V.4.1 Cálculos

- Costos Anuales de Inversión

Considerando uniforme los costos de inversión, para la vida útil de 25 años se tiene:

$$CAINV. = P \times FRC$$

$$FRC = \frac{I \times (1 + I)^N}{(1 + I)^N - 1}$$

FRC	=	0.0937	para	I = 8%
FRC	=	0.1275	para	I = 12%
FRC	=	0.2021	para	I = 20%

- Costos de Mantenimiento (CM)

$$CM = 0.04 \times P$$

Alternativa # 1	US\$	1.388,80
Alternativa # 2	US\$	1.550,00
Alternativa # 3	US\$	1.565,65
Alternativa # 4	US\$	2.056,23
Alternativa # 5	US\$	3.124,96

- Costos Anual de Interrupción de Servicio

$$CAINTSER = C_{li} \times \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot L_i + C_{ei} \times \sum_{i=1}^n E_i + C_{eu} \times \sum_{i=1}^n E_i$$

$$C_{li} = \text{US\$ } 1.65/\text{Kw}$$

$$C_{ei} = \text{US\$ } 0.02/\text{Kwh} - \text{US\$ } 2/\text{Kwh}$$

$$C_{eu} = \text{US\$ } 0.015/\text{Kwh}$$

λ_i, L_i, E_i = Índices parciales de confiabilidad calculados anteriormente.

- Costo total

$$CT = CAINV. + CAINTSER. + CM + CS$$

CS = no se considera para el presente análisis.

V.5 RESULTADOS OBTENIDOS

Con el objeto de tener información que permita establecer conclusiones relativas al propósito del trabajo, se ilustran de manera gráfica diferentes casos evaluados para las alternativas propuestas.

- Fig. 5.8 Costo de equipo instalado

Este valor se refiere al costo del equipo instalado y está representado gráficamente mediante diagramas de barras.

- Figs. 5.9 y 5.9.a Costo anual de interrupción de servicio.

La Fig. 5.9 se refiere al costo anual de energía no suministrada, más el costo anual de potencia interrumpida, más costos de pérdidas de ingresos.

Se ha creído conveniente indicar en la Fig. 5.9.a, los componentes del costo anual de interrupción de servicio, mediante diagramas de barras apiladas

- Fig. 5.10 Costo total anual de las alternativas.

Se refiere al costo total anual de todas las alternativas y comprende los costos por:

- Recuperación de la inversión,
- Por interrupción de servicio, y
- Por operación y mantenimiento.

- Fig. 5.11 Costo total anual de las alternativas, considerando la modelación de la reconexión automática.

Se refiere a la incidencia que tiene la modelación de la reconexión automática en el costo anual. Se grafiza la alternativa # 5, con modelación y sin modelación de la reconexión automática.

- Fig. 5.11.a, Costo total anual de las alternativas, considerando la modelación de la reconexión automática del relé de recierre VAR-71.

Se refiere al costo total anual de las alternativas, considerando la frecuencia de falla de 0.049 para la zona de protección del relé VAR-71 y de 0.012 para la zona de protección de los reconectores. Esto con el propósito de evaluar la modelación del recierre del relé VAR-71, instalado en la salida de la subestación.

- Figs. 5.12 y 5.12.a Costo total anual de las alternativas, considerando el tiempo de restablecimiento.

Se refiere a la incidencia que tiene el costo total anual, cuando se considera el tiempo de restablecimiento: es decir, el tiempo que se requiere tanto para ubicar la falla, como para restaurar el servicio a los consumidores, desde el instante en que la empresa eléctrica es notificada, ya sea mediante llamadas telefónicas o cualquier otro medio. Los valores que se emplearon y cuyo análisis consta en el punto V.2.3.7 son: 21 horas para ubicar la falla y 5 horas para restaurar el servicio.

- Fig. 5.13 Costo anual de las alternativas, considerando la variación de la tasa de interés.

Se evalúa el costo total anual de las alternativas para valores de 8%, 12% y 20% como tasas de interés, y para un costo unitario de energía interrumpida de US\$ 0.2/Kwh.

- Fig. 5.14 Costo total anual de las alternativas

Esta figura representa mediante diagramas de barras, los costos parciales anuales de cada alternativa, para la tasa de interés del 12% y un costo unitario de US\$ 0.2/Kwh.

- Fig. 5.15 Grado de funcionalidad de las alternativas.

En esta figura se representa gráficamente, mediante diagramas de barras, el grado de funcionalidad de las alternativas, considerando los índices de frecuencia de fallas por año (SAIFI), duración de interrupción del sistema (SAIDI) y confiabilidad de servicio (ASAI).

V.6 ANALISIS DE RESULTADOS

- a. Incidencia del Tipo de Esquema

De la Fig. 5.15 se puede determinar que la alternativa # 1 tiene un menor grado de confiabilidad; o sea, más horas de interrupción, causadas por una mayor frecuencia de interrupción; existe una gran diferencia con respecto a las otras alternativas. La alternativa # 5 tiene el mejor nivel de confiabilidad.

- b. Incidencia del Costo de Energía no Suministrada

De la Fig. 5.10 se puede determinar que la alternativa # 1 depende en la evaluación económica, en mayor grado del costo de energía no suministrada; para las otras alternativas, la dependencia es mucho menor.

- c. Incidencia de la Tasa de Interés

De la Fig. 5.13 se puede determinar que para cualquier valor de tasas de interés, las alternativas mantienen sus prioridades. La

alternativa # 5 incrementa más rápidamente los costos anuales totales, respecto a las otras.

- d. Incidencia de la Modelación de la Reconexión Automática.

De la Fig. 5.11 se puede determinar que la modelación de la reconexión automática, incide en el análisis económico de los esquemas de seccionamiento, disminuyendo el costo total anual de la alternativa que emplea la reconexión, en todos los rangos del costo de energía no suministrada analizados.

- e. Incidencia del Costo Anual por Interrupción de Servicio.

De la Fig. 5.9 se puede determinar que la alternativa # 1 presenta los costos anuales más altos por interrupción de servicio, las otras alternativas tienen costos más bajos; la alternativa # 5 tiene el menor costo anual por interrupción de servicio.

De la Fig. 5.9.a, se determina que el costo por pérdida de ingresos es insignificante respecto a los otros costos por interrupción de servicio, como son: costo de energía no suministrada y costo de potencia no servida. El costo de energía no suministrada es la de mayor incidencia en estos estudios.

- f. Incidencia del Tiempo de Restablecimiento.

De las Fig. 5.12 y 5.12.a, se puede observar claramente la diferencia de resultados cuando se emplea el tiempo de restablecimiento en la evaluación económica.

En la Fig. 5.12 se considera el tiempo de restablecimiento, y en la Fig. 5.12.a no es considerado este tiempo; esto con el propósito de observar la influencia que tiene en este tipo de estudios el tiempo de restablecimiento.

- g. Incidencia de la Modelación de la Reconexión Automática del Relé de Recierre VAR-71.

De la Fig. 5.11.a, se establece que el modelo de la reconexión automática del relé VAR-71 (0.049 fallas/km/año de las líneas aéreas

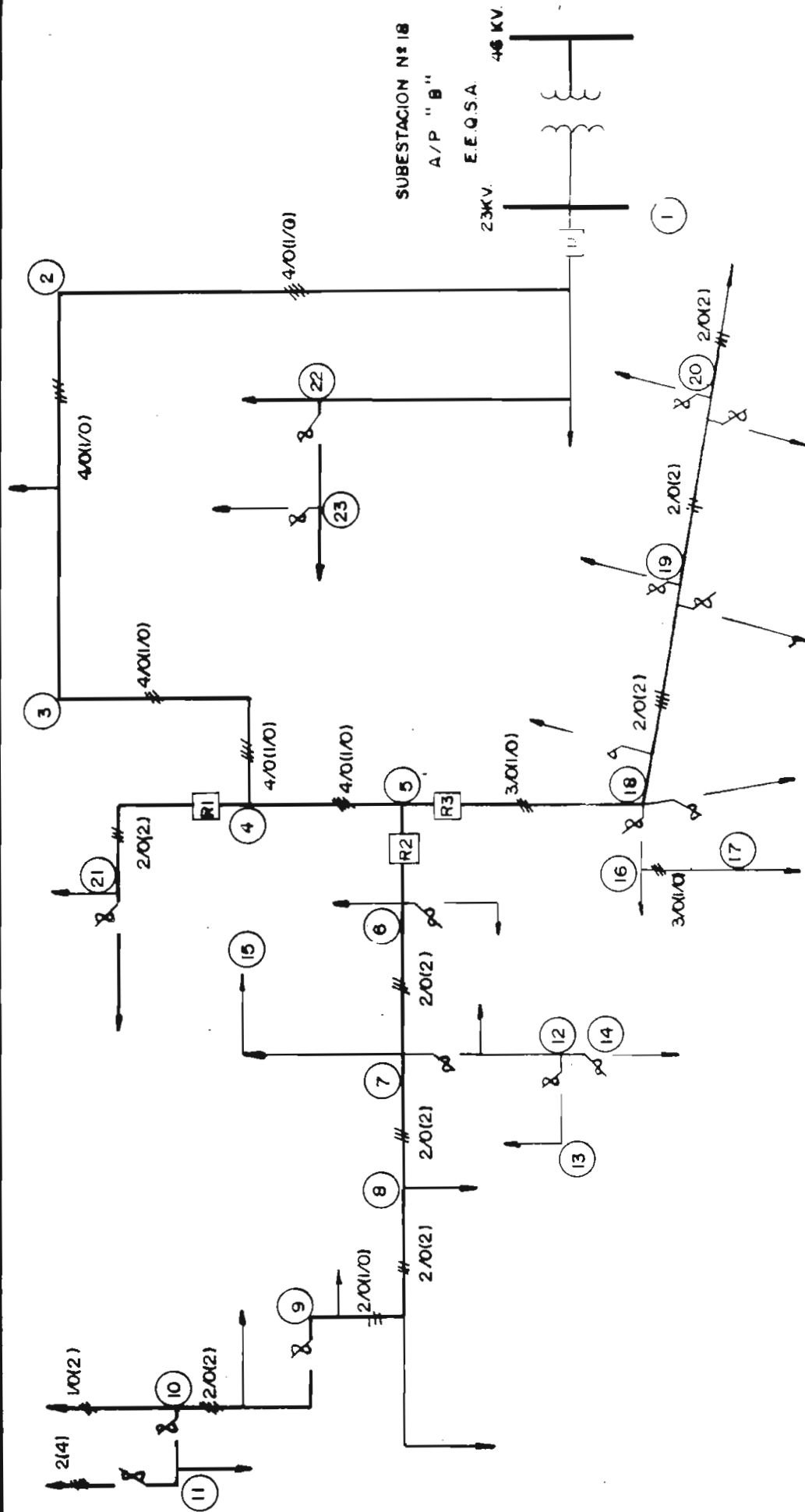
pertenecientes a su zona de protección), incide en forma determinante en la selección de los esquemas de seccionamiento. Esto se comprueba comparándole con el modelo grafizado en la Fig. 5.10, en donde se simula la reconexión automática con un valor de 0.012 fallas/km/año.

V.6.1 Selección del Esquema de Seccionamiento.

De la Fig. 5.11.a, que ilustra los resultados comparativos, si consideramos la modelación de la reconexión automática del relé de recierre VAR-71, se determina que el esquema más económico para el alimentador primario "B" de la subestación No. 18 de la EEQSA, es el correspondiente al de la alternativa # 3, hasta un rango de costos de energía no suministrada del orden de US\$ 0.45/Kwh, luego se tiene la alternativa # 5. Por lo que podemos indicar que para valores superiores a US\$ 0.45/kwh, la alternativa # 5 es la más económica.

Cuando no consideramos la modelación de la reconexión automática del relé VAR-71 (0.049 fallas/km/año), y este se modela como si se tratara de un reconectador automático (0.012 fallas/km/año para su zona de protección), el esquema más económico es el correspondiente a la alternativa # 3, en todos los rangos de costos de energía no suministrada analizados. (ver Fig. 5.10).

Vale indicar que esta selección se realizó sin considerar el tiempo de restablecimiento, ya que en nuestro medio no se dispone de valores confiables que nos permitan utilizarlos para tomar decisiones definitivas. De allí que la implementación de estadísticas para determinar estos tiempos es muy necesaria para emplear en estos análisis.



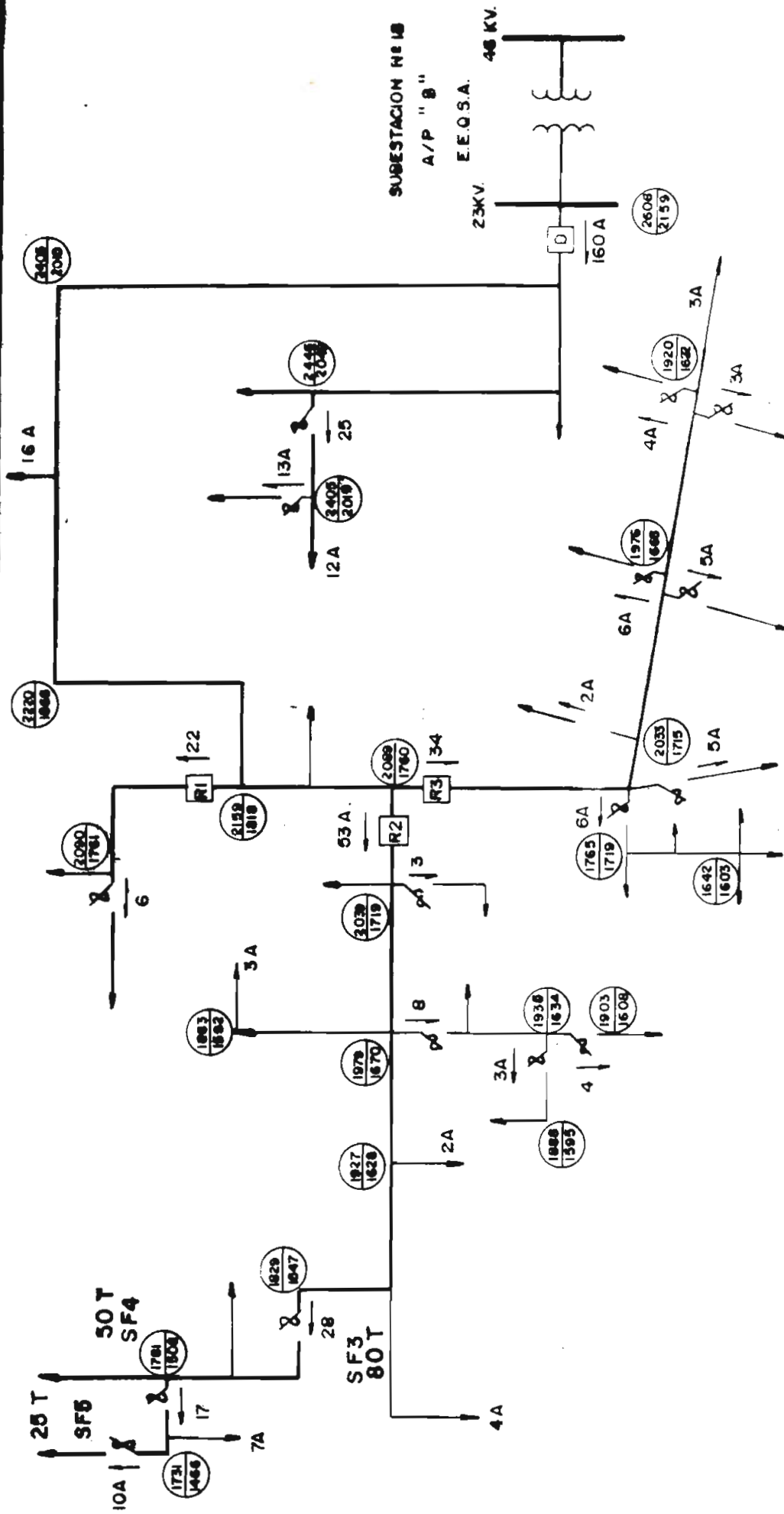
SUBESTACION N° 18
A/P " B "

E.E.Q.S.A.

23KV.

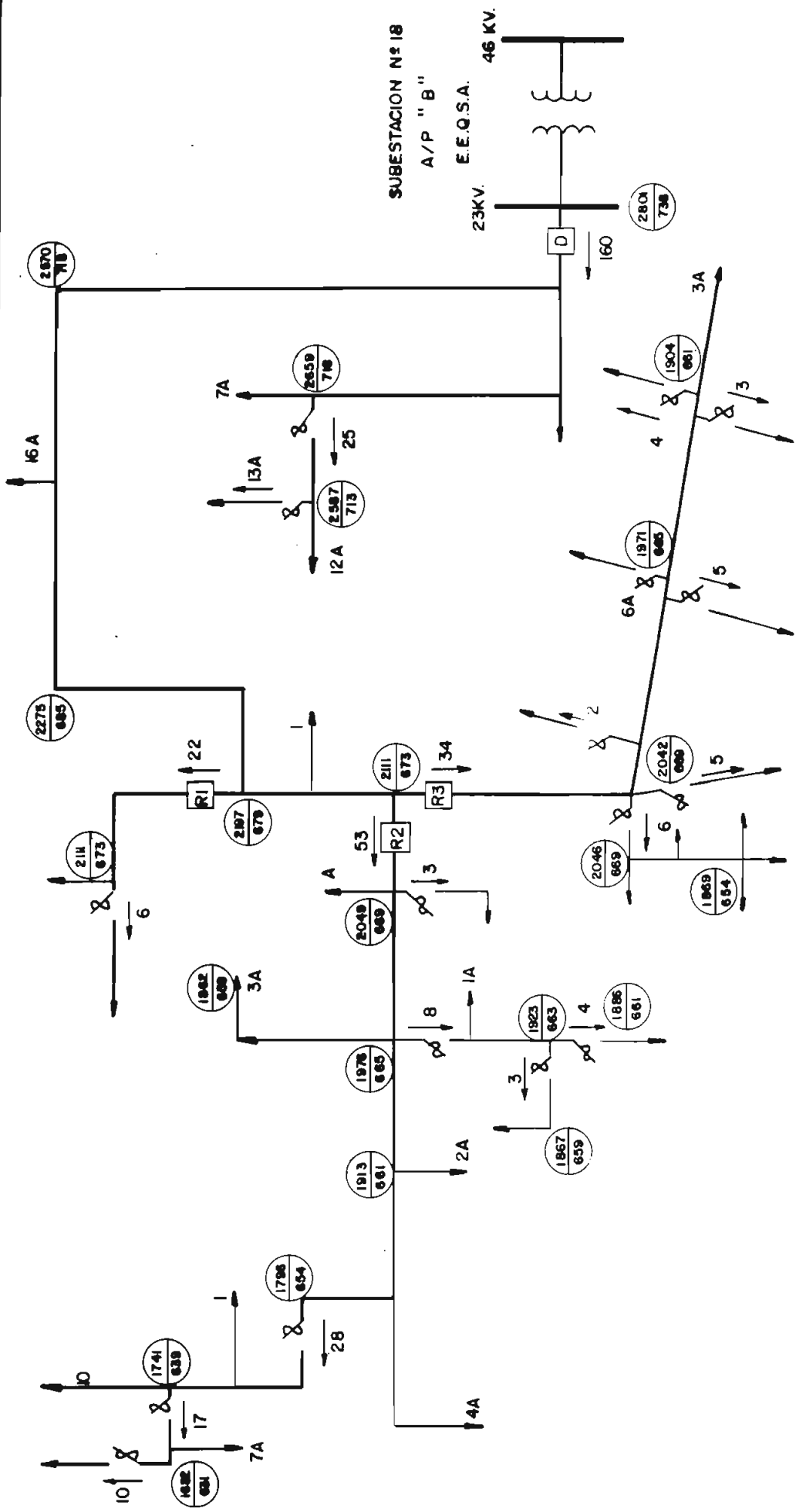
46 KV.

E.P.N.	TESIS DE GRADO DIVELEZ. O.
A/P "B" 23 KV - S/E N° 15	E.E.Q.S.A.
DIAGRAMA UNIFILAR	AGOSTO / 90
CONDUCTORES Y NODOS	FIG. 5.1.a

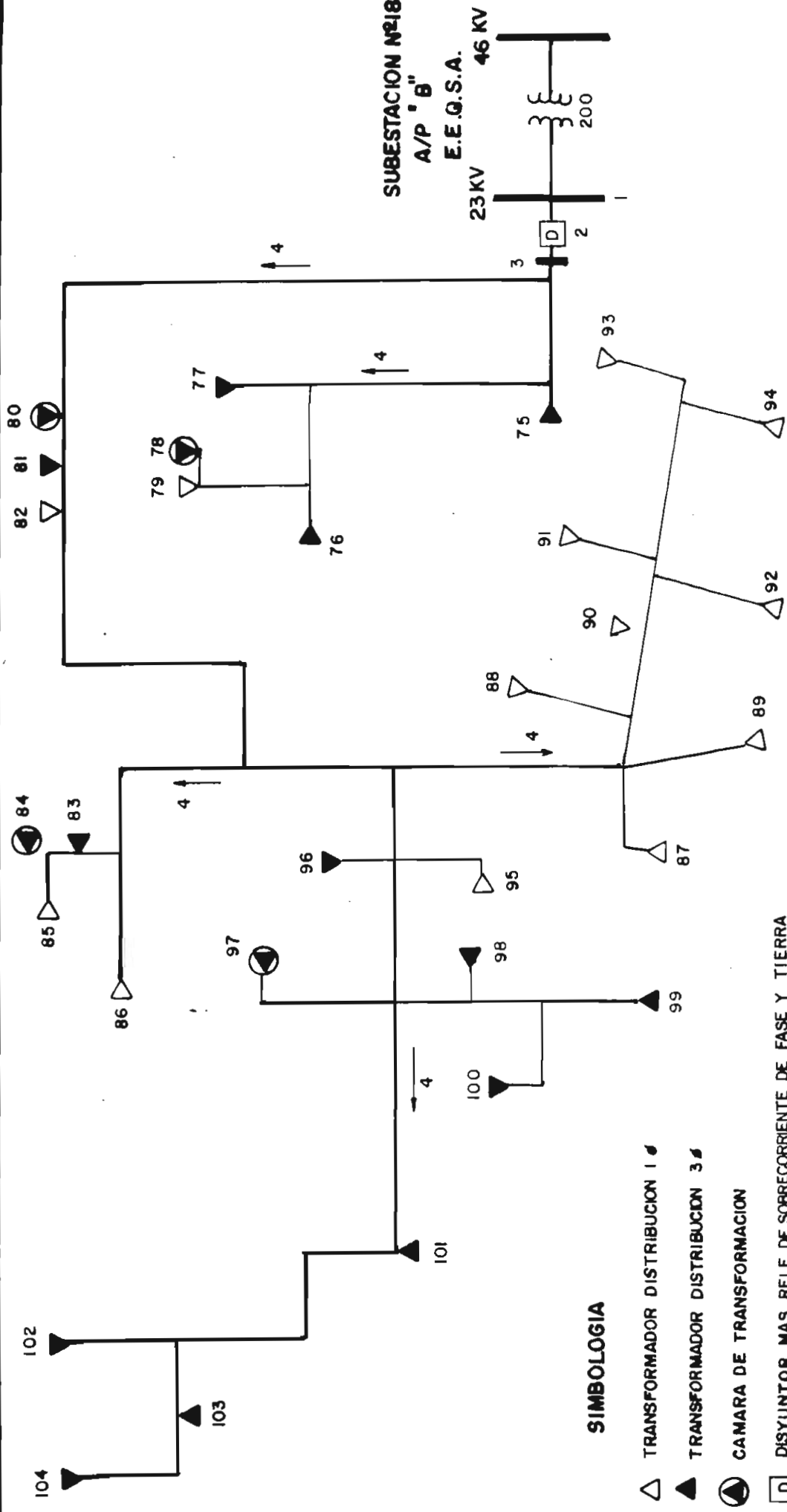


SUBESTACION N° 18
A/P "B"
E.E.O.S.A.

E.P.N.	TESIS DE GRADO: D. VELEZ O.
A/P "B" - 23 KV - S/E N° 18 - E.E.O.S.A.	
CORRIENTES DE CARGA Y CORTOCIRCUITO	AGOSTO/00
FALLA ENTRE FASES	FIG. 5.1.1



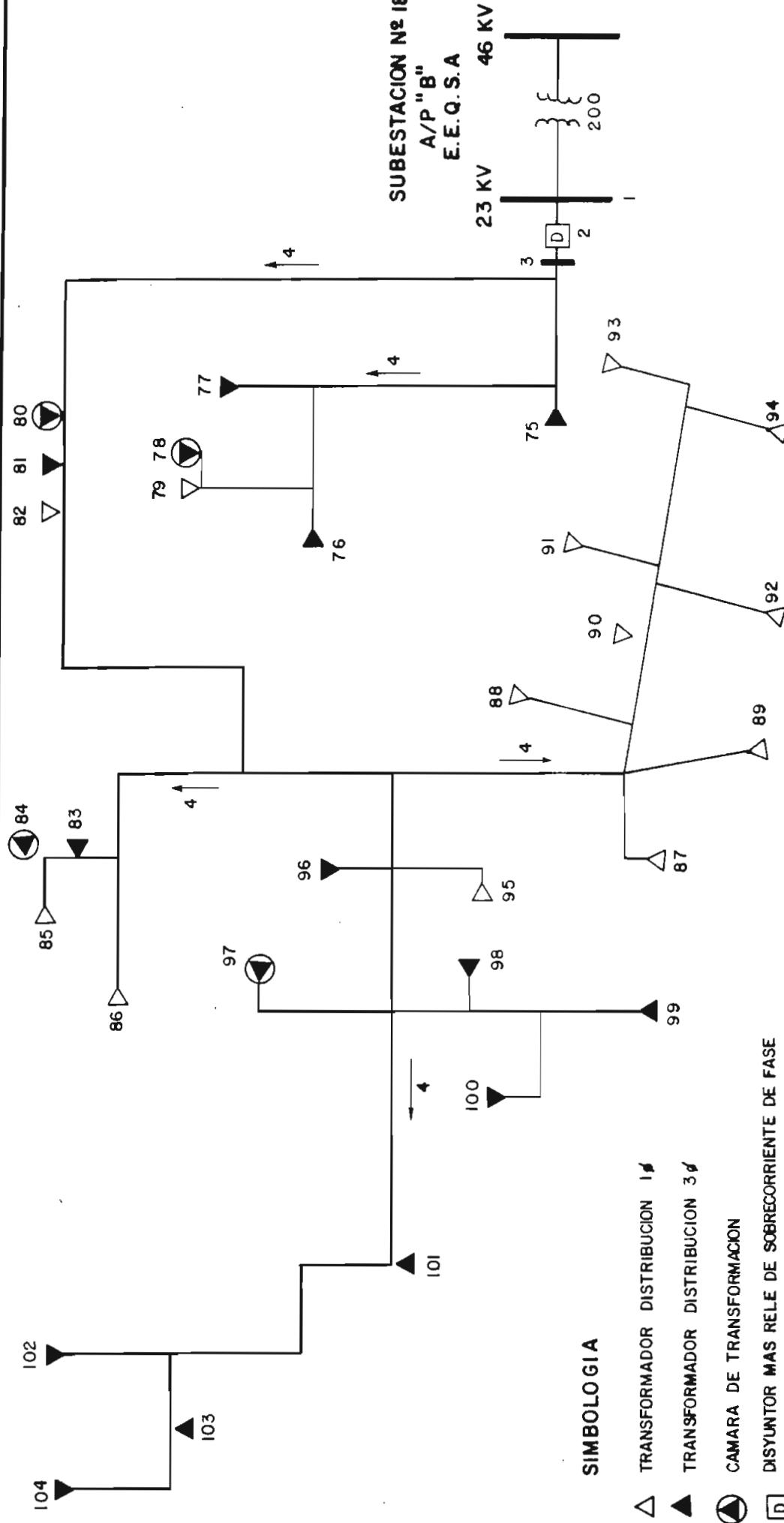
E. P. N.	TESIS DE GRADO D. VELEZ. O.
	A / P " B " - 23 KV - S / E N° 18 - E. E. Q. S. A.
CORRIENTE DE CARGA Y CORTOCIRCUITO FALLAS A TIERRA	AGOSTO / 90
	FIG. 5.1.C



SIMBOLOGIA

- △ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 1
- ▲ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 3
- ⊙ CAMARA DE TRANSFORMACION
- D DISYUNTOR MAS RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA
- LINEA AEREA

E. P. N. TESIS DE GRADO: DVELEZ.O	
A/P B - 23 KV. - S/E N° 18 - E. E. Q. S. A.	
ALTERNATIVA # 1	AGOSTO/90
EJEMPLO DE APLICACION	
FIG. 5.2	



SUBSTACION Nº 18
A/P "B"
E.E.Q.S.A

23 KV

46 KV

200

SIMBOLOGIA

- △ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 1 φ
- ▲ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 3 φ
- ⊙ CAMARA DE TRANSFORMACION
- ⊠ DISYUNTOR MAS RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA MAS RELE DE RECIERRE
- LINEA AEREA

E. P. N. TESIS DE GRADO. D. VELEZ. O

A/P "B" - 23 KV. - S/E Nº 18 - E. E. Q. S. A

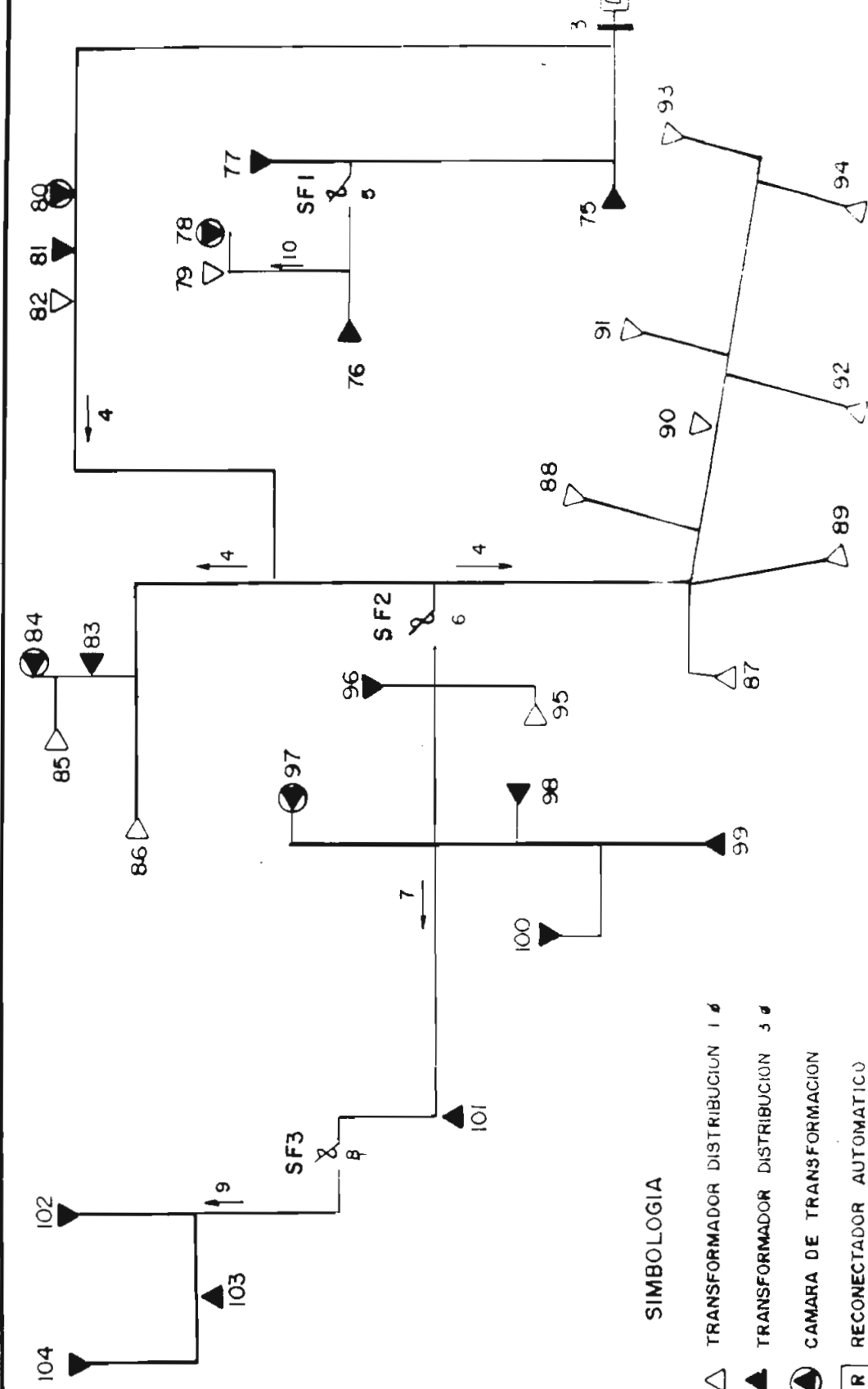
ALTERNATIVA # 2

EJEMPLO DE APLICACION

AGOSTO/90

FIG. 5.3

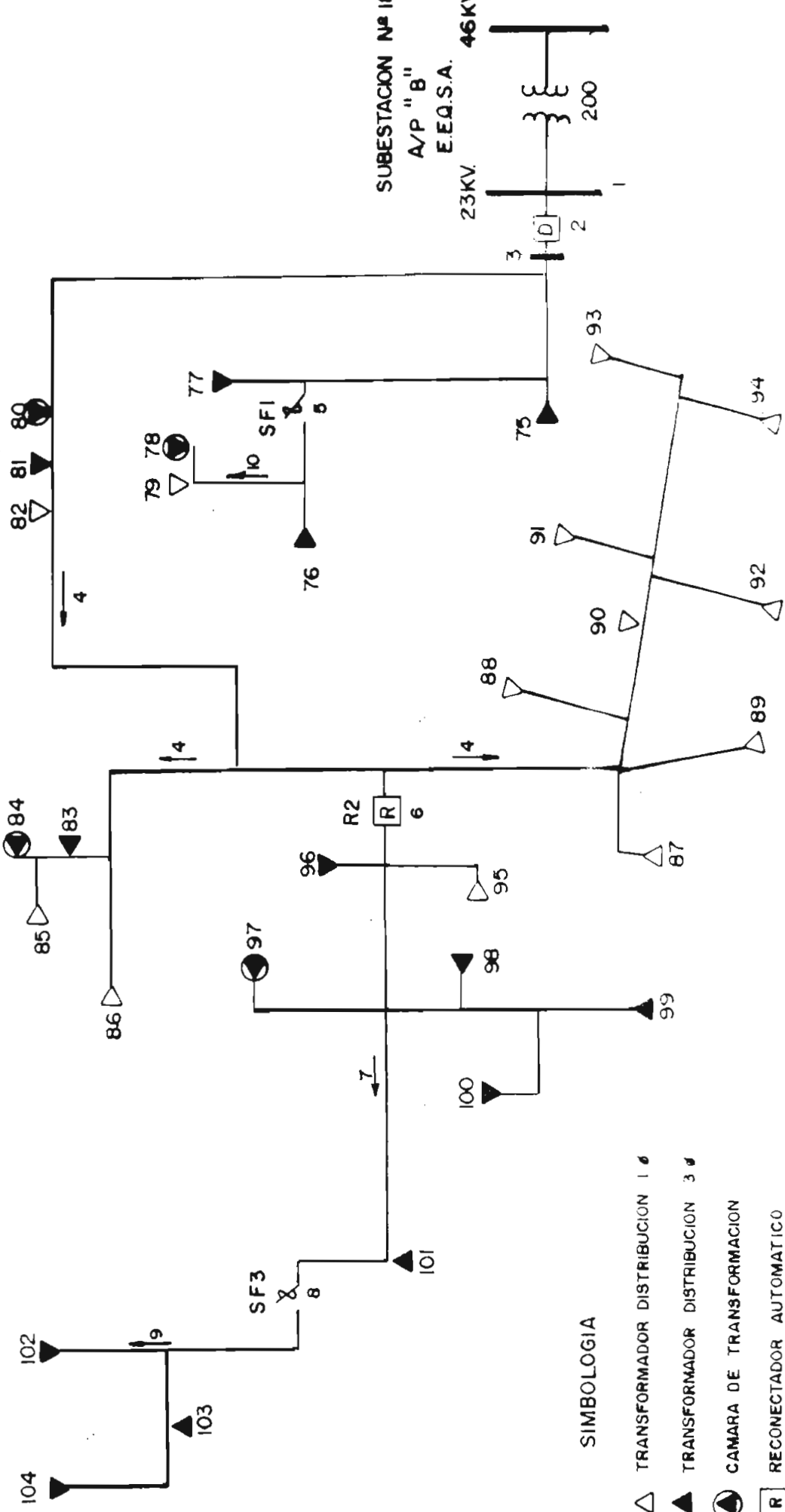
SUBESTACION Nº 18
A/P "B"
E.E.Q.S.A. 46KV.



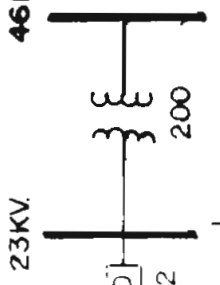
SIMBOLOGIA

- △ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 1 φ
- ▲ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 3 φ
- ⊙ CAMARA DE TRANSFORMACION
- RECONECTOR AUTOMATICO
- ⊞ DISYUNTOR MAS RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA MAS RELE DE RECIERRE
- ⌞ SECCIONADOR FUSIBLE
- LINEA AEREA

E.P.N. TESIS DE GRADO D. VELEZ	
A/P "B" - 23 KV. - S/E # 18 - E.E.Q.S.A.	AGOSTO/99
ALTERNATIVA # 3	
EJEMPLO DE APLICACION	
FIG. 5.4	



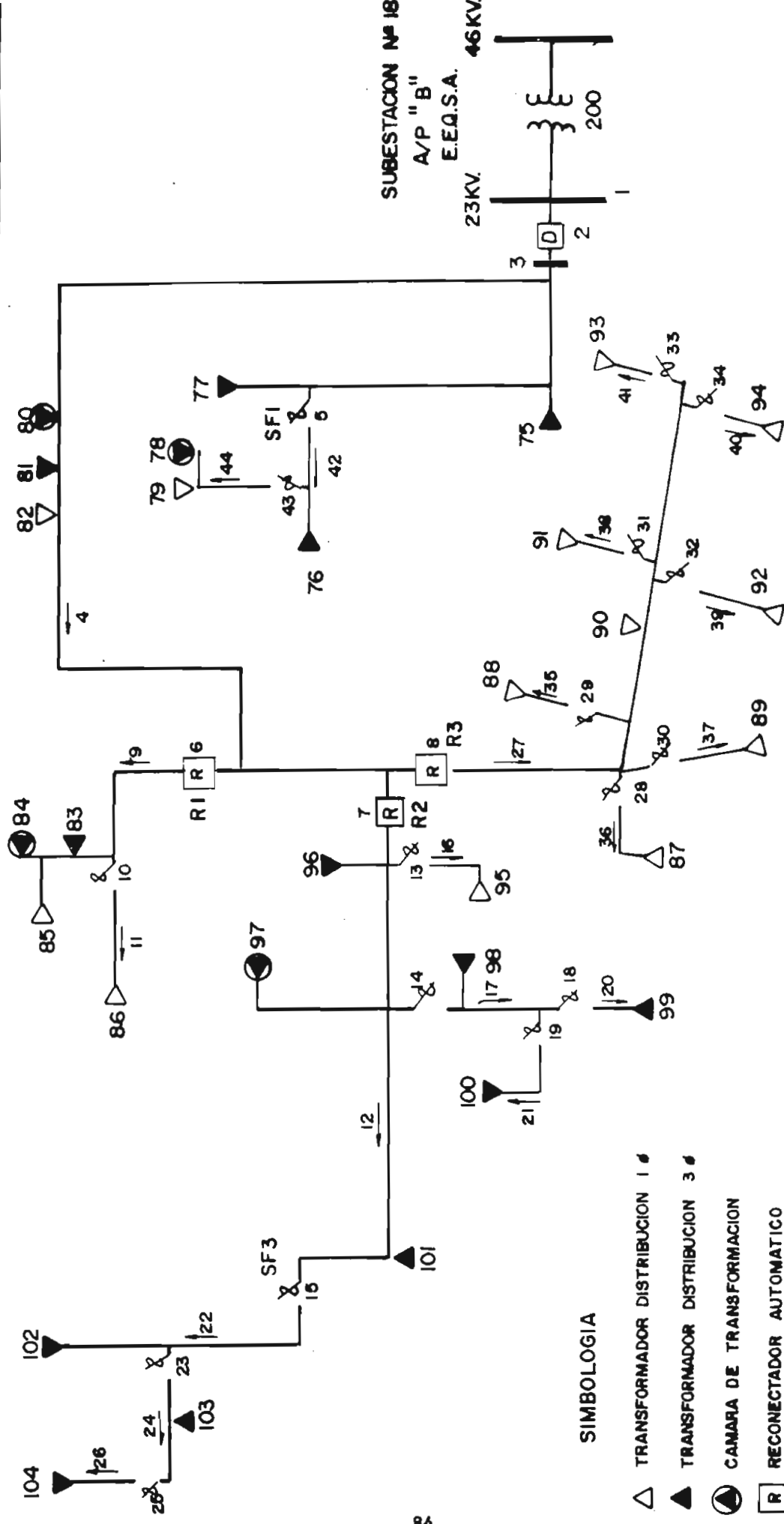
SUBESTACION N° 11
A/P "B"
E.E.Q.S.A. 46KV



SIMBOLOGIA

- △ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 1 φ
- ▲ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 3 φ
- CAMARA DE TRANSFORMACION
- R RECONECTOR AUTOMATICO
- D DISYUNTOR MAS RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA MAS RELE DE RECIERRE
- SECCIONADOR FUSIBLE
- LINEA AEREA

E.P.N. TESIS DE GRADO. D. VELEZ. C.	
A/P "B" - 23 KV - S/E N° 18 - E.E.Q.S.A.	AGOSTO/90
ALTERNATIVA # 4	
EJEMPLO DE APLICACION	
FIG. 5.5	



SUBESTACION Nº 18
 A/P " B"
 E.E.Q.S.A.

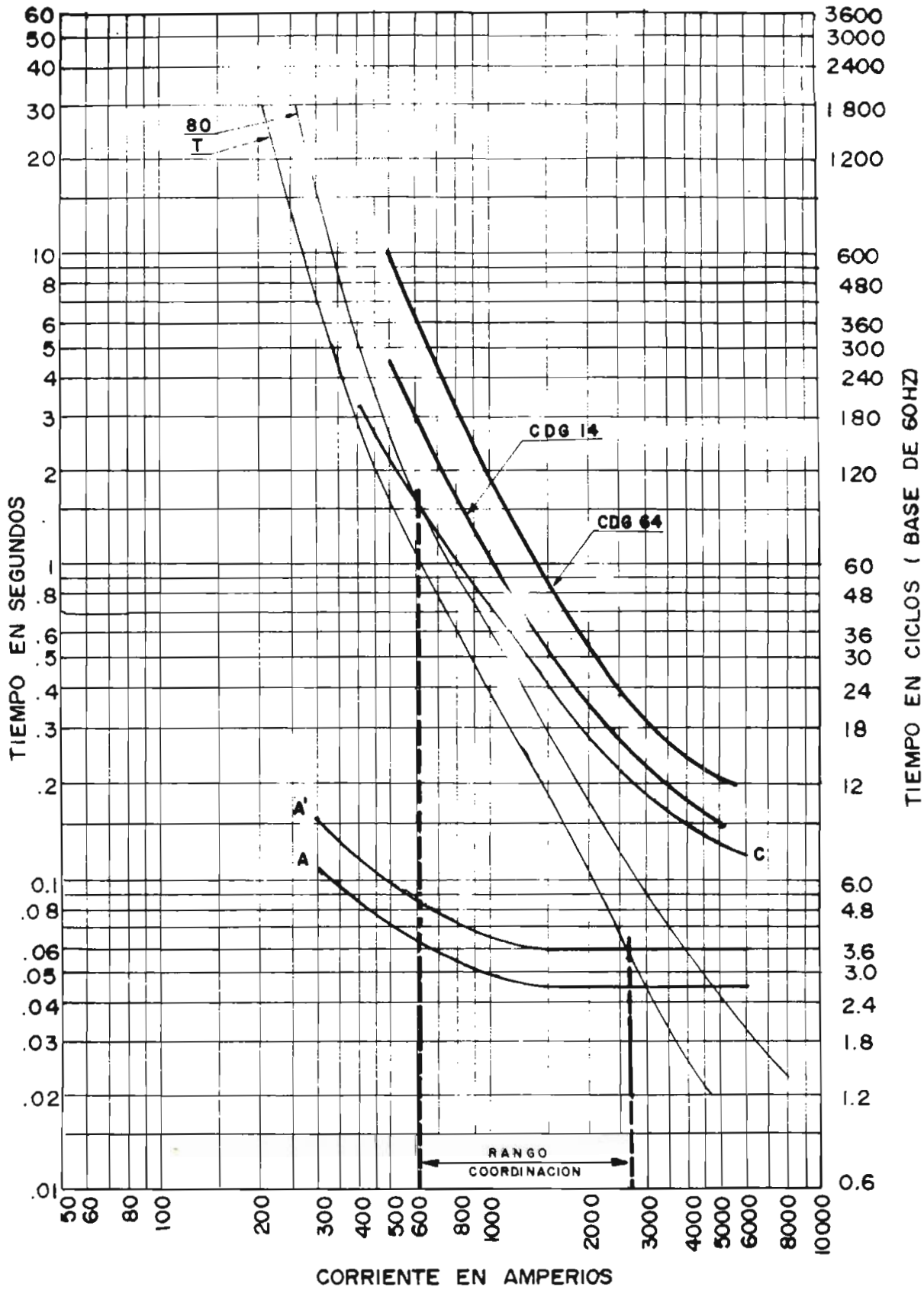
23KV. 46KV

SIMBOLOGIA

- △ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 1
- ▲ TRANSFORMADOR DISTRIBUCION 3
- CAMARA DE TRANSFORMACION
- R RECONECTOR AUTOMATICO
- D DISYUNTOR MAS RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA MAS RELE DE RECIERRE
- SECCIONADOR FUSIBLE
- LINEA AEREA

E.P.N. TESIS DE GRADO: DMELEZO	
A/P - 23 KV - S/E Nº 18 - E.E.Q.S.A.	AGOSTO/90
ALTERNATIVA # 5	
EJEMPLO DE APLICACION	
FIG. 5.6	

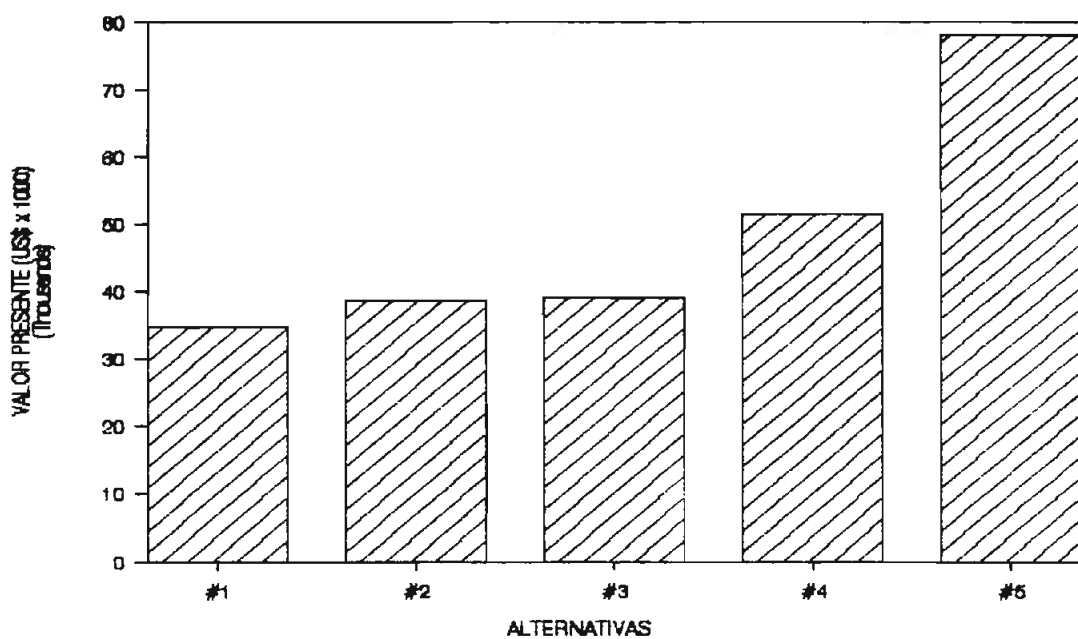
CURVAS TIEMPO / CORRIENTE



EJEMPLO DE APLICACION: COORDINACION ALTERNATIVA # 5

Fig. 5.7

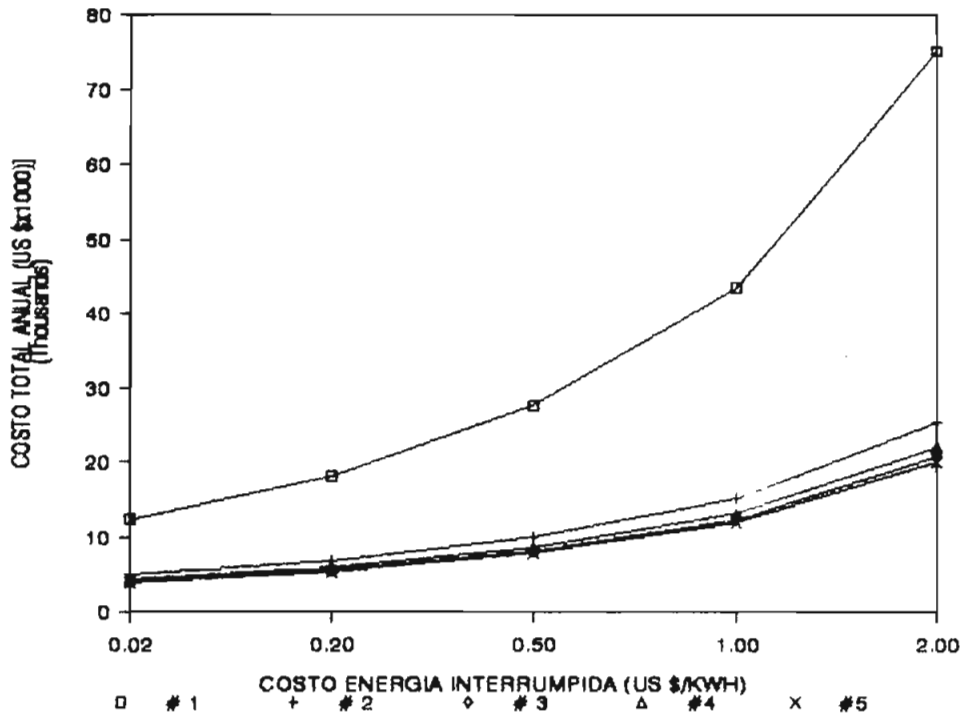
COSTO DE EQUIPO INSTALADO



ALTERNATIVA	COSTO DE EQUIPO US \$
#1	34720.00
#2	38750.00
#3	39133.63
#4	51405.75
#5	78123.88

Fig. 5.8

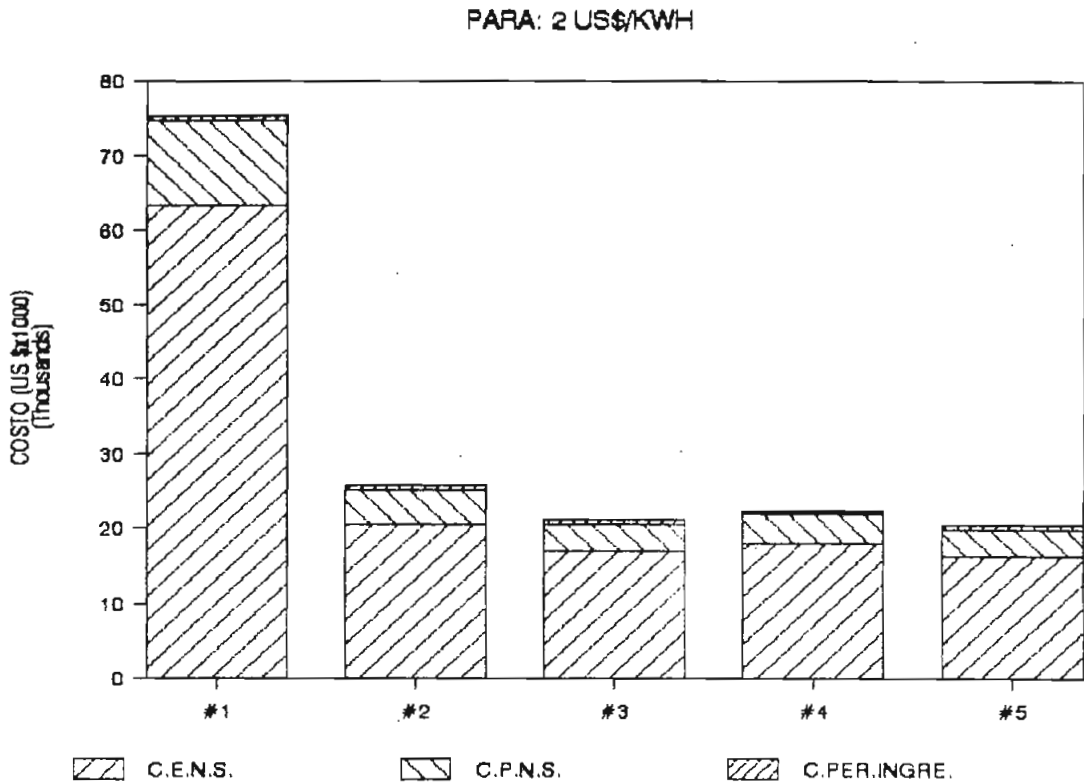
COSTO ANUAL DE INTERRUPCION DE SERVICIO



US \$/KWH	#1	#2	#3	#4	#5
0.02	12381.19	4923.77	3975.42	4263.01	3930.03
0.20	18092.16	6785.07	5503.84	5879.38	5392.65
0.50	27610.45	9887.24	8051.20	8573.33	7830.35
1.00	43474.26	15057.53	12296.81	13073.24	11893.17
2.00	75201.89	25398.10	20788.02	22043.08	20018.82

Fig. 5.9

COMPONENTES: COSTO ANUAL POR INTERRUPCION DE SERVICIO

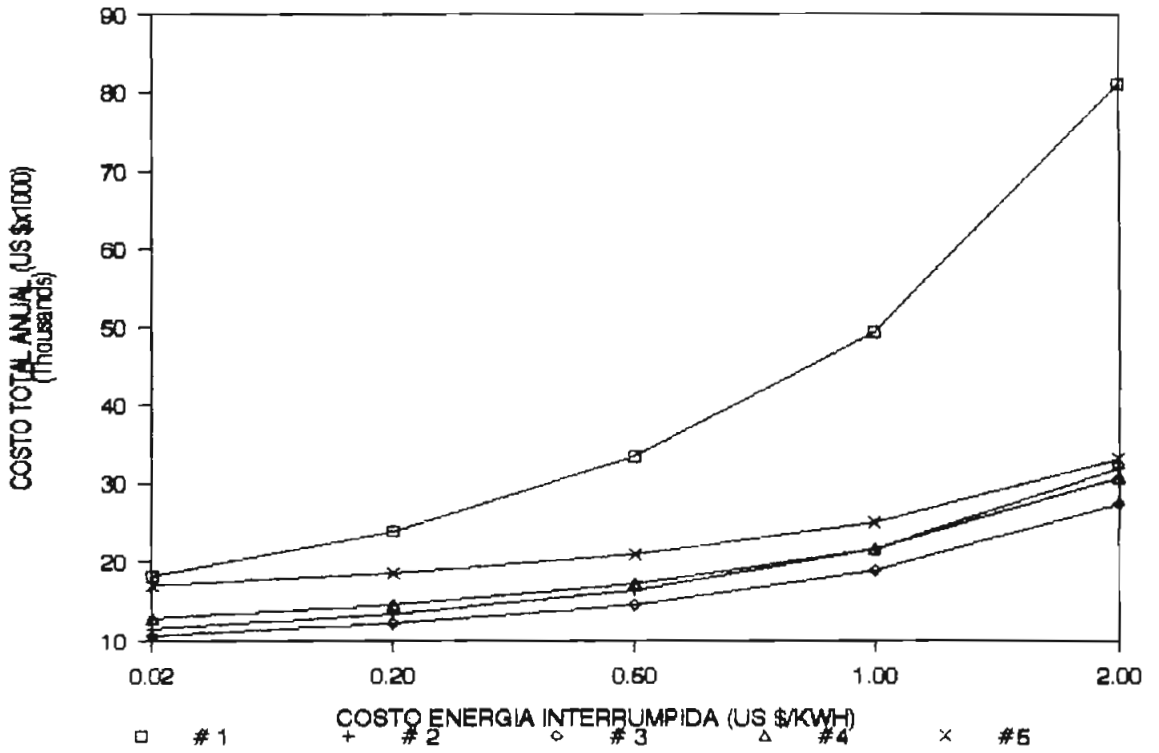


ALTERNATIVA	COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA	COSTO DE POT. NO SERVIDA	COSTO DE PERDI. DE INGRESOS
#1	63455.26	11269.90	475.91
#2	20681.14	4561.85	155.11
#3	16982.42	3678.23	127.37
#4	17959.66	3948.71	134.70
#5	16251.30	3645.64	121.88

Fig. 5.9.a

COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS
SIN MODELAR LA RECONEXION AUTOMATICA
DEL RELE VAR- 71

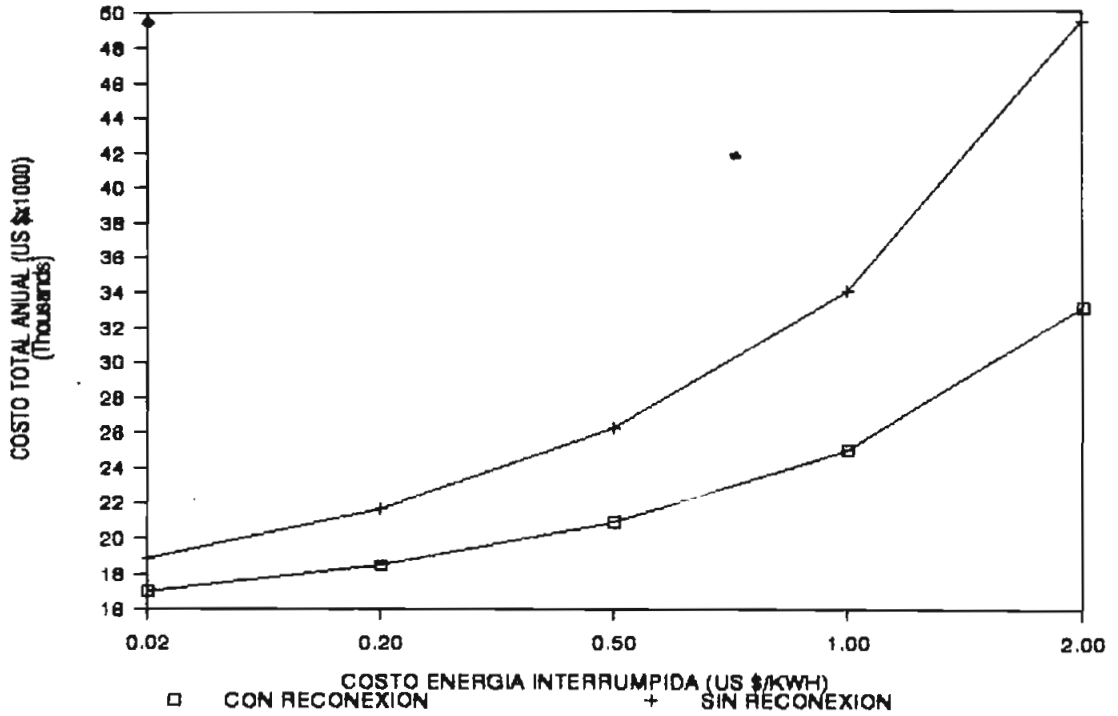
PARA $i = 12\%$



US \$/KWH	#1	#2	#3	#4	#5
0.02	18196.79	11414.40	10530.31	12873.47	17015.78
0.20	23907.76	13275.70	12058.73	14489.84	18478.40
0.50	33426.05	16377.87	14606.09	17183.79	20916.10
1.00	49289.86	21548.16	18851.70	21673.70	24978.92
2.00	81017.49	31888.73	27342.91	30653.54	33104.57

Fig. 5.10

**COSTO TOTAL ANUAL DE LA ALTERNATIVA# 5
INCIDENCIA DE LA MODELACION DE LA RECONEXION
AUTOMATICA (NO SE INCLUYE LA DEL RELE VAR-71)**

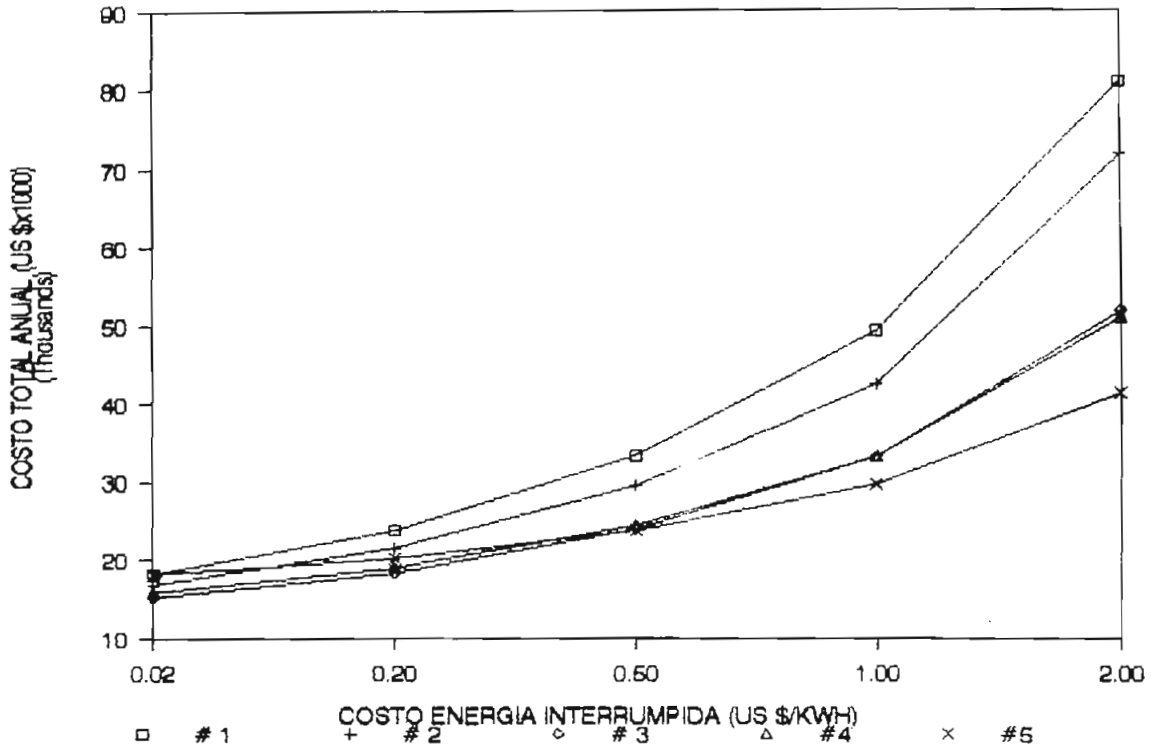


US \$/KWH	CON RECONEXION	SIN RECONEXION
0.02	17015.78	18872.47
0.20	18478.40	21651.00
0.50	20916.10	26281.89
1.00	24978.92	34000.03
2.00	33104.57	49436.32

Fig. 5. II

COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS
 INCLUYE MODELACION DE LA RECONEXION
 AUTOMATICA DEL RELE VAR - 71

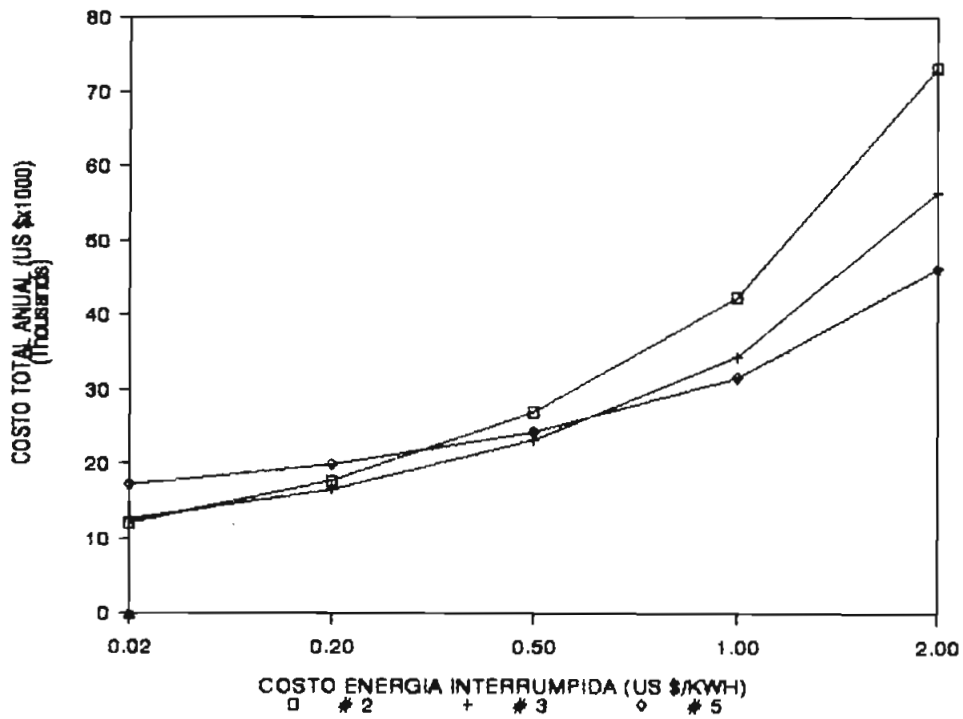
PARA $i = 12\%$



US \$/KWH	#1	#2	#3	#4	#5
0.02	18196.79	16932.87	15130.63	15921.49	18210.02
0.20	23907.76	21642.95	18465.51	19110.04	20318.80
0.50	33426.05	29493.09	24023.64	24424.29	23833.43
1.00	49289.86	42576.66	33287.18	33281.37	29691.14
2.00	81017.49	71743.79	51814.27	50995.54	41406.57

Fig. 5.11.a

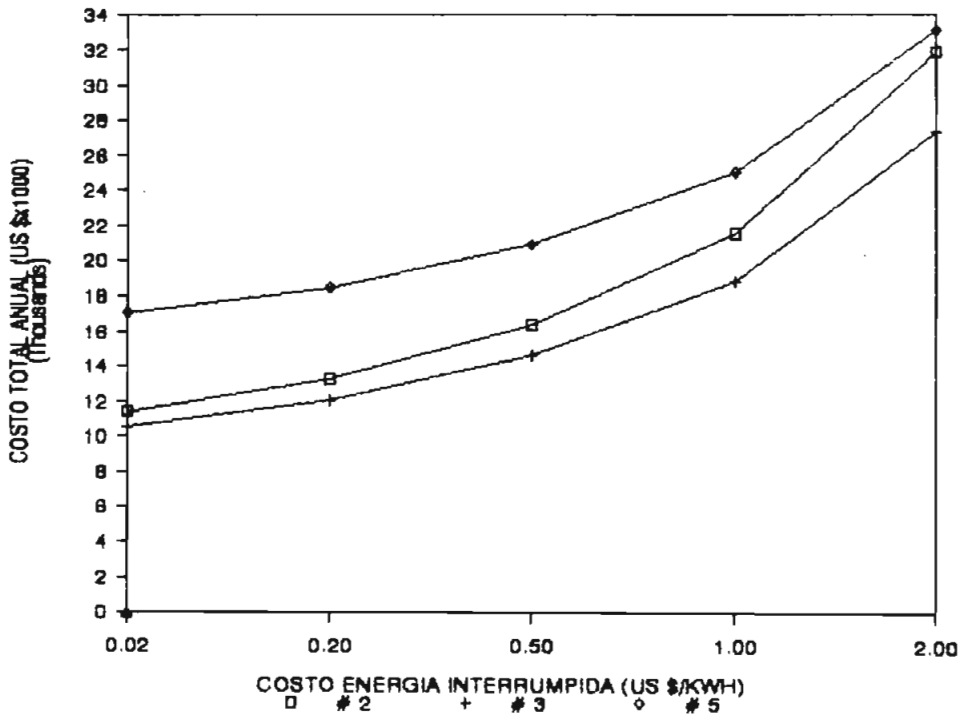
**COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS
CONSIDERANDO TIEMPO DE
RESTABLECIMIENTO**



US \$/KWH	#2	#3	#5
0.02	12133.02	12574.72	17243.23
0.20	17690.04	16570.28	19875.55
0.50	26951.74	23229.56	24262.65
1.00	42387.92	34328.34	31574.73
2.00	73260.27	56525.91	46198.71

Fig. 5.12

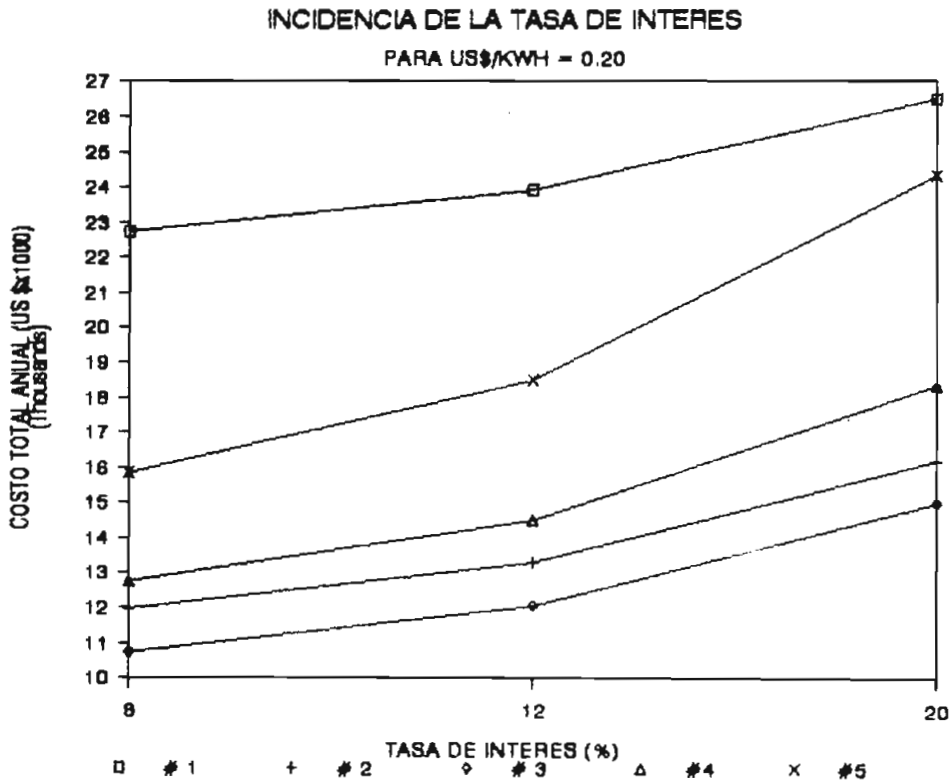
**COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS
SIN CONSIDERAR TIEMPO DE
RESTABLECIMIENTO**



US \$/KWH	#2	#3	#5
0.02	11414.40	10530.31	17015.78
0.20	13275.70	12058.73	18478.40
0.50	16377.87	14606.09	20916.10
1.00	21548.16	18851.70	24978.92
2.00	31888.73	27342.91	33104.57

Fig. 5.12a

COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS



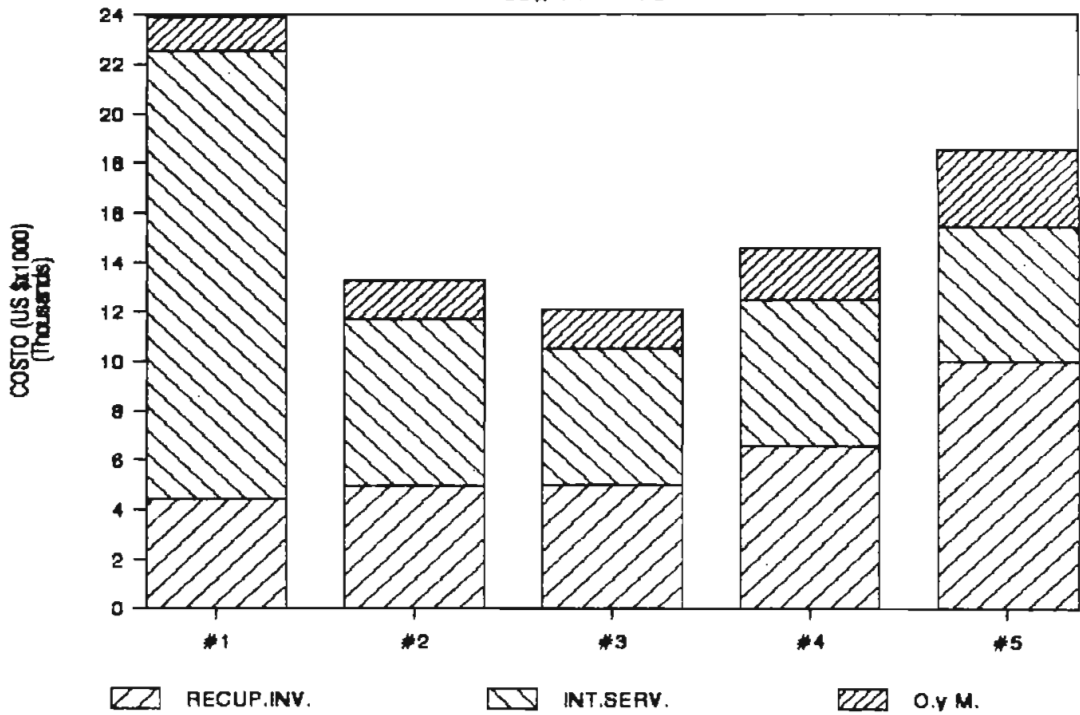
I (%)	#1	#2	#3	#4	#5
8	22734.22	11965.95	10736.01	12752.33	15837.32
12	23907.76	13275.70	12058.73	14489.84	18478.40
20	26497.87	16166.45	14978.10	18324.71	24306.45

Fig. 5.13

COSTO TOTAL ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS INCIDENCIA DE LOS COMPONENTES

PARA: $i = 12\%$

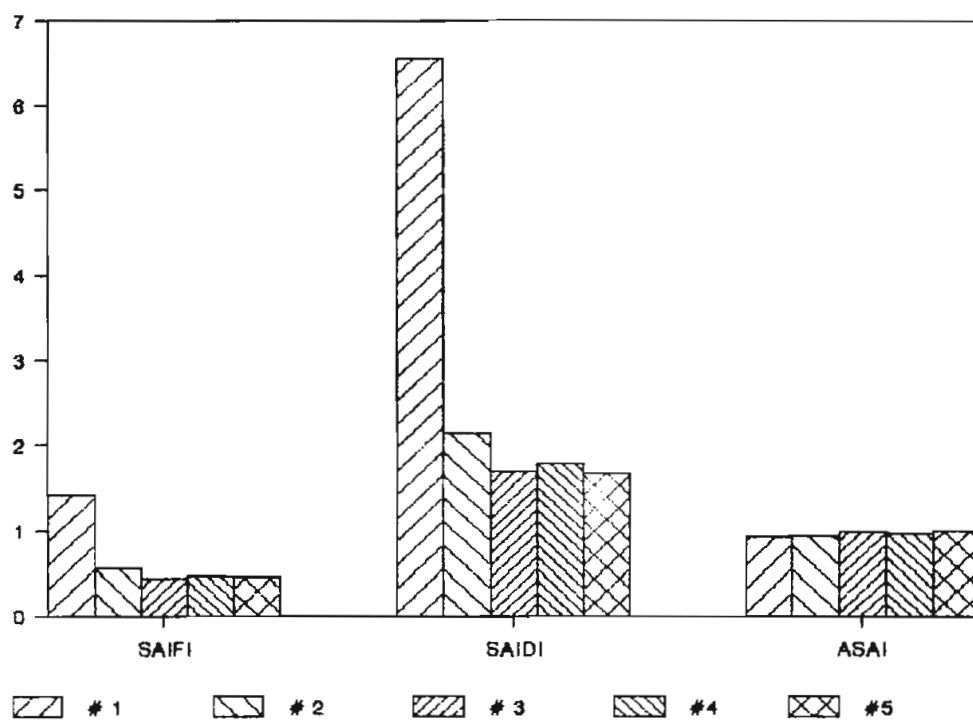
US\$/KWH = 0.2



	RECUPERA- CION DE LA INVERSION	INTERRUP- CION DE SERVICIO	OPERACION Y MANTENI- MIENTO
#1	4426.80	18092.16	1388.80
#2	4940.63	6785.07	1550.00
#3	4989.54	5503.84	1565.35
#4	6554.23	5879.38	2056.23
#5	9960.79	5392.65	3124.96

Fig. 5.14

GRADO DE FUNCIONALIDAD DE LAS ALTERNATIVAS



ALTERNATIVA	SAIFI INTERRUP.	SAIDI HORAS.INT.	ASAI CONFIABIL.
#1	1.41284	6.562	0.9992509
#2	0.57184	2.139	0.9997558
#3	0.43997	1.692	0.9998068
#4	0.47397	1.793	0.9997953
#5	0.45334	1.675	0.9998088

Fig. 5.15

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En forma general, esta tesis presenta un procedimiento para la selección del sistema de seccionamiento óptimo para las redes de distribución aéreas y radiales, considerando los costos de inversión y los costos anuales de interrupción de servicio, en base a los criterios técnicos, económicos y de confiabilidad, desarrollados y explicados anteriormente.

VI.1 CONCLUSIONES

En base a los resultados obtenidos anteriormente, podemos indicar las siguientes conclusiones:

VI.1.1 Conclusiones Generales

- a. En la evaluación del grado de confiabilidad, la modelación de la topología de la red y la selección del tipo y número de equipos de seccionamiento, que se obtienen al determinar las zonas de protección, son las que inciden en alto grado en el resultado final.

De allí, que el análisis de un buen número de alternativas, es ideal antes de tomar la decisión definitiva.

- b. Las alternativas con mayor número de equipos de seccionamiento tienen una mejor confiabilidad, y por lo tanto un menor costo anual de interrupción de servicio; pero, en muchos casos su inversión no hace posible su implementación.
- c. Considerando el gran porcentaje de fallas de tipo temporal, que se presentan en las redes de distribución, es importante el empleo de la reconexión automática para mejorar la confiabilidad.
- d. A pesar de la importancia de la frecuencia y duración de fallas de los componentes que forman la red de distribución, no se encuentra en nuestro medio, estadísticas confiables que permitan disponer de valores aplicables a nuestra realidad.
- e. Para reducir los consumidores afectados por fallas e incrementar su confiabilidad, se

requiere instalar equipos de seccionamiento en sitios adecuados.

- f. En el programa interactivo de la Ref. 11 que se utilizó para calcular los índices de confiabilidad del ejemplo de aplicación, se detectó que no se consideran dos aspectos muy importantes que incide en los estudios de confiabilidad de las redes de distribución, como son la reconexión automática y el tiempo de restablecimiento.
- g. Los índices de confiabilidad utilizados para evaluar nuestro ejemplo de aplicación, son obtenidos considerando únicamente la continuidad del suministro de energía eléctrica a todos los consumidores, sin tomar en cuenta la calidad de servicio.

VI.1.2 Conclusiones específicas al ejemplo de aplicación

- a. El esquema de seccionamiento más económico, desde el punto de vista de inversiones y de confiabilidad, es el correspondiente a la alternativa # 3, que consta de un disyuntor en la salida de la subestación de distribución, dotado de relés de sobrecorriente y de recierre, y tres seccionadores fusibles SF1, SF2, SF3 (Ver Fig. 5.4), hasta un rango de costo de energía interrumpida de US\$ 0.45/Kwh; luego se tiene la alternativa # 5, que es similar a la alternativa # 3, incluyendo además tres reconectores automáticos R1, R2 y R3, y seccionadores fusibles en todas las derivaciones. (ver Fig. 5.6). Por lo que para valores de energía interrumpida mayores a US\$ 0.45 Kwh, se podría adoptar la alternativa # 5 como la más adecuada (Fig. 5.11.a)
- b. La instalación de equipos de recierre en la salida del alimentador primario, es recomendable técnica y económicamente. Esto se demuestra pasando de la alternativa # 1 a la # 2, donde:
 - la frecuencia anual de interrupción que es de 1.413 para la alternativa # 1, se reduce a 0.572 para la alternativa # 2.
 - El tiempo de interrupción anual que es de 6.56 en la alternativa # 1, pasa a 2.14 para la alternativa # 2.

- La confiabilidad se incrementa de 0.999251 a 0.999756.
- El costo total anual (para un valor de energía no suministrada de US\$ 0.2/Kwh), que es de US\$ 23.907,76 para la alternativa # 1, baja a US\$ 13.275,20 para la alternativa # 2, representando un ahorro anual de US\$ 10.632,56.
- c. La alternativa # 1 por carecer de reconexión automática tiene el menor grado de confiabilidad; por lo tanto, tiene mayor horas de interrupción que incrementa su costo total anual.
- d. De considerarse como tiempo de restablecimiento el valor de 26 horas, analizado en el punto V.2.3.7, la alternativa # 2 es la más económica (hasta un rango de costos de energía no suministrada del orden de US\$ 0.06/Kwh), siguiendo la alternativa # 3 (hasta un rango de US\$ 0.6/Kwh) y luego se tiene la alternativa # 5. (ver Fig. 5.12).
- e. En la evaluación económica de los costos anuales por interrupción de servicio, los costos por pérdidas de ingresos son relativamente insignificantes (respecto a los otros componentes de costo: energía no suministrada y potencia no servida); razón por la cual, estos costos no inciden en los resultados de la evaluación. (ver Fig. 5.9.a)
- f. La modelación de la reconexión automática del relé de recierre VAR-71, por tener un solo disparo, no debe ser considerada como para un reconectador, ya que este por realizar hasta un máximo de cuatro operaciones, despeja un mayor porcentaje de fallas temporales.

VI.2 RECOMENDACIONES

- a. Se recomienda implementar este procedimiento en todas las empresas eléctricas, para evaluar tanto las redes existentes, como las programadas; ya que de esta manera, la decisión de elegir tal o cual esquema, estaría basada en condiciones técnicas bien fundamentadas.

Es necesario realizar este análisis, inclusive si solo se va a realizar ampliaciones, ya que

daría un mejor criterio para instalar un equipo determinado.

- b. Se recomienda la implantación o mantenimiento de registros estadísticos, referentes a valores de frecuencia y duración de fallas y el intercambio de esta información, orientada a determinar los índices de confiabilidad.
- c. Se recomienda ejecutar trabajos que permitan estimar los costos de potencia no servida y energía no suministrada, que deban emplearse en estos estudios, ya que en la literatura técnica disponible no se ha encontrado uniformidad de criterios.
- d. Se recomienda implementar en un programa digital, dos modelos que tienen incidencia directa en los resultados de los estudios económicos y de confiabilidad de las redes de distribución, como son la reconexión automática y el tiempo de restablecimiento.
- e. Para implementar los modelos descritos en el literal d, se recomienda crear en todas y cada una de las empresas eléctricas del país, registros estadísticos referentes a tiempos para ubicar las fallas en función de la longitud del alimentador primario, así como para restaurar el servicio eléctrico a los consumidores.
- f. El costo por pérdidas de ingresos, que es un componente del costo anual por interrupción de servicio, se recomienda no considerarlo en futuros estudios, ya que su valor es insignificante y no incide en los resultados.
- g. Constituyendo este, un primer trabajo que se ha desarrollado para evaluar económicamente la confiabilidad de servicio, considerando los equipos de seccionamiento, se recomienda continuar con este tipo de estudios, ya que en nuestro medio y a nivel de distribución es escasa la información disponible.

A N E X O A

PARAMETROS UTILIZADOS EN EL
EJEMPLO DE APLICACION

ANEXO A

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS.

EJEMPLO DE APLICACION.

DATOS UTILIZADOS: Comunes para las cinco
alternativas

NO SE CONSIDERA TRANSFERENCIA DE CARGA
UNICAMENTE SE CONSIDERA CLIMA NORMAL

INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

COMPONENTE	CODIGOCLIMA....		TIEMPO DE	MANTENIMIENTO	TIEMPO
		NORMAL	ADVERSO	REPARACION		
		(fallas/año)		(horas)	(salidas/año)	(horas)
Trafo. Dist	1	0.070	0.000	6.13	0.000	0.00
Linea prim.	2	0.062 *	0.000	5.26	0.000	0.00
Cable	3	0.012 *	0.000	5.26	0.000	0.00
Secc. Fus.	4	0.006	0.000	0.68	0.000	0.00
Recloser	5	0.040	0.000	2.63	0.000	0.00
Disynt. AV	6	0.070	0.000	4.38	0.500	0.88
Disynt. BV	7	0.070	0.000	4.38	0.500	0.88
Barra intm.	8	0.050	0.000	4.38	0.100	0.88
Barra carga	9	0.050	0.000	4.38	0.100	0.88
Linea S/T	10	0.037 *	0.000	7.88	0.006	7.88
Transf. S/ED	11	0.050	0.000	4.38	0.500	0.88

* (fallas/año/Km)

DATOS DE TRANSFORMADORES

No	NUMERO	POTENCIA (KVA)	FACTOR DE USO (p.u.)	CONSUMIDORES	TRANSFERENCIA
1	75	375.0	0.60	98.	0
2	76	677.5	0.60	111.	0
3	77	465.0	0.60	60.	0
4	78	760.0	1.00	2.	0
5	79	80.0	0.60	92.	0
6	80	225.0	1.00	1.	0
7	81	565.0	0.60	162.	0
8	82	142.5	0.50	130.	0
9	83	390.0	0.60	111.	0
10	84	250.0	1.00	1.	0
11	85	300.0	0.60	120.	0
12	86	385.0	0.60	55.	0
13	87	300.0	0.60	200.	0
14	88	50.0	0.50	52.	0

15	89	300.0	0.50	214.	0
16	90	500.0	0.60	410.	0
17	91	302.5	0.60	321.	0
18	92	150.0	0.60	157.	0
19	93	227.5	0.70	170.	0
20	94	150.0	0.70	112.	0
21	95	50.0	0.60	10.	0
22	96	60.0	0.60	36.	0
23	97	100.0	1.00	1.	0
24	98	50.0	1.00	1.	0
25	99	250.0	0.60	5.	0
26	100	200.0	0.60	62.	0
27	101	900.0	0.60	155.	0
28	102	645.0	0.50	79.	0
29	103	480.0	0.70	104.	0
30	104	655.0	0.60	140.	0

TIEMPOS DE OPERACION DE MANIOBRA

No	NUMERO	TIEMPO (horas)
1	3	0.50

A N E X O B

DATOS DE TOPOLOGIA DE LAS ALTERNATIVAS
ANALIZADAS Y RESULTADOS OBTENIDOS
DEL EJEMPLO DE APLICACION

A N E X O B

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS

EJEMPLO DE APLICACION: ALTERNATIVA # 1

El alimentador primario esta protegido únicamente con el disyuntor en la salida de la subestación dotado de relés de sobrecorriente (ver Fig. 5.2).

DATOS UTILIZADOS

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	la	2	3	0	0	0	0
6	45	sf	4	4	0	0	0	0
7	46	sf	4	4	0	0	0	0
8	47	sf	4	4	0	0	0	0
9	48	sf	4	4	0	0	0	0
10	49	sf	4	4	0	0	0	0
11	50	sf	4	4	0	0	0	0
12	51	sf	4	4	0	0	0	0
13	52	sf	4	4	0	0	0	0
14	53	sf	4	4	0	0	0	0
15	54	sf	4	4	0	0	0	0
16	55	sf	4	4	0	0	0	0
17	56	sf	4	4	0	0	0	0
18	57	sf	4	4	0	0	0	0
19	58	sf	4	4	0	0	0	0
20	59	sf	4	4	0	0	0	0
21	60	sf	4	4	0	0	0	0
22	61	sf	4	4	0	0	0	0
23	62	sf	4	4	0	0	0	0
24	63	sf	4	4	0	0	0	0
25	64	sf	4	4	0	0	0	0
26	65	sf	4	4	0	0	0	0
27	66	sf	4	4	0	0	0	0
28	67	sf	4	4	0	0	0	0
29	68	sf	4	4	0	0	0	0
30	69	sf	4	4	0	0	0	0
31	70	sf	4	4	0	0	0	0
32	71	sf	4	4	0	0	0	0
33	72	sf	4	4	0	0	0	0
34	73	sf	4	4	0	0	0	0
35	74	sf	4	4	0	0	0	0

36	75	td	1	45	0	0	0	0
37	76	td	1	46	0	0	0	0
38	77	td	1	47	0	0	0	0
39	78	td	1	48	0	0	0	0
40	79	td	1	49	0	0	0	0
41	80	td	1	50	0	0	0	0
42	81	td	1	51	0	0	0	0
43	82	td	1	52	0	0	0	0
44	83	td	1	53	0	0	0	0
45	84	td	1	54	0	0	0	0
46	85	td	1	55	0	0	0	0
47	86	td	1	56	0	0	0	0
48	87	td	1	57	0	0	0	0
49	88	td	1	58	0	0	0	0
50	89	td	1	59	0	0	0	0
51	90	td	1	60	0	0	0	0
52	91	td	1	61	0	0	0	0
53	92	td	1	62	0	0	0	0
54	93	td	1	63	0	0	0	0
55	94	td	1	64	0	0	0	0
56	95	td	1	65	0	0	0	0
57	96	td	1	66	0	0	0	0
58	97	td	1	67	0	0	0	0
59	98	td	1	68	0	0	0	0
60	99	td	1	69	0	0	0	0
61	100	td	1	70	0	0	0	0
62	101	td	1	71	0	0	0	0
63	102	td	1	72	0	0	0	0
64	103	td	1	73	0	0	0	0
65	104	td	1	74	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

No NUMERO LONGITUD (Km)

1 4 16.820

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 65

NUMERO DE LINEAS= 1

NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 30

NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 1

RESULTADOS DE ALTERNATIVA # 1

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

PUNTO DE CARGA	l (int/ano)	r (horas)	U (horas)
75	1.41284	4.6449	6.5624
76	1.41284	4.6449	6.5624
77	1.41284	4.6449	6.5624
78	1.41284	4.6449	6.5624
79	1.41284	4.6449	6.5624
80	1.41284	4.6449	6.5624
81	1.41284	4.6449	6.5624
82	1.41284	4.6449	6.5624
83	1.41284	4.6449	6.5624
84	1.41284	4.6449	6.5624
85	1.41284	4.6449	6.5624
86	1.41284	4.6449	6.5624
87	1.41284	4.6449	6.5624
88	1.41284	4.6449	6.5624
89	1.41284	4.6449	6.5624
90	1.41284	4.6449	6.5624
91	1.41284	4.6449	6.5624
92	1.41284	4.6449	6.5624
93	1.41284	4.6449	6.5624
94	1.41284	4.6449	6.5624
95	1.41284	4.6449	6.5624
96	1.41284	4.6449	6.5624
97	1.41284	4.6449	6.5624
98	1.41284	4.6449	6.5624
99	1.41284	4.6449	6.5624
100	1.41284	4.6449	6.5624
101	1.41284	4.6449	6.5624
102	1.41284	4.6449	6.5624
103	1.41284	4.6449	6.5624
104	1.41284	4.6449	6.5624

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	lmax (int/ano)
1.41284	6.562	4.645	.9992509	.0007491	1.413

INDICES DE LA CIER

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
1.4128	4.65	6.562

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS

EJEMPLO DE APLICACION: **ALTERNATIVA # 2**

Similar a la alternativa # 1 incluyendo
adicionalmente un relé de recierre en el disyuntor
de la subestación (ver Fig. 5.3).

DATOS UTILIZADOS

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	cb	2	3	0	0	0	0
6	45	sf	4	4	0	0	0	0
7	46	sf	4	4	0	0	0	0
8	47	sf	4	4	0	0	0	0
9	48	sf	4	4	0	0	0	0
10	49	sf	4	4	0	0	0	0
11	50	sf	4	4	0	0	0	0
12	51	sf	4	4	0	0	0	0
13	52	sf	4	4	0	0	0	0
14	53	sf	4	4	0	0	0	0
15	54	sf	4	4	0	0	0	0
16	55	sf	4	4	0	0	0	0
17	56	sf	4	4	0	0	0	0
18	57	sf	4	4	0	0	0	0
19	58	sf	4	4	0	0	0	0
20	59	sf	4	4	0	0	0	0
21	60	sf	4	4	0	0	0	0
22	61	sf	4	4	0	0	0	0
23	82	sf	4	4	0	0	0	0
24	63	sf	4	4	0	0	0	0
25	64	sf	4	4	0	0	0	0
26	65	sf	4	4	0	0	0	0
27	66	sf	4	4	0	0	0	0
28	67	sf	4	4	0	0	0	0
29	68	sf	4	4	0	0	0	0
30	69	sf	4	4	0	0	0	0
31	70	sf	4	4	0	0	0	0
32	71	sf	4	4	0	0	0	0
33	72	sf	4	4	0	0	0	0
34	73	sf	4	4	0	0	0	0
35	74	sf	4	4	0	0	0	0

36	75	td	1	45	0	0	0	0
37	76	td	1	46	0	0	0	0
38	77	td	1	47	0	0	0	0
39	78	td	1	48	0	0	0	0
40	79	td	1	49	0	0	0	0
41	80	td	1	50	0	0	0	0
42	81	td	1	51	0	0	0	0
43	82	td	1	52	0	0	0	0
44	83	td	1	53	0	0	0	0
45	84	td	1	54	0	0	0	0
46	85	td	1	55	0	0	0	0
47	86	td	1	56	0	0	0	0
48	87	td	1	57	0	0	0	0
49	88	td	1	58	0	0	0	0
50	89	td	1	59	0	0	0	0
51	90	td	1	60	0	0	0	0
52	91	td	1	61	0	0	0	0
53	92	td	1	62	0	0	0	0
54	93	td	1	63	0	0	0	0
55	94	td	1	64	0	0	0	0
56	95	td	1	65	0	0	0	0
57	96	td	1	66	0	0	0	0
58	97	td	1	67	0	0	0	0
59	98	td	1	68	0	0	0	0
60	99	td	1	69	0	0	0	0
61	100	td	1	70	0	0	0	0
62	101	td	1	71	0	0	0	0
63	102	td	1	72	0	0	0	0
64	103	td	1	73	0	0	0	0
65	104	td	1	74	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

No NUMERO LONGITUD (Km)

1 4 16.820

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 65

NUMERO DE LINEAS= 1

NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 30

NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 1

RESULTADOS DE ALTERNATIVA # 2

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

PUNTO DE CARGA	I (int/ano)	r (horas)	U (horas)
75	0.57184	3.7402	2.1388
78	0.57184	3.7402	2.1388
77	0.57184	3.7402	2.1388
78	0.57184	3.7402	2.1388
79	0.57184	3.7402	2.1388
80	0.57184	3.7402	2.1388
81	0.57184	3.7402	2.1388
82	0.57184	3.7402	2.1388
83	0.57184	3.7402	2.1388
84	0.57184	3.7402	2.1388
85	0.57184	3.7402	2.1388
86	0.57184	3.7402	2.1388
87	0.57184	3.7402	2.1388
88	0.57184	3.7402	2.1388
89	0.57184	3.7402	2.1388
90	0.57184	3.7402	2.1388
91	0.57184	3.7402	2.1388
92	0.57184	3.7402	2.1388
93	0.57184	3.7402	2.1388
94	0.57184	3.7402	2.1388
95	0.57184	3.7402	2.1388
96	0.57184	3.7402	2.1388
97	0.57184	3.7402	2.1388
98	0.57184	3.7402	2.1388
99	0.57184	3.7402	2.1388
100	0.57184	3.7402	2.1388
101	0.57184	3.7402	2.1388
102	0.57184	3.7402	2.1388
103	0.57184	3.7402	2.1388
104	0.57184	3.7402	2.1388

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	lmax (int/ano)
.57184	2.139	3.740	.9997558	.0002442	.572

INDICES DE LA CIER

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
0.5718	3.74	2.139

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS

EJEMPLO DE APLICACION: **ALTERNATIVA # 3**

Similar a la alternativa # 2 incluyendo además tres seccionadores fusibles (ver Fig. 5.4).

DATOS UTILIZADOS

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	cb	3	3	0	0	0	0
6	5	sf	4	4	0	0	0	0
7	6	sf	4	4	0	0	0	0
8	7	cb	3	6	0	0	0	0
9	8	sf	4	7	0	0	0	0
10	9	cb	3	8	0	0	0	0
11	10	cb	3	5	0	0	0	0
12	45	sf	4	4	0	0	0	0
13	46	sf	4	10	0	0	0	0
14	47	sf	4	4	0	0	0	0
15	48	sf	4	10	0	0	0	0
16	49	sf	4	10	0	0	0	0
17	50	sf	4	4	0	0	0	0
18	51	sf	4	4	0	0	0	0
19	52	sf	4	4	0	0	0	0
20	53	sf	4	4	0	0	0	0
21	54	sf	4	4	0	0	0	0
22	55	sf	4	4	0	0	0	0
23	56	sf	4	4	0	0	0	0
24	57	sf	4	4	0	0	0	0
25	58	sf	4	4	0	0	0	0
26	59	sf	4	4	0	0	0	0
27	60	sf	4	4	0	0	0	0
28	61	sf	4	4	0	0	0	0
29	62	sf	4	4	0	0	0	0
30	63	sf	4	4	0	0	0	0
31	64	sf	4	4	0	0	0	0
32	65	sf	4	7	0	0	0	0
33	66	sf	4	7	0	0	0	0
34	67	sf	4	7	0	0	0	0
35	68	sf	4	7	0	0	0	0
36	69	sf	4	7	0	0	0	0

37	70	sf	4	7	0	0	0	0
38	71	sf	4	7	0	0	0	0
39	72	sf	4	9	0	0	0	0
40	73	sf	4	9	0	0	0	0
41	74	sf	4	9	0	0	0	0
42	75	td	1	45	0	0	0	0
43	76	td	1	46	0	0	0	0
44	77	td	1	47	0	0	0	0
45	78	td	1	48	0	0	0	0
46	79	td	1	49	0	0	0	0
47	80	td	1	50	0	0	0	0
48	81	td	1	51	0	0	0	0
49	82	td	1	52	0	0	0	0
50	83	td	1	53	0	0	0	0
51	84	td	1	54	0	0	0	0
52	85	td	1	55	0	0	0	0
53	86	td	1	56	0	0	0	0
54	87	td	1	57	0	0	0	0
55	88	td	1	58	0	0	0	0
56	89	td	1	59	0	0	0	0
57	90	td	1	60	0	0	0	0
58	91	td	1	61	0	0	0	0
59	92	td	1	62	0	0	0	0
60	93	td	1	63	0	0	0	0
61	94	td	1	64	0	0	0	0
62	95	td	1	65	0	0	0	0
63	96	td	1	66	0	0	0	0
64	97	td	1	67	0	0	0	0
65	98	td	1	68	0	0	0	0
66	99	td	1	69	0	0	0	0
67	100	td	1	70	0	0	0	0
68	101	td	1	71	0	0	0	0
69	102	td	1	72	0	0	0	0
70	103	td	1	73	0	0	0	0
71	104	td	1	74	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

No	NUMERO	LONGITUD (Km)
1	4	9.220
2	7	4.180
3	9	2.970
4	10	0.450

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 71

NUMERO DE LINEAS= 4

NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 30

NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 1

RESULTADOS DE ALTERNATIVA # 3

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

PUNTO DE CARGA	l (int/ano)	r (horas)	U (horas)	P(t > 1. horas)
75	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
76	0.43804	3.7778	1.6545	.767433E+00
77	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
78	0.43804	3.7778	1.6545	.767433E+00
79	0.43804	3.7778	1.6545	.767433E+00
80	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
81	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
82	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
83	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
84	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
85	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
86	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
87	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
88	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
89	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
90	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
91	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
92	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
93	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
94	0.41464	3.8930	1.6139	.773467E+00
95	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
96	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
97	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
98	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
99	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
100	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
101	0.51280	3.7259	1.9103	.764611E+00
102	0.56644	3.7257	2.1099	.764596E+00
103	0.56644	3.7257	2.1099	.764596E+00
104	0.56644	3.7257	2.1099	.764596E+00

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	lmax (int/ano)
0.43997	1.692	3.846	.9998068	.0001932	0.566

INDICES DE LA CIER

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
0.4589	3.81	1.748

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS.

EJEMPLO DE APLICACION: ALTERNATIVA # 4.

Similar a la alternativa # 2, incluyendo además un
reconetador automático y dos seccionadores fusibles
(ver Fig. 5.5).

DATOS UTILIZADOS

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	cb	3	3	0	0	0	0
6	5	sf	4	4	0	0	0	0
7	6	rc	5	4	0	0	0	0
8	7	cb	3	6	0	0	0	0
9	8	sf	4	7	0	0	0	0
10	9	cb	3	8	0	0	0	0
11	10	cb	3	5	0	0	0	0
12	45	sf	4	4	0	0	0	0
13	46	sf	4	10	0	0	0	0
14	47	sf	4	4	0	0	0	0
15	48	sf	4	10	0	0	0	0
16	49	sf	4	10	0	0	0	0
17	50	sf	4	4	0	0	0	0
18	51	sf	4	4	0	0	0	0
19	52	sf	4	4	0	0	0	0
20	53	sf	4	4	0	0	0	0
21	54	sf	4	4	0	0	0	0
22	55	sf	4	4	0	0	0	0
23	56	sf	4	4	0	0	0	0
24	57	sf	4	4	0	0	0	0
25	58	sf	4	4	0	0	0	0
26	59	sf	4	4	0	0	0	0
27	60	sf	4	4	0	0	0	0
28	61	sf	4	4	0	0	0	0
29	62	sf	4	4	0	0	0	0
30	63	sf	4	4	0	0	0	0
31	64	sf	4	4	0	0	0	0
32	65	sf	4	7	0	0	0	0
33	66	sf	4	7	0	0	0	0
34	67	sf	4	7	0	0	0	0
35	68	sf	4	7	0	0	0	0
36	69	sf	4	7	0	0	0	0
37	70	sf	4	7	0	0	0	0

38	71	sf	4	7	0	0	0	0
39	72	sf	4	9	0	0	0	0
40	73	sf	4	9	0	0	0	0
41	74	sf	4	9	0	0	0	0
42	75	td	1	45	0	0	0	0
43	76	td	1	46	0	0	0	0
44	77	td	1	47	0	0	0	0
45	78	td	1	48	0	0	0	0
46	79	td	1	49	0	0	0	0
47	80	td	1	50	0	0	0	0
48	81	td	1	51	0	0	0	0
49	82	td	1	52	0	0	0	0
50	83	td	1	53	0	0	0	0
51	84	td	1	54	0	0	0	0
52	85	td	1	55	0	0	0	0
53	86	td	1	56	0	0	0	0
54	87	td	1	57	0	0	0	0
55	88	td	1	58	0	0	0	0
56	89	td	1	59	0	0	0	0
57	90	td	1	60	0	0	0	0
58	91	td	1	61	0	0	0	0
59	92	td	1	62	0	0	0	0
60	93	td	1	63	0	0	0	0
61	94	td	1	64	0	0	0	0
62	95	td	1	65	0	0	0	0
63	96	td	1	66	0	0	0	0
64	97	td	1	67	0	0	0	0
65	98	td	1	68	0	0	0	0
66	99	td	1	69	0	0	0	0
67	100	td	1	70	0	0	0	0
68	101	td	1	71	0	0	0	0
69	102	td	1	72	0	0	0	0
70	103	td	1	73	0	0	0	0
71	104	td	1	74	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

No	NUMERO	LONGITUD (Km)
1	4	9.220
2	7	4.180
3	9	2.970
4	10	0.450

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 71
 NUMERO DE LINEAS= 4
 NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 30
 NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 1

RESULTADOS DE ALTERNATIVA # 4

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

PUNTO DE CARGA	l (int/ano)	r (horas)	U (horas)	P(t) 1. horas)
75	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
76	0.47204	3.7199	1.7556	.764278E+00
77	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
78	0.47204	3.7199	1.7556	.764278E+00
79	0.47204	3.7199	1.7556	.764278E+00
80	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
81	0.44864	3.8233	1.7150	.769858E+00
82	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
83	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
84	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
85	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
86	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
87	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
88	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
89	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
90	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
91	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
92	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
93	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
94	0.44864	3.8233	1.7150	.769856E+00
95	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
96	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
97	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
98	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
99	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
100	0.54680	3.6792	2.0113	.762006E+00
101	0.54680	3.6792	2.0113	.762008E+00
102	0.60044	3.6831	2.2109	.762229E+00
103	0.60044	3.6831	2.2109	.762229E+00
104	0.60044	3.6831	2.2109	.762229E+00

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	l _{max} (int/ano)
0.47397	1.793	3.784	.9997953	.0002047	0.600

INDICES DE LA CIER

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
0.4929	3.75	1.849

EVALUACION DEL SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCION MEDIANTE INDICES DE CONFIABILIDAD Y
COSTOS

EJEMPLO DE APLICACION: ALTERNATIVA # 5

Similar a alternativa # 4, incluyendo además dos
reconectores automáticos y seccionadores fusibles
en todas las derivaciones (ver Fig. 5.6).

DATOS UTILIZADOS

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	cb	3	3	0	0	0	0
6	5	sf	4	4	0	0	0	0
7	6	rc	5	4	0	0	0	0
8	7	rc	5	4	0	0	0	0
9	8	rc	5	4	0	0	0	0
10	9	cb	3	6	0	0	0	0
11	10	sf	4	9	0	0	0	0
12	11	cb	3	10	0	0	0	0
13	12	cb	3	7	0	0	0	0
14	13	sf	4	12	0	0	0	0
15	14	sf	4	12	0	0	0	0
16	15	sf	4	12	0	0	0	0
17	16	cb	3	13	0	0	0	0
18	17	cb	3	14	0	0	0	0
19	18	sf	4	17	0	0	0	0
20	19	sf	4	17	0	0	0	0
21	20	cb	3	18	0	0	0	0
22	21	cb	3	19	0	0	0	0
23	22	cb	3	15	0	0	0	0
24	23	sf	4	22	0	0	0	0
25	24	cb	3	23	0	0	0	0
26	25	sf	4	24	0	0	0	0
27	26	cb	3	25	0	0	0	0
28	27	cb	3	8	0	0	0	0
29	28	sf	4	27	0	0	0	0
30	29	sf	4	27	0	0	0	0
31	30	sf	4	27	0	0	0	0
32	31	sf	4	27	0	0	0	0
33	32	sf	4	27	0	0	0	0
34	33	sf	4	27	0	0	0	0
35	34	sf	4	27	0	0	0	0
36	35	cb	3	29	0	0	0	0
37	36	cb	3	28	0	0	0	0

38	37	cb	3	30	0	0	0	0
39	38	cb	3	31	0	0	0	0
40	39	cb	3	32	0	0	0	0
41	40	cb	3	34	0	0	0	0
42	41	cb	3	33	0	0	0	0
43	42	cb	3	5	0	0	0	0
44	43	sf	4	42	0	0	0	0
45	44	cb	3	43	0	0	0	0
46	45	sf	4	4	0	0	0	0
47	46	sf	4	42	0	0	0	0
48	47	sf	4	4	0	0	0	0
49	48	sf	4	44	0	0	0	0
50	49	sf	4	44	0	0	0	0
51	50	sf	4	4	0	0	0	0
52	51	sf	4	4	0	0	0	0
53	52	sf	4	4	0	0	0	0
54	53	sf	4	9	0	0	0	0
55	54	sf	4	9	0	0	0	0
56	55	sf	4	9	0	0	0	0
57	56	sf	4	11	0	0	0	0
58	57	sf	4	36	0	0	0	0
59	58	sf	4	35	0	0	0	0
60	59	sf	4	37	0	0	0	0
61	60	sf	4	27	0	0	0	0
62	61	sf	4	38	0	0	0	0
63	62	sf	4	39	0	0	0	0
64	63	sf	4	41	0	0	0	0
65	64	sf	4	40	0	0	0	0
66	65	sf	4	18	0	0	0	0
67	66	sf	4	12	0	0	0	0
68	67	sf	4	12	0	0	0	0
69	68	sf	4	17	0	0	0	0
70	69	sf	4	20	0	0	0	0
71	70	sf	4	21	0	0	0	0
72	71	sf	4	12	0	0	0	0
73	72	sf	4	22	0	0	0	0
74	73	sf	4	24	0	0	0	0
75	74	sf	4	26	0	0	0	0
76	75	td	1	45	0	0	0	0
77	76	td	1	46	0	0	0	0
78	77	td	1	47	0	0	0	0
79	78	td	1	48	0	0	0	0
80	79	td	1	49	0	0	0	0
81	80	td	1	50	0	0	0	0
82	81	td	1	51	0	0	0	0
83	82	td	1	52	0	0	0	0
84	83	td	1	53	0	0	0	0
85	84	td	1	54	0	0	0	0
86	85	td	1	55	0	0	0	0
87	86	td	1	56	0	0	0	0
88	87	td	1	57	0	0	0	0
89	88	td	1	58	0	0	0	0
90	89	td	1	59	0	0	0	0

91	90	td	1	60	0	0	0	0
92	91	td	1	61	0	0	0	0
93	92	td	1	62	0	0	0	0
94	93	td	1	63	0	0	0	0
95	94	td	1	64	0	0	0	0
96	95	td	1	65	0	0	0	0
97	96	td	1	66	0	0	0	0
98	97	td	1	67	0	0	0	0
99	98	td	1	68	0	0	0	0
100	99	td	1	69	0	0	0	0
101	100	td	1	70	0	0	0	0
102	101	td	1	71	0	0	0	0
103	102	td	1	72	0	0	0	0
104	103	td	1	73	0	0	0	0
105	104	td	1	74	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

No	NUMERO	LONGITUD (Km)
1	4	3.770
2	9	0.760
3	11	0.320
4	12	2.990
5	16	0.210
6	17	0.580
7	20	0.100
8	21	0.300
9	22	1.320
10	24	1.110
11	26	0.540
12	27	1.440
13	35	0.200
14	36	1.750
15	37	0.260
16	38	0.040
17	39	0.300
18	40	0.250
19	41	0.130
20	42	0.320
21	44	0.130

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 105

NUMERO DE LINEAS= 21

NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 30

NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 1

RESULTADOS DE ALTERNATIVA # 5INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

PUNTO DE CARGA	I (int/año)	r (horas)	U (horas)	P(t) 1. horas)
75	0.39124	3.9177	1.5325	.774719E+00
76	0.40708	3.8349	1.5608	.770462E+00
77	0.39124	3.9177	1.5325	.774719E+00
78	0.42064	3.7502	1.5772	.765937E+00
79	0.42064	3.7502	1.5772	.765937E+00
80	0.39124	3.9177	1.5325	.774719E+00
81	0.39124	3.9177	1.5325	.774719E+00
82	0.39124	3.9177	1.5325	.774719E+00
83	0.42436	3.7634	1.5967	.766656E+00
84	0.42436	3.7634	1.5967	.766656E+00
85	0.42436	3.7634	1.5967	.766656E+00
86	0.43420	3.7340	1.6210	.765055E+00
87	0.48352	3.6623	1.7705	.761055E+00
88	0.46492	3.5984	1.6727	.757373E+00
89	0.46564	3.6010	1.6764	.757523E+00
90	0.45652	3.6280	1.6560	.759093E+00
91	0.46300	3.5915	1.6626	.756969E+00
92	0.46612	3.6027	1.6790	.757623E+00
93	0.46408	3.5954	1.6682	.757197E+00
94	0.46552	3.6006	1.6758	.757498E+00
95	0.47164	3.7386	1.7629	.765307E+00
96	0.46312	3.7700	1.7456	.767011E+00
97	0.46312	3.7700	1.7456	.767011E+00
98	0.48808	3.6773	1.7944	.761899E+00
99	0.49528	3.6448	1.8048	.760055E+00
100	0.49768	3.6526	1.8174	.760500E+00
101	0.46312	3.7700	1.7456	.767011E+00
102	0.49096	3.7425	1.8370	.765520E+00
103	0.51628	3.7105	1.9152	.763757E+00
104	0.52876	3.6951	1.9534	.762899E+00

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

SAIFI (in/ab.año)	SAIDI (h/ab.año)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	lmax (int/año)
0.45334	1.675	3.695	.9998088	.0001912	0.529

INDICES DE LA CIER

FI (in/ab.año)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
0.4469	3.74	1.674

B I B L I O G R A F I A

BIBLIOGRAFIA

1. System consideration-impedance and fault current calculations
D.R. SMITH, member IEEE - W-E-C.
2. Coordination of protection and construction of distribution circuit.
AIEE-PAS, COMMITTEE REPORT, Febrero, 1975.
3. Guide for Making a sectionalizing study on rural electric systems.
REA - BULLETING 61.2.
4. Automatic circuit reclosers: Characteristics and application factors.
MC. GRAW-EDISON COMPANY PA-15317.
5. Distribution System Protection Manual
MC. GRAW-EDISON COMPANY - BULLETIN 7/022 POWER SYSTEMS DIVISION.
6. Apuntes de Distribución y Curso de Protecciones.
ING. VICTOR OREJUELA L.
7. Automatic Line Sectionalizers: Characteristics and Application Factors.
MC. GRAW-EDISON COMPANY-PA 15317
8. Evaluated Distribution System Desing by Cost Reliability Indices.
N.E. CHANG, SENIOR MEMBER IEE, SEP - OCT/1977, PAS 96.
9. Reliability Evaluation of Engineering Systems
Conceptos and Techniques
ROY BILLINTON - RONALD N. ALLAN, 1983
10. Reliability Evualuation of Power Systems
ROY BILLINTON - RONALD N. ALLAN, 1984
11. Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Distribución
E.P.N., TESIS DE GRADO, 1987
IVAN ANTONIO MONCAYO ANDRADE
12. Electric Power Distribution System Engineering.
GONEN T, MC. GRAW HILL, 1985
13. Proposed Definition of Terms for Reporting and Analyzing Outabes of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions.
IEEE, PAS - MAYO/1968

14. Distribution System Reliability Performance
IEEE, PAS - JULIO/1968
15. Distribution Systems Manual
WESTINGHOUSE E.C.
16. Catalogo-Application Information
CHANCE FUSE LINKS - BULLETIN 10 - 7701, 1980
17. Empleo de Reconectores Automáticos en Aceite
MC. GRAW EDISON, POWER SYSTEMS DIVISION, A.J.
GLOCKNER
18. Distribution System Feeder Overcurrent Protection
GENERAL ELECTRIC - GET # 6450
19. Quantitative Evaluation of Permanent Outages in
Distributions Systems
IEEE, PAS - MAYO - JUNIO/1975
20. Reliability Analysis and What it Means
IEEE I.G.A. SEP - OCT/1968
21. Distribution Protection and Restoration Systems:
Design Verification by Reliability Indices
IEEE PS RELAYING COMMITTEE REPORT, 1973
22. Analisis de Sistemas Eléctricos de Potencia
STEVENSON, W. 1978
23. Interrupciones de Suministro
Manual de Estadística CIER para Distribución
CIER - SUBCOMITE DE DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICA, 1987
24. Criterios de diseño en la selección de barras de
subestación del SNI.
III SEMINARIO ECUATORIANO DE INGENIERIA DE SISTEMAS
ELECTRICOS. QUITO, MAYO DE 1989
ING. VICTOR OREJUELA L.
25. Estudo de Confiabilidade aplicado au Sistema de
Geracao e transmissao da CEEE
SUBCOMITE DE INGENIERIA DE SISTEMAS ELECTRICOS,
BRASIL, ABRIL DE 1976
STREIT VLADIMIR.
26. Protección de Bancos de Condensadores en
Subestaciones
EPN, TESIS DE GRADO, 1987
JOFRE GABRIEL CHICO BARRAGAN

27. Normas para Sistemas de Distribución
EEQSA, EDICION 1978
28. Evaluación de la Calidad de Servicio en un Sistema
de Baja Tensión.
SUBCOMITE DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA,
CHILE, SEPTIEMBRE DE 1986
JORGE SERRANO SYMON
29. Datos estadísticos de Redes de Distribución de la
EEQSA.
DIVISION DE PLANIFICACION, EEQSA
30. Costos de equipos y materiales.
ALMACENES DE ASEA BROWN BOVERI Y ELECTROECUATORIANA
31. Datos estadísticos y costos de potencia y energía.
DIRECCION DE PLANIFICACION, DIRECCION DE OPERACION
DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, DIRECCION DE
DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION, INECEL.
32. Electric distribution systems engeneering.
CONSULTING ELECTRICAL ENGINEER EBASCO SERVICES
INCORPORATED, 1982