

ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD  
DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION  
PRIMARIA GUAYAQUIL"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

ANGEL TAMAYO REYES

GUAYAQUIL-ECUADOR

1987

DEDICATORIA

A MI MADRE

## AGRADECIMIENTO

Al ING. ADOLFO SALCEDO  
Director de Tesis, por su  
ayuda y colaboración para  
la realización de este  
trabajo.

*C. Villafuerte P.*  
-----  
Ing. Carlos Villafuerte P.  
SUBDECANO DE LA FACULTAD  
DE INGENIERIA ELECTRICA

*ASG*  
-----  
Ing. Adolfo Salcedo G.  
DIRECTOR DE TESIS

*Cristóbal Mera G.*  
-----  
Ings. Cristóbal Mera G.  
MIEMBRO PRINCIPAL

*José Cariboga V.*  
-----  
~~Ing. José Cariboga V.~~  
MIEMBRO PRINCIPAL

## DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).

A handwritten signature in blue ink, reading "Angel Tamayo R.", with a horizontal line drawn through it.

ANGEL TAMAYO REYES

## RESUMEN

En esta tesis, primeramente se hace una breve revisión de los principales aspectos y conceptos relacionados al estudio de la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución.

La contribución que presenta este trabajo al campo de la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución, particularmente a los sistemas de distribución primaria o sistemas de alimentadoras, es la aplicación de las técnicas de "Markov" y "Aproximada Modificada", considerando las interrupciones de servicio por salidas permanentes, salidas temporales y salidas programadas; y además se considera el efecto del clima; para lo cual, para cada técnica, se presenta los modelos matemáticos, se establece un algoritmo, se desarrolla un diagrama de flujo y se elabora un programa de computación en Fortran IV. Estos programas son aplicados a un grupo seleccionado de las alimentadoras del Sistema Guayaquil, determinándose el estado actual de cada una de las alimentadoras, y por último, se efectúa un análisis comparativo de los resultados obtenidos de la aplicación de ambas técnicas y se comprueba la exactitud de estas técnicas.

## INDICE GENERAL.

	Pág.
RESUMEN.....	vi
INDICE GENERAL.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	xi
INDICE DE TABLAS.....	xiii
INTRODUCCION.....	14
CAPITULO I	
DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES EN LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBU- CION.....	18
1.1. Generalidades.....	18
1.2. Indices de Confiabilidad.....	19
1.2.1. Definición y selección de índices... ..	19
1.2.2. Parámetros de componentes requeridos	23
1.3. Modos de falla.....	24
1.3.1. Modos de falla de un componente.....	24
1.3.2. Modos de falla de los elementos de protección.....	25
1.3.3. Modos de falla de un punto de carga.	26
1.4. Consideración del Clima.....	28
1.4.1. Efecto del clima.....	28
1.4.2. Modelo.....	29

1.4.3. Datos estadísticos requeridos.....	32
CAPITULO II	
LA TECNICA DE MARKOV APLICADA A LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y ELABORACION DE UN PROGRAMA DIGITAL.....	33
2.1. Introducción.....	33
2.2. Evaluación de Salidas Permanentes.....	34
2.2.1. Consideraciones y asunciones.....	34
2.2.2. Modelo.....	35
2.3. Evaluación de Salidas Temporales y Programadas.....	42
2.3.1. Consideraciones y asunciones.....	42
2.3.2. Modelos.....	43
2.4. Indices Totales del Sistema.....	50
2.5. Desarrollo de un Algoritmo para la determinación de los Indices de Confiabilidad del Sistema.....	52
2.5.1. Consideraciones de operación.....	52
2.5.2. Desarrollo del algoritmo.....	55
2.6. Elaboración de un Programa Digital.....	63
2.6.1. Diagrama de flujo.....	63
2.6.2. Codificación en Fortran IV.....	63
CAPITULO III	
LA TECNICA APROXIMADA MODIFICADA APLICADA A LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y ELABORACION DE UN PRO-	



GRAMA DIGITAL.....	70
3.1. Introducción.....	70
3.2. Evaluación de Salidas Permanentes.....	71
3.2.1. Consideraciones y asunciones.....	71
3.2.2. Modelo.....	72
3.3. Evaluación de Salidas Temporales y Programadas.....	73
3.3.1. Consideraciones y asunciones.....	73
3.3.2. Modelos.....	74
3.4. Indices Totales del Sistema.....	77
3.5. Desarrollo de un Algoritmo para la determinación de los Indices de Confiabilidad del Sistema.....	78
3.5.1. Consideraciones de operación.....	78
3.5.2. Desarrollo del algoritmo.....	79
3.6. Elaboración de un Programa Digital.....	80
3.6.1. Diagrama de flujo.....	80
3.6.2. Codificación en Fortran IV.....	80
CAPITULO IV	
EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA GUAYAQUIL.....	84
4.1. Características Técnicas del Sistema y de los Componentes que intervienen en el estudio.....	84
4.2. Parámetros de los Componentes y Diagramas unifilares utilizados.....	90
4.3. Presentación de Resultados.....	93

4.4. Análisis y Comparación de los Resultados obtenidos por ambas Técnicas.....	106
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	115
APENDICES.....	122
BIBLIOGRAFIA.....	421

## INTRODUCCION

La confiabilidad o continuidad de servicio de un sistema, al igual que su rango de variación de voltaje y de frecuencia, es una medida de la calidad del servicio suministrado por aquel.

Un sistema de distribución es el enlace entre el gran Sistema de Potencia (Sistema de Generación y Sistema de Transmisión) y el consumidor; y comprende: sistema de subtransmisión (líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución), sistema de distribución primaria o alimentadoras (líneas y transformadores de distribución) y circuitos secundarios de distribución (incluyendo acometidas).

Las interrupciones de servicio al consumidor tienen su origen, en su mayor parte, en el propio sistema de distribución, principalmente en el sistema de alimentadoras; es por este motivo, que los esfuerzos de este trabajo son dirigidos hacia esta parte del sistema de distribución.

En la actualidad, la aplicación de los estudios de confiabilidad en la evaluación de alternativas, tanto en

la planificación de sistemas de distribución como en el mejoramiento de los ya existentes, se encuentra escasamente difundida entre las diferentes empresas eléctricas del país. La evaluación de alternativas la efectúan basados en la experiencia o en estudios muy elementales de confiabilidad, lo cual no garantiza el mejor aprovechamiento tanto técnico como económico de los recursos disponibles. De ahí el interés de esta tesis en proporcionar una herramienta que permita realizar esta evaluación de una manera más eficiente.

En un principio, solo se le daba importancia a los estudios de confiabilidad de los sistemas de generación y de transmisión. No fue sino hasta 1964 en que el estudio de la confiabilidad en sistemas de distribución recibió un gran ímpetu, y, desde entonces, se han venido desarrollando y perfeccionando técnicas probabilísticas con este propósito; algunas de estas técnicas son presentadas en la Referencia (5). Inicialmente, la Técnica de Markov fue utilizada únicamente como referencia teórica para desarrollar y comparar técnicas aproximadas, pero era imposible llevarla al computador para la evaluación de grandes sistemas, por la enorme cantidad de ecuaciones que tenían que resolverse, excediendo su capacidad de memoria. Hoy en día, gracias a la Aproximación de Conjunto de Corte de Markov - Referencia (6) -, ha sido posible reducir

apreciablemente el número de estados y de ecuaciones a resolverse, y que, de este modo, la Técnica de Markov pueda ser llevada a un programa de computadoras como el desarrollado en esta tesis. Ese mismo año, fue publicada la Técnica Aproximada, presentando una serie de fórmulas probabilísticas, tanto para sistemas series como para sistemas paralelos. La Referencia (5) comprobó que de estas fórmulas, las correspondientes a sistemas paralelos eran inconsistentes, corrigiéndolas, por esta razón, la denominó "Técnica Aproximada Modificada".

A la Técnica de Markov se la conoce también como la "Técnica Exacta de Markov". El término "exacta" significa en realidad que, es la técnica que da los resultados más exactos para las consideraciones y asunciones establecidas para efectuar la evaluación. Ahora bien, si se quiere obtener los resultados más reales, estas condiciones y asunciones deben reflejar lo más exacto posible el comportamiento real del sistema en estudio y del medio que lo rodea. Una de las principales limitaciones en evaluaciones de confiabilidad, es la de no poseer datos exactos de los componentes del sistema.

Esta tesis se ocupa de la evaluación de la confiabilidad de sistemas de distribución primaria o alimentadoras, considerando las interrupciones de servicio por salidas permanentes, salidas temporales y salidas programadas.

Además, se considera también el efecto del clima.

El objetivo principal de este trabajo es la aplicación de la Técnica de Markov y de la Técnica Aproximada Modificada en la evaluación de la confiabilidad de las alimentadoras del Sistema Guayaquil, estableciéndose un algoritmo y elaborándose un programa digital para cada técnica. Por último, se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos por ambas técnicas.

## CAPITULO I

### DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES EN LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.

#### 1.1. Generalidades.

En este capítulo, se presenta un resumen de los principales aspectos y conceptos que intervienen en la evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución en general, tomados de las Referencias (1, 2, 4 y 5).

Se empieza por seleccionar y definir los índices básicos a ser utilizados en este estudio, y, se presenta además, otros índices a ser utilizados adicionalmente, los mismos que pueden ser obtenidos a partir de los primeros. Seguidamente, se detallan los parámetros de los componentes requeridos para efectuar la evaluación de los índices de confiabilidad.

A continuación, se definen los modos de falla de un componente y de un equipo de protección considerados en este trabajo, y, se señalan los modos de falla típicos de un punto de carga con la

ayuda de un ejemplo ilustrativo.

Finalmente, se destaca la importancia de considerar el efecto del clima en la evaluación de los índices de confiabilidad, se mencionan los datos estadísticos del clima requeridos, y, se presenta un modelo denominado "modelo de dos estados".

## 1.2. Índices de Confiabilidad

### 1.2.1. Definición y Selección de Índices.

Los índices básicos en toda evaluación de confiabilidad, son aquellos que dan una medida de la frecuencia y duración de las salidas de servicio. Para un punto de carga, estos índices son:

- (i) Número promedio de interrupciones de servicio por punto de carga por año ( $\lambda$ ).
- (ii) Tiempo de restauración promedio en cada punto de carga ( $r$ ).
- (iii) Tiempo total de interrupción promedio por punto de carga por año ( $U$ ).

En este estudio, se consideran



adicionalmente los índices del sistema orientados al consumidor, éstos son:

- (i) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (System Average Interruption Frequency Index) - SAIFI. Este índice es definido como el número promedio de interrupciones por consumidor servido por unidad de tiempo. Se lo calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{SAIFI} &= \frac{\text{Núm. tot. interrup.-consum.}}{\text{Núm. tot. consum. servidos}} \\ &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.1) \end{aligned}$$

- (ii) Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (System Average Interruption Duration Index) - SAIDI. Este índice es definido como la duración de interrupción promedio por consumidores servidos durante un año. Se lo calcula de la siguiente manera:

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma durac. interrup.-consum.}}{\text{Núm. tot. consum.}}$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (1.2)$$

(iii) Índice de Duración de Interrupción Promedio del Consumidor (Customer Average Interruption Duration Index) - CAIDI. Este índice es definido como la duración de interrupción por consumidores interrumpidos durante un año. Se lo calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{CAIDI} &= \frac{\text{Sum. durac. interrup.-consum.}}{\text{Núm. tot. interrup.-consum.}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (1.3) \end{aligned}$$

(iv) Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (Average Service Availability Index) - ASAI. Este índice es definido como la razón del número total de horas-consumidor que el servicio estuvo disponible durante un año al total de horas-consumidor del año. Se lo calcula de la siguiente manera:

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (1.4)$$

(v) Índice de Indisponibilidad de Servicio Promedio (Average Service Unavailability Index) - ASUI. Este índice es el complemento del índice ASAI. Se lo determina de la siguiente forma:

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (1.5)$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760}$$

Donde:

$\lambda_i$  = Tasa de falla del punto de carga  $i$

$U_i$  = Tiempo anual de falla del punto de carga  $i$

$N_i$  = Número de consumidores del punto de carga  $i$

### 1.2.2. Parámetros de componentes requeridos.

En este estudio, los datos de los componentes requeridos para efectuar la evaluación de la confiabilidad de un punto de carga son:

- (i) Tasa de salidas permanentes en tiempo normal ( $\lambda$ ).
- (ii) Tasa de salidas permanentes en tiempo adverso ( $\lambda'$ ).
- (iii) Tiempo medio de reposición para salidas permanentes ( $r$ ).
- (iv) Tasa de salidas temporales en tiempo normal ( $\lambda_T$ ).
- (v) Tasa de salidas temporales en tiempo adverso ( $\lambda'_T$ ).
- (vi) Tiempo medio de reposición para salidas temporales ( $r_T$ ).
- (vii) Tasa de salidas programadas ( $\lambda_M$ ).
- (viii) Tiempo medio de reposición para salidas programadas ( $r_M$ ).

La justificación de la necesidad de estos parámetros, se la hace en las secciones 1.3 y 1.4.

El cálculo de las tasas de salidas y de los tiempos medios de reposiciones, se lo hace en forma general de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{\text{Número total de salidas del tipo de falla dado durante el periodo de observación.}}{\text{Tiempo total de exposición del componente para el tipo de falla dado durante el periodo de observación.}}$$

$$r = \frac{\text{Tiempo total de salida del componente para el tipo de falla dado durante el periodo de observación.}}{\text{Número total de salidas del tipo de falla dado durante el periodo de observación.}}$$

### 1.3. Modos de falla.

#### 1.3.1. Modos de falla de un componente.

Los modos de falla a ser considerados en esta tesis, son:

- (i) Salidas Permanentes. Este tipo de salidas requiere que el componente permanezca fuera de servicio hasta que el mismo sea reparado.
- (ii) Salidas Temporales. Muchas de las salidas en sistemas de distribución, son de naturaleza temporal. Si una falla

del componente es despejada por una operación del reconectador o por la operación de conmutadores automáticos, se dice que una salida temporal ha ocurrido. Tanto las salidas permanentes como las salidas temporales son de carácter forzadas, esto es, se deben a causas fuera de control.

- (iii) Salidas Programadas. Son salidas controladas, se las lleva a cabo para efectuar mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, cambios en el sistema, etc. .

#### 1.3.2. Modos de falla de un equipo de protección.

Los reconectadores, fusibles, interruptores, etc., tienen múltiples modos de falla, los más importantes son:

- (i) Falso disparo. Cuando el equipo abre sin haber sido solicitada su operación, esto luce como una falla del componente protegido, por tal razón, este tipo de falla puede ser incluido en la tasa de falla del

componente protegido.

- (ii) Falla a tierra. Puede ocurrir, que el propio elemento de protección sufra una falla a tierra, en cuyo caso debe operar la protección de respaldo.
- (iii) Falla al operar. Esto es, cuando es requerido para que opere el equipo, éste se atasca y no opera, teniendo entonces que actuar la protección de respaldo. Tanto este tipo de falla como el de falla a tierra, son incluidos en las tasas de fallas de las secciones de líneas protegidas por los equipos que sirven de respaldo a los equipos fallados.

### 1.3.3 Modos de falla de un punto de carga.

La salida de un componente, puede o no, resultar en una interrupción de servicio al punto de carga, dependiendo de la configuración del sistema. Los varios eventos básicos, los cuales llevan a la falla de un punto de carga, son enumerados abajo, usando el sistema de la figura 1.1.

- (i) La salida permanente del componente 1

"traslapando" la salida del componente 2 o viceversa, causan interrupción de suministro a los puntos de carga A y B.

- (ii) La salida permanente o temporal del componente 3, causa una interrupción de servicio del punto de carga B.
- (iii) La salida permanente o temporal del componente 2 "traslapando" una salida por mantenimiento del componente 1 o la salida permanente o temporal del componente 1 "traslapando" una salida por mantenimiento del componente 2, causan la interrupción de los puntos de carga A y B.
- (iv) La salida temporal del componente 2 "traslapando" una salida permanente del componente 1, o la salida temporal del componente 1 "traslapando" una salida permanente del componente 2, producen la interrupción del suministro a los puntos de carga A y B. La probabilidad de que una salida temporal de un componente "traslape" a la salida temporal de otro componente, es muy pequeña, y, por lo tanto, tal evento no es considerado.



(v) Si el interruptor "e" falla a tierra o falla al operar, deben operar los interruptores de respaldo "a" y "c", siendo interrumpido el servicio no solo al punto de carga B, sino también al punto de carga A.

(vi) Si cualquiera de los interruptores a, b, c o d fallan a tierra o fallan al operar, debe actuar la protección de la fuente, produciéndose la interrupción del suministro a los puntos de carga A y B.

#### 1.4. Consideración del Clima.

##### 1.4.1. Efecto del clima.

Un sistema de distribución puede estar compuesto de elementos aéreos, subterráneos o de ambos tipos de elementos. En las líneas aéreas (expuestas a cambios atmosféricos), se ha comprobado que bajo condiciones severas del clima (de corta duración), los componentes fallan con mayor frecuencia que bajo condiciones de clima normal (de larga duración). Además, fallas de varios componentes pueden ocurrir en condiciones de

clima adverso, fenómeno al cual se lo denomina "cúmulo de fallas" ("failure bunching"). Las predicciones de confiabilidad sin considerar el efecto del clima, pueden conducir a resultados demasiado optimistas con errores considerables.

#### 1.4.2. Modelo.

El clima presenta un infinito número de estados. Sin embargo, éste puede ser modelado en un pequeño número de estados discretos. Se han desarrollado dos modelos para el clima:

- (i) Modelo de dos estados: normal y adverso.
- (ii) Modelo de tres estados: normal, adverso y catastrófico.

Se considera como clima normal a todas aquellas condiciones ambientales bajo las cuales, la tasa de falla del componente es relativamente baja. Se considerará como clima adverso a todas aquellas condiciones atmosféricas bajo las cuales la tasa de

salidas del componente es relativamente alta, cuando las condiciones climáticas son extremadamente adversas debido a la presencia de huracanes, tornados, y otros fenómenos de tipo destructivo, se dice que se trata de un clima catastrófico. En el Ecuador y en especial en la ciudad de Guayaquil, no se presentan comunmente condiciones atmosféricas de tipo catastrófico, por esta razón, esta tesis utiliza el modelo de dos estados para el clima. Este modelo asume que las distribuciones de las duraciones de los periodos de ambos tipos de clima son exponenciales. La figura 1.2 muestra el patrón de comportamiento real de las duraciones de los tipos de clima - considerando dos estados - para un sistema cualquiera, mientras que la figura 1.3 ilustra el modelo de dos estados a ser utilizado, cuyas duraciones de ambos tipos de clima, son valores esperados.

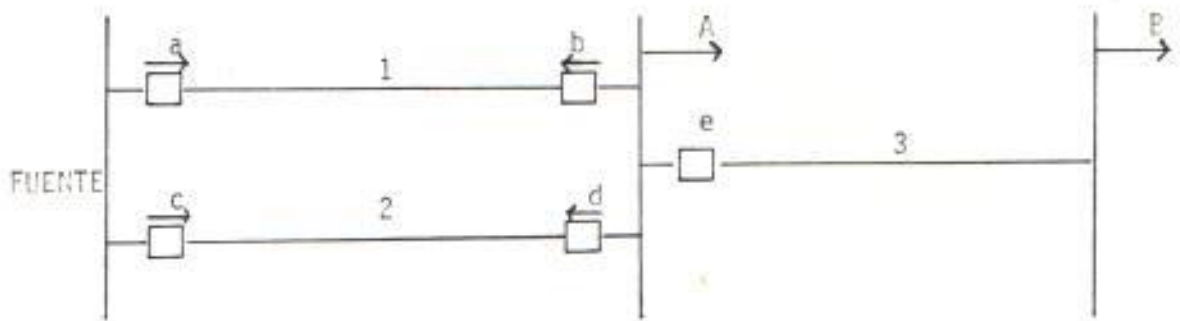


Figura 1.1 Sistema para la ilustración de los Modos de Falla de un Punto de Carga.

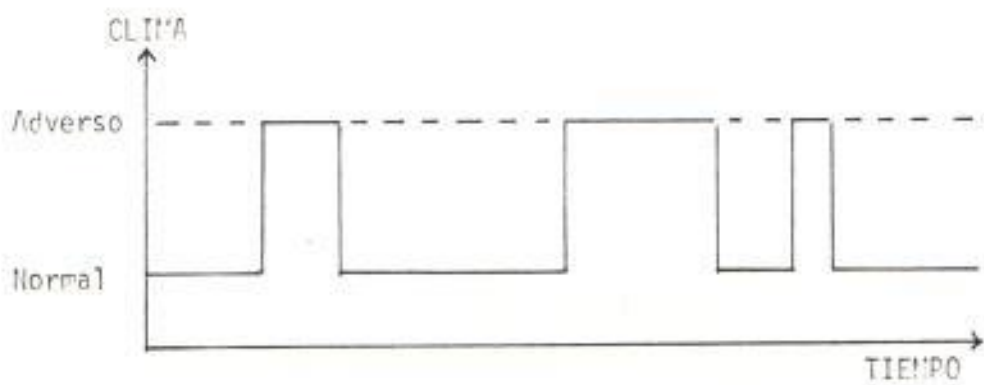


Figura 1.2 Patrón de Comportamiento Real del Clima.

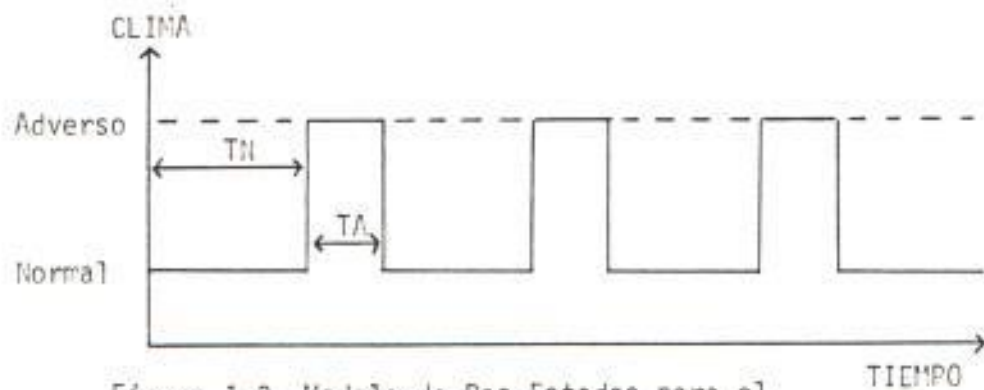


Figura 1.3 Modelo de Dos Estados para el Clima.

Donde:

TN = Duración esperada de un período de clima normal.

TA = Duración esperada de un período de clima adverso.

#### 1.4.3. Datos estadísticos requeridos.

Los datos estadísticos requeridos de acuerdo al modelo utilizado en esta tesis, son los siguientes:

- (i) Duración promedio de un período de clima normal.
- (ii) Duración promedio de un período de clima adverso.

## CAPITULO II

LA TECNICA DE MARKOV APLICADA A LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y ELABORACION DE UN PROGRAMA DIGITAL.

### 2.1. Introducción.

Desde que se descubrió que el comportamiento de los distintos componentes de un sistema podía ser representado por un proceso de Markov para la evaluación de su confiabilidad, la Técnica de Markov ha sido utilizada más bien, como una referencia teórica en el desarrollo y la verificación de técnicas aproximadas probabilísticas. Debido a la gran cantidad de ecuaciones que tendrían que resolverse para sistemas reales - de gran número de componentes -, la capacidad de memoria de un computador normalmente es excedida. Por este motivo, esta técnica no ha podido ser llevada directamente al computador. Sin embargo, su aplicación indirecta es posible a partir de la publicación de la Aproximación de Conjunto de Corte de Markov (Markov Cut-Set Approach), explicada en detalle en la

Referencia(6). Esta aproximación permite reducir notablemente el número de ecuaciones a resolverse de una manera eficaz.

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos para evaluar las salidas permanentes, temporales y programadas para 1 y 2 componentes, para posteriormente ser extendidos a un sistema de  $n$  componentes, determinándose los índices totales de los puntos de carga y del sistema entero.

Luego, se establece el algoritmo a seguirse en la elaboración del programa digital y se desarrolla el programa en sí.

## 2.2. Evaluación de Salidas Permanentes .

### 2.2.1. Consideraciones y Asunciones.

Las más importantes son las siguientes:

- (i) Los eventos salida y reparación de un componente son independientes uno del otro.
- (ii) Los periodos entre fallas y los tiempos de reparación son distribuidos exponencialmente durante periodos de

clima normal y clima adverso.

- (iii) Las duraciones de los períodos de clima normal y de clima adverso son distribuidos exponencialmente.
- (iv) Los períodos de clima adverso son de muy corta duración en comparación con los tiempos entre fallas de un componente.
- (v) Las tasas de reparación de los componentes son muy grandes comparadas con sus tasas de fallas.
- (vi) Los tiempos de reparación en clima normal son los mismos que en clima adverso.
- (vii) No se producen salidas de los componentes por sobrecargas.

#### 2.2.2. Modelos.

- (a) Un componente simple. Véase la figura 2.1 .

Sean:

$\lambda_i$  = Tasa de salidas permanentes  
en clima normal del  
componente  $i$ .



$\lambda_i$  = Tasa de salidas permanentes en clima adverso del componente i.

$\mu_i$  = Tasa de reparación para salidas permanentes del componente i ( $1/r_i$ ).

TN = Duración esperada de un periodo de clima normal.

TA = Duración esperada de un periodo de clima adverso.

$$W_n = 1/TN$$

$$W_a = 1/TA$$

El diagrama de espacios de estados correspondiente es mostrado en la figura 2.2.

El sistema de ecuaciones diferenciales respectivo es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} P_1'(t) \\ P_2'(t) \\ P_3'(t) \\ P_4'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda+W_n) & \mu & W_a & 0 \\ \lambda & -(\mu+W_n) & 0 & W_a \\ W_n & 0 & -(W_a+\lambda') & \mu \\ 0 & W_n & \lambda' & -(W_a+\mu) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \\ P_4(t) \end{bmatrix}$$

Las probabilidades de estado pueden ser encontradas haciendo la matriz

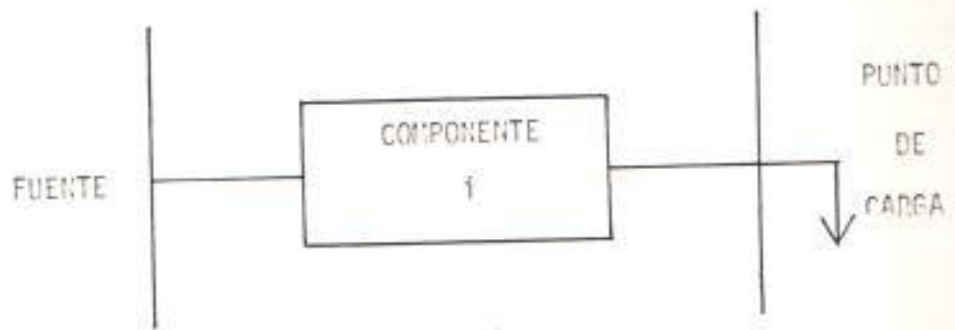


Figura 2.1 Sistema de Un Componente Simple.

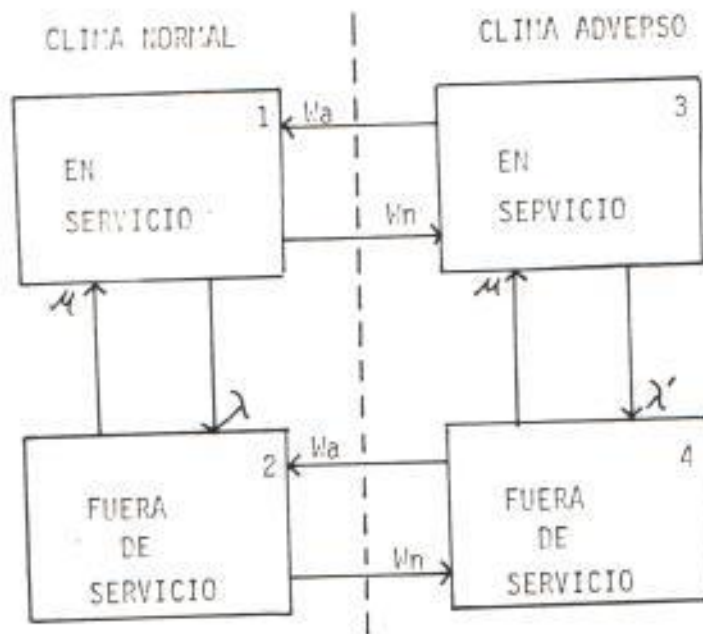


Figura 2.2 Diagrama de Espacios de Estados de Un Componente Simple.

diferencial igual a cero y reemplazando una de las ecuaciones por la siguiente:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1.0$$

Se obtiene:

$$P_1 = \mu \frac{W_n W_a + W_a^2 + \lambda' W_a + \mu W_a}{D}$$

$$P_2 = \frac{\lambda W_a^2 + \lambda \lambda' W_a + \lambda \mu W_a + \lambda' W_n W_a}{D}$$

$$P_3 = \mu \frac{W_n W_a + W_n^2 + \lambda W_n + \mu W_n}{D}$$

$$P_4 = \frac{\lambda' W_n^2 + \lambda \lambda' W_n + \lambda \mu W_n + \lambda W_n W_a}{D}$$

Donde:

$$D = (W_n + W_a) [(\lambda + \mu)(\lambda' + \mu) + W_a(\mu + \lambda) + W_n(\lambda' + \mu)]$$

La probabilidad y la frecuencia de falla del componente i están dados por:

$$P_f = P_2 + P_4$$

$$F_f = \mu(P_2 + P_4) = P_1 \lambda + P_3 \lambda'$$

Conociendo  $P_f$  y  $F_f$ , se pueden determinar la duración media de falla y el tiempo anual de falla de la siguiente manera:

$$D_f = \frac{P_f}{F_f}$$

$$TAF = P_f \times \frac{\text{unidades. de tiempo}}{\text{año}}$$

(b) Dos componentes en serie. Véase la figura 2.3.

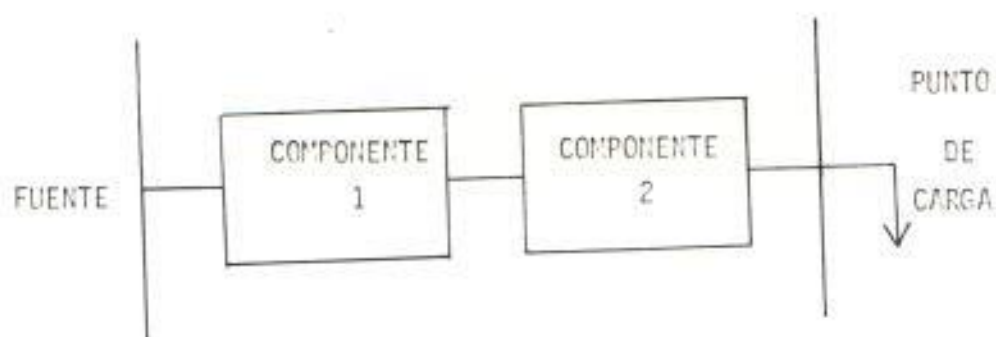


Figura 2.3 Sistema de Dos Componentes en Serie.

El diagrama de espacios de estados correspondiente a este sistema es mostrado en la figura 2.4, y su respectivo sistema de ecuaciones diferenciales en la Tabla I.

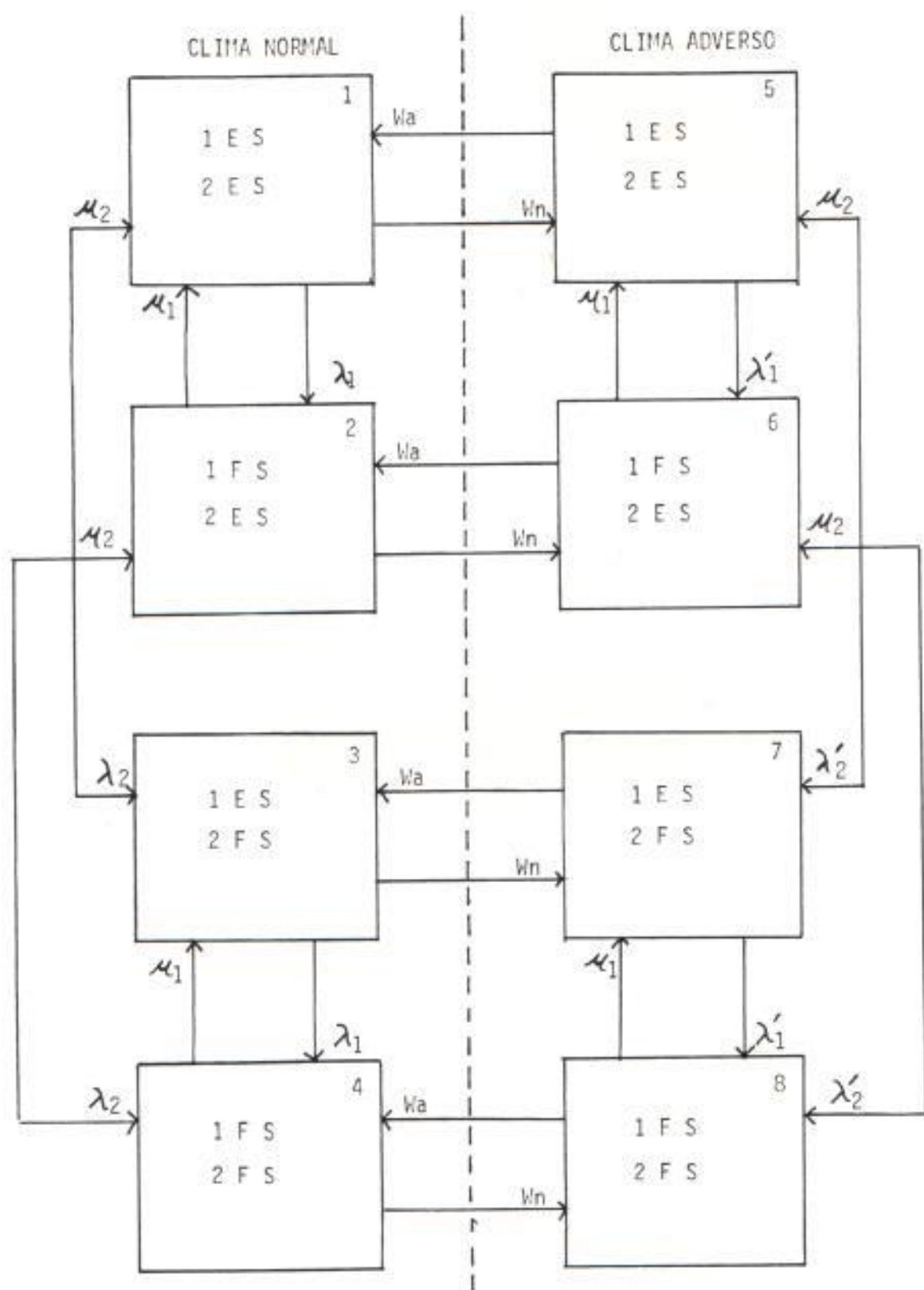


Figura 2.4 Diagrama de Espacios de Estados para un Sistema de Dos Componentes.

TABLA I

Sistema de ecuaciones diferenciales correspondiente al diagrama de la Figura 2.4.

$P1'(t)$	$-\lambda_1 - \lambda_2 + \mu_1$	$\mu_1$	$\mu_2$	0	$\mu_3$	0	0	0	$P1(t)$
$P2'(t)$	$\lambda_1$	$-(\mu_1 + \lambda_2 + \mu_1)$	0	$\mu_2$	0	$\mu_3$	0	0	$P2(t)$
$P3'(t)$	$\lambda_2$	0	$-(\lambda_1 + \mu_2 + \mu_1)$	$\mu_1$	0	0	$\mu_3$	0	$P3(t)$
$P4'(t)$	0	$\lambda_2$	$\lambda_1$	$-(\mu_1 + \mu_2 + \mu_1)$	0	0	0	$\mu_3$	$P4(t)$
$P5'(t)$	$\mu_1$	0	0	0	$-(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_2)$	$\mu_1$	$\mu_2$	0	$P5(t)$
$P6'(t)$	0	$\mu_1$	0	0	$\lambda_1$	$-(\mu_1 + \lambda_2 + \mu_3)$	0	$\mu_2$	$P6(t)$
$P7'(t)$	0	0	$\mu_1$	0	$\lambda_2$	0	$-(\lambda_1 + \mu_2 + \mu_3)$	$\mu_1$	$P7(t)$
$P8'(t)$	0	0	0	$\mu_1$	0	$\lambda_2$	$\lambda_1$	$-(\mu_1 + \mu_2 + \mu_3)$	$P8(t)$

Una vez obtenidas las probabilidades de estado estable, los índices de un punto de carga alimentado por un sistema de dos componentes en serie, pueden ser determinados así:

$$\begin{aligned} P_f &= P_{fn} + P_{fa} \\ &= P_2 + P_3 + P_4 + P_6 + P_7 + P_8 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_f &= F_{fn} + F_{fa} \\ &= \mu_1 (P_2 + P_6) + \mu_2 (P_3 + P_7) \\ &= P_1 (\lambda_1 + \lambda_2) + P_5 (\lambda'_1 + \lambda'_2) \end{aligned}$$

$$D_f = \frac{P_f}{F_f}$$

$$T_{Af} = P_f \times \frac{\text{unidades de tiempo}}{\text{año}}$$

### 2.3. Evaluación de Salidas Temporales y Programadas.

#### 2.3.1. Consideraciones y asunciones.

Adicionalmente a las consideraciones y asunciones hechas para la evaluación de las salidas permanentes, se requieren para la evaluación de las salidas temporales y programadas, las siguientes:

- (i) La probabilidad de que se produzca una salida permanente o una salida temporal de un componente durante la salida temporal de otro componente, es despreciable, por lo tanto, dichos eventos no son considerados.
- (ii) No se producen cambios de clima durante una salida temporal.
- (iii) No se efectúa mantenimiento si alguna porción del sistema está ya fuera de servicio.
- (iv) El mantenimiento se lo realiza solo durante un clima normal, y éste no es iniciado si se espera que un cambio a clima adverso ocurra antes que el mantenimiento sea terminado.
- (v) Los tiempos entre salidas temporales, entre salidas programadas y sus respectivas duraciones son distribuidos exponencialmente.

### 2.3.2. Modelos.

- (a) Un componente simple. Véase la figura 2.1 .

Sean:



$\lambda_{Ti}$  = Tasa de salidas temporales en clima normal del componente i.

$\lambda'_{Ti}$  = Tasa de salidas temporales en clima adverso del componente i.

$\mu_{Ti}$  = Tasa de reparación para salidas temporales del componente i.

$\lambda_{Mi}$  = Tasa de salidas programadas del componente i.

$\mu_{Mi}$  = Tasa de reposición para salidas programadas del componente i.

El diagrama de espacios de estados resultante es el que se muestra en la figura 2.5 , y su correspondiente sistema de ecuaciones diferenciales en la Tabla II. Resolviendo este sistema de ecuaciones, se obtienen las siguientes expresiones para las probabilidades de estado estable:

$$P1 = \frac{B}{BC - AD} \quad (2.1)$$

$$P2 = - \frac{A}{B} P1 \quad (2.2)$$

$$P3 = \frac{\lambda_T}{\mu_T} P1 \quad (2.3)$$

TABLA II

Sistema de ecuaciones diferenciales correspondiente al diagrama de la Figura 2.5.

$$\begin{bmatrix} P1'(t) \\ P2'(t) \\ P3'(t) \\ P4'(t) \\ P5'(t) \\ P6'(t) \\ P7'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda+\lambda_T+\lambda_M+\mu_n) & \mathcal{A} & \mu_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & -(\mathcal{M}+\mu_n) & 0 & \mathcal{M}_T & 0 & 0 & 0 \\ \lambda_T & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu_a & 0 \\ \lambda_M & 0 & 0 & -\mathcal{M}_T & 0 & 0 & 0 \\ \mu_n & 0 & 0 & 0 & -(\lambda+\lambda_T+\lambda_M+\mu_a) & \mathcal{M} & \mathcal{M}_T \\ 0 & \mu_n & \chi & 0 & 0 & -(\mathcal{M}+\mu_a) & 0 \\ 0 & 0 & \lambda'_T & 0 & 0 & 0 & -\mathcal{M}_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P1(t) \\ P2(t) \\ P3(t) \\ P4(t) \\ P5(t) \\ P6(t) \\ P7(t) \end{bmatrix}$$

$$P4 = \frac{\lambda_M}{\mu_M} P1 \quad (2.4)$$

$$P5 = \frac{[(\mu+Wn)(Wa+\mu)/Wa] - Wn}{\lambda'} P2$$

$$- \frac{\lambda(Wa+\mu)}{\lambda'Wa} P1 \quad (2.5)$$

$$P6 = \frac{(\mu+Wn)}{Wa} P2 - \frac{\lambda}{Wa} P1 \quad (2.6)$$

$$P7 = \frac{\lambda'_T}{\mu_T} P5 \quad (2.7)$$

Donde:

$$A = Wn - \frac{\mu\lambda}{Wa} + \frac{(Wa+\mu)(Wa+\lambda')}{\lambda'Wa}$$

$$B = \frac{\mu(\mu+Wn)}{Wa} + \frac{[Wn - (\mu+Wn)(Wa+\mu)/Wa](Wa+\lambda')}{\lambda'}$$

$$C = 1 + \frac{\lambda_T}{\mu_T} + \frac{\lambda_M}{\mu_M} - \frac{\lambda}{Wa} - \left[ \frac{\lambda(Wa+\mu)}{\lambda'Wa} \right] \left[ 1 + \frac{\lambda'_T}{\mu_T} \right]$$

$$D = 1 + \frac{(\mu+Wn)}{Wa} + \left[ \frac{(\mu+Wn)(Wa+\mu)}{Wa} - Wn \right] \left[ 1 + \frac{\lambda'_T}{\mu_T} \right] \left[ \frac{1}{\lambda'} \right]$$

Conociendo las probabilidades de estado estable, se determinan la probabilidad, la frecuencia, la duración media y el tiempo anual de falla del componente  $i$  con las siguientes expresiones:

Inv. No. \_\_\_\_\_

$$\begin{aligned}
 P_f &= P_{fn} + P_{fa} \\
 &= P_2 + P_3 + P_4 + P_6 + P_7 \quad (2.8)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 F_f &= F_{fn} + F_{fa} \\
 &= \mu(P_2 + P_6) + \mu_T(P_3 + P_7) + \mu_M P_4 \\
 &= P_1(\lambda + \lambda_T + \lambda_M) + P_5(\lambda' + \lambda'_T) \quad (2.9)
 \end{aligned}$$

$$D_f = \frac{P_f}{F_f} \quad (2.10)$$

$$T_{Af} = P_f \times \frac{\text{unidades de tiempo}}{\text{año}} \quad (2.11)$$

(b) Dos componentes en serie. Véase la figura 2.3. El diagrama de espacios de estados perteneciente a este sistema, se ilustra en la figura 2.6. Las probabilidades de estado estable pueden ser encontradas, generando y resolviendo el sistema de ecuaciones diferenciales correspondiente a este diagrama.

La probabilidad y la frecuencia de falla para un punto de carga alimentado por un sistema de dos componentes en serie, están dadas por:

$$P_f = P_{fn} + P_{fa}$$

$$P_{fn} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 +$$

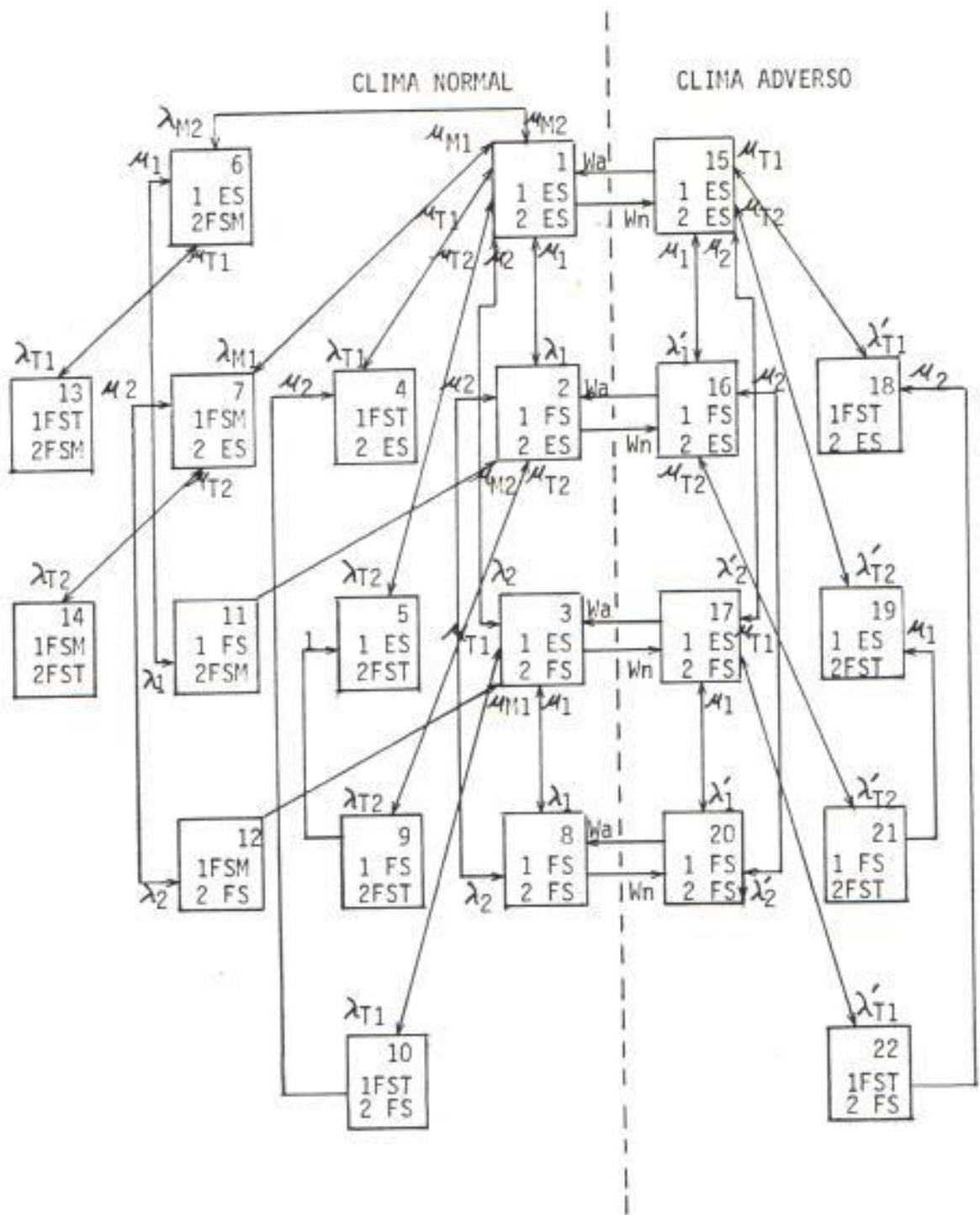


Figura 2.6 Diagrama Completo de Espacios de Estados para un Sistema de Dos Componentes.

$$P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14}$$

$$P_{fa} = P_{16} + P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21}$$

$$+ P_{22}$$

$$F_f = F_{fn} + F_{fa}$$

$$F_{fn} = \mu_1 P_2 + \mu_2 P_3 + \mu_{T1} P_4 + \mu_{T2} P_5 +$$

$$\mu_{M2} P_6 + \mu_{M1} P_7$$

$$F_{fa} = \mu_1 P_{16} + \mu_2 P_{17} + \mu_{T1} P_{18} + \mu_{T2} P_{19}$$

La duración y el tiempo anual de falla, se los determina con (2.10) y (2.11).

#### 2.4. Indices Totales del Sistema.

A medida que crece el número de componentes del sistema, se incrementa notablemente el número de estados y por ende, el número de ecuaciones a resolverse. Este número está dado por la siguiente fórmula empírica:

$$NE = N_{En} + N_{Ea}, \text{ siendo:}$$

$$N_{En} = 2^n + \sum_{m=0}^{n-1} \binom{n}{m} (n-m)(m+2)$$

$$N_{Ea} = 2^n + \sum_{m=0}^{n-1} \binom{n}{m} (n-m)$$

Donde:

- NE = número total de estados y ecuaciones.  
 NEn = número de estados en clima normal.  
 NEa = número de estados en clima adverso.  
 n = número de componentes del sistema.

Así, por ejemplo, para un sistema de 10 componentes en serie, se tendrían 40448 ecuaciones por resolverse, lo cual, vuelve a esta técnica impracticable de un modo directo, pero, por fortuna, con la ayuda de la Aproximación de Conjunto de Corte de Markov, se hace posible llevarla a un programa de computadoras.

Las fórmulas generales para calcular la probabilidad y la frecuencia de falla para un sistema de n componentes en serie, una vez determinadas las probabilidades de estado estable, son las siguientes:

$$P_f = P_{fn} + P_{fa}$$

$$= \sum_{i=2}^{N_{En}} P_i + \sum_{i=N_{En}+2}^{NE} P_i$$

$$F_f = F_{fn} + F_{fa}$$

$$= P_1 \left( \sum_{i=1}^n \lambda_i + \sum_{i=1}^n \lambda_{T_i} + \sum_{i=1}^n \lambda_{M_i} \right)$$

$$+ PNE_{n+1} \left( \sum_{i=1}^n \lambda'_i + \sum_{i=1}^n \lambda'_{Ti} \right)$$

La duración y el tiempo anual de falla están dados por (2.10) y (2.11). Conociendo el número de abonados y los índices de cada punto de carga, se pueden determinar los índices del sistema orientados al consumidor mediante las fórmulas (1.1) - (1.5).

## 2.5. Desarrollo de un Algoritmo para la determinación de los Índices de Confiabilidad del Sistema.

### 2.5.1. Consideraciones de Operación del Sistema.

Para el desarrollo del algoritmo se toma como modelo una alimentadora de características generales como la que se ilustra en la figura 2.7 .

Antes de proceder a la elaboración propia del algoritmo, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- (i) Se considera como componente, al equipo o porción de línea que puede ser aislado por elementos de protección o



## seccionalización.

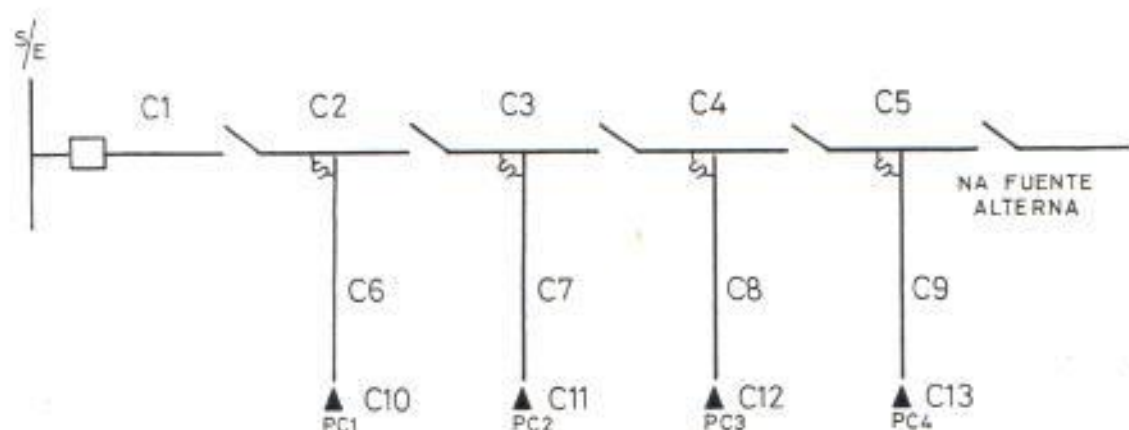


Figura 2.7 Sistema modelo para la elaboración del Algoritmo.

- (ii) Los puntos de carga están localizados a la salida de los secundarios de los transformadores de distribución.
- (iii) Todos los componentes del sistema se encuentran conectados en serie topológico, puesto que, la falla de cualquiera de ellos, produce la interrupción del servicio a cualquier punto de carga.
- (iv) La salida permanente o temporal de cualquier componente causa la salida permanente o temporal de todos los puntos de carga. Así, por ejemplo, para el punto de carga 1 (PC1) :  
La salida permanente o temporal de

cualquier componente que forme parte de la troncal (C1, C2, C3, C4, C5), produce la salida permanente o temporal respectivamente de PC1. En caso de salida permanente debida a C2, el tiempo de restauración del servicio a PC1, es el tiempo de reparación (o sustitución) de C2; mientras que, para los otros componentes, este tiempo, es el que toma en realizar la maniobra de aislar el elemento fallado y transferir carga a otra alimentadora (fuente alterna). Si se trata de una salida temporal, el tiempo de restauración del servicio es el propio del componente fallado. No se efectúan maniobras porque el tiempo medio que éstas toman es mayor que la duración de la falla temporal de un componente.

La salida permanente o temporal de los elementos que forman parte de los ramales de la alimentadora, a excepción de C6 y C10, causan la salida temporal de PC1, y, su correspondiente duración es la media de los tiempos de operación del

Reconectador, asumiendo que los fusibles operan a la perfección. Para salidas de C6 y C10, el tiempo de reposición es el propio de cada componente.

- (v) La salida programada de cualquier componente del sistema, a excepción de C2, C6 y C10, no ocasiona la salida de PC1, y, su duración está dada por la propia del componente sacado.

De lo expuesto arriba, se observa que, en general, existen dos valores para la tasa de salida programada, duración de salida permanente, duración de salida temporal y duración de salida programada, para cada componente del sistema.

#### 2.5.2. Desarrollo del Algoritmo.

El desarrollo de este algoritmo se basa en los principios expuestos en la Referencia (6), esto es, por la Aproximación de Conjunto de Cortes de Markov. Ella demuestra que, para un sistema en general, cuyos estados de su correspondiente diagrama, cumplan con determinadas condiciones de

agrupamiento, basta con construir el diagrama de espacios de estados y generar su respectivo sistema de ecuaciones diferenciales, para cada grupo de elementos que conformen un corte mínimo o combinación de ellos, para el punto de carga de interés. Se observa que estas condiciones se cumplen, cuando: el número de estados por componente es el mismo para cada clima considerado, el número de estados por clima crece exponencialmente con el número de componentes, y, cada estado de un clima puede ir y venir de su correspondiente estado en otro clima. Al revisar las secciones 2.3 y 2.4, se ve que estos modelos no cumplen a satisfacción estas condiciones, sin embargo, la Referencia (6) concluye que aún es posible obtener valores aproximados por esta técnica. En la práctica, solo se calculan: los límites superiores e inferiores de los índices. Si la disponibilidad del sistema es muy cercana a 1, los límites superiores serán propiamente los índices deseados. Los límites inferiores sirven para establecer un rango de incertidumbre que proporciona una medida de la exactitud de los límites superiores.

El procedimiento a seguirse para la aplicación de esta aproximación, es el siguiente:

- (i) Identificar los cortes mínimos a ser considerados. En el caso de sistemas radiales, cada componente es un corte mínimo ( $C_i$ ), ya que, la salida de cualquiera de ellos, produce la salida de todos los puntos de carga.
- (ii) Elaborar el diagrama de espacios de estados y generar el respectivo sistema de ecuaciones diferenciales para cada corte mínimo ( $C_i$ ), y, determinar la probabilidad y la frecuencia de falla correspondiente (evento  $\overline{C_i}$ ), utilizando las siguientes ecuaciones:

$$P(\overline{C_i}) = P(\overline{C_{in}}) + P(\overline{C_{ia}}) \quad (2.12)$$

$$F(\overline{C_i}) = F(\overline{C_{in}} \cup \overline{C_{ia}}) \quad (2.13)$$

$$= \sum_{1n \in C_{in}} P_{1n} \sum_k \mu_k + \sum_{1a \in C_{ia}} P_{1a} \sum_k \mu_k$$

Donde:

$\overline{\overline{Cin}}$  : Evento todos los elementos de  $Ci$  fuera de servicio en clima normal.

$\overline{\overline{Cia}}$  : Evento todos los elementos de  $Ci$  fuera de servicio en clima adverso.

$\sum_k A_k$  = Sumatoria de todas las tasas de reparación que llevan al sistema desde el estado " $ln$ " de  $\overline{\overline{Cin}}$  a otro estado de  $\overline{\overline{Cin}}$

$\sum_k A'_k$  = Sumatoria de todas las tasas de reparación que llevan al sistema desde el estado " $la$ " de  $\overline{\overline{Cia}}$  a otro estado de  $\overline{\overline{Cia}}$ .

$\sum_{ln \in \overline{\overline{Cin}}} \dots$  = Sumatoria de todas las contribuciones de los estados " $ln$ " pertenecientes a  $\overline{\overline{Cin}}$ .

$\sum_{la \in \overline{\overline{Cia}}} \dots$  = Sumatoria de todas las contribuciones de los estados " $la$ " pertenecientes a  $\overline{\overline{Cia}}$ .

Como en este caso, cada corte mínimo está formado por un solo componente,

el diagrama de espacios de estados y el sistema de ecuaciones diferenciales correspondientes a cada corte, serán los de la sección 2.3.2.(a), y, las ecuaciones (2.12) y (2.13), se convierten en las ecuaciones (2.8) y (2.9). Los valores obtenidos con estas ecuaciones, son sustituidos en las ecuaciones (2.14) y (2.15) para obtener el límite superior de la probabilidad y de la frecuencia de falla del punto de carga de interés. La duración y el tiempo anual de falla correspondientes, están dados por (2.16) y (2.17).

$$Pf \Big|_{\text{sup.}} = \sum_i P(\bar{C}_i) \quad (2.14)$$

$$Ff \Big|_{\text{sup.}} = \sum_i F(\bar{C}_i) \quad (2.15)$$

$$Df \Big|_{\text{sup.}} = \frac{Pf \Big|_{\text{sup.}}}{Ff \Big|_{\text{sup.}}} \quad (2.16)$$

$$Taf \Big|_{\text{sup.}} = Pf \Big|_{\text{sup.}} \times \frac{\text{unidades de tiempo}}{\text{año}} \quad (2.17)$$

Donde:

$\sum_1$  = Sumatoria de todas las contribuciones de los cortes mínimos relacionados al punto de carga evaluado.

(iii) Si se desea calcular los límites inferiores de la probabilidad y la frecuencia de falla del punto de carga estudiado, se debe elaborar el diagrama de espacios de estados y generar su respectivo sistema de ecuaciones diferenciales, para cada combinación de dos cortes mínimos ( $C_i$   $C_j$ ), y , determinar la probabilidad y la frecuencia de falla "traslapada" de cada par de cortes (evento  $\overline{C_i} \cap \overline{C_j}$ ), mediante el uso de las ecuaciones siguientes:

$$P(\overline{C_i} \cap \overline{C_j}) = P(\overline{C_{in}} \cap \overline{C_{jn}}) + P(\overline{C_{ia}} \cap \overline{C_{ja}}) \quad (2.18)$$

$$F(\overline{C_i} \cap \overline{C_j}) = F(\overline{C_{in}} \cap \overline{C_{jn}}) \cup (\overline{C_{ia}} \cap \overline{C_{ja}}) \quad (2.19)$$

$$= \sum_{1n} P_{1n} \sum_k \mathcal{A}_k + \sum_{1a} P_{1a} \sum_k \mathcal{A}'_k$$

Donde:

$\overline{C_{in}} \cap \overline{C_{jn}}$  :Evento todos los elementos



de  $(C_i \cup C_j)$  fuera de servicio en clima normal.

$\overline{C_i} \cap \overline{C_j}$  : Evento todos los elementos de  $(C_i \cup C_j)$  fuera de servicio en clima adverso.

$\sum_k \mu_k$  = Sumatoria de todas las tasas de reparación que llevan al sistema desde un estado "ln" de  $(\overline{C_i} \cap \overline{C_j})$  a otro fuera, dentro del mismo clima normal.

$\sum_k \mu'_k$  = Sumatoria de todas las tasas de reparación que llevan al sistema desde un estado "la" de  $(\overline{C_i} \cap \overline{C_j})$  a otro "la" fuera.

$\sum_{ln}$  = Sumatoria de todas las contribuciones de los estados "ln" pertenecientes a  $(\overline{C_i} \cap \overline{C_j})$ .

$\sum_{la}$  = Sumatoria de todas las contribuciones de los estados "la" pertenecientes a  $(\overline{C_i} \cap \overline{C_j})$ .

Para este caso, la combinación de dos cortes  $C_i$  y  $C_j$ , está siempre formada

por dos componentes, de tal forma que el diagrama de espacios de estados correspondiente cada par de cortes es el de la figura 2.6. De acuerdo con este diagrama, desarrollando las ecuaciones (2.18) y (2.19), se obtienen:

$$P(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) = \sum_{1n=8}^{14} P_{1n} + \sum_{1a=20}^{22} P_{1a} \quad (2.20)$$

$$\begin{aligned} F(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) &= P_8(\mu_1 + \mu_2) + P_9(\mu_1 + \mu_{T2}) \\ &+ P_{10}(\mu_{T1} + \mu_2) + P_{11}(\mu_1 + \mu_{M2}) \\ &+ P_{12}(\mu_{M1} + \mu_2) + P_{13}\mu_{T1} \\ &+ P_{14}\mu_{T2} + P_{20}(\mu_1 + \mu_2) \\ &+ P_{21}(\mu_1 + \mu_{T2}) + P_{22}(\mu_{T1} + \mu_2) \end{aligned} \quad (2.21)$$

Estos valores deben ser reemplazados en:

$$\begin{aligned} Pf \Big|_{\text{inf.}} &= \sum_i P(\bar{C}_i) - \sum_{i>j} P(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) \\ &= Pf \Big|_{\text{sup.}} - \sum_{i>j} P(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$\begin{aligned} Ff \Big|_{\text{inf.}} &= \sum_i F(\bar{C}_i) - \sum_{i>j} F(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) \\ &= Ff \Big|_{\text{sup.}} - \sum_{i>j} F(\bar{C}_i \cap \bar{C}_j) \end{aligned} \quad (2.23)$$

$$Df \Big|_{\text{inf.}} = \frac{Pf \Big|_{\text{inf.}}}{Ff \Big|_{\text{inf.}}} \quad (2.24)$$

$$TAf \Big|_{\text{inf.}} = Pf \Big|_{\text{inf.}} \times \frac{\text{unidades de tiempo}}{\text{año}} \quad (2.25)$$

Una vez determinados los límites inferiores de los índices de cada punto de carga con las ecuaciones arriba anotadas, se pueden determinar adicionalmente los índices del sistema con (1.1) - (1.5) .

## 2.6. Elaboración de un Programa Digital

### 2.6.1. Diagrama de Flujo.

En la figura 2.8, se presenta el diagrama de flujo seguido en la elaboración del programa MARKOV FORTRAN.

### 2.6.2. Codificación en FORTRAN IV.

La codificación del programa MARKOV FORTRAN aparece en Apéndice C. A continuación, se

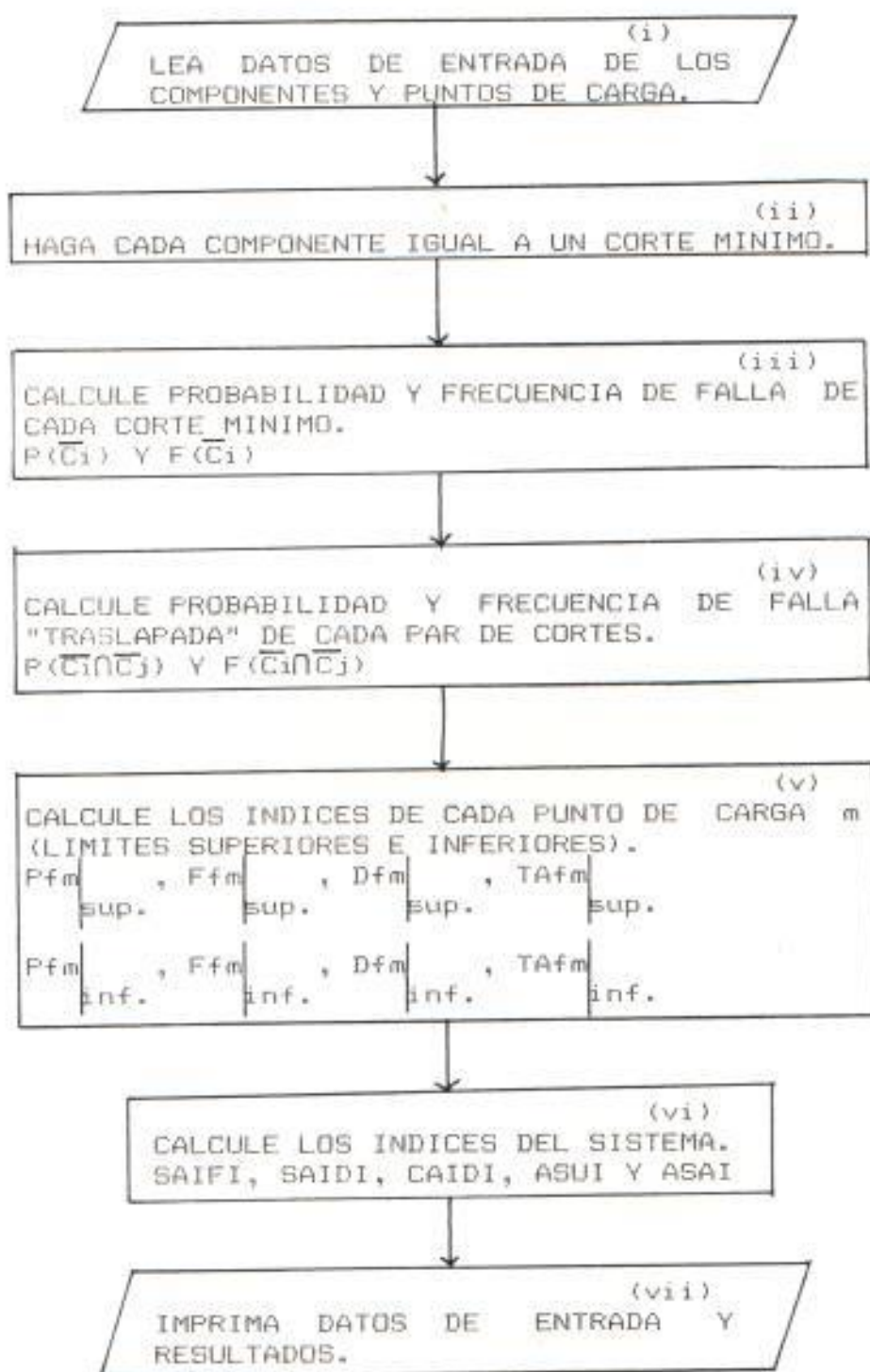


Figura 2.6 Diagrama de Flujo del Programa MARKOV FORTRAN.

hace una descripción sintetizada de la función que cumple cada sección del programa:

- (i) El programa lee datos de entrada del sistema (componentes y puntos de carga) en el siguiente orden:
- Nombre de la Alimentadora.
  - Número de componentes, número de puntos de carga, duración media de un clima normal, duración media de un clima adverso.
  - Tasa de salidas permanentes en clima normal, tasa de salidas permanentes en clima adverso, tasa de salidas temporales en clima normal, tasa de salidas temporales en clima adverso, tasa de salidas programadas (aparente), duración de salidas permanentes (aparente), duración de salidas temporales (aparente), duración de salidas programadas (aparente), tasa de salidas programadas (propia), duración de salidas permanentes (propia), duración de salidas temporales (propia), duración de

salidas programadas (propia) para cada componente.

- El número de componentes de cada punto de carga que deben utilizar todos sus parámetros propios, exclusivamente para dicho punto de carga.
- Los números de identificación de los componentes que deben utilizar sus parámetros propios para la evaluación de ese punto de carga, y, el número de consumidores. Esto se lo hace para cada punto de carga.

(ii) En forma automática, cada componente pasa a ser tratado como un corte mínimo.

(iii) El programa principal llama a la subrutina MARK1, enviándole los parámetros de todos los componentes. Esta subrutina, calcula las probabilidades y las frecuencias de falla de todos los cortes mínimos individuales, tanto para el caso de parámetros aparentes como para el de parámetros propios de los componentes. Estos resultados son enviados al programa principal. Cabe indicar, que

la subrutina MARK1 obtiene las probabilidades de estado, utilizando las fórmulas (2.1) - (2.7).

- (iv) El programa principal llama a la subrutina MARK2, enviándole los parámetros de todos los componentes. Esta subrutina, calcula las probabilidades y las frecuencias de falla "traslapada" de cada par de cortes (4 combinaciones por cada par). Estos valores son enviados al programa principal. MARK2 a su vez, llama a la subrutina GAUSS, para resolver el sistema de ecuaciones y determinar las probabilidades de estado por el método de Gauss-Jordan, para cada par de cortes mínimos.
- (v) Esta sección, utiliza los resultados obtenidos en las secciones (iii) y (iv), y calcula los límites superiores e inferiores de los índices de confiabilidad, para todos los puntos de carga de la alimentadora.
- (vi) Utilizando los límites superiores de los índices obtenidos en (v), se determinan los índices del sistema orientados al consumidor, estos son:

SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASUI y ASAI.

(Vii) El programa ordena imprimir los datos de entrada y los resultados obtenidos, en el siguiente orden:

- Nombre de la Alimentadora.
- Número de componentes.
- Número de puntos de carga.
- Duración media de un tiempo normal.
- Duración media de un tiempo adverso.
- Tasa de salidas permanentes en tiempo normal y en tiempo adverso, duración de salidas permanentes (aparente y propia), para todos los componentes.
- Tasa de salidas temporales en tiempo normal y en tiempo adverso, duración de salidas temporales (aparente y propia), para todos los componentes.
- Tasa de salidas programadas (aparente y propia), duración de salidas programadas (aparente y propia), para todos los componentes.
- Los límites superiores de la probabilidad, la frecuencia, la duración y el tiempo anual de falla; y, los límites inferiores de estos índices, para todos los puntos de carga.



- Los índices del sistema : SAIFI,  
SAIDI, CAIDI, ASUI y ASAI.

## CAPITULO III

LA TECNICA APROXIMADA MODIFICADA APLICADA A LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y ELABORACION DE UN PROGRAMA DIGITAL.

### 3.1. Introducción.

A partir de 1964, comienzan a aparecer una serie de publicaciones sobre la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución, presentando técnicas aproximadas basadas en fórmulas probabilísticas, algunas de las cuales son tratadas en la Referencia (5). Los resultados obtenidos mediante estas técnicas al ser comparados con los obtenidos por la Técnica de Markov, se observó que aquellos se hallaban relativamente alejados de estos últimos, especialmente cuando se trataba de sistemas con componentes en paralelo. Ese mismo año fue publicada la Técnica Aproximada, la cual, utilizando fórmulas sencillas de probabilidad condicional, fue la que dió los mejores resultados entre estas técnicas. Sin embargo, al comienzo de los 70, fueron detectadas

algunas inconsistencias en lo referente a sistemas paralelos, siendo entonces modificadas las respectivas fórmulas. Este trabajo fue realizado por la Referencia(5), llamando a esta técnica, la "Técnica Aproximada Modificada". En este capítulo, se presentan las fórmulas o modelos matemáticos a ser utilizados, con sus respectivas consideraciones y asunciones efectuadas en su obtención. Estas fórmulas son desarrolladas, primeramente para 1 y 2 componentes, para posteriormente, ser extendidas para n componentes; y, por último, determinar los índices totales del sistema. A continuación, se establece un algoritmo, el mismo que es empleado en la elaboración de un programa digital.

### 3.2. Evaluación de las salidas permanentes.

#### 3.2.1. Consideraciones y Asunciones.

Las consideraciones y asunciones necesarias para el desarrollo de estos modelos, son las mismas que aparecen en la sección 2.2.1., para la Técnica de Markov.

Además, se debe considerar, que el error introducido aquí, debido a la asunción de independencia entre los componentes de un

sistema serie, es despreciable, porque en estos sistemas, las fallas individuales de los componentes, son mucho más numerosas que las fallas "traslapadas" de los mismos.

### 3.2.2. Modelos.

(a) Un componente simple. Véase la figura 2.1.

Sean:

$\lambda_i$  = Tasa de salidas permanentes en clima normal del componente  $i$ .

$\lambda'_i$  = Tasa de salidas permanentes en clima adverso del componente  $i$ .

$r_i$  = Tiempo medio de reparación para salidas permanentes del componente  $i$ .

TN = Duración esperada de un periodo de clima normal.

TA = Duración esperada de un periodo de clima adverso.

La tasa promedio de salidas permanentes del componente  $i$  ( $\bar{\lambda}_i$ ), está dada por:

$$\bar{\lambda}_i = \frac{TN}{TN + TA} \lambda_i + \frac{TA}{TN + TA} \lambda'_i \quad (3.1)$$

La frecuencia, la duración, el tiempo anual y la probabilidad de falla, están dados por:

$$FFP_i = \bar{\lambda}_i$$

$$DFP_i = r_i$$

$$TAFP_i = \bar{\lambda}_i r_i$$

$$PEP_i = TAFP_i \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

- (b) Dos componentes en serie. Los índices para salidas permanentes de un punto de carga alimentado por un sistema de dos componentes en serie (véase la figura 2.3), se los determina de la siguiente manera:

$$FFP = \bar{\lambda}_1 + \bar{\lambda}_2$$

$$TAFP = \bar{\lambda}_1 r_1 + \bar{\lambda}_2 r_2$$

$$DFP = \frac{TAFP}{FFP}$$

$$PEP = TAFP \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

### 3.3. Evaluación de Salidas Temporales y Programadas.

#### 3.3.1. Consideraciones y Asumiciones.

Se hacen las mismas consideraciones y asunciones que para la Técnica de Markov (sección 2.3.1.).

### 3.3.2. Modelos.

(a) Un componente simple. Véase la figura 2.1 .

Sean:

$\lambda_{Ti}$  = Tasa de salidas temporales en clima normal del componente i.

$\lambda'_{Ti}$  = Tasa de salidas temporales en clima adverso del componente i.

$r_{Ti}$  = Tiempo medio de reparación para salidas temporales del componente i.

$\lambda_{Mi}$  = Tasa de salidas programadas del componente i

$r_{Mi}$  = Tiempo de restauración para salidas programadas del componente i.

Las tasas promedios de salidas temporales y programadas del componente

$i$ , están dados por:

$$\bar{\lambda}_{Ti} = \frac{TN}{TN + TA} \lambda_{Ti} + \frac{TA}{TN + TA} \lambda'_{Ti} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \bar{\lambda}_{Mi} &= \frac{TN}{TN + TA} \lambda_{Mi} + \frac{TA}{TN + TA} \lambda'_{Mi} \\ &= \frac{TN}{TN + TA} \lambda_{Mi} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Las frecuencias, las duraciones, los tiempos anuales y las probabilidades de falla para salidas temporales y programadas del componente  $i$ , se los determina por:

$$FFT_i = \bar{\lambda}_i$$

$$DFT_i = r_{Ti}$$

$$TAF_{Ti} = \bar{\lambda}_{Ti} r_{Ti}$$

$$PFT_i = TAF_{Ti} \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

$$FFM_i = \bar{\lambda}_{Mi}$$

$$DFM_i = r_{Mi}$$

$$TAF_{Mi} = \bar{\lambda}_{Mi} r_{Mi}$$

$$PFM_i = TAF_{Mi} \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

Los índices totales del componente  $i$ , están dados por:

$$FF_i = FF_{Pi} + FF_{Ti} + FF_{Mi}$$

$$TAF_i = TAF_{Pi} + TAF_{Ti} + TAF_{Mi}$$

$$DF_i = \frac{TAF_i}{FF_i}$$

$$PF_i = TAF_i \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

- (b) Dos componentes en serie. Los índices para salidas temporales y programadas para un punto de carga alimentado por un sistema de dos componentes en serie (véase figura 2.3), son obtenidos de la siguiente manera:

$$FFT = \lambda_{T1} + \lambda_{T2}$$

$$TAF_T = \lambda_{T1} r_{T1} + \lambda_{T2} r_{T2}$$

$$DFT = \frac{TAF_T}{FFT}$$

$$PFT = TAF_T \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

$$FFM = \lambda_{M1} + \lambda_{M2}$$

$$TAF_M = \lambda_{M1} r_{M1} + \lambda_{M2} r_{M2}$$

$$DFM = \frac{TAF_M}{FFM}$$

$$PFM = TAF_M \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$



Los índices totales correspondientes a este punto de carga, están dados por:

$$FFPC = FFP + FFT + FFM$$

$$TAFPC = TAFP + TAFT + TAFM$$

$$FPC = \frac{TAFPC}{FFPC}$$

$$PFPC = TAFPC \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}}$$

#### 3.4. Índices Totales del Sistema.

Las fórmulas generales para determinar los índices de confiabilidad de un punto de carga alimentado a través de un sistema de  $n$  componentes en serie, son las siguientes:

Parciales:

$$FFP = \sum_{i=1}^n \bar{\lambda}_i \quad (3.4)$$

$$TAFP = \sum_{i=1}^n \bar{\lambda}_i r_i \quad (3.5)$$

$$FFT = \sum_{i=1}^n \bar{\lambda}_i \bar{T}_i \quad (3.6)$$

$$TAFT = \sum_{i=1}^n \bar{\lambda}_i \bar{T}_i r_i \quad (3.7)$$

$$FFM = \sum_{i=1}^n \lambda_{Mi} \quad (3.8)$$

$$TAFM = \sum_{i=1}^n \lambda_{Mi} r_{Mi} \quad (3.9)$$

Totales:

$$FFPC = FFP + FFT + FFM \quad (3.10)$$

$$TAFPC = TAFP + TAFT + TAFM \quad (3.11)$$

$$DFPC = \frac{TAFPC}{FFPC} \quad (3.12)$$

$$PFPC = TAFPC \times \frac{1}{\text{unidades de tiempo/año}} \quad (3.13)$$

Finalmente, conociendo el número de consumidores por punto de carga, se pueden determinar los índices del sistema orientados al consumidor utilizando las expresiones (1.1) - (1.5).

### 3.5. Desarrollo de un Algoritmo para la determinación de los Índices de Confiabilidad del Sistema.

#### 3.5.1. Consideraciones de Operación del Sistema.

Los aspectos de operación a ser considerados para el desarrollo de este algoritmo, son

los mismos que para la Técnica de Markov (sección 2.5.1.).

### 3.5.2. Desarrollo del Algoritmo.

En el caso de sistemas radiales (series) como los aquí estudiados, no se necesita de técnicas adicionales para poder desarrollar un algoritmo que permita llevar a la Técnica Aproximada Modificada a un programa digital. Su aplicación es directa a través de sus fórmulas.

El procedimiento a seguirse es el siguiente:

- (i) Determine las tasas promedio para salidas permanentes, salidas temporales y salidas programadas, para cada uno de los componentes del sistema, mediante las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3).
- (ii) Identifique en el sistema, los componentes en serie con cada punto de carga (serie topológico). De acuerdo al sistema modelo de la figura 2.7, todos los componentes se encuentran en disposición serie topológico, para

cada uno de los puntos de carga.

(iii) Calcule la frecuencia y el tiempo anual de falla por modo de falla, mediante el uso de las expresiones (3.4) - (3.9). Obtenga los índices totales, utilizando las ecuaciones (3.10) - (3.13). Este paso se lo efectúa para cada uno de los puntos de carga del sistema.

(iv) Por último, determine los índices del sistema orientados al consumidor, mediante las expresiones (1.1) - (1.5).

### 3.6. Elaboración de un Programa Digital.

#### 3.6.1. Diagrama de Flujo.

En la figura 3.1, se ilustra el diagrama de bloques seguido en la elaboración del programa APROX FORTRAN.

#### 3.6.2. Codificación en FORTRAN IV.

Este programa aparece codificado en el Apéndice C. A continuación, se hace una descripción sintetizada de las funciones que

cumplen las diferentes secciones del programa:

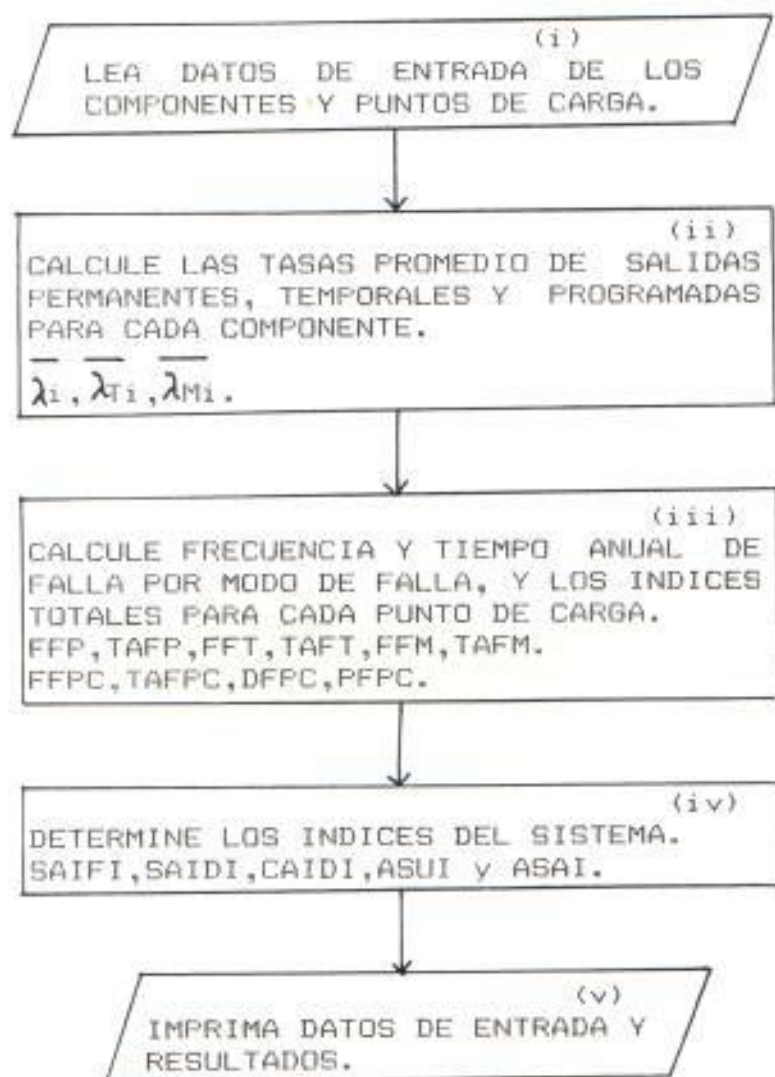


Figura 3.1 Diagrama de Flujo del Programa APROX FORTRAN.

- (i) La entrada de datos es idéntica a la descrita en la sección 2.6.2 para la Técnica de Markov.

- (ii) Calcula las tasas promedio de salidas permanentes, salidas temporales y salidas programadas (aparentes y propias), para cada uno de los componentes del sistema.
- (iii) Calcula la frecuencia y el tiempo anual de falla para salidas permanentes, temporales y programadas. Además, calcula también la frecuencia, el tiempo anual, la duración y la probabilidad de falla total, para cada punto de carga de la Alimentadora.
- (iv) Determina los índices del sistema dirigidos al consumidor, estos son: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASUI y ASAI.
- (v) El programa ordena imprimir los datos de entrada y los resultados obtenidos, en forma similar a la descrita en la sección 2.6.2. , con las siguientes salvedades:
  - Antes de escribir los índices de confiabilidad de los puntos de carga, van las tasas promedio de salidas permanentes, salidas temporales y salidas programadas (aparente y propia) de cada uno de los componentes del sistema.

- Los índices de confiabilidad de los puntos de carga presentan un valor único y no dos valores límites como en el programa MARKOV FORTRAN.

## CAPITULO IV

### EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA GUAYAQUIL.

#### 4.1. Características Técnicas del Sistema y de los Componentes que intervienen en el estudio.

El Sistema Guayaquil cuenta con 13 subestaciones, las mismas que suman entre todas 20 transformadores de reducción. El sistema de distribución primaria lo constituyen 73 alimentadoras, de las cuales 59 son totalmente aéreas, 11 tienen parte aérea y parte subterránea, y 3 son subterráneas en su totalidad, todas ellas son de configuración radial.

Para este estudio han sido seleccionadas 11 alimentadoras repartidas entre 3 subestaciones (véase Tabla III).

La S/E Mapasingue representa al sector predominantemente industrial, la S/E Los Ceibos representa al sector predominantemente residencial acomodado y la S/E Guasmo representa al sector predominantemente residencial marginal. Las



especificaciones de los correspondientes transformadores de reducción son los que aparecen en la Tabla IV.

TABLA III

Lista de las Alimentadoras a ser evaluadas incluyendo las subestaciones a las cuales pertenecen.

S/E	TRANSFORMADOR	ALIMENTADORA
Mapasingue	Mapasingue	Mapasingue 1
		Mapasingue 2
		Mapasingue 3
Los Ceibos	Ceibos 1	Ceibos
		Lomas
	Ceibos 2	Urdesa
		Miraflores
Guasmo	Guasmo 1	Unión Banan.
		Floresta
	Guasmo 2	25 de Julio
		Guasmo Sur

TABLA IV

Características de los transformadores de reducción pertenecientes a las S/E seleccionadas para este estudio.

TRANSFORMADOR	RELACION DE VOLTAJES (KV)	CAPACIDAD (MVA)		
		DA	FA	FOA-FA
Mapasingue .	13.8/67	18	24	
Ceibos 1	13.8/67	12	16	
Ceibos 2	13.8/67	12	16	
Buasma 1	13.8/67	12	16	
Buasma 2	13.8/67	12	16	20

Capacidad continua con 55 C de elevación de temperatura devanado.

A continuación, en la Tabla V, aparecen las especificaciones de las alimentadoras estudiadas.

TABLA V

Características de las Alimentadoras estudiadas.

ALIMENTADORA	NIVEL DE VOLTAJE (KV)	TIPO DE SALIDA
Mapasingue 1	13.8	Aérea
Mapasingue 2	13.8	Aérea
Mapasingue 3	13.8	Aérea
Ceibos	13.8	Subterránea
Lomas	13.8	Subterránea
Urdesa	13.8	Subterránea
Miraflores	13.8	Subterránea
25 de Julio	13.8	Subterránea
Unión de Bananeros	13.8	Aérea
Guasmo Sur	13.8	Subterránea
Floresta	13.8	Aérea

Los calibres de conductores normalizados para la parte aérea son el 336.4 MCM-ACSR en troncales de alimentadoras, y el 3/0 AWG-A1 y el 2 AWG-A1 para los ramales principales y secundarios,

respectivamente. En la parte subterránea el conductor normalizado para la troncal es el 500 MCM-Al, para ramales principales el 3/0 AWG-Al y para ramales secundarios el 2 AWG-Al, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 15000 voltios y con con neutro concéntrico exterior.

Para las salidas de las alimentadoras desde la subestación hasta el punto donde se hacen aéreas el conductor normalizado es el 500 MCM Cu, aunque existen algunas con 350 MCM Cu, y también 750 MCM Al.

Los transformadores de distribución más utilizados, se presentan en la Tabla VI.

En cuanto al equipo de protección, se tiene que los más importantes son:

Los reconectores, que van a la salida de las alimentadoras, tienen las siguientes especificaciones: 14.4 KV de voltaje nominal, 560A y 280A de corrientes nominales (fase y fase tierra), 10000A de corriente de interrupción asimétrica, 110 KV de nivel básico de aislamiento. Está calibrado para efectuar 2 operaciones rápidas

TABLA VI

Características de los transformadores  
de distribución

TIPO	RELACION DE VOLTAJES	CAPACIDAD (KVA)
Convencional	7620/120-240	5
		10
		15
		25*
		37 1/2
		50*
		75
		100
		167
		250
Autoprotegido	7620/120-240	10
		15
		25*
		37 1/2
		50*
		75

\* Son los de uso más frecuente.

y 2 operaciones lentas antes de abrir en forma permanente, el tiempo total requerido para tal efecto es de aproximadamente 61 sgs.

Los fusibles, con sus respectivas cajas portafusibles, se los encuentran al comienzo de los ramales de las alimentadoras y a la entrada de los transformadores de distribución convencionales. Los de uso más común, son los de 3, 6, 10, 12, 15, 20, 25, 50, 65 y 100 A. .

#### 4.2. Diagramas Unifilares y Parámetros de los componentes utilizados.

Debido a que es prácticamente imposible contar con datos estadísticos exactos, y a la forma no muy adecuada de como éstos son llevados, se han efectuado muchas asunciones y estimaciones en la obtención de los parámetros de los componentes que intervienen en este estudio. En el Apéndice A se sugiere un método para la recolección más adecuada de los datos de los reportes de interrupciones de servicio en las alimentadoras, y además, se propone una hoja-guía para este fin.

Los reportes de interrupciones de alimentadoras (1983-1986) y de movimiento de los transformadores de distribución (1986) constituyen el punto de partida para la obtención de datos. Las salidas de servicio son clasificadas por sector, y éstas a su vez, por modo de falla y estado del clima (se asume que las salidas ocurridas durante los meses de invierno fueron en clima adverso). En vista de que no están disponibles los datos de las duraciones medias de los estados del tiempo, son asumidas para clima normal 200 horas y para clima adverso 1.5 horas (estos valores son usados comunmente en los ejemplos presentados por el material bibliográfico utilizado). Luego, conociendo las longitudes de las alimentadoras (obtenidas midiéndolas de sus diagramas unifilares), se determinan las tasas de salidas por unidad de longitud (por sector y por tipo de falla), y se las multiplica por las longitudes de cada sección de la alimentadora considerada como componente. Conociendo el número de transformadores por alimentadora, se obtienen las tasas de salidas por transformador (por sector y por tipo de falla). También se determinan los tiempos medios de reparación (por sector y por tipo de falla) para las secciones de línea, directamente de los reportes de fallas. Los transformadores no

sufren salidas temporales, por lo cual, no interesan los valores de las duraciones medias para este tipo de salidas. La duración propia de una salida permanente y la duración propia de una salida programada se las estima en 1.275 horas.

Para un componente que forme parte de la troncal, la duración aparente de una salida permanente es el tiempo medio de maniobra (el que toma aislarlo y transferir el resto de la alimentadora), se lo asume en 0.75 horas. La duración aparente de una salida temporal es idéntica a la duración propia del componente fallado (la duración de una salida temporal es menor que el tiempo de maniobra). Se asume que una salida programada no produce la salida del resto del sistema, por lo tanto, la tasa aparente de salidas programadas es nula y no tiene importancia su duración.

Para componentes que formen parte de los ramales de las alimentadoras: las duraciones aparentes de salidas permanentes y salidas temporales son las duraciones medias de las operaciones del reconector, (se asume  $1 \text{ sg.} = 0.000278$  horas). En cuanto a la tasa aparente y a la duración aparente de salidas programadas, se asumen los mismos valores que para los componentes de la troncal.



El número de componentes con los respectivos números de identificación de éstos, por punto de carga, los cuales utilizan todos sus parámetros propios, se los obtienen de los diagramas unifilares respectivos (véase figuras 4.1 - 4.11).

El número de abonados por punto de carga es calculado asumiendo: para el sector industrial, 300 KVA por punto de carga,  $FP=0.85at.$  y un consumo mensual de 40000 KW-H/mes. Para el sector residencial acomodado y marginal, 40KVA por punto de carga,  $FP=0.90at.$  y consumos mensuales de 1800, 1400, 2200, 1500, 1200, 250 y 175 KW-H/mes. Estos cálculos se basan en las fórmulas de la Referencia (3). Los archivos conteniendo los datos de entrada a los programas, se los incluyen en el Apéndice C.

#### 4.3. Presentación de Resultados.

Los archivos que contienen los resultados obtenidos por los programas MARKOV FORTRAN y APROX FORTRAN en la evaluación de las 11 alimentadoras estudiadas, por su extensión son presentados en el Apéndice C.

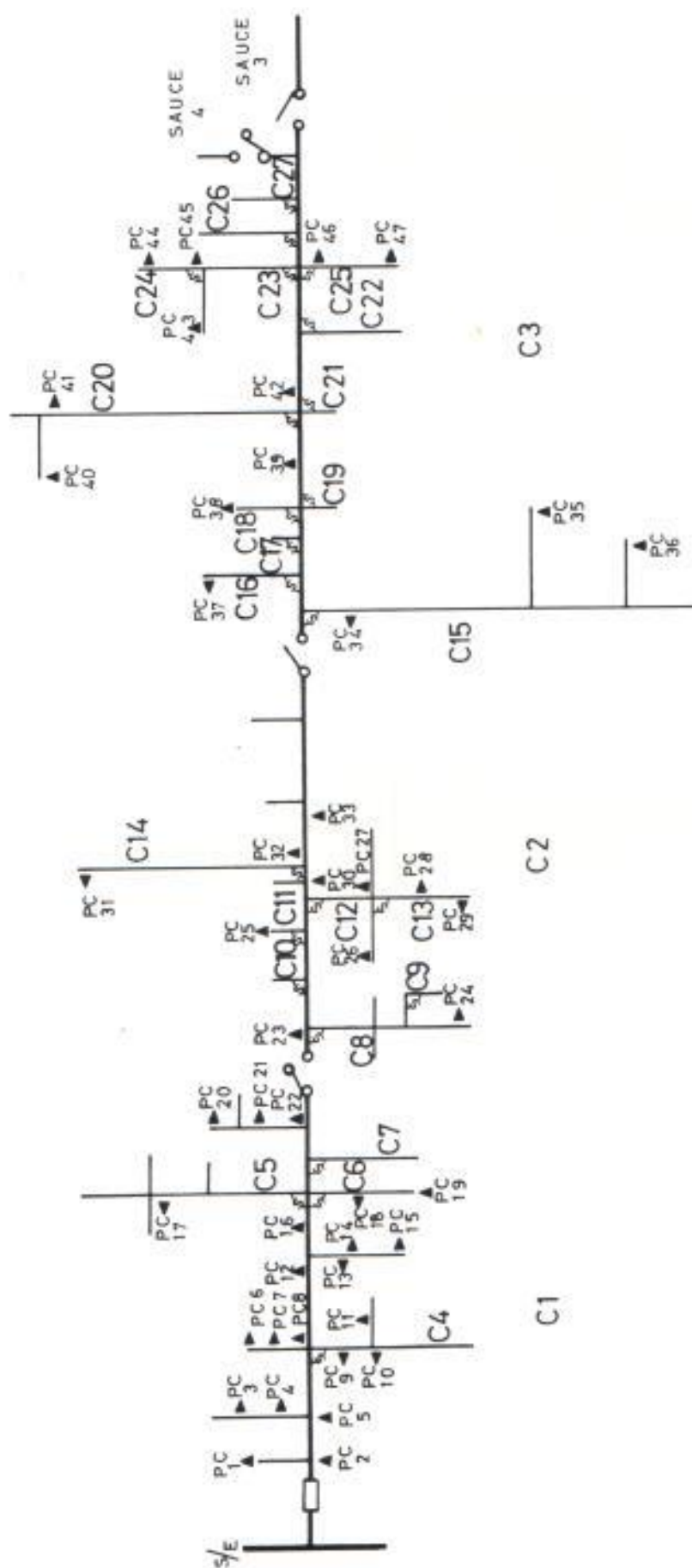
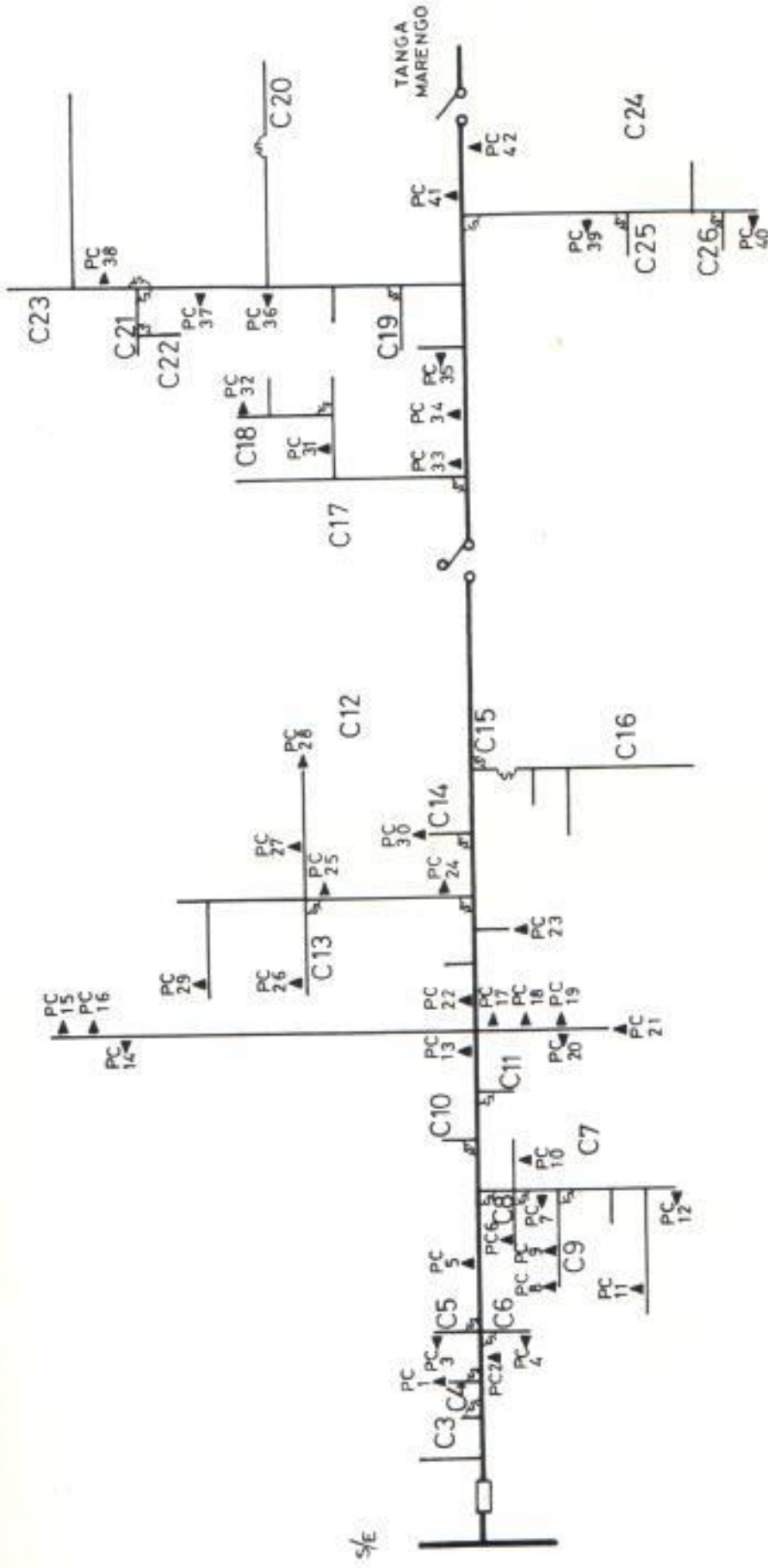


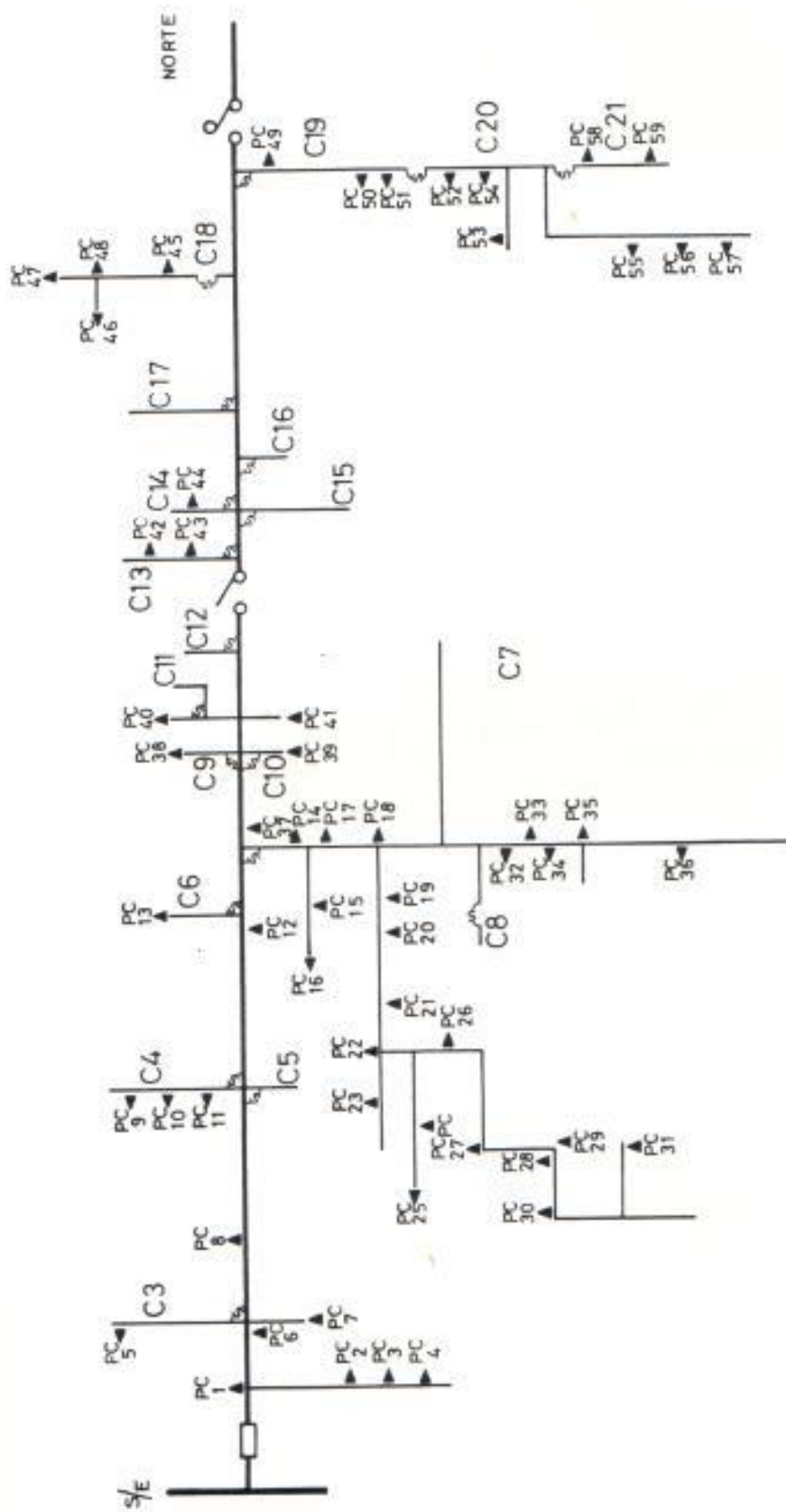
FIGURA 4.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA MAPASINGUE 1



C2

C1

FIGURA 4.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA MAPASINGUE 2



C2

C1

FIGURA 4.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA MAPASINGUE 3

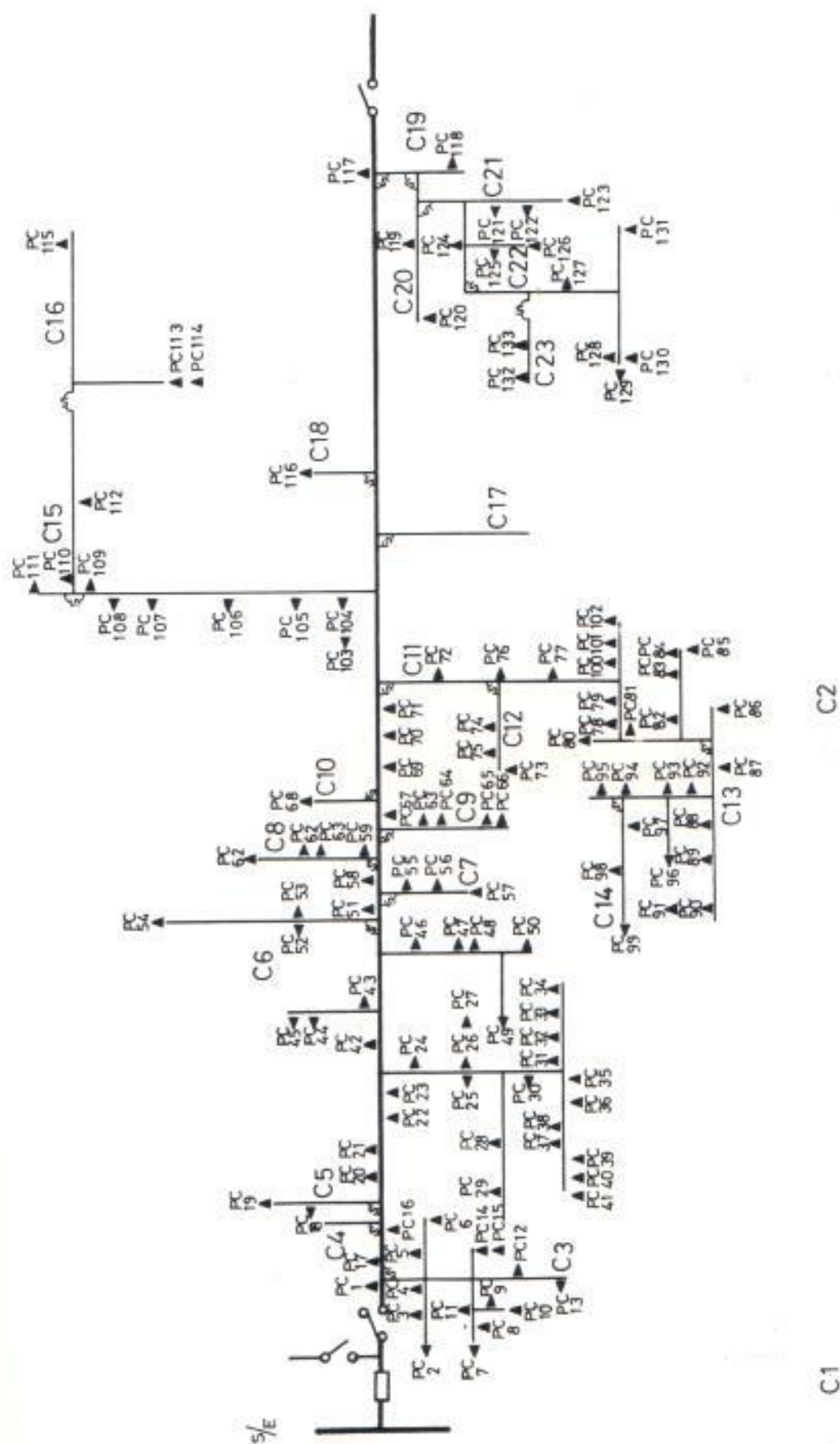


FIGURA 4.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA LOS CEIBOS

C1

C2

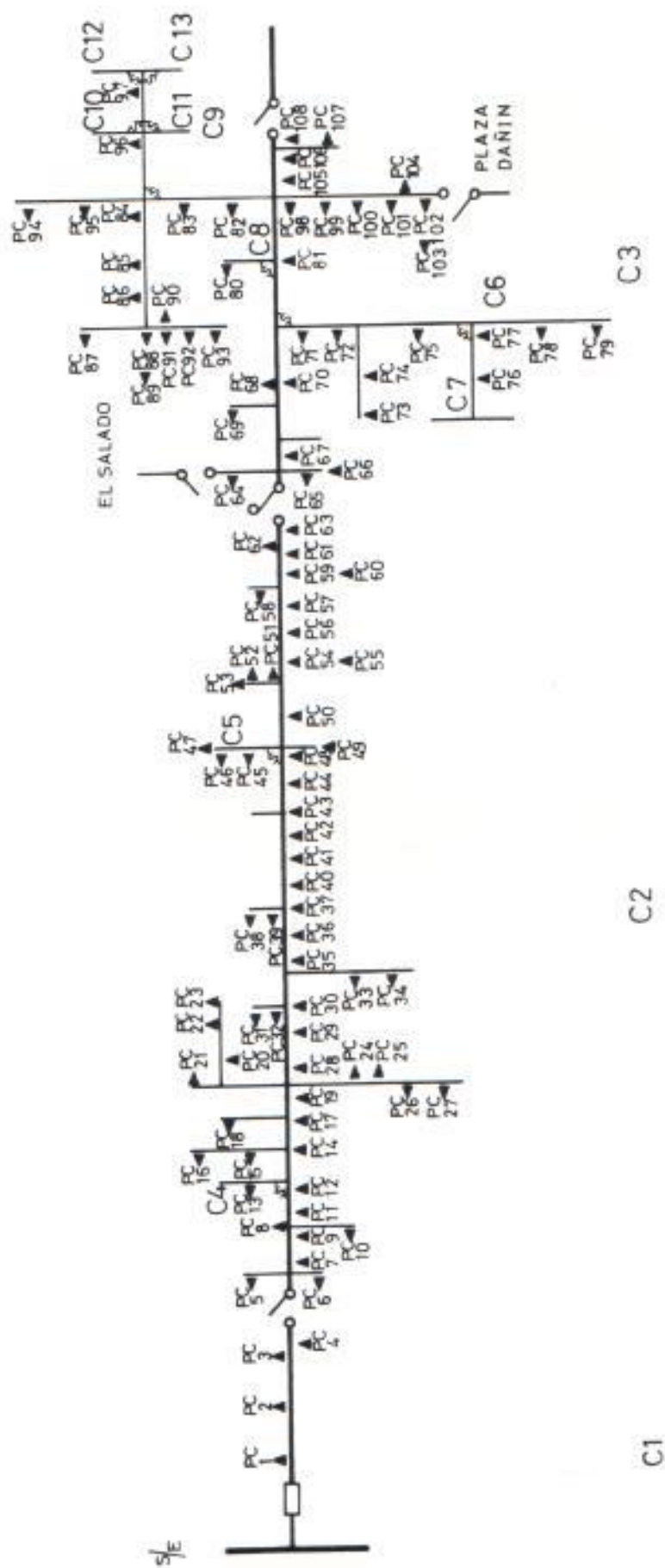


FIGURA 4.5 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA URDESA.

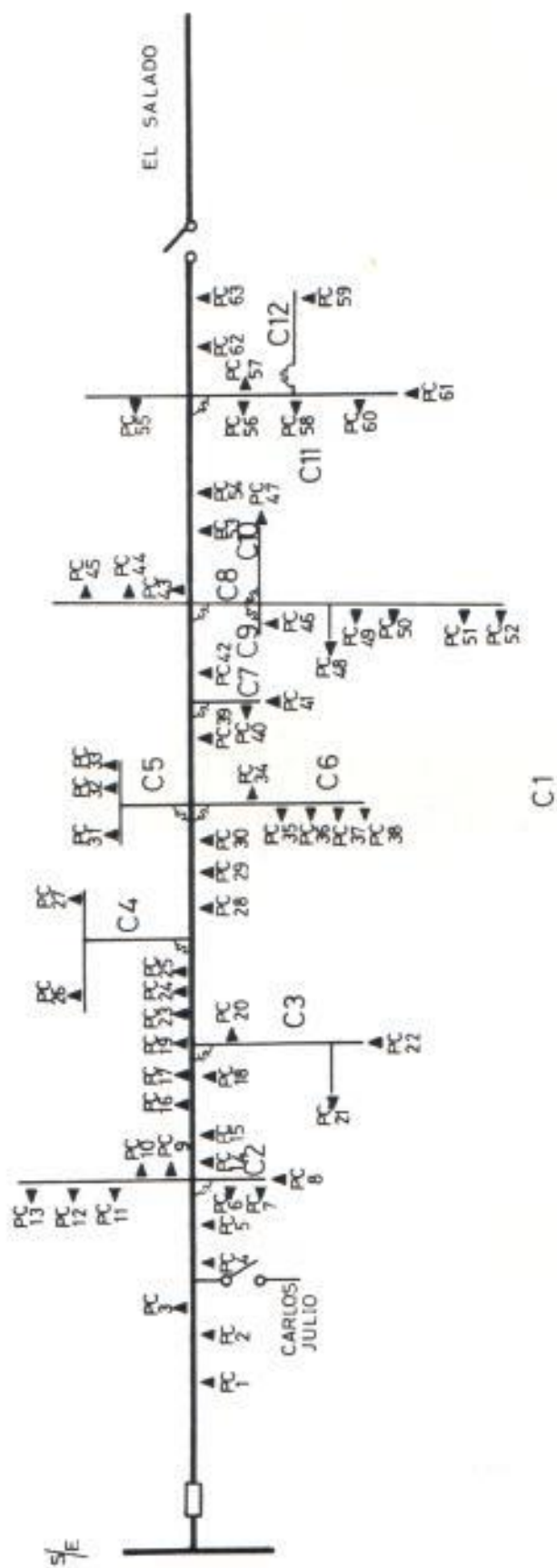


FIGURA 4.6 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA MIRAFLORES

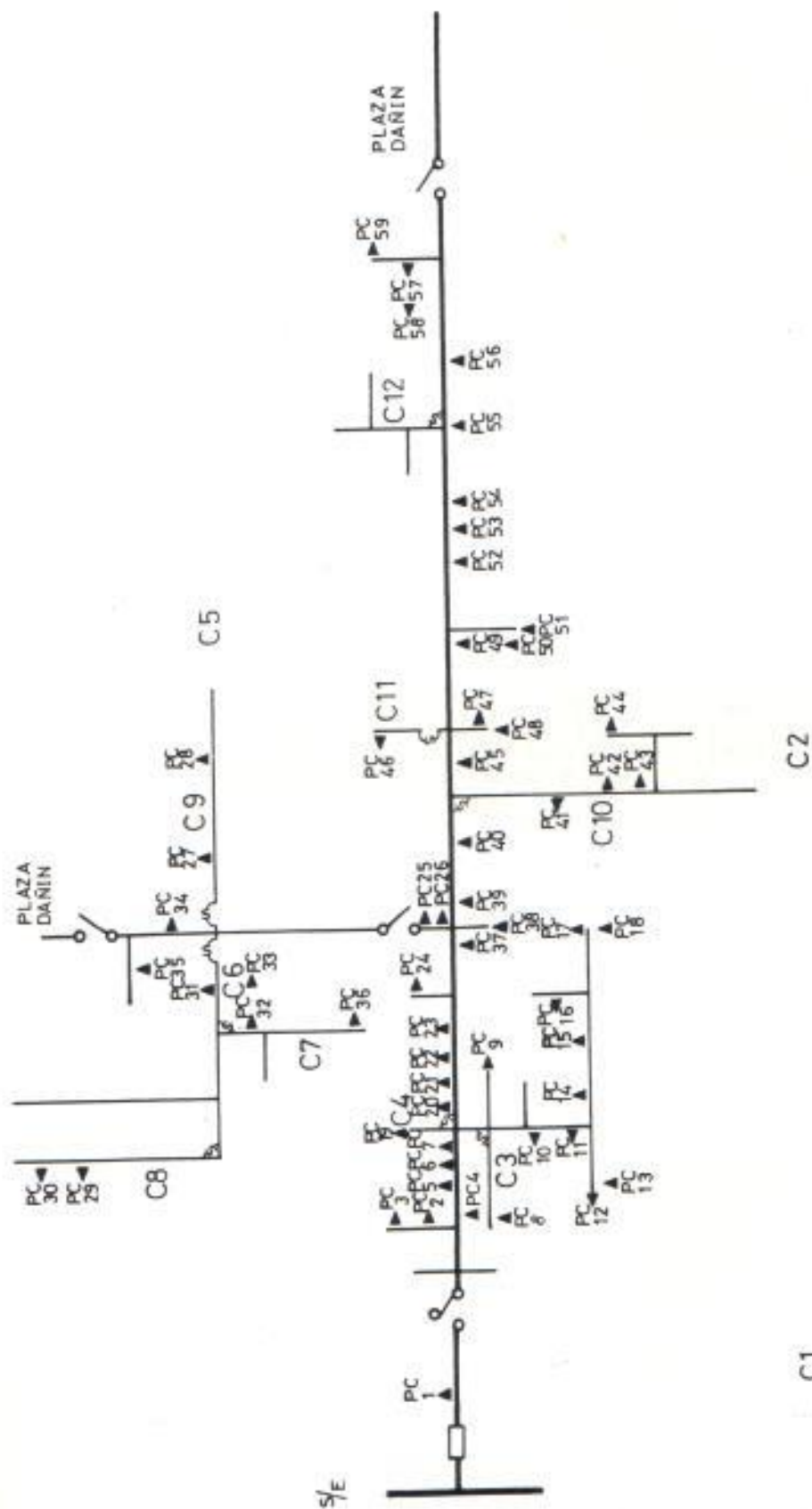
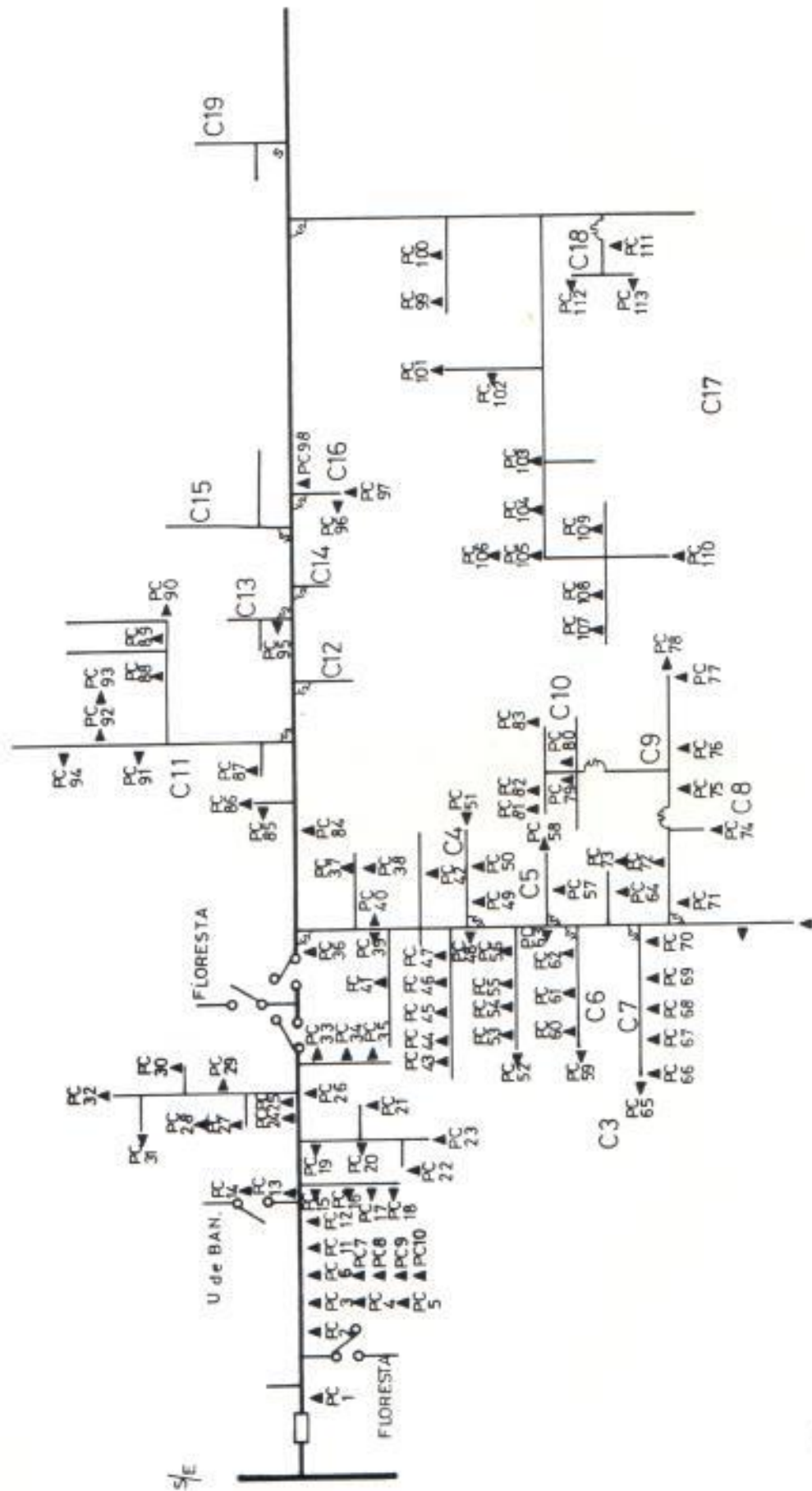
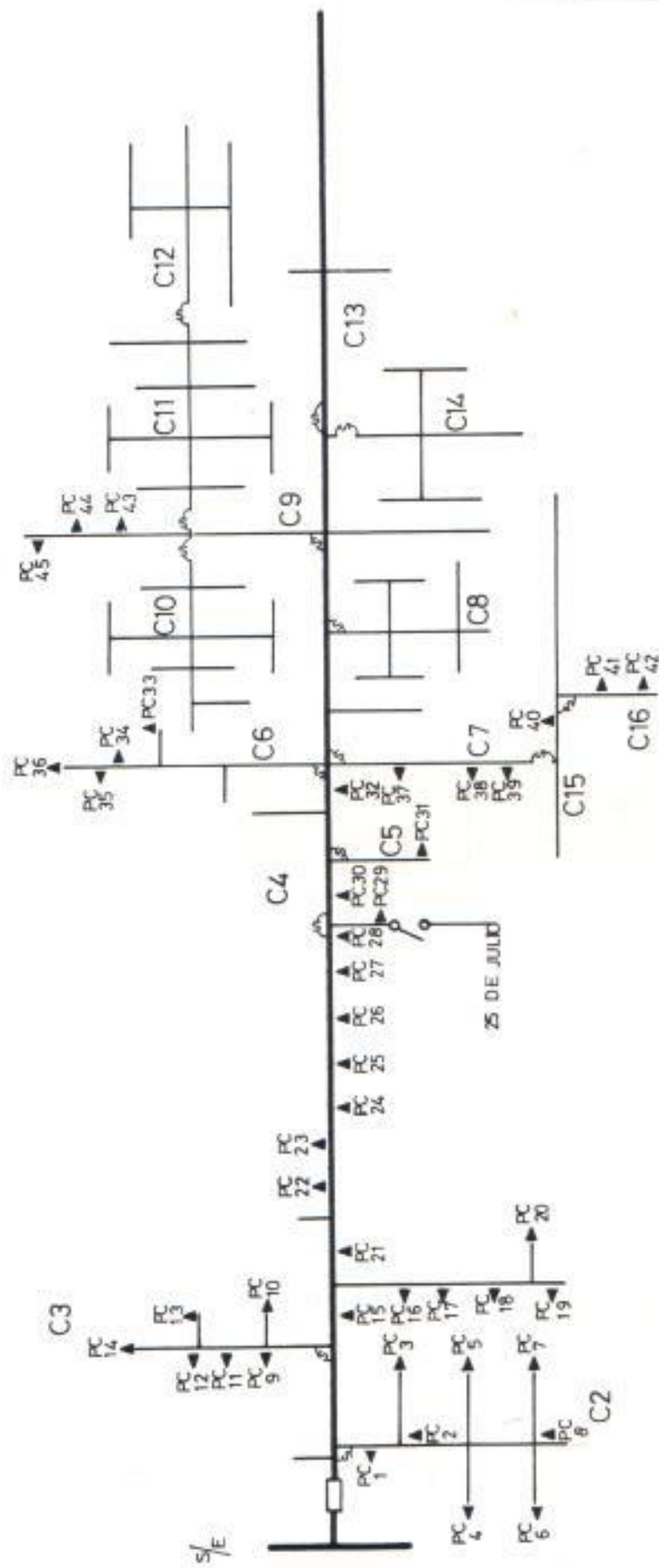


FIGURA 4.7 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA LOMAS.





C1  
 C2  
 FIGURA 4.8 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA 25 DE JULIO



C1

FIGURA 4.9 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA UNION DE BANANEROS

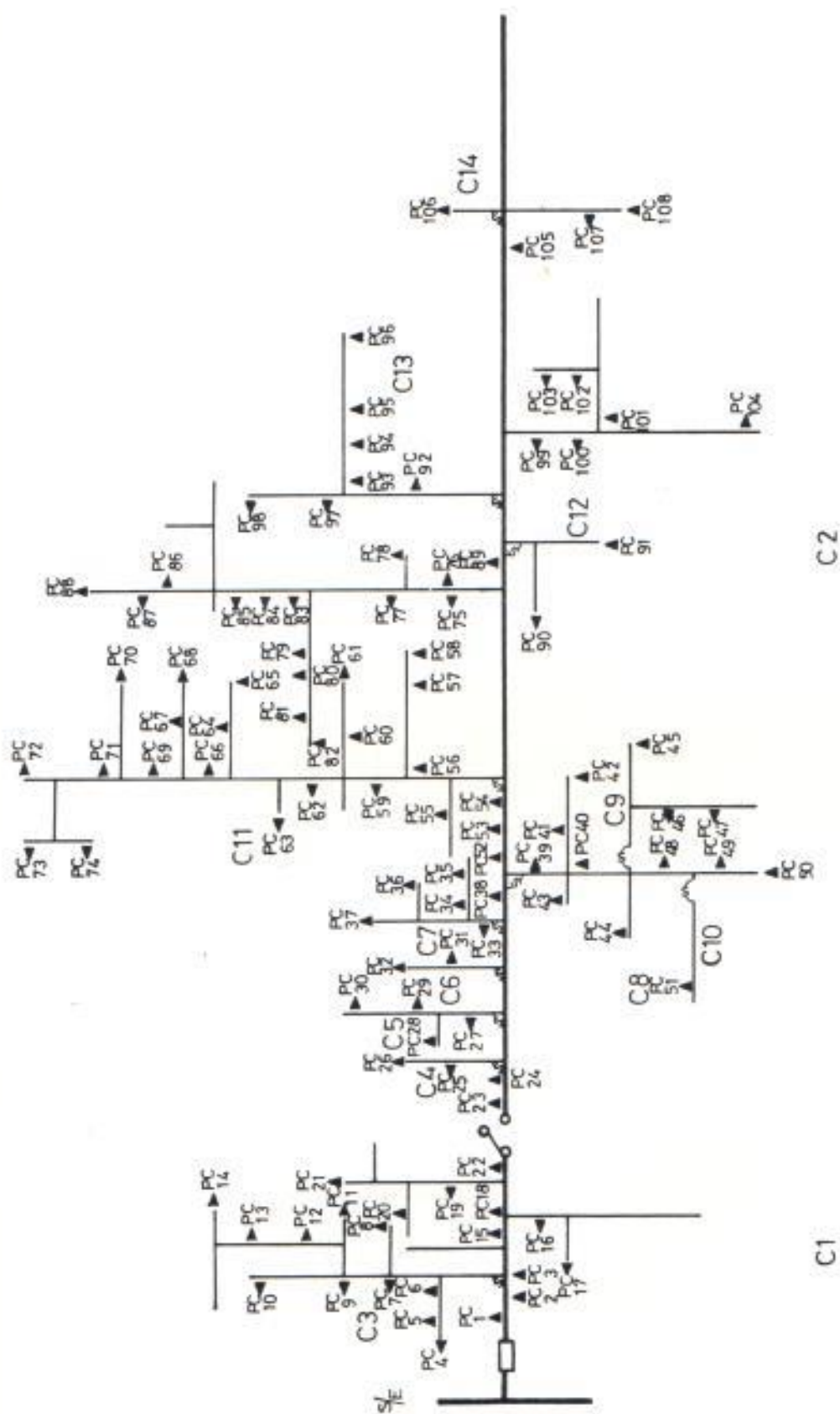


FIGURA 4.10 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA GUASMO SUR

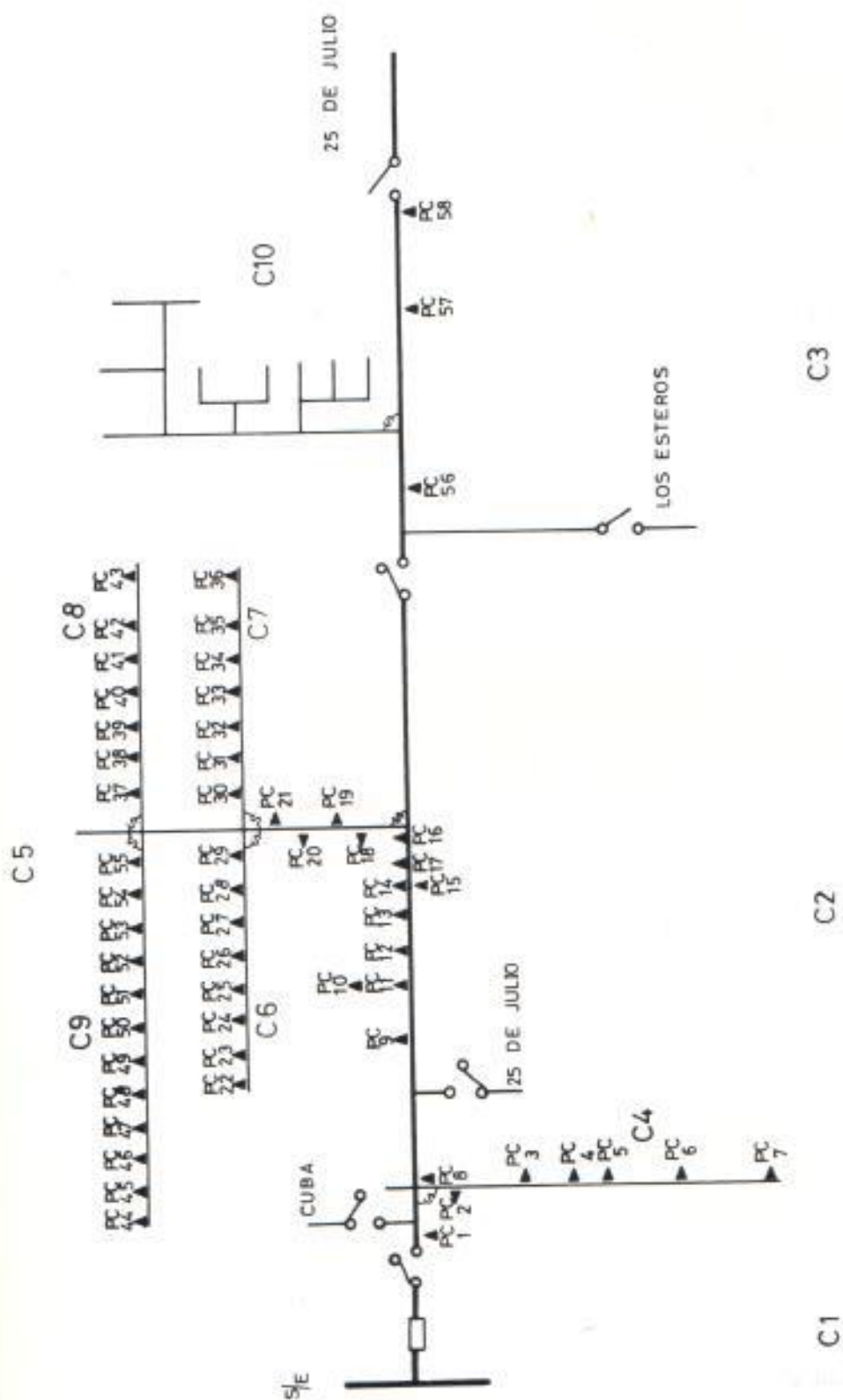
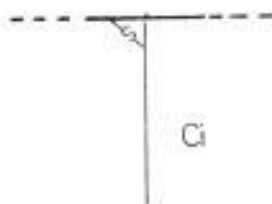


FIGURA 4.11 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALIMENTADORA FLORESTA

Inv. No. \_\_\_\_\_

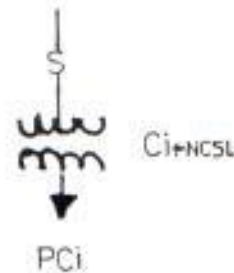
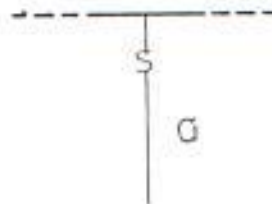
Los símbolos de los transformadores y de los fusibles que aparecen en los diagramas unifilares aquí presentados, son los mismos utilizados por EMELEC. Con el fin de evitar confusiones, a continuación se presentan sus correspondientes símbolos de uso más frecuente:

En esta tesis:



▲  
 PCi

De uso más frecuente:



Por razones de espacio, en los diagramas unifilares, no aparece el número de cada componente correspondiente a los transformadores de distribución; este número se lo obtiene sumando al número del punto de carga (i), el número de componentes que son secciones de línea (NCSL).

#### 4.4. Análisis y Comparación de los resultados obtenidos por ambas técnicas.

No se tienen patrones establecidos para los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución en el país. No obstante, en este estudio se toma 2 horas como el tiempo de falla anual máximo permitido por punto de carga y el máximo SAIDI por alimentadora, con el objeto de tener un valor aceptable como referencia para evaluar la calidad de la continuidad del servicio del sistema en estudio. El análisis de los resultados se lo hace primeramente por sectores, analizando una a una las alimentadoras y luego comparando sus resultados. Por último, se comparan los resultados obtenidos por ambas técnicas, y se analiza la exactitud de los mismos. En la Tabla VII se muestra la longitud total y el número de componentes de cada una de las 11 alimentadoras evaluadas.

##### Sector Industrial.

Alimentadora Mapasingue 1: Su nivel de confiabilidad es aceptable, todos sus puntos de carga tienen sus tiempos de fallas anuales menores a 2 horas, al igual que el SAIDI del sistema.

TABLA VII

Longitud total y Número de componentes de las alimentadoras evaluadas.

Alimentadora	Longitud Total (Kms.)	Número de Componentes
Mapasingue 1	11.09	74
Mapasingue 2	12.34	68
Mapasingue 3	7.49	80
Ceibos	12.76	156
Urdesa	8.07	121
Miraflores	5.57	75
Lomas	8.53	71
25 de Julio	19.74	132
Unión Banan.	18.41	61
Guasmo Sur	19.06	122
Floresta	8.78	68

Alimentadora Mapasingue 2: El SAIDI del sistema tiene un valor aceptable, sin embargo, algunos puntos de carga relacionados directamente con el componente 1, poseen TFA superiores al máximo de

2 horas. Esto ocurre debido a la excesiva longitud del componente 1, por tal razón, este componente debería ser seccionalizado.

Alimentadora Mapasingue 3: Tanto el SAIDI del sistema como el TFA de cada uno de los puntos de carga son menores al máximo, por consiguiente su confiabilidad es aceptable.

Comparando los índices SAIFI y CAIDI, obtenidos por estas 3 alimentadoras, se observa que:

- La alimentadora Mapasingue 3 presenta el mayor SAIFI debido a que posee el mayor número de componentes. Le sigue, el SAIFI de la alimentadora Mapasingue 1, la cual posee un mayor número de componentes que Mapasingue 2.
  
- El mayor CAIDI lo presenta la alimentadora Mapasingue 2 debido a la excesiva longitud de su componente 1. Le sigue, el CAIDI de la alimentadora Mapasingue 1, cuyo número de transformadores por unidad de longitud en la troncal es mayor que el de la alimentadora Mapasingue 3.



Sector Residencial Acomodado.

Alimentadora Ceibos: El SAIDI del sistema presenta un valor aceptable, sin embargo, varios puntos de carga poseen un TFA mayor al máximo permitido, esto se debe a la excesiva longitud del componente 2, por lo cual, este componente debería ser seccionalizado.

Alimentadora Urdesa: El SAIDI del sistema así como el TFA de cada uno de los puntos de carga presentan valores aceptables, por consiguiente su confiabilidad también lo es.

Alimentadora Miraflores: Su confiabilidad es aceptable. El SAIDI del sistema al igual que los TFA de los puntos de carga se encuentran dentro del límite establecido.

Alimentadora Lomas: También posee una confiabilidad aceptable. El SAIDI del sistema y el TFA de cada uno de los puntos de carga presentan valores aceptables.

Comparando los índices SAIFI y CAIDI obtenidos por estas 4 alimentadoras, se observa que:

- La alimentadora Ceibos presenta el mayor SAIFI, puesto que, ésta cuenta con el mayor número de componentes y con la mayor longitud total. Le sigue el SAIFI de la alimentadora Urdesa, con un número de componentes mayor que el de las dos restantes alimentadoras. Luego, aparece a continuación, la alimentadora Lomas, con una longitud total mayor que la de la alimentadora Miraflores.
- El mayor CAIDI lo presenta la alimentadora Miraflores debido a que no cuenta con equipo de seccionalización. A continuación, aparece luego, la alimentadora Urdesa, con un número de transformadores en la troncal mayor que el de las dos alimentadoras restantes. Le sigue el CAIDI de la alimentadora Lomas, cuyo número de transformadores por unidad de longitud en la troncal es mayor que el de la alimentadora Ceibos.

#### Sector Residencial Marginal.

Alimentadora 25 de Julio: Tanto los TFA de los puntos de carga como el SAIDI del sistema exceden el valor máximo permitido, esto se debe a la excesiva longitud de los componentes 1, 3 y 17. Con

el fin de lograr que la confiabilidad de esta alimentadora tenga valores aceptables, se debería seccionalizar el componente 1, y dividir los componentes 3 y 17 mediante la colocación de fusibles.

Alimentadora Unión de Bananeros: El SAIDI del sistema presenta un valor aceptable, pero, no todos los puntos de carga tienen sus TFA dentro del rango permitido. Esto se debe a la gran longitud que suman los ramales conformados por los componentes 4 al 16. La solución más sencilla a este problema, es la de seccionalizar el componente 1.

Alimentadora Guasmo Sur: La indisponibilidad (TFA) de los puntos de carga y del sistema en conjunto (SAIDI), presentan valores que exceden notablemente el máximo permitido. Esto sucede debido a la excesiva longitud del componente 2 y a la gran longitud del componente 11, y , al hecho de que el sistema no cuenta con alimentación alterna para efectuar transferencias de carga. Para hacer que esta alimentadora tenga un nivel de confiabilidad aceptable, se debería seccionalizar el componente 2, y dividir el componente 11 mediante el empleo de fusibles.

Alimentadora Floresta: El SAIDI del sistema y los TFA de los puntos de carga presentan valores aceptables, aunque, algunos puntos de carga sobrepasan ligeramente el máximo establecido. Tomando en consideración que en esta evaluación, no han sido incluidos los transformadores de la ciudadela "Las Tejas", es de esperarse que la confiabilidad disminuya cuando estos componentes sean incorporados a la evaluación. De lo expuesto anteriormente, se desprende la necesidad de mejorar la confiabilidad del sistema, para lo cual se debería reubicar dos de los componentes 6, 7, 8 y 9, de modo que, no salgan todos ellos del componente 5, disminuyendo la concentración de transformadores.

Comparando los índices SAIFI y CAIDI de estas 4 alimentadoras, se observa que:

- El SAIFI más alto lo presenta la alimentadora 25 de Julio, debido a que posee el mayor número de componentes y la mayor longitud total. Muy de cerca, le sigue el SAIFI de la alimentadora Guasmo Sur, cuyo número de componentes y cuya longitud total son ligeramente inferiores a los de la alimentadora 25 de Julio. El SAIFI de la

alimentadora Unión de Bananeros es mayor que el de la alimentadora Floresta, puesto que la longitud total de la primera es mayor que la de esta última.

- La alimentadora Guasmo Sur presenta el mayor CAIDI dada la excesiva longitud de sus componentes 2 y 11, y, además, no cuenta con alimentación alterna. El CAIDI de la alimentadora Floresta es el mayor de las tres restantes alimentadoras, esto se debe a la gran concentración de transformadores en un reducido sector (elevado número de transformadores por unidad de longitud). La alimentadora 25 de Julio presenta un CAIDI mayor que el de la alimentadora Unión de Bananeros puesto que posee un mayor número de transformadores (puntos de carga).

En lo que se refiere al grado de incertidumbre de los resultados obtenidos por la Técnica de Conjunto de Corte de Markov (Markov Cut-Set Approach), este es prácticamente despreciable. De lo anterior, se comprueba la gran precisión de esta técnica.

En la Tabla VIII se muestran los porcentajes de error de la Técnica Aproximada Modificada con respecto a la Técnica de Markov, que teóricamente

es la más exacta. Se puede apreciar que el máximo porcentaje de error no llega siquiera al 1%, lo cual demuestra el alto grado de exactitud de la Técnica Aproximada Modificada al ser aplicada en la evaluación de la confiabilidad de grandes sistemas como los aquí estudiados.

TABLA VIII

Porcentajes de error de la Técnica Aproximada Modificada en relación a la Técnica de Markov.

Alimentadora	SAIFI (%)	SAIDI (%)	CAIDI (%)
Mapasingue 1	0.10	0.06	0.18
Mapasingue 2	0.08	0.11	0.18
Mapasingue 3	0.15	0.06	0.20
Ceibos	0.13	0.21	0.14
Urdesa	0.11	0.13	0.11
Miraflores	0.11	0.13	0.00
Lomas	0.09	0.12	0.00
25 de Julio	0.02	0.18	0.00
Unión Banan.	0.01	0.11	0.28
Guasmo Sur	0.10	0.37	0.29
Floresta	0.03	0.10	0.16

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el material bibliográfico utilizado en este estudio, se encontró que los modelos desarrollados para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución considerando salidas permanentes, temporales, programadas, efecto del clima y otros aspectos adicionales eran elaborados en torno a sistemas paralelos y sistemas mallados. Para el caso de sistemas de distribución radiales, se hallaron modelos solo para salidas permanentes. Esta tesis extendió estos últimos modelos e incorporó el efecto de las salidas temporales, salidas programadas y el clima.

La Técnica de Markov y la Técnica Aproximada Modificada fueron aplicadas a la evaluación de la confiabilidad de un sistema de distribución radial, como lo es el sistema de distribución primaria de EMELEC, para lo cual, fueron desarrollados algoritmos y elaborados programas digitales para cada técnica. Con la ayuda de la Técnica de Conjunto de Corte de Markov, fue posible reducir considerablemente el número de estados y ecuaciones a resolverse por la Técnica de Markov, lo cual hizo factible que esta técnica pueda ser llevada a un programa de computación (MARKOV FORTRAN). Sin embargo,

al hacerse correr este programa, se observó que la ejecución tomaba de una a varias horas, dependiendo del número de componentes del sistema. Se comprobó que el cálculo de las primeras contingencias no tomaba más de un minuto, y que, las segundas contingencias eran las que hacían demorar la ejecución. Esto se debe a que la subrutina MARK1 calcula las probabilidades y las frecuencias de falla para las simples contingencias de los componentes (2 casos), utilizando fórmulas, mientras que, la subrutina MARK2 calcula las probabilidades y las frecuencias de falla para las dobles contingencias (4 casos por combinación), resolviendo cada vez un sistema de 22 ecuaciones lineales por el método de Gauss-Jordan. Comparando los límites superiores con los límites inferiores de los índices de los puntos de carga, se apreció que la incertidumbre de estos resultados era despreciable, lo cual confirmó la aseveración de que para los sistemas series cuyas probabilidades de estar en funcionamiento son muy cercanas a 1, la posibilidad de ocurrencia de dobles contingencias es insignificante. Por esta razón, el programa permite escoger si se calcula o no los límites inferiores de los índices, esto último solo se justifica en el caso de que la disponibilidad del sistema no sea lo suficientemente próxima a 1.

Los resultados proporcionados por la Técnica Aproximada



Modificada (o simplemente Técnica Aproximada), fueron de una gran exactitud, si se considera el gran número de componentes que intervinieron y que el máximo error relativo a la Técnica de Markov fue mucho menor que el 1%. Esto ocurre por cuanto la disponibilidad del sistema es muy próxima a 1. La ejecución del programa que aplica esta técnica, no toma más de un minuto.

Ahora bien, cuán lejos están de la realidad los resultados obtenidos por ambas técnicas. Como se mencionó al comienzo de esta tesis, esto depende fundamentalmente de dos factores:

- Que las consideraciones y asunciones efectuadas para el estudio reflejen de la mejor manera posible la realidad en que se desenvuelve el sistema evaluado.
- Que se disponga de suficientes y adecuados datos estadísticos de los componentes

La primera condición fue cumplida en esta tesis en una gran medida, pero aún puede ser mejorada, incluyendo consideraciones adicionales como las salidas por sobrecargas, fallas en los equipos de protección y seccionalización, etc., esto se lo logra fácilmente en la Técnica Aproximada. La segunda condición es muy difícil de cumplirla a cabalidad, sobretodo si no se dispone de un adecuado banco de datos. Es por este

motivo que algunos parámetros de los componentes y otros datos tuvieron que ser asumidos en base a la experiencia del personal que labora en el Departamento de Distribución de EMELEC. En el Apéndice A se plantea una forma adecuada de recolectar información de los datos de los componentes y se sugiere una hoja modelo para el reporte de fallas. Como no se disponía de las duraciones medias de un tiempo normal y de un tiempo adverso, éstas fueron asumidas, en descargo, es necesario anotar que en la Referencia(5) y en otras referencias se comprobó que para sistemas series, lo que interesa son los valores promedios de las tasas de salidas y no las duraciones medias de los del clima considerados. Por fortuna, a pesar de los inconvenientes anteriormente señalados, los resultados aquí obtenidos son aún de una gran utilidad en la evaluación de alternativas de proyectos de alimentadoras a construirse o cambios a efectuarse en las alimentadoras ya existentes. Es así, como luego de haber evaluado y analizado los índices de confiabilidad de un muestreo por sectores (industrial, residencial acomodado, residencial marginal) de las alimentadoras de la ciudad de Guayaquil, fueron detectadas las partes más débiles del sistema (aquellas que no cumplían con los patrones establecidos para este estudio) y fueron sugeridas las correcciones más factibles para el mejoramiento de la confiabilidad del sistema. El número de elementos a ser incorporados,

trasladados, sacados y sus respectivas ubicaciones, se los obtendrá evaluando las diferentes alternativas que puedan presentarse, y seleccionando la que proporcione el mayor incremento en la confiabilidad del sistema con la menor inversión o con los fondos disponibles.

En la actualidad la Técnica Aproximada es la de mayor aplicación, no solo porque utiliza fórmulas sencillas permitiendo su rápida ejecución, sino también porque ella puede trabajar directamente con las tasas promedios de salidas, que son las que están disponibles de los reportes de interrupciones.

Es necesario señalar, que la diferencia entre las frecuencias de fallas de los diferentes puntos de carga de una misma alimentadora, se debe exclusivamente a las tasas de salidas programadas de los elementos que enlazan cada punto con la troncal, y de la sección de troncal correspondiente, debido a que las salidas programadas de únicamente cualquiera de estos elementos producen la salida del punto de carga en cuestión, mientras que las salidas permanentes y temporales de todos los componentes producen la salida de servicio de todos los puntos de carga del sistema.

Se conoce que algunas empresas o entidades eléctricas realizan estudios de confiabilidad, solo considerando

salidas permanentes. En esta tesis, se ha comprobado plenamente la importancia que tiene el considerar las salidas temporales y las salidas programadas, de no hacerlo se estaría sobreestimando la confiabilidad del sistema.

El número de abonados de cada punto de carga de un sistema de distribución tiene una gran influencia sobre los índices del sistema orientados al consumidor cuando este número varía significativamente de punto a punto. En esta evaluación, fueron asumidos valores promedios para el número de consumidores de cada sector, en consecuencia, no influyen significativamente en los índices del sistema calculados.

Los programas aquí presentados son aplicables a sistemas de características semejantes (físicas, operacionales, etc.) al de EMELEC, ya sea en forma directa o efectuándole ligeras modificaciones.

Se espera que este trabajo constituya un gran impulso para la difusión y el avance de los estudios de confiabilidad en sistemas de distribución en el Ecuador, de modo que, las entidades eléctricas tomen conciencia de la gran importancia social y económica de efectuar este tipo de estudios técnicos.

Para este estudio, solo fueron consideradas las salidas de servicio debidas a causas de origen interno al sistema, por tal razón, se asumió que las disponibilidades de las barras de salida de las subestaciones eran iguales a la unidad ( $\lambda_{S/E}=0$ ). Si se desea incorporar el efecto de las salidas de origen externo al sistema, se deben conocer los índices de confiabilidad de estas barras ( $\lambda_{S/E} \neq 0$ ), y tomarlas como un elemento más, en serie con el resto del sistema.

## BIBLIOGRAFIA

1. Allan R.N.-Billinton R., Reliability Evaluation of Power Systems, PITMAN Advanced Publishing Program, Boston, 1985.
2. Billinton R., Distribution System Reliability Evaluation, IEEE Tutorial Course of Power Systems Reliability Evaluation, Canada, 1982.
3. Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., Reglamento Para Aprobación de Proyectos Eléctricos, Guayaquil, 1985.
4. Endrenyi J., Reliability Modelling in Electric Power Systems, A. Wiley-Interscience Publication, Irlanda del Norte, 1979.
5. Grover M.S., Distribution System Reliability Assessment, M.SC. Thesis, College of Graduate Studies, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, October 1972.
6. Singh Ch., Markov Cut-Set Approach for the Reliability Evaluation of Transmission and Distribution Systems, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.100, 1981, pg. 2719-2725.