



D-8207

T
621.3191
5232
L.2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica



**"CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS
DE SUBTRANSMISION"**

TESIS DE GRADO

**Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

ESPECIALIZACION: POTENCIA



BIBLIOTECA

Presentada por:
XAVIER SANTANA JUNCO

Guayaquil - Ecuador

1.987

1947
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica

CONFERENCIA EN LOS SISTEMAS

de Energía Eléctrica

1947

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Escuela Superior Politécnica del Litoral

XAVIER ESPINOSA TORO

Escuela Superior Politécnica del Litoral

AGRADECIMIENTO



BIBLIOTECA



BIBLIOTECA

Al ING. EDUARDO LEON C.
Director de la Tesis por
su ayuda y colaboración
para la realización de
este trabajo

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 cursive script, reading "Xavier Santana Junco", written over a horizontal dashed line.

XAVIER SANTANA JUNCO



BIBLIOTECA

C. Villafuerte P.

Ing. Carlos Villafuerte P.
SUBDECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA

Eduardo León C.

Ing. Eduardo León C.
DIRECTOR DE TESIS

Cristóbal Nera G.

Ing. Cristóbal Nera G.
MIEMBRO PRINCIPAL

Jorge Chiriboga V.

Ing. Jorge Chiriboga V.
MIEMBRO PRINCIPAL



BIBLIOTECA

DEDICATORIA

A MI MADRE

A MI HERMANO

A MI NOVIA

RESUMEN

La seguridad del sistema y la calidad del servicio que proporcionan las empresas que suministran la energía eléctrica, pueden ser medidos en términos cuantitativos, aplicando como herramienta de análisis técnico-económico la Confiabilidad.

La necesidad de optimizar la inversión en la operación y/o etapas de Planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia y de entregar un servicio seguro y confiable ha hecho posible el comienzo de la sistematización, en nuestro medio, del estudio de la Confiabilidad como metodología aplicada a la Planificación, al Diseño y a la Operación. La tesis tiene como propósito contribuir a lo mencionado y por considerar que el Sistema de Subtransmisión es una de las partes fundamentales de los Sistemas Eléctricos de Potencia se lo ha escogido para su evaluación.

La tesis comprende, en la parte teórica, los diferentes métodos analíticos de evaluación de la Confiabilidad de los S.E.P., la determinación de una metodología de evaluación y

su aplicación en un programa computacional y, en la parte práctica, la evaluación de la Confiabilidad de las configuraciones que presenta el sistema de Subtransmisión Guayaquil en los años 1987 y 2000.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE ABREVIATURAS	XIII
INDICE DE TABLAS	XIV
INDICE DE FIGURAS	XVII
INTRODUCCION	20
CAPITULO I	
1. INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD	
1.1 Introducción	24
1.2 Conceptos y Definiciones	26
1.3 Distribuciones Probabilísticas Aplicadas a la Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia	30
1.3.1 Generalidades	30
1.3.2 Distribución Binomial	33
1.3.3 Distribución Poisson	35
1.3.4 Distribución Normal	36

1.3.5	Distribución Exponencial	37
1.4	Función de Confiabilidad y Probabilidad de Falla	39
1.5	Indices de Confiabilidad	43
1.6	Diagrama Topológico Según la Disposición Física y Eléctrica de los Elementos y Según el Funcionamiento Correcto de ellos	48
1.7	Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Básicos	51
1.8	Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Complejos	57
1.8.1	Método de la Trayectoria y Corte Mínimo	58
1.9	Evaluación de Confiabilidad por el Método de Espacio de Estado	64
1.9.1	Proceso de Markov	64
1.9.2	Probabilidades de Estado	70
1.9.3	Frecuencias y Duraciones	71

CAPITULO II

2. EVALUACION DE CONFIABILIDAD APLICANDO EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

2.1	Generalidades	77
2.2	Criterio de Falla del Sistema y Modelos Asumidos	79

2.3	Modelo de Operación de Maniobra Después de la Falla	81
2.4	Modelo del Circuito Interruptor	88
2.5	Modelo del Mantenimiento Preventivo	96
2.6	Análisis de Efectos de Falla	100
2.7	Ejemplo de Aplicación	112

CAPITULO III

3. IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA Y CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

3.1	Introducción	134
3.2	Algoritmo Para el Análisis de los Efectos de Falla, Diagramas de Flujo	138
3.3	Algoritmo Para el Cálculo de los Indices de Confiabilidad, Diagrama de Flujo	146
3.4	Algoritmo del Programa (Diagrama de Flujo del Programa)	146
3.5	Codificación del Programa	146
3.6	Ejecución y Comprobación del Programa Mediante un Ejemplo de Aplicación	149
3.7	Análisis y Conclusiones del Ejemplo de Aplicación	153

CAPITULO IV

4. EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION GUAYAQUIL

4.1	Descripción del Sistema Eléctrico Guayaquil.	170
4.1.1	Componentes del Sistema	170
4.1.2	Niveles de Voltaje y Limites de Capacidad de Líneas y Transformadores.	171
4.1.3	Fuentes de Alimentación	177
4.1.4	Demanda de Potencia y Energía del Sistema	178
4.1.5	Subestaciones de Subtransmisión y Distribución	185
4.1.6	Líneas	197
4.2	Evaluación de la Confiabilidad del Sistema Guayaquil Actual y del Año 2000	203
4.2.1	Componentes del Sistema que Intervienen en el Análisis de Confiabilidad, Indices de Confiabilidad	204
4.2.2	Diagramas Topológicos del Sistema Aplicados al Análisis de Confiabilidad	206
4.2.3	Datos de Entrada del Programa	208
4.2.4	Resultados Obtenidos, Interpretación .	209
4.2.5	Análisis y Comparaciones de los	

Resultados Obtenidos	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	251
APENDICE A	256
APENDICE B	263
BIBLIOGRAFIA	303

INDICE DE ABREVIATURAS

- RConfiabilidad o disponibilidad
- QDesconfiabilidad o no disponibilidad
- $f(t)$ Función densidad probabilística
- λ Razón de transición de falla (frecuencia de falla)
- μ Razón o tasa de transición
- μ_R Razón o tasa de reparación
- μ_S Razón o tasa de maniobra
- μ_M Razón o tasa de mantenimiento
- $E(x)$ Valor esperado de x
- σ Desviación standard
- MTTFTiempo medio antes de la falla
- P_{ij} Probabilidad de que el dispositivo pase del estado i
al estado j
- P_{ii} Probabilidad de que el dispositivo permanezca en el
mismo estado
- PNProbabilidad de que el dispositivo esté en el estado
de operación
- TRTiempo medio de reparación
- TSTiempo medio de maniobra

INDICE DE TABLAS

- Tabla II.1 Ecuaciones matemáticas para la obtención de los índices de confiabilidad de los posibles estados de falla (contribución a los índices de falla del sistema)
- Tabla II.2 Contribución a los índices de falla del sistema por varios tipos de estados de falla antes y después de la maniobra, del modelo de la figura 2.2
- Tabla II.3 Contribución del modelo de la fig. 2.3 a los índices de falla del sistema
- Tabla II.4 Contribución del modelo de la fig. 2.4 a los índices de falla del sistema
- Tabla II.5 Contribución del modelo de la fig. 2.7 a los índices de falla del sistema
- Tabla II.6 Formación de las palabras trayectorias R
- Tabla II.7 Formación de la palabra trayectoria S
- Tabla II.8 Obtención de los cortes mínimos del circuito interruptor
- Tabla II.9 Índices de falla de los componentes del sistema

de la fig.2.8

- Tabla III.1 Archivo datos1 confiabi
- Tabla III.2 Archivo datos2 confiabi
- Tabla IV.1 Cargado de las líneas de subtransmisión de alto voltaje
- Tabla IV.2 Cargado de bancos de autotransformadores de subtransmisión
- Tabla IV.3 Fuentes de alimentación
- Tabla IV.4 Demanda máxima de potencia real y reactiva del sistema
- Tabla IV.5 Pérdidas del sistema
- Tabla IV.6 Configuraciones de subestaciones del sistema Guayaquil
- Tabla IV.7 Evaluación económica de las configuraciones
- Tabla IV.8 Indices de confiabilidad de los componentes del Sistema y asignación del código
- Tabla IV.9 Indices de confiabilidad de las configuraciones del sistema
- Tabla IV.10 Contribución de los modelos a los índices de falla
- Tabla IV.11 Contribuciones de los cortes mínimos del modelo operación de maniobra a los índices de falla del sistema

Tabla 1 Formateo del nombre del sistema

Tabla 2 Formateo de los índices para cada tipo de componente

Tabla 3 Formateo de los datos topológicos de un sistema de n componentes

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1	Curva típica de los períodos de vida de un dispositivo eléctrico
Fig. 1.2 (a)	Historia de vida
Fig. 1.2 (b)	Diagrama de estado
Fig. 1.3	Diagrama unifilar
Fig. 1.4	Disposición física
Fig. 1.5	Diagrama funcional (a)
Fig. 1.6	Diagrama funcional (b)
Fig. 1.7	Sistema serie
Fig. 1.8	Sistema paralelo
Fig. 1.9	Red tipo puente
Fig. 1.10 (a)	Sistema lógico equivalente de la fig. 1.9
Fig. 1.10 (b)	Sistema lógico reducido con la confiabilidad de cada ramal en la parte superior
Fig. 1.11 (a)	Sistema lógico equivalente de la fig. 1.9
Fig. 1.11 (b)	Sistema lógico reducido con la desconfiabilidad de cada bloque
Fig. 1.12	Diagrama de estado para el proceso de

Markov

- Fig. 1.13 Intervalo de operación y falla
- Fig. 1.14 Diagrama de estado
- Fig. 2.1 Modelo de tres estados de un componente sometido a operación de maniobra después de la falla
- Fig. 2.2 Modelo de dos componentes A y B con maniobra después de la falla
- Fig. 2.3 Modelo de un circuito interruptor
- Fig. 2.4 Modelo del interruptor con maniobra después de la falla
- Fig. 2.5 Modelo mantenimiento preventivo del componente A
- Fig. 2.6 Modelo de estados de los componentes A y B sujetos a mantenimiento y reparación respectivamente
- Fig. 2.7 Modelo de un componente A sometido a mantenimiento y B a maniobra después de la falla
- Fig. 2.8 Sistema de ejemplo
- Fig. 3.1 Diagrama de flujo simplificado para determinar las zonas de protección (subrutina ZONPRO)
- Fig. 3.2 Diagrama de flujo simplificado para deter-

	minar las trayectorias y palabras trayectorias (subrutina TRAPAL)
Fig. 3.3	Diagrama de flujo simplificado para determinar los cortes mínimos de cada barra de carga (subrutina COMIPA)
Fig. 3.4	Diagrama de flujo simplificado para determinar los índices de confiabilidad (subrutina INCOSI)
Fig. 3.5	Diagrama de flujo simplificado para el análisis de los efectos de falla y cálculo de los índices de confiabilidad
Fig. 4.1	Esquema de barra simple
Fig. 4.2	Esquema de barra principal y de transferencia
Fig. 4.3	Esquema de barra doble-simple interruptor
Fig. 4.4	Esquema de barras en anillo
Fig. 1	Sistema serie paralelo
Fig. 2	Reducción del sistema serie paralelo
Fig. 3 (a)	Sistema serie
Fig. 3 (b)	Diagrama de estado del sistema
Fig. 4 (a)	Sistema paralelo
Fig. 4 (b)	Diagrama de estado del sistema paralelo

INTRODUCCION

Un Sistema Eléctrico de Suministro de Potencia y Energía que no sea seguro y confiable está sometido a continuas interrupciones producidas por fallas, éstas afectan al desarrollo socio-económico del sector, produciendo pérdidas en las Empresas Eléctricas y en los abonados, fundamentalmente a los de tipo industrial.

Por lo cual es necesario realizar mejoras al sistema, ya sea incrementando los componentes del sistema, utilizando mayor personal de operación y vigilancia, automatizando los equipos, etc.; cualquiera que sea la solución implica un incremento de la inversión en el sistema eléctrico, ésta inversión debe ser el resultado de un análisis técnico-económico que tenga por objeto entregar un servicio de calidad a un costo justificado.

En nuestro medio, la Planificación, el Diseño y la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia se realizan aplicando

métodos técnicos y económicos que no consideran a la Confiabilidad como una herramienta esencial de aplicación a dichos estudios, su mínima aplicación se ha dado en los Sistemas de Generación y casi nada en el resto de los sistemas.

Siendo el estudio de la Confiabilidad un compromiso técnico-económico que tiene por objeto evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico. Se consideró necesario utilizar la Confiabilidad como una herramienta de análisis, que se la puede aplicar a la Planificación, al Diseño y a la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El presente trabajo tiene por objetivos:

- Proporcionar un medio que permita conocer la importancia de la Confiabilidad, su aplicación y los métodos analíticos de evaluación.
- Desarrollar una metodología que sirva para realizar la evaluación de la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión.
- Desarrollar un programa computacional de aplicación de la metodología.
- Determinar los parámetros de Confiabilidad de las configuraciones que presenta el Sistema Guayaquil en los

años 1987 y 2000.

La metodología a desarrollarse emplea los métodos de "Espacio de Estado" y el de las "Trayectorias y Cortes Mínimos". Estos métodos son analíticos basados en conceptos probabilísticos; la mayor ventaja que presenta la combinación de los dos métodos es la de realizar la evaluación en dos análisis; uno cuantitativo y otro cualitativo, éste último llamado "Análisis de Efectos de Falla" hace posible realizar la evaluación sin datos estadísticos de falla.

La metodología indicada se la aplica al Sistema Guayaquil del año 1987 y debido a la carencia de un adecuado sistema estadístico de operación y falla, y a la imposibilidad de conseguir en la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC), las estadísticas del comportamiento que tienen los elementos eléctricos en el Sistema, los datos para la obtención de los índices de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema, han sido asumidos; sin estos índices sería imposible evaluar en forma cuantitativa la confiabilidad del Sistema. Los resultados que se obtengan de la evaluación no tendrán validéz para el diagnóstico de la confiabilidad del sistema, pero servirán como medio de comparación entre configuraciones.

Los índices utilizados en la evaluación del Sistema Guayaquil son los fijados por J. Endrenyi y Ebasco en las referencias (1), capítulo XI, y (9) respectivamente.

Por lo extenso del tema y la falta de información y datos de Confiabilidad, la Tesis no comprende el análisis económico de Confiabilidad; pero los índices calculados del sistema, son de vital importancia para su realización.

Los conceptos vertidos y la metodología sirven también para la evaluación de la Confiabilidad de los Sistemas de Transmisión y Distribución.

CAPITULO I

INTRODUCCION A LA CONFIABILIDAD

1.1. INTRODUCCION

La evaluación de la Confiabilidad es realizada a través de métodos que emplean conceptos probabilísticos, los datos son el resultado de un análisis estadístico basado en informes de fallas, de los diferentes componentes del sistema.

La Confiabilidad de un sistema depende primordialmente de sus componentes, configuración y condiciones de operación, las fallas de éstos producen interrupciones que afectan a la calidad del servicio. La calidad y seguridad del servicio pueden ser cuantificados empleando la Técnica de Evaluación Analítica o la de Simulación, la técnica analítica representa al sistema por un modelo matemático y evalúa los índices de Confiabilidad usando soluciones matemáticas. La Técnica de Simulación, conocida como Método de Simulación MONTE

CARLO, estima los índices de confiabilidad por simulación del proceso normal y al azar del funcionamiento del sistema.

Los métodos a tratarse en este capítulo son analíticos, servirán como teoría general para la evaluación de la Confiabilidad de cualquier sistema de potencia y los índices que se obtengan de éstos métodos podrán ser empleados para:

- Compararlos con estándares mínimos previamente establecidos.
- Evaluar y comparar distintas alternativas de configuración.
- Corrección o refuerzo de partes débiles del sistema.
- Análisis de costo derivado de la comparación del costo social, producido por la energía y potencia no abastecida, daños y perjuicios y, el costo que representa la forma de mejorarla.

Son múltiples los factores que afectan a la Confiabilidad de los sistemas de Potencia, entre éstos tenemos los siguientes:

- Tamaño y estructura del sistema.
- Tipos de componentes.

- Operación de Reparación y Mantenimiento.
- Rutina de Operación.
- Modos de fallas de los componentes.
- Efectos ambientales.

Para realizar la evaluación de la Confiabilidad es necesario seguir el siguiente procedimiento:

- a) Definir el sistema, lista de componentes a ser incluidos y datos de fallas para cada tipo de componente.
- b) Definir el criterio de falla del sistema.
- c) Listar las asunciones para la construcción de los modelos.
- d) Desarrollar los modelos Matemáticos; y
- e) Realizar el análisis de Efectos de Falla y cálculo de los índices de Confiabilidad.

1.2 CONCEPTOS Y DEFINICIONES

CONFIABILIDAD.— Es la probabilidad de un dispositivo o sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas con-

diciones de operación.

DISPONIBILIDAD.— De un dispositivo reparable, es el tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio.

FALLA.— Es todo evento que origina una interrupción total o parcial del suministro de potencia y energía.

COMPONENTES.— Es un elemento o grupo de elementos visto como un total.

SALIDA.— Es descrita como el estado de un componente cuando no está disponible de realizar su función. Una salida puede o no causar una interrupción de servicio al consumidor, depende de la configuración del sistema. Las salidas pueden ser por efectos o por causas.

a) SALIDAS POR EFECTOS.— Se clasifican en salida parcial y total.

a.1. SALIDA PARCIAL.— Describe el estado de un componente cuando la capacidad del componente de realizar su función es reducida pero no completamente eliminada.

a.2. SALIDA TOTAL.— Es cuando el componente es

completamente incapaz de realizar su función.

b) SALIDAS POR CAUSAS.— Se clasifican en Salida Forzada y Programada.

b.1. SALIDA FORZADA.— Resulta de las condiciones de emergencia; el componente es llevado fuera de servicio inmediatamente por la operación del circuito interruptor, interruptor automático, reconectador u otro dispositivo, ésta salida también puede ser causada por una operación no apropiada del equipo o por errores humanos. Este tipo de salida según su duración se clasifica en transiente y persistente.

b.1.1. SALIDA FORZADA TRANSIENTE (SALIDA TEMPORAL).— Salida de un componente cuya causa es inmediatamente borrada por efecto de la restauración.

b.1.2. SALIDA FORZADA PERSISTENTE (SALIDA PERMANENTE).— Salida de un componente cuya causa no es inmediatamente borrada, pero puede ser corregida por

eliminación del obstáculo, reparación o reemplazo de los componentes afectados.

- b.2. SALIDA PROGRAMADA.**— Resulta cuando un componente deliberadamente es llevado fuera de servicio en un tiempo seleccionado, usualmente para propósito de Construcción, Mantenimiento o Reparación.

INTERRUPCION.— Es la pérdida de servicio a uno o más consumidores. Las interrupciones pueden ser por causas o por duración.

- a. INTERRUPCIONES POR CAUSAS.**— Se clasifican en Interrupción Forzada y Programada.

a.1. INTERRUPCION FORZADA.— Es causada por una salida forzada.

a.2. INTERRUPCION PROGRAMADA.— Es causada por una salida programada.

- b. INTERRUPCIONES POR DURACION.**— Se clasifican en Interrupción Momentánea, Temporal y Sostenida.

- b.1. **INTERRUPCION MOMENTANEA.**- Tiene una duración limitada en el período requerido para restaurar el servicio, su duración es de 1 a 2 horas.
- b.2. **INTERRUPCION TEMPORAL.**- Tiene una duración limitada en el período requerido para restaurar el servicio, su duración es de pocos minutos.
- b.3. **INTERRUPCION SOSTENIDA.**- Es una interrupción no clasificada como momentánea o temporal.

1.3. DISTRIBUCIONES PROBABILISTICAS APLICADAS A LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

1.3.1. GENERALIDADES

Los índices empleados para la evaluación de la Confiabilidad tales como Probabilidad de un evento de ocurrir o no, tiempo de falla, etc; no son valores exactos ni precisos, son el resultado de un rango de valores que se deben a la experiencia dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos en la operación de los siste-

mas. Estos valores son conocidos como variables aleatorias y son dependientes del tiempo y/o del espacio. Los conceptos aleatorios permiten la aplicación de la Teoría Probabilística. Estas variables Aleatorias pueden ser Discretas o Continuas y son representadas por distribuciones probabilísticas.

Las Distribuciones Binomial y Poisson son funciones de Variables Discretas, en cambio la Normal y Exponencial son Continuas.

Los siguientes conceptos son empleados en la evaluación:

DISTRIBUCION ACUMULATIVA O PROBABILISTICA

El valor de la Distribución Acumulativa está comprendida entre cero y uno.

La Probabilidad de falla, Desconfiabilidad o no Disponibilidad es designada como $Q(t)$. Al complemento de $Q(t)$, designada como $R(t)$, se la llama Confiabilidad o Disponibilidad.

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (1.1)$$

FUNCION DENSIDAD

Para Variables Continuas, la derivada de la función Distribución Acumulativa da la función Densidad Probabilística.

$$f(t) = \frac{d Q(t)}{dt} = \frac{-d R(t)}{dt} \quad (1.2)$$

$$Q(t) = \int_0^t f(x) dx \quad (1.3)$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(x) dx = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (1.4)$$

$f(t)$, es conocida como Función Densidad de Falla.

Para Variables Discretas, los integrales de las fórmulas 1.3 y 1.4 son reemplazados por sumatorios.

RAZON DE TRANSICION

Las veces que un dispositivo (Componente o Sistema) pasa de un estado a otro, puede ser descrita por una razón de transición, designada como $\lambda(t)$. La razón de transición más conocida en Confiabilidad es la Frecuencia de Falla

definida como:

$$\lambda(t) = \frac{\text{NUM. DE FALLA POR UNID. DEL TIEMPO EXPUESTO}}{\text{NUMERO DE COMPONENTES EXPUESTOS A LA FALLA}} \quad (1.5)$$

VALOR ESPERADO

El valor esperado $E(x)$, conocido también como Valor Medio o Promedio, de una Variable Discreta x está dado por:

$$E(x) = \sum_{i=1}^n x_i P_i \quad (1.6)$$

Para una Variable Continua x , $E(x)$ está dada por:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad (1.7)$$

El valor esperado $E(x)$ más referido será el de la duración media de falla.

1.3.2. DISTRIBUCION BINOMIAL

La Distribución Binomial es usada en la evaluación de la Confiabilidad para determinar la probabilidad de estado de un sistema que contiene un juego de idénticos componentes.

Para la aplicación de esta distribución se debe cumplir con las siguientes condiciones:

- a.- El número de componentes idénticos "n" deber ser finito.
- b.- Cada componente puede estar en estado de operación o falla representado probabilísticamente por "p" y "q" respectivamente, es decir que para cada componente existen dos posibles estados, p y q, que cumplen con lo siguiente:

$$p + q = 1 \quad (1.8)$$

- c.- Cada componente debe tener valores idénticos de "p" y "q".
- d.- Los eventos de los componentes deben ser independientes.

La expresión matemática de la probabilidad de que "r" elementos de "n" estén en estado de operación es la siguiente:

$$Pr = \frac{n!}{r! (n-r)!} p^r q^{n-r} \quad (1.9)$$

El valor esperado está dado por:

$$E(x) = np \quad (1.10)$$

La mayor aplicación que tiene esta distribución probabilística es en los sistemas de generación; esto es debido a que estos sistemas cumplen con las condiciones fijadas anteriormente.

El modelo básico del sistema para el análisis está dado por los generadores y la barra de carga.

1.3.3. DISTRIBUCION POISSON

La Distribución Poisson proporciona la probabilidad de que un evento ocurra en un número específico de veces de un tiempo dado en el período a ser evaluado. Esta distribución relaciona la razón de transición λ , que es constante, con el número de eventos en referencia.

La expresión Matemática de la Probabilidad de que X fallas ocurran en un período de tiempo

determinado con una razón de falla constante está dado por:

$$P_x(t) = \frac{(\lambda t)^x \exp(-\lambda t)}{x!} \quad (1.11)$$

La probabilidad de que ninguna falla ocurra ($x=0$) en un tiempo t da la función de supervivencia $R(t)$ dada por la siguiente expresión:

$$P_0(t) = R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.12)$$

El valor esperado; por ejemplo, el número esperado de falla en un tiempo dado, está determinado por la expresión:

$$E(x) = \lambda t \quad (1.13)$$

1.3.4. DISTRIBUCION NORMAL

La Distribución Normal es aplicada especialmente en el campo de determinación de error de medidas y observaciones. En los sistemas de generación se aplica para la determinación de la incertidumbre.

La función densidad probabilística está dada por:

$$f(x) = \exp\left\{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\} / \sigma\sqrt{2\pi} \quad (1.14)$$

En donde: σ , es la desviación estandar y μ , el valor promedio o medio.

1.3.5. DISTRIBUCION EXPONENCIAL

La Distribucion Exponencial, es la más conocida y empleada en la evaluación de la Confiabilidad, debido a que los procesos físicos de los componentes o sistemas eléctricos se comportan siguiendo una distribución de este tipo.

Un estudio de muchos dispositivos eléctricos (componentes o sistemas) durante su vida normal demuestran que la frecuencia de falla de los mismos sigue un patrón más o menos determinado. Durante el periodo inicial (periodo llamado de mortalidad infantil) la frecuencia de falla tiene un valor muy alto y además es decreciente con el tiempo. Esto se debe a la influencia de defectos de fabricación o a daños producidos en

el transporte y montaje. El valor de la frecuencia de falla tiende a estabilizarse en un valor constante durante el llamado periodo de operación o vida útil en el cual las fallas son de carácter aleatorio y por lo tanto impredecibles. El tercer periodo que se caracteriza por una frecuencia de falla creciente se denomina vejez o término de la vida útil. La causa de falla en este periodo es el cansancio de los materiales y su deterioro es debido a los esfuerzos a que estuvo sometido en los periodos precedentes.

Si bien es posible modelar los periodos de frecuencia variable, por ejemplo con la distribución de weibull, en la práctica interesa el periodo intermedio cuando $\lambda(t)$ es una constante y la modelación se realiza con una distribución exponencial. La figura 1.1. muestra los periodos de vida de un dispositivo y el cambio que sufre la frecuencia de falla a lo largo de su operación.

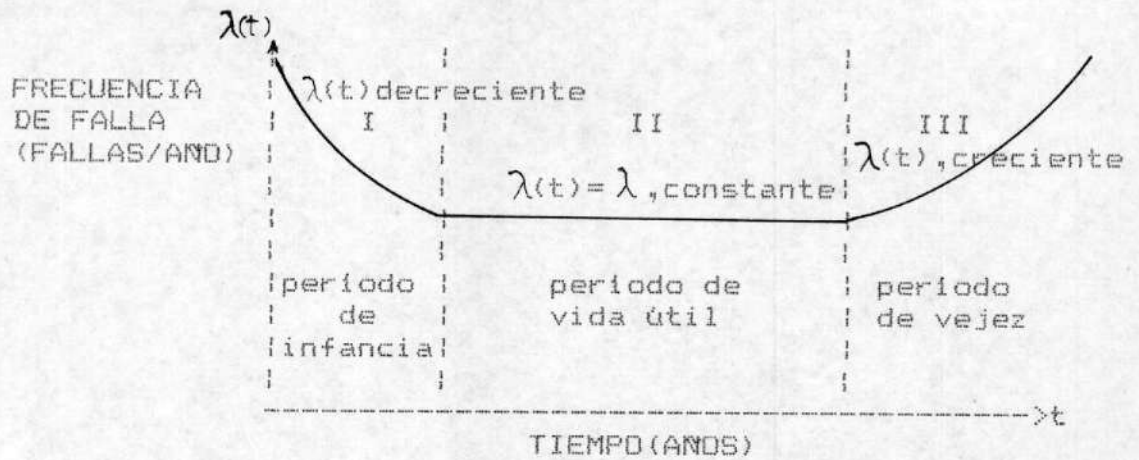


FIG. 1.1. CURVA TÍPICA DE LOS PERIODOS DE VIDA DE UN DISPOSITIVO ELECTRICO

Para el período de vida útil, la función densidad de falla está dada por:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (1.15)$$

El valor esperado, conocido como el tiempo medio antes de la falla (MTTF) está dado por:

$$E(t) = \text{MTTF} = \frac{1}{\lambda} \quad (1.16)$$

1.4. FUNCION DE CONFIABILIDAD Y PROBABILIDAD DE FALLA

Una muestra compuesta por un dispositivo sometido a un experimento en un período de tiempo; $N_0(t)$, es el número de veces que ha operado satisfactoriamente al

tiempo t , $N_f(t)$, es el número de veces que el dispositivo ha fallado al tiempo t . La probabilidad de que el dispositivo trabaje u opere satisfactoriamente durante un determinado tiempo está dado por:

$$R(t) = \frac{N_o(t)}{N_o(t) + N_f(t)} = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o(t) + N_f(t)}$$

$$N = N_o(t) + N_f(t)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N} \quad (1.17)$$

Manteniendo N constante y derivando con respecto al tiempo la última expresión:

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{-1}{N} * \frac{dN_f(t)}{dt}$$

$$\text{Despejando } \frac{dN_f(t)}{dt} :$$

$$\frac{dN_f(t)}{dt} = -N * \frac{dR(t)}{dt} \quad (1.18)$$

Esta expresión (1.18) es la velocidad con que falla el componente.

Dividiendo la velocidad de falla con el número de operaciones satisfactorias se tiene la probabilidad

instantánea de falla denotada por $\lambda(t)$.

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_0(t)} * \frac{d N_f(t)}{dt} \quad (1.19)$$

Reemplazando la ecuación 1.18 en 1.19 se tiene:

$$\lambda(t) = \frac{-N}{N_0(t)} * \frac{d R(t)}{dt} = - \frac{1}{R(t)} * \frac{d R(t)}{dt}$$

Integrando entre cero y t:

$$\int_0^t \lambda(x) dx = - \int_0^t \frac{dR(x)}{R(x)} \rightarrow \int_0^t \lambda(x) dx = -\ln R(t) \quad (1.20)$$

En donde:

$$R(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(x) dx\right) \quad (1.21)$$

La función $\lambda(t)$ se la conoce como frecuencia de falla, función de riesgo o propoción de riesgo.

Considerando que el tiempo de falla es una variable aleatoria con densidad de falla $f(t)$, entonces la distribución del tiempo de falla, llamada desconfiabilidad, está dada por:

$$Q(t) = \int_0^t f(x) dx$$

$$Q(t) = 1 - R(t) \quad \text{ó} \quad R(t) = 1 - Q(t)$$

Reemplazando $R(t)$ por $1 - Q(t)$, en la expresión 1.20 y

derivando ambos miembros, se tiene que:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1-Q(t)} \quad (1.22)$$

Si el tiempo de falla está regido por una distribución probabilística exponencial, donde $\lambda(t)$ es constante, se tiene:

- **FUNCION DENSIDAD DE FALLA:**

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (1.23)$$

- **FUNCION DE CONFIABILIDAD:**

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.24a)$$

- **FUNCION DESCONFIABILIDAD:**

$$Q(t) = 1 - R(t)$$

$$Q(t) = 1 - \exp(-\lambda t)$$

Si a $1 - \exp(-\lambda t)$ se le aplica la Serie de Laurin:

$$Q(t) = 1 - \left[1 - \lambda t + \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right]$$

En donde:

$$Q(t) \approx \lambda t \quad (1.24b)$$

- TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (MTTF)

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t) dt = 1/\lambda \quad (1.25)$$

1.5. INDICES DE CONFIABILIDAD

La Tesis emplea ciertos términos tales como datos de fallas, índices de falla e índices de Confiabilidad. Estos términos pueden causar confusión, pero básicamente significan lo mismo, debido a que el análisis de Confiabilidad se lo puede realizar para un componente de un sistema o para todo el sistema. Está demostrado que si un sistema está compuesto de dispositivos que tienen iguales tendencias, el sistema en sí tendrá la misma tendencia.

Los datos o índices requeridos y más utilizados de un componente, reparable o renovable para realizar la evaluación de la Confiabilidad del sistema al que pertenecen son los siguientes:

- Probabilidad de falsa operación del interruptor (cuando se considera los distintos modos de falla del interruptor).

- Frecuencias de fallas por salida permanente, temporal, mantenimiento (programado) y por sobrecarga.
- Tiempo Medios de Reparación, Maniobra y Mantenimiento.

Los índices del sistema generalmente calculados son:

- **PROBABILIDADES:** Confiabilidad o Disponibilidad
- **FRECUENCIAS:** Número promedio de fallas por unidad de tiempo.
- **DURACIONES MEDIAS:** Tiempo medio antes de la primera falla, tiempo medio entre fallas y duración media de falla.
- **CANTIDADES ESPERADAS:** Energía promedio restringida por unidad de tiempo debido a fallas de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Existen otros índices que se aplican en forma particular a ciertos sistemas de potencia, entre ellos tenemos a la probabilidad de pérdida de carga, índice de interrupción de carga, índice de frecuencia de interrupción al consumidor, índice de duración de interrupción al consumidor e índice de restricción de consumidores. La definición de cada uno de éstos

índices está dada en el Apéndice A.

El comportamiento de un dispositivo eléctrico, en estado de operación, reparación, mantenimiento o maniobra, está regido por la función probabilística exponencial. Las funciones de éstos estados se las representan así:

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t), \text{ función densidad de falla (1.26)}$$

$$f_R(t) = \mu_R \exp(-\mu_R t), \text{ función densidad de reparación (1.27)}$$

$$f_S(t) = \mu_S \exp(-\mu_S t), \text{ función densidad de maniobra (1.28)}$$

$$f_M(t) = \mu_M \exp(-\mu_M t), \text{ función densidad de mantenimiento (1.29)}$$

Los tiempos medios esperados se los obtiene aplicando la fórmula 1.7

Para el tiempo medio antes de la falla, MTTF:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \lambda \exp(-\lambda t) dt$$

Integrando por parte: $\int u dv = uv - \int v du$ y haciendo que $u = t$ y $dv = \exp(-\lambda t) dt$; se obtiene:

$$MTTF = 1/\lambda \quad (1.30)$$

Realizando el mismo procedimiento para los otros tiempos se tiene:

$$TR = 1/\mu_R, \text{ tiempo medio de reparación} \quad (1.31)$$

$$TS = 1/\mu_S, \text{ tiempo medio de maniobra} \quad (1.32)$$

$$TM = 1/\mu_M, \text{ tiempo medio de mantenimiento} \quad (1.33)$$

Si se disponen de datos sobre los tiempos en que el sistema está fallando y los tiempos en que se encuentran en reparación, maniobra y mantenimiento, los tiempos medios se calculan de la forma siguiente:

$$MTTF = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{fi} \quad (1.34)$$

$$TR = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TR_i \quad (1.35)$$

$$TS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TS_i \quad (1.36)$$

$$TM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n TM_i \quad (1.37)$$

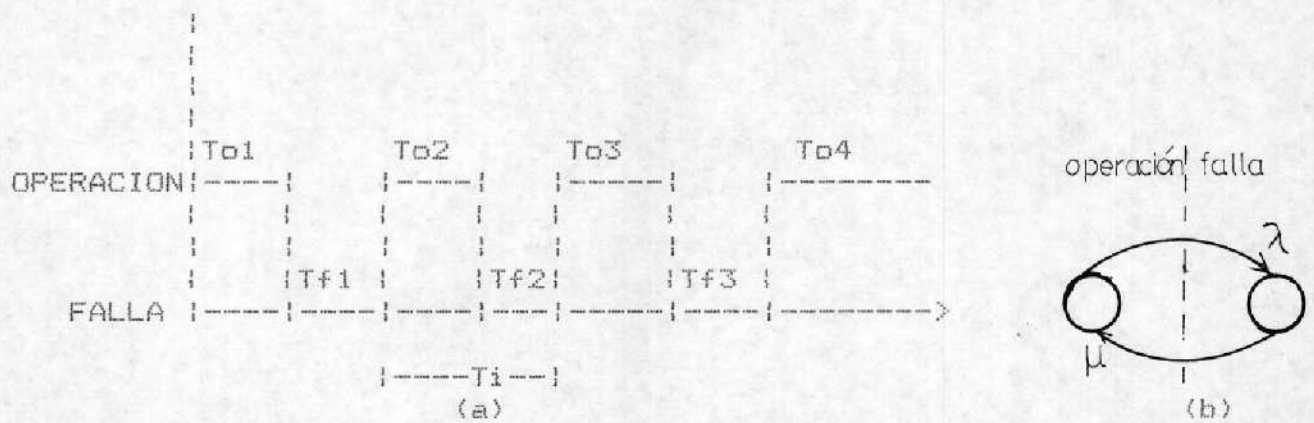


FIG. 1.2. (a) HISTORIA DE VIDA, (b) DIAGRAMA DE ESTADO

$$\bar{T} = \bar{T}_o + \bar{T}_f ; \bar{T}_o = 1/n \sum_{i=1}^n T_{oi} = 1/\lambda , \bar{T}_f = 1/n \sum_{i=1}^n T_{fi} = 1/\mu$$

Aplicando el concepto de disponibilidad $R(t)$ e indisponibilidad $Q(t)$.

$$R(t) = \frac{\bar{T}_o}{\bar{T}_o + \bar{T}_f} = \frac{1/\lambda}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (1.38)$$

$$Q(t) = \frac{\bar{T}_f}{\bar{T}_o + \bar{T}_f} = \frac{1/\mu}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (1.39)$$

La frecuencia de falla es definida así:

$$f = \frac{1}{\bar{T}_o + \bar{T}_f} = \frac{1}{T} \quad (1.40)$$

Se cumple: $\mu \gg \lambda$

$$f = \frac{1}{1/\lambda + 0} = \lambda \quad (1.41)$$

1.6. DIAGRAMA TOPOLOGICO SEGUN LA DISPOSICION FISICA Y ELECTRICA DE LOS ELEMENTOS Y SEGUN EL FUNCIONAMIENTO CORRECTO DE ELLOS

Al sistema que se va a evaluar la Confiabilidad es necesario representarlo de una forma que obedezca a la lógica de la Confiabilidad. Los diagramas unifilares de los sistemas de potencia generalmente proporcionan la disposición física de sus componentes y la conexión eléctrica que existe entre ellos. Para ciertos sistemas con ésta información no se puede realizar la evaluación, es necesario conocer bajo que condiciones operan los componentes; conociendo estos requerimientos se procede a modelar el sistema en un diagrama lógico o circuito que represente el funcionamiento del sistema bajo ciertas condiciones. Para mayor claridad se considera el siguiente ejemplo:



FIG. 1.3

Se asume que los disyuntores no contribuyen al análisis de Confiabilidad.

El diagrama topológico según la disposición física del sistema es:



FIG. 1.4

Este diagrama es el mismo de la disposición física de los componentes y no tiene sentido práctico de funcionalidad desde el punto de vista del análisis de Confiabilidad.

La relación funcional entre los elementos puede ser diferente según el concepto que se tenga de su funcionamiento correcto, así por ejemplo si se quiere alimentar una carga desde la barra S2 y esta carga puede ser alimentada por cualquiera de las dos centrales, el circuito representativo será:

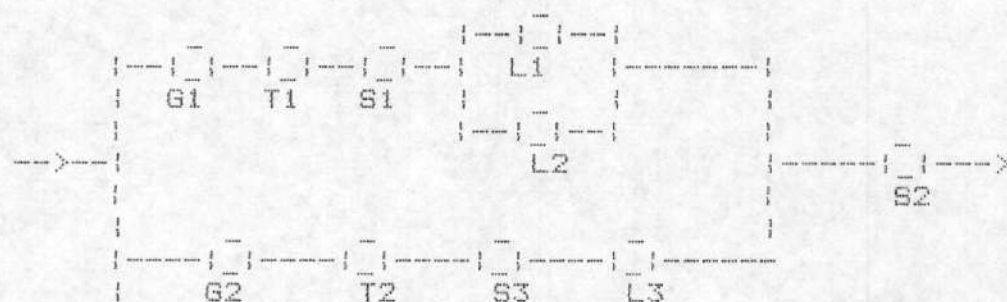


FIG. 1.5

Se debe observar que la falla de los elementos que están en paralelo no produce una falla del cumplimiento del objetivo establecido, lo que no pasa cuando falla la barra S2 que dejaría el sistema de alimentar a la carga.

Si se supone que la carga en la barra S2 es de tal magnitud que sólo podrá ser cubierta con las dos centrales funcionando. Se mantiene el criterio de que las

líneas L1 y L2 pueden transportar individualmente toda la potencia de la central generadora G1, el diagrama funcional será:

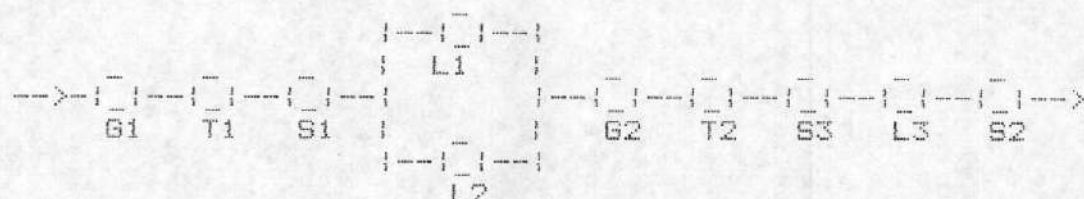


FIG. 1.6

Este diagrama no indica necesariamente que haya una conexión eléctrica entre los nudos respectivos o que sea la configuración física del sistema de los diagramas lógicos anteriores. Se puede concluir que la construcción de los mismos están basados en el análisis de los efectos de falla de los componentes.

1.7. EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS BASICOS

Los sistemas a que se harán referencia, llamados también estructuras o configuraciones, son el resultado del análisis de los efectos de falla, la representación de los sistemas, en diagramas lógicos, es condicionada al estudio de la Confiabilidad y las conexiones de sus

componentes entre sí pueden ser en serie, paralelo o en combinación de ambos.

Los eventos que se producen en los componentes de los sistemas son considerados como independientes. La ventaja que presenta ésta consideración es en los cálculos probabilísticos, la justificación es la siguiente:

X_i , Representa al componente i en operación y,

\bar{X}_i , Representa al componente i en estado de falla.

$$P(\bar{X}_i) = 1 - P(X_i) \quad (1.42)$$

Para dos componentes en estado de operación, sus probabilidades serán:

$$P(X_1 \cap X_2) = P(X_1) P(X_2/X_1) \quad (1.43)$$

$$P(X_1 \cup X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1 \cap X_2) \quad (1.44)$$

Si los eventos X_1 y X_2 son independientes 1.43 y 1.44 se simplifican:

$$P(X_1 \cap X_2) = P(X_1) * P(X_2) \quad (1.45)$$

$$P(X_1 \cup X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1) * P(X_2) \quad (1.46)$$

SISTEMAS SERIES

Desde el punto de vista de Confiabilidad, un sistema serie es definido como a un conjunto de componentes en que todos deben operar para que el sistema no falle. La falla de tan sólo uno de ellos produce la falla del sistema.

Un sistema serie de n componentes con eventos independientes es representado así:



FIG. 1.7 SISTEMA SERIE

La Probabilidad de que el sistema opere (Confiabilidad del Sistema) está dado por:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (1.47)$$

En donde R_i , es la probabilidad del componente i de operar satisfactoriamente (Confiabilidad del componente i).

La desconfiabilidad está dada por:

$$Q_s = 1 - R_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (1.48)$$

Si R_i obedece a una distribución exponencial con razón de falla λ_i , entonces:

$$R_s = \prod_{i=1}^n \exp(-\lambda_i t) = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \lambda_i t\right) \quad (1.49)$$

La razón de falla equivalente del sistema serie será:

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1.50)$$

En los sistemas series, cuya Confiabilidad está dada por el producto de las confiabilidades de cada elemento, el tiempo de falla de todo el sistema será igual al tiempo menor de falla de uno de sus componentes, es decir el sistema fallará tan pronto falle el más débil de sus componentes.

El tiempo medio de falla MTTF para n componentes, está dado por:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} = \frac{1}{\lambda_e} \quad (1.51)$$

SISTEMAS PARALELOS

Desde el punto de vista de Confiabilidad, un sistema paralelo es definido como a un conjunto de componentes que necesita de la operación de uno de ellos para que

el sistema opere o que todos los componentes fallen para que el sistema falle.

Un sistema paralelo de n componentes, con eventos independientes es representado así:

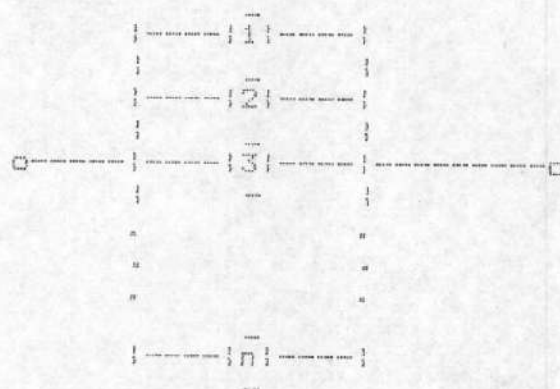


FIG. 1.8 SISTEMA PARALELO

La desconfiabilidad del sistema viene dada por:

$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (1.52)$$

En donde Q_i , es la desconfiabilidad del componente i .

La confiabilidad del sistema, está dada por:

$$R_p(t) = 1 - Q_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (1.53)$$

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (1.54)$$

Si $R_i(t)$ está regida por una función exponencial, la última expresión se convierte en:

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - \exp(-\lambda_i t)) \quad (1.55)$$

El tiempo de falla, de los sistemas paralelos, será igual al mayor tiempo de falla de los componentes, es decir el sistema fallará sólo cuando todos los componentes hayan fallado.

El tiempo medio de falla MTF para n componentes, está dado por:

$$\begin{aligned} \text{MTF} = & \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} + \dots + \frac{1}{\lambda_n} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2} + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_3} + \dots + \frac{1}{\lambda_i + \lambda_j} + \\ & \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3} + \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_4} + \dots + \frac{1}{\lambda_i + \lambda_j + \lambda_k} \dots + (-1)^{n+1} \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (1.56) \end{aligned}$$

SISTEMAS SERIES-PARALELOS

La determinación de la Confiabilidad o desconfiabilidad consiste en la reducción secuencial de la configuración por combinación apropiada de los ramales en series y paralelos, y la aplicación de sus ecuaciones. Esta

técnica es generalmente conocida como "Técnica de reducción de Redes".

En el Apéndice "A" se ha desarrollado un ejemplo de aplicación de la Técnica de Reducción de Redes.

1.8. EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS COMPLEJOS

Existen sistemas con componentes que no están en series ni en paralelos, por ejemplo la red tipo puente mostrada en la Figura 1.9. Hay varias técnicas que pueden ser empleadas para su solución, tales como la "Probabilidad condicional aproximada", "transformación delta-estrella" y el "Método de las trayectorias y Cortes Mínimos".

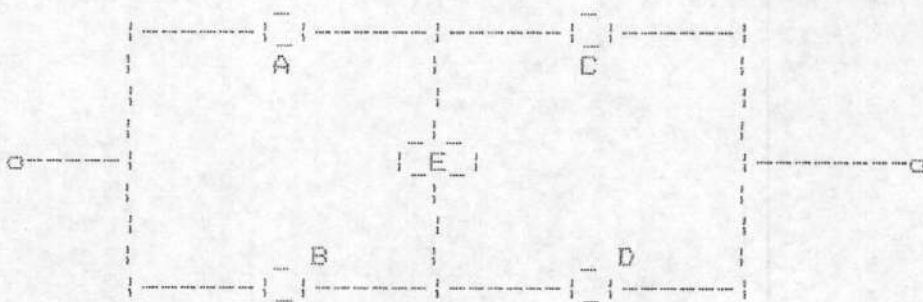


FIG. 1.9 RED TIPO PUENTE

El método de solución que se tratará y que puede ser aplicado a cualquier sistema con distintas configuraciones es el de las trayectorias y cortes mínimos.

1.8.1. METODO DE LA TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO

Este método permite traducir la operación lógica del sistema y representa sus requerimientos en un modelo (modelo del sistema) que hace posible mediante estados de cortes mínimos, que no son otras cosas que estados de falla, la evaluación cuantitativa.

Para determinar los estados de cortes mínimos es necesario encontrar las trayectorias existentes entre las entradas y las salidas (barras de alimentación como entradas y barras de carga como salida) valiéndose de los flujos de potencia real. Los elementos, bajo determinadas condiciones de operación y falla, que interrumpan todas las trayectorias hacia un determinado punto de carga serán considerados como componentes del conjunto de los cortes mínimos.

A continuación se hacen las siguientes definiciones que sirven para comprender y determinar las trayectorias y los cortes mínimos:

CONJUNTO TRAYECTORIA.- Es un conjunto de componentes que forman o establecen una conexión entre la entrada y la salida, es decir que el sistema opera cuando operan los componentes del conjunto.

CONJUNTO CORTE.- Es un conjunto de componentes que interrumpen la conexión entre la entrada y la salida, es decir, el sistema falla cuando fallan los componentes del conjunto.

TRAYECTORIA MINIMA.- Cuando al salir uno sólo de sus elementos se interrumpe la conexión entre la entrada y la salida.

CORTE MINIMO.- Cuando al incorporar cualquiera de sus elementos se restablece la conexión entre la entrada y la salida.

Haciendo uso de los conjuntos mínimos tanto de trayectorias como de cortes, se puede construir

diagramas lógicos equivalentes con conexiones simples de serie y paralelo.

Como ilustración de este método, se toma como ejemplo el sistema de la Fig. 1.9, en el cual los siguientes conjuntos mínimos son encontrados.

TRAYECTORIAS MINIMAS: AC, BD, ADE, BCE.

CORTES MINIMOS: AB, CD, ADE, BCE.

Se procede a continuación a formar los sistemas equivalentes:

Formación del sistema equivalente de la Figura 1.9, con los conjuntos de las trayectorias mínimas.

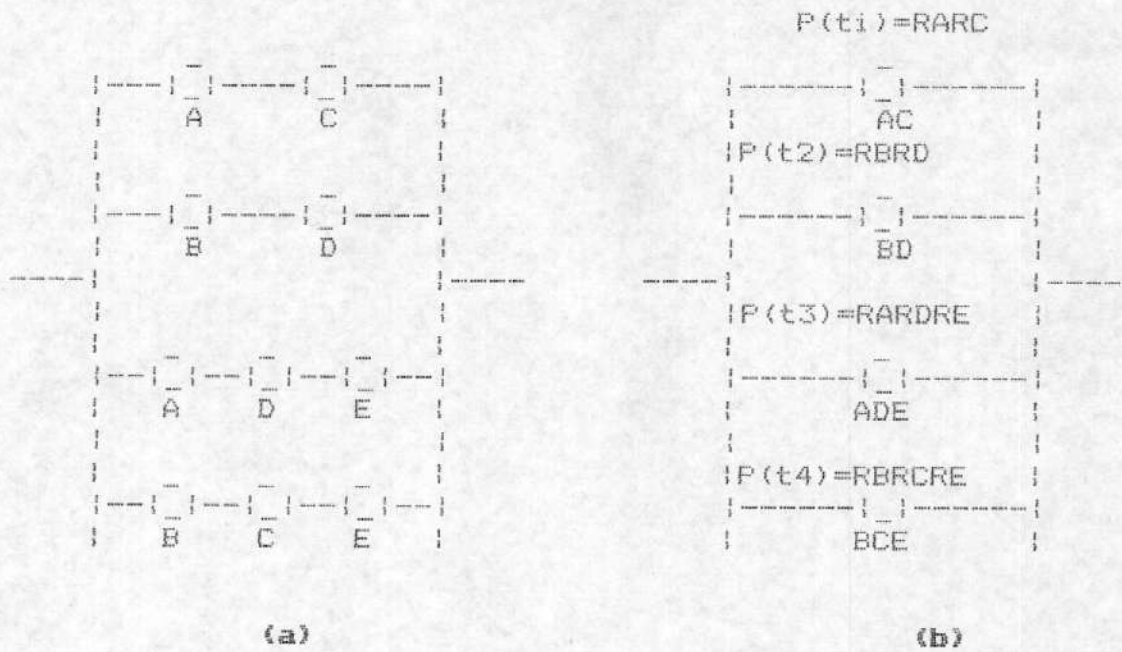


FIG. 1.10 (a) SISTEMA LOGICO EQUIVALENTE DE LA FIG. 1.9
 (b) SISTEMA LOGICO REDUCIDO CON LA CONFIABILIDAD DE CADA RAMAL EN LA PARTE SUPERIOR

Si a cada conjunto de trayectorias minimas se le denota por t_i , la Confiabilidad del sistema será:

$$\begin{aligned}
 R_S &= P(t_1 \cup t_2 \cup t_3 \cup t_4) \\
 &= P(t_1) + P(t_2) + P(t_3) + P(t_4) - P(t_1 \cap t_2) - \\
 &P(t_1 \cap t_3) - P(t_1 \cap t_4) - P(t_2 \cap t_3) - P(t_2 \cap t_4) - \\
 &P(t_3 \cap t_4) + P(t_1 \cap t_2 \cap t_3) + P(t_1 \cap t_2 \cap t_4) + \\
 &P(t_1 \cap t_3 \cap t_4) + P(t_2 \cap t_3 \cap t_4) - P(t_1 \cap t_2 \cap t_3 \cap \\
 &t_4)
 \end{aligned} \tag{1.57}$$

Formación del sistema equivalente de la Fig. 1.9 con los conjuntos de los cortes mínimos.

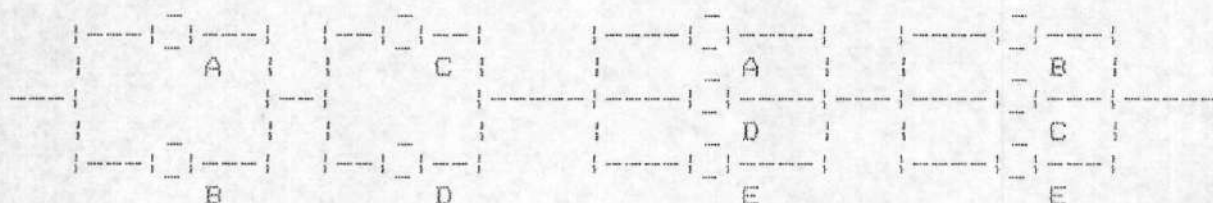


FIG. 1.11 (a)

$$P(C1) = QAQB \quad P(C2) = QCQD \quad P(C3) = QAQDQE \quad P(C4) = QBQCQE$$



FIG. 1.11 (b)

FIG. 1.11 (a) SISTEMA LOGICO EQUIVALENTE DE LA FIGURA 1.9 (b) SISTEMA LOGICO REDUCIDO CON LA DESCONFIABILIDAD DE CADA BLOQUE.

Si a cada conjunto de cortes mínimos se le denota por C_i , la desconfiabilidad del sistema será:

$$\begin{aligned}
 Q_5 &= P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4) \\
 &= P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - \\
 &P(C_1 \cap C_3) - P(C_1 \cap C_4) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - \\
 &P(C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap \\
 &C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4).
 \end{aligned}
 \tag{1.58}$$

Como la desconfiabilidad de los componentes es un valor muy pequeño, mucho menor que uno, la ecuación 1.58 puede ser aproximada a la siguiente expresión:

$$Q_5 = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) \tag{1.59}$$

El error que se introduce es despreciable.

Generalizando la fórmula 1.58 para cortes mínimos y considerando que los eventos de los componentes son independientes, la desconfiabilidad del sistema será:

$$\begin{aligned}
 Q_5 &= P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n) - \sum_{i=2}^n P(C_1) P(C_i) \dots + \\
 &(-1)^{n-1} \prod_{i=1}^n P(C_i)
 \end{aligned}
 \tag{1.60}$$

Despreciando los productos de las

desconfiabilidades entre cortes mínimos por ser $P(C_i) \ll 1$, la ecuación 1.60 es aproximada a:

$$Q_s = P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n)$$

ó

$$Q_s = \sum_{i=1}^n P(C_i) \quad (1.61)$$

1.9. EVALUACION DE CONFIABILIDAD POR EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

El método de espacio de estado permite traducir el conocimiento de la operación del sistema y el comportamiento de sus componentes en modelos matemáticos que se resuelven aplicando el proceso de Markov.

1.9.1. PROCESO DE MARKOV

Un dispositivo (componente o sistema) que puede estar en diferentes situaciones, puede ser representado por un diagrama de espacio de estado en donde se indica como el dispositivo irá ocupando a lo largo del tiempo distintos estados definidos.

El paso de un estado a otro esta gobernado por un mecanismo de probabilidad en que P_{ij} es la probabilidad de que un proceso que está en estado i , pase al estado j . Estas probabilidades deben satisfacer las siguientes condiciones:

$$P_{ij} \geq 0; i, j, = 1, 2, \dots, n$$

$$\sum_{j=1}^n P_{ij} = 1$$

Representación:

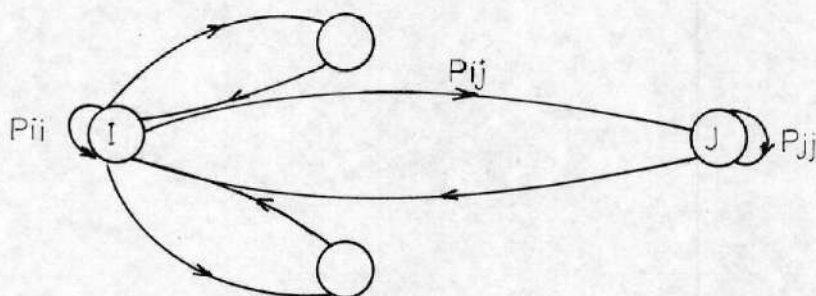


FIG. 1.12

P_{ij} = Probabilidad de que el dispositivo pase del estado i al estado j durante una transición en el tiempo Δt .

P_{ii} = Probabilidad de que el dispositivo permanezca en el mismo estado durante una transición en el tiempo Δt .

$P_{ij} = p(x(t + \Delta t) = j / x(t) = i)$; es probabilidad condicional, y es función del tiempo t y del intervalo o duración de la transición Δt , se llama probabilidad de transición.

Las probabilidades de transición pueden definirse en términos de las llamadas "intensidades de transición", así:

Considerando un proceso homogéneo (no dependen de t , solamente Δt).

$$P_{ij}(\Delta t) \approx a_{ij} \Delta t \quad (1.62)$$

$$P_{ii}(\Delta t) \approx 1 - a_i \Delta t \quad (1.63)$$

Despejando:

$$a_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ij}(\Delta t), i \neq j}{\Delta t} \quad (1.64)$$

$$a_i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(1 - P_{ii}(\Delta t))}{\Delta t} \quad (1.65)$$

Del gráfico anterior se obtiene:

$$P_{ii}(t) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} P_{ij}(\Delta t) = 1 \rightarrow 1 - P_{ii}(\Delta t) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}} P_{ij}(\Delta t) \quad (1.65)$$

Reemplazando en la ecuación: (1.65)

$$a_i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \sum_{j \neq i}^n P_{ij}(\Delta t) = \sum_{j \neq i}^n a_{ij} \quad (1.66)$$

En forma matricial:

$$[P(\Delta t)] \cong [p_{ij}(\Delta t)] \quad (1.67)$$

Reemplazando en la matriz las ecuaciones (1.62) y (1.63):

$$[P(\Delta t)] = [I] + \Delta t [A]$$

$$[A] = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{[P(\Delta t)] - [I]}{\Delta t} \quad (1.68)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -a_1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & -a_2 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & -a_n \end{bmatrix}$$

Si se denomina $P_i(t) = P[x(t) = i]$ a la probabilidad de estar en el estado i al tiempo

t , la probabilidad de estar en el estado i al tiempo $t + \Delta t$ se calcula:

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t) * P_{ii}(\Delta t) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_j(t) P_{ji}(\Delta t) \quad (1.69)$$

En forma matricial:

$$[P(t + \Delta t)] = [P(t)] * [P(\Delta t)] \quad (1.70)$$

Reemplazando en la ecuación (1.69) las ecuaciones (1.62) y (1.63) en forma matricial se obtiene:

$$\left[\frac{d P(t)}{dt} \right] = [P(t)] * [A] \quad (1.71)$$

METODO "ESPACIO DE ESTADO"

Este método es una aplicación a la teoría de Markov, y sirve para determinar los parámetros de confiabilidad. El sistema está descrito por sus estados y las posibles transiciones entre ellos.

El estado de un sistema representa una condición particular de operación por ejemplo:

- Si el sistema está funcionando
- Si el sistema está fuera de servicio por falla.
- Si el sistema funciona a capacidad reducida.

Todos los posibles estados de un sistema constituyen el "Espacio de Estado" y se representa con un diagrama de estado, que contienen además de las probabilidades de transición de un estado a otro las intensidades de transición correspondientes.

Las intensidades de transición son independientes del tiempo dichas intensidades se denotan por λ_{ij} y μ_{ji} y se llaman en general frecuencias de transición. (las intensidades de transición son constantes).

La mayor aplicación del método está en la evaluación de confiabilidad de los sistemas reparables. Estos sistemas se describen en términos de varios índices como probabilidad de falla, frecuencias y duraciones medias.

La aplicación de éste método hace posible el

cálculo de los índices de confiabilidad en términos de las probabilidades de estado, frecuencias y duraciones medias.

1.9.2. PROBABILIDADES DE ESTADO

Las probabilidades de estado vienen dadas por:

$$\left[\frac{dP_i(t)}{dt} \right] = [P_i(t)] * [A] \quad (1.72)$$

$$a_{ij} = \lambda_{ij} ; i \neq j \quad (1.73)$$

$$a_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n a_{ij} \quad (1.74)$$

En estado estacionario (caso particular):

$$\left[\frac{dP_i(t)}{dt} \right] = [P_i(t)] [A] = [0] \quad (1.75)$$

$$[P_i] [A] = [0]$$

$$\sum P_i = 1 \quad (1.76)$$

La ecuación (1.76) es necesaria debido a que no todas las ecuaciones obtenidas de (1.75) son linealmente independientes.

1.9.3. FRECUENCIAS Y DURACIONES

Las deducciones siguientes sirven para determinar las frecuencias y duraciones medias de los estados:

f_i = Número esperado de veces en que el sistema se encuentra en el estado i al tiempo t por unidad de tiempo.

T_i = Duración media de las estadías en i .

T_i' = Duración media de las estadías fuera de i .

T_{ci} = Duración media del ciclo.

$$T_{ci} = T_i + T_i'$$

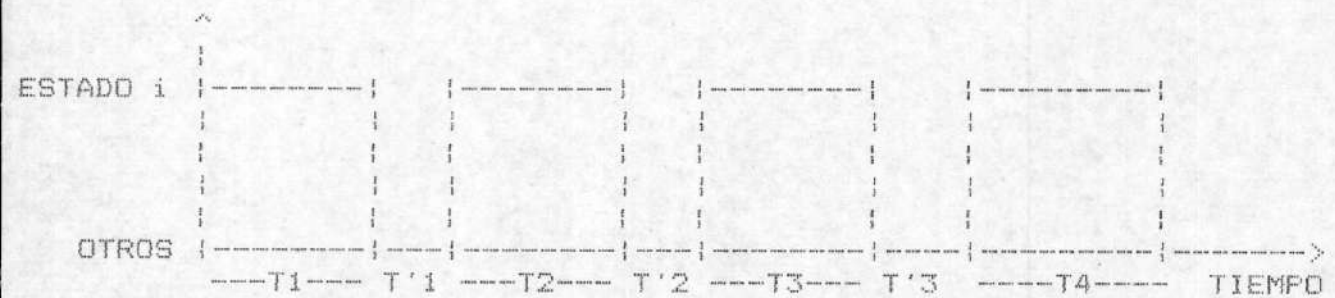


FIG. 1.13

$$T_i = i/n \sum_{j=1}^n T_j \quad T_i' = 1/n \sum_{j=1}^n T_j'$$

$$f_i = 1/T_{ci}$$

$$P_i = T_i/T_{ci} = f_i T_i$$

$$T_i = P_i/f_i \quad (1.77)$$

f_{ij} = Número esperado de transiciones del estado i al estado j por unidad de tiempo (es frecuencia condicional)

$$f_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P[x(t+\Delta t)=j/x(t)=i] * P[x(t)=i]}{\Delta t}$$

$$f_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ij} * P_i}{t} = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{a_{ij} \cancel{\Delta t} P_i}{\cancel{\Delta t}}$$

$$f_{ij} = a_{ij} P_i \quad ; \quad a_{ij} = \lambda_{ij}$$

$$f_{ij} = \lambda_{ij} * P_i \quad (1.78)$$

El número de veces que el sistema se encuentra en el estado i es igual al número de veces que pasa de i a 1 de i a 2, ..., etc, es decir:

$$f_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n f_{ij} \quad (1.79)$$

Reemplazando la ecuación (1.78) en la ecuación (1.79):

$$\begin{aligned}
 f_i &= \sum_{j=1}^n \lambda_{ij} * P_i \\
 f_i &= P_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij}
 \end{aligned}
 \tag{1.80}$$

Para evaluar la confiabilidad de un dispositivo (componente o sistema), es necesario determinar los posibles estados en que se puede encontrar el dispositivo. Para los sistemas de potencia los estados que se consideran son el de la operación satisfactoria y el de Falla; considerando que la falla puede ser producida por una salida permanente, temporal, programada o por sobrecarga. Construido el espacio de estado se procede a determinar los índices de Confiabilidad en términos de las probabilidades de estado, frecuencias y duraciones medias aplicando las ecuaciones 1.75, 1.76, 1.80 y 1.77 en ese orden. Resumiendo las ecuaciones:

- Para encontrar las probabilidades de los estados en estado estacionario:

$$[P_i] [A] = [0]$$

$$\sum P_i = 0$$

- Para encontrar las frecuencias de los estados:

$$f_i = P_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij}$$

- Para encontrar las duraciones medias de los estados:

$$T_i = P_i / f_i$$

APLICACION:

Un componente o sistema que puede estar en dos posibles estados, operación y falla, es representado en un diagrama de estado FIG. 1.14 que contiene las frecuencias de pasar de un estado a otro.



FIG. 1.14 DIAGRAMA DE ESTADO

Aplicando las ecuaciones anteriores:

$$[P_O \quad P_F] \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} = [0 \quad 0]$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones, se obtiene:

$$P_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu}; \text{ Probabilidad de que opere o Confiabilidad.}$$

$$P_f = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}; \text{ Probabilidad de que falle o desconfiabilidad}$$

$$f_0 = \frac{\mu \lambda}{\lambda + \mu}; \text{ frecuencia del estado de operación}$$

$$f_f = \frac{\mu \lambda}{\lambda + \mu}; \text{ frecuencia del estado de falla.}$$

$$T_0 = \frac{P_0}{f_0} = \frac{1}{\lambda}; \text{ duración media de operación}$$

$$T_f = \frac{P_f}{f_f} = \frac{1}{\mu}; \text{ duración media de falla}$$

Se cumple para los componentes de los sistemas de potencia que el tiempo de operación es mucho mayor que el tiempo de falla, es decir $\mu \gg \lambda$. Aproximando las expresiones anteriores y considerando tan sólo el estado de falla:

$$P_f = \frac{\lambda}{\mu} = \lambda T_f$$

$$ff = \lambda$$

$$Tf = \frac{1}{\mu}$$

El Apéndice "A" muestra dos ejemplos de aplicación del Método de espacio de estado.

CAPITULO II

EVALUACION DE CONFIABILIDAD APLICANDO EL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

2.1. GENERALIDADES

El presente capítulo tiene por objeto determinar la forma de evaluar la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión aplicando los métodos de "Espacio de Estado" y el de la "trayectoria y Corte Mínimo". El procedimiento para la evaluación es el mismo al determinado en las referencias (1), Cap XI, y (2), Sección 4.

Los sistemas de subtransmisión consisten, básicamente, de subestaciones transformadoras que suministran la energía eléctrica a las subestaciones de distribución en una área determinada y de líneas, llamadas de subtransmisión, que alimentan dichas subestaciones. Los dispositivos tales como barras, líneas, circuitos interruptores, interruptores desconectores y

transformadores (incluyendo los de corriente y potencial) que componen estos sistemas influyen en la seguridad y calidad del servicio eléctrico. El sistema bajo estudio termina en las barras secundarias de las subestaciones de distribución y no se consideran los dispositivos de protección del nivel de voltaje que presentan a partir de éstas barras.

Los métodos analíticos que se aplican en la evaluación presentan las siguientes ventajas:

METODO DE ESPACIO DE ESTADO.- Permite traducir el conocimiento de la operación del sistema y el comportamiento de sus componentes en un modelo matemático que se resuelve utilizando el proceso y la técnica de Markov.

METODO DE LA TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO.- Permite traducir la operación lógica del sistema y representar sus requerimientos en un modelo (modelo del sistema) que hace posible mediante estados de cortes mínimos, que no son otra cosa que estados de falla, la evaluación cuantitativa.

El procedimiento a seguir para la obtención del objetivo es el mismo del citado en la introducción del

primer capítulo, parte final. Las tablas que presentan las ecuaciones matemáticas obtenidas de los modelos, tendrán únicamente las probabilidades, frecuencias y duraciones medias de los estados que puedan producir la falla del sistema. Las ecuaciones de los posibles estados de operación se excluyen.

2.2. CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA Y MODELOS CONSIDERADOS

El criterio básico de falla del sistema, es la pérdida de continuidad eléctrica a algún(os) punto(s) de carga; es decir, el sistema fallará si hay pérdida de suministro de energía a las barras secundarias de las subestaciones de distribución ó a las cargas.

Para la consideración de los modelos, se asume lo siguiente:

- Todos los componentes del sistema son reparables con eventos independientes.
- La distribución probabilística para los tiempos de falla, reparación, maniobra y mantenimiento es exponencial.
- Los componentes, especialmente líneas y transforma-

dores, tienen suficiente capacidad y no necesitan del empleo del modelo de carga.

- Se desprecia el efecto de un mal funcionamiento de la protección.
- Se desprecia los estados con más de doble falla, es decir, se considera simple y doble contingencia.
- Se desprecia el efecto ambiental (climático) por considerar que el medio es estable y normal.
- Barras de alimentación 100% confiable.

Los modelos, de la operación y comportamiento, de los componentes de los sistemas de subtransmisión se deben a los efectos que producen los factores siguientes:

OPERACION DE MANIOBRA.— Sirve para aislar el dispositivo fallado y regresar al estado de operación a los componentes del sistema que no necesitaban ser aislados.

CIRCUITO INTERRUPTOR (DISYUNTOR O BREAKER).— Los circuitos interruptores tienen varios modos severos de fallas, algunas de éstas fallas son dependientes de las fallas de otros componentes.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO O PROGRAMADO.— Sirve para mejorar el funcionamiento del componente sometido a esta operación disminuyendo su frecuencia de falla. Puede contribuir a la falla del sistema cuando al salir otro componente por otras causas producen la interrupción del servicio.

INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO.— Al ser cerrado cambia la configuración del sistema; este efecto es aplicable en el análisis de los efectos de falla pero no en la construcción de los modelos. La tesis no considera estos dispositivos en la evaluación.

2.3. MODELO DE LA OPERACION DE MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

En muchas aplicaciones, pasadas, de confiabilidad se asumía que un componente durante su vida útil podía estar en el estado de operación o en el estado de falla. La operación de maniobra después de la falla introduce un grado más de complejidad. Cuando falla un componente la zona de protección a que pertenece aislará a todos los elementos que están dentro de dicha zona, después se restaura la operación de ciertos elementos que no necesitaban ser aislados por causa de la falla, esto se lo logra a través de la operación de

maniobra. El sistema cambia de un estado a otro cuando un componente suyo falla, esto es, antes y después de la operación de maniobra. Es evidente que el estado del sistema antes de la operación de maniobra es más severo que el estado después de ésta operación que vendría a ser menos crítico.

Se puede representar la operación de maniobra después de la falla, de cualquier componente, mediante un diagrama de tres estados. La Fig. 2.1 muestra el espacio de estados, en donde, N, R y S representan los estados de operación normal, reparación y maniobra (estado entre la falla y la maniobra) respectivamente. TR y TS representan los tiempos medios de reparación y maniobra y λ la frecuencia de falla del componente.

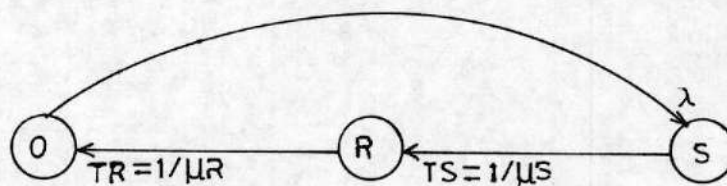


FIG. 2.1 MODELO DE TRES ESTADOS DE UN COMPONENTE SOMETIDO A OPERACION DE MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

Aplicando la técnica de Markov (ecuaciones 1.75 - 1.80) al diagrama de estados se obtienen las ecuaciones matemáticas del modelo presentada en la tabla II.1; se asume que $PN \approx 1$ y $1/\lambda \gg TR$ y TS .

Dependiendo de la configuración, la salida de un componente por reparación o maniobra puede producir la falla del sistema. El estado S es más crítico que el estado R, debido a que al producirse la falla la zona de protección saca de operación a todos sus componentes, la operación de maniobra restablece la operación de ciertos componentes que no necesitaban ser aislados; en cambio, la reparación de un componente implica únicamente la salida del mismo. Si en R el sistema falla con mucha más razón en S fallará, lo contrario no necesariamente debe cumplirse.

TABLA II.1.- ECUACIONES MATEMATICAS PARA LA OBTENCION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS POSIBLES ESTADOS DE FALLA (CONTRIBUCION A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA).

ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA
R	λ_{TR}	λ	TR
S	λ_{TS}	λ	TS

$$PN \cong 1 \quad 1/\lambda \gg TR \text{ y } TS$$

No todo componente fallado es sometido a la operación de maniobra. Por ejemplo, la falsa operación de los disyuntores o los circuitos abiertos pueden ser descritos por dos estados, a éste tipo de falla es llamada Pasiva, a las fallas que requieren de la operación de maniobra son llamadas Activas.

Considerando falla doble en el sistema (doble contingencia), el modelo de los estados para dos componentes con eventos independientes A y B sometidos a la operación de maniobra después de la falla, representado por un diagrama de espacio de estado, puede ser facilmente obtenido mediante la superposición de dos

diagramas simples. La Fig. 2.2 muestra el modelo.

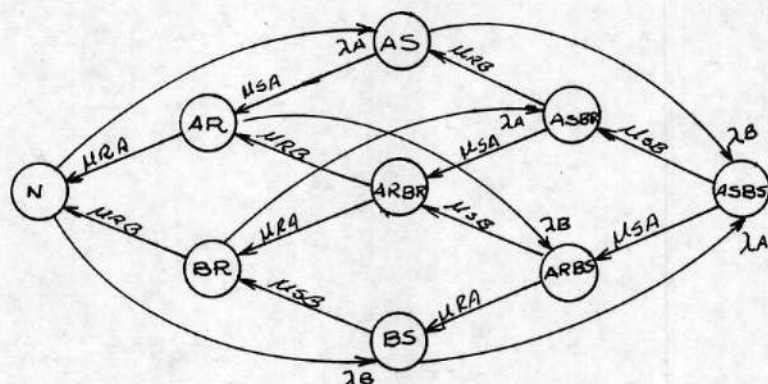


FIG. 2.2 MODELO DE DOS COMPONENTES CON EVENTOS INDEPENDIENTES A Y B CON MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA.

La interpretación de los estados está dada por la denotación en la designación de los estados. Por ejemplo, el estado ASBR indica que A se encuentra en el estado de maniobra y B en el estado de reparación simultáneamente. N indica que A y B están en operación normal. AR indica que A está en reparación y B en estado de operación.

λ_A , μ_{RA} y μ_{SA} representan las frecuencias de falla, reparación y maniobra del componente A, λ_B , μ_{RB} y μ_{SB} representan las frecuencias de transición de B.

Del análisis del efecto de falla para el modelo de la Fig. 2.2 se concluye: a) La salida simultánea de los

componentes A y B por reparación o maniobra no necesariamente pueden significar la falla del sistema. b) La condición más crítica, que podría afectar al sistema es cuando A y B están en estados de falla antes de realizar la maniobra respectiva (estado AS BS). c)

La condición menos crítica es cuando A y B están ambos en reparación (estado AR BR). d) Si el estado AR BR significa falla del sistema con mucha más razón el sistema fallará cuando A y B se encuentren en los estados ARBS, BRAS o ASBS por ser más críticos.

Para la obtención de las probabilidades, de los posibles estados de los componentes que impliquen la falla del sistema, se aplica el teorema de probabilidad de ocurrencia de dos eventos independientes y las probabilidades de estado de la Tabla II.1. Por ejemplo:

La probabilidad del estado AR BS será igual a:

$$P(\text{ARBS}) = P(\text{AR}) * P(\text{BS}).$$

De la Tabla II.1, reemplazando $P(\text{AR})$ y $P(\text{BS})$ por $\lambda_A \cdot \text{TRA}$ y $\lambda_B \cdot \text{TSB}$ respectivamente, se obtiene finalmente:

$$P(\text{ARBS}) = \lambda_A \lambda_B * \text{TRA} \cdot \text{TSB}$$

Para la obtención de las frecuencias de estado se suman las frecuencias de transición del estado en referencia (frecuencias de transición que salen) y se multiplica por la probabilidad del mismo estado. Por ejemplo:

- La frecuencia del estado AR BS será:

$$f_{ARBS} = P(ARBS) (\mu_{RA} + \mu_{SB})$$

Reemplazando $P(ARBS)$ por $\lambda_A \lambda_B \text{TRA} * \text{TSB}$ y μ_{SB} y μ_{RA} por $1/\text{TSB}$ y $1/\text{TRA}$ respectivamente, se obtiene:

$$f_{ARBS} = \lambda_A \lambda_B (\text{TRA} + \text{TSB})$$

Para la obtención de las duraciones medias se divide la probabilidad con la frecuencia del estado en referencia. Por ejemplo:

$$\text{TARBS} = \frac{P(ARBS)}{f_{ARBS}}$$

$$\text{TARBS} = \frac{1}{\mu_{RA} + \mu_{SB}} = \frac{\text{TRA} \text{TSB}}{\text{TRA} + \text{TSB}}$$

La Tabla II.2 muestra las ecuaciones matemáticas para la obtención de los índices de confiabilidad.

TABLA II.2.- CONTRIBUCION A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA POR VARIOS TIPOS DE ESTADOS DE FALLA ANTES Y DESPUES DE LA MANIOBRA, DEL MODELO DE LA FIG. 2.2.

ESTADO	CONTRIBUCION DE PROBABILIDAD (P)	CONTRIBUCION DE FRECUENCIA (F)	DURACION MEDIA
AR	λ_{ATRA}	λ_A	
AS	λ_{ATSA}	λ_A	
ARBR	$\lambda_A \lambda_{BTRATR}$	$\lambda_A \lambda_B (TRA+TRB)$	P/F
ASBR	$\lambda_A \lambda_{BTSATR}$	$\lambda_A \lambda_B (TSA+TRB)$	
ASBS	$\lambda_A \lambda_{BTSATSB}$	$\lambda_A \lambda_B (TSA+TSB)$	

2.4. MODELO DEL CIRCUITO INTERRUPTOR

Muchos modelos de confiabilidad, incluyendo los empleados en los sistemas de potencia, se basaban en la asunción de que cada componente del sistema bajo estudio tenían un único modo de falla. Aún, si esto no es estrictamente verdadero, es usual asumir que para cada componente existe un modo principal de falla, y no se introduce un mayor error al despreciar los otros.

Los circuitos interruptores y muchos otros dispositivos de maniobra tienen distintas clases severas de fallas que necesitan ser consideradas en la evaluación de la confiabilidad. Los interruptores tienen tres modos de falla prominente: Las fallas a tierra, las fallas al operar y las falsas operaciones. Las fallas al operar presentan mayores complicaciones porque son tipos de fallas ocultas que se manifiestan, tan sólo, cuando los interruptores son llamados a operar.

Entre los modos y los tipos de fallas pueden existir diferencias. Si ciertas fallas ocurren en un mismo estado del sistema y producen el mismo efecto pueden éstas ser recopiladas en un único modo de falla. La razón de transición del modo de falla será la suma de las razones de transición de todas esas fallas. Si las fallas ocurren bajo diferentes condiciones o causan diferentes efectos, los tipos de fallas por lo tanto deben ser considerados por separado en un modelo de espacio de estado. Por ejemplo, una falsa operación del interruptor produce tan sólo la apertura del mismo, en cambio las fallas a tierra y las fallas al operar producen el disparo de la zona de protección del disyuntor; los efectos de falla en los dos casos son

claramente diferentes. Existe también diferencia en las condiciones bajo las cuales algunas de estas fallas puedan ocurrir. La falla a tierra puede suceder aunque el interruptor esté abierto, una falsa operación no puede suceder si el interruptor se encuentra en esta condición.

Como consecuencia de lo expuesto, los tres tipos de falla citados no se pueden considerar en un sólo estado, en el modelo, y constituyen por lo tanto tres modos de falla de los interruptores.

Para modelar el diagrama de estado se tiene presente que las fallas al operar de los interruptores son dependientes de las fallas de los componentes protegidos por ellos, el modelo de confiabilidad de un disyuntor se representa en combinación con los estados posibles de dichos componentes. La Fig. 2.3. presenta dicho modelo, en un diagrama de cuatro estados.

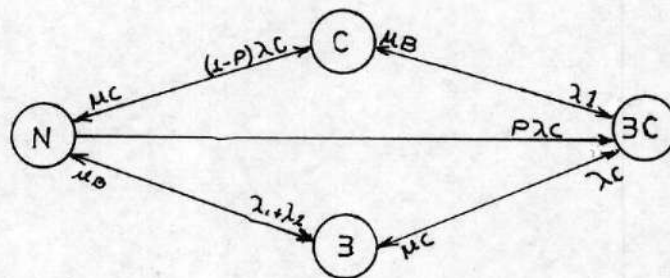


FIG. 2.3 MODELO DE UN CIRCUITO INTERRUPTOR

En el diagrama de la Fig. 2.3 B representa el interruptor, C al componente que protege; λ_1 y λ_2 son las tasas de falla a tierra y falsas operaciones respectivamente; p es la probabilidad que el interruptor falle al operar; μ_B es la tasa de operación del interruptor; λ_C y μ_C son las tasas de falla y reparación de C respectivamente.

La contribución del modelo a los índices de confiabilidad pueden ser fácilmente obtenidos empleando las ecuaciones (1.75 - 1.80). Es necesario incluir un nuevo estado denotado por BCD, en donde D es un componente independiente de B y C. La razón de incluir un nuevo estado es debida a la transición directa existente entre los estados N y BC; el estado BC puede tener una probabilidad muy alta que otros estados de doble falla, esto hace que el estado triple BCD ya no sea despreciable. La Tabla II.3 muestra las contribuciones.

TABLA II.3. CONTRIBUCION, DEL MODELO DE LA FIG. 2.3 A
LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

ESTADO	CONTRIBUCION DE PROBABILIDAD	CONTRIBUCION DE FRECUENCIA	DURACION MEDIA
B	$(\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{TB}{TB+TC}) \mu_B$	$\lambda_1 + \lambda_2 + \rho \lambda_C \frac{TB}{TB+TC}$	
C	$\lambda_C TC$	λ_C	P/F
BC	$\rho \lambda_C TB TC / TB+TC$	$\rho \lambda_C$	
BCD	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{TB TC TD}{TB+TC}$	$\rho \lambda_C \lambda_D \frac{TB TC + TB TD + TC TD}{TB+TC}$	

$$TB = 1/\mu_B, TC = 1/\mu_C$$

Asumiendo que: $TB=1/\mu_B, TC=1/\mu_C, \lambda_{1,2,CD} \ll \mu_{1,2,CD}$

$$P(N) \approx 1, p \ll 1$$

Un interruptor por lo general protege a más de un componente, el modelo requerido será, por lo tanto, más complejo que el mostrado en la Fig. 2.3. Ha sido demostrado que es más práctico aproximar el modelo requerido al mismo anterior con la diferencia que λ_C y μ_C representan a la suma de las frecuencias de falla y a la media de las tasas de reparación respectivamente de los componentes protegidos por el interruptor. Este modelo también puede ser empleado cuando un interruptor protege a otro.

$$\lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_{ci}$$

$$\mu_C = 1/n \sum_{i=1}^n \mu_{ci}$$

Si las fallas de los componentes están regidos por una operación de maniobra, el diagrama de la Fig. 2.3 es reemplazado por el de la Fig. 2.4. Si el tiempo empleado entre la falla y la maniobra (T_s) es cero, es decir que s tienda a infinito ($T_s = 1/\mu_s$) el modelo de la Fig. 2.4 se reduce al de la Fig. 2.3.

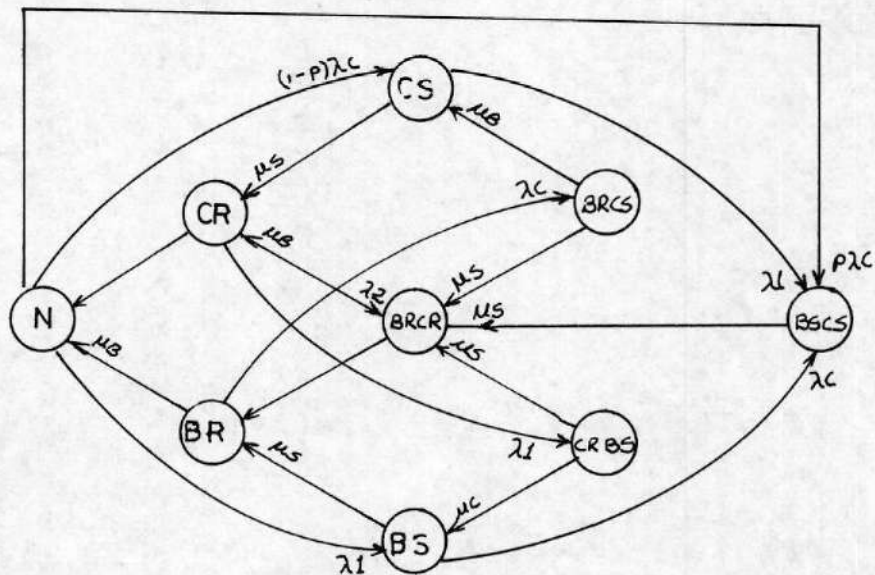


FIG. 2.4 MODELO DE INTERRUPTOR CON MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA

Del modelo se puede apreciar la diferencia evidente de los efectos entre una falsa operación y una falla a

tierra o falla al operar. Mientras las fallas a tierra y las fallas al operar ponen al interruptor en un ciclo de tres estados N, S y R, las falsas operaciones dan lugar a tan sólo dos estados: operación (N) y reparación (R).

El modelo matemático del diagrama de la Fig. 2.4 se obtiene empleando la técnica de Markov. La Tabla II.4 resume las contribuciones a los índices de falla y considera a un componente con evento independiente D suieto a la operación de maniobra.

TABLA II.4. CONTRIBUCION DEL MODELO DE LA FIG. 2.4 A

LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA
BRCR	$p \lambda_C \text{TRB} * \text{TRC} / \text{TRB} + \text{TRC}$	$p \lambda_C$
BRCR	$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + p \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}}) \text{TRB TSC}$	$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + p \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}}) (\text{TRB} + \text{TSC})$
BSCR	$\lambda_C \lambda_1 \text{TSB} * \text{TRC}$	$\lambda_C \lambda_1 (\text{TSB} + \text{TRC})$
BSCS	$p \lambda_C \text{TSC}$	$p \lambda_C$
BRCRDR	$p \lambda_C \frac{\text{TRB} \text{TRC}}{\text{TRB} + \text{TRC}} \lambda_D \cdot \text{TRD}$	$p \lambda_C \lambda_D \frac{\text{TRB} \text{TRC} + \text{TRB} \text{TRD} + \text{TRC} \text{TRD}}{\text{TRB} + \text{TRC}}$
BRCSDR	$\lambda_D \cdot K \text{TRB} \text{TSC} \text{TRD}$	$K \lambda_D (\text{TRB} \text{TSC} + \text{TRB} \text{TRD} + \text{TSC} \text{TRD})$
BRCRDS	$p \lambda_C \frac{\text{TRB} \text{TRC}}{\text{TRB} + \text{TRC}} \lambda_D \cdot \text{TSD}$	$p \lambda_C \lambda_D \frac{\text{TRB} \text{TRC} + \text{TRB} \text{TSD} + \text{TRC} \text{TSD}}{\text{TRB} + \text{TRC}}$
BRCSDS	$K \text{TRB} \cdot \text{TSC} \lambda_D \cdot \text{TSD}$	$k \lambda_D (\text{TRB} \text{TSC} + \text{TRB} \text{TSD} + \text{TSC} \text{TSD})$
BSCRDR	$\lambda_C \lambda_1 \text{TSB} \text{TRC} \lambda_D \text{TRD}$	$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D (\text{TSB} \text{TRC} + \text{TSB} \text{TRD} + \text{TRC} \text{TRD})$
BSCSDR	$p \lambda_C \text{TSC} \lambda_D \text{TRD}$	$p \lambda_C \lambda_D (\text{TSC} + \text{TRD})$
BSCRDS	$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D \text{TSB} \text{TRC} \text{TSD}$	$\lambda_C \lambda_1 \lambda_D (\text{TSB} \text{TRC} + \text{TSB} \text{TSD} + \text{TRC} \text{TSD})$
BSCSDS	$p \lambda_C \text{TSC} \lambda_D \text{TSD}$	$p \lambda_C \lambda_D (\text{TSC} + \text{TSD})$

NOTA: $K = \lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + p \lambda_C \frac{\text{TRB}}{\text{TRB} + \text{TSC}})$

Duración media=Probabilidad/Frecuencia

2.5. MODELO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo o programado es realizado con la finalidad de producir efectos que beneficien al sistema tratando de darle una mayor confiabilidad. El mantenimiento contribuye con las probabilidades de falla cuando al superponer el mantenimiento de un componente y la salida de otro producen la falla al sistema. Es importante tener presente que el mantenimiento es una herramienta para reducir la frecuencia de falla y mejorar las condiciones de operación del componente del sistema, por cuya razón; la realización del mismo no deberá efectuarse si al superponerse con la salida de otro, constituye la falla al sistema.

Para desarrollar el modelo del mantenimiento preventivo, representado por un diagrama de estado, es necesario que cumpla con lo siguiente:

- a) El mantenimiento de un componente A, denotado por AM, no deberá efectuarse si debido a la salida de otro componente B por cualquier causa produce la falla al sistema.

- b) Si el mantenimiento de un componente A (AM) se está llevando a cabo y otro componente sale de servicio por cualquier causa, y estas dos condiciones simultáneamente producen la falla al sistema, el mantenimiento de A debe ser terminado.
- c) Por lo mencionado en a) y b) se concluye que no pueden existir estados simples ni dobles de mantenimiento que causen fallas al sistema.

El modelo del diagrama de espacio de estado de un componente A sujeto a mantenimiento es mostrado en la Fig. 2.5.

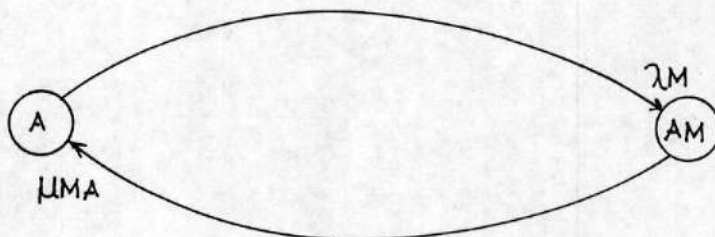


FIG. 2.5 MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL COMPONENTE A

De la Fig. 2.5; A representa el estado de operación normal, AM el estado de mantenimiento de A, λ_M es la tasa de salida por mantenimiento y μ_{MA} es el recíproco del tiempo medio de mantenimiento.

Si los componentes A y B son sometidos a mantenimiento

y reparación respectivamente, el modelo de su diagrama de estados es mostrado en la Fig. 2.6. BR representa el estado de reparación de B; λ_B y μ_{RB} son las tasas de falla y reparación de B.

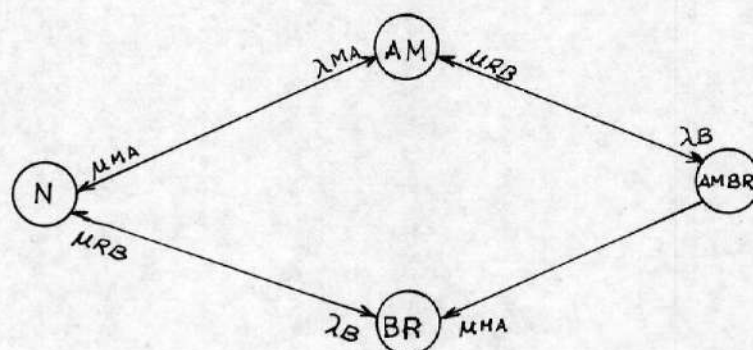


FIG. 2.6. MODELO DE ESTADOS DE LOS COMPONENTES A Y B SUJETOS A MANTENIMIENTO Y REPARACION RESPECTIVAMENTE.

Considerando la operación de maniobra a que están sujetos los componentes en los Sistemas Eléctricos de Potencia el modelo de espacio de estado, en la que el componente A es sometido a mantenimiento y B a la operación de maniobra después de la falla, es representado por el diagrama de la Fig. 2.7. Resulta de la superposición de los dos modelos simples.

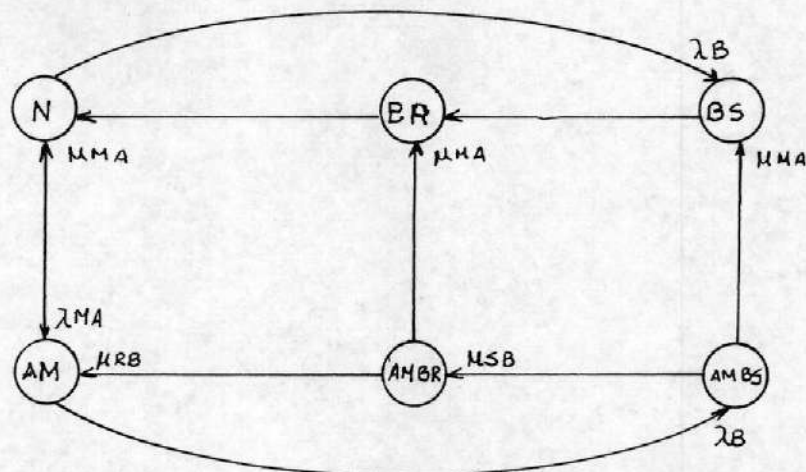


FIG. 2.7 MODELO DE UN COMPONENTE A SOMETIDO A MANTENIMIENTO Y B A MANIOBRA DESPUES DE LA FALLA.

La representación de los estados quedan sobreentendidas.

Los posibles estados de falla, del modelo de la Fig. 2.7, según lo mencionado en (a) y (b) son los estados dobles $AMBR$ y $AMBS$. La obtención de las contribuciones del modelo a los índices de falla del sistema se obtienen aplicando la técnica de Markov. La tabla II.5 muestra las contribuciones.

TABLA II.5 CONTRIBUCION DEL MODELO DE LA FIG. 2.7 A
LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA.

ESTADO	PROBABILIDAD (P)	FRECUENCIA (F)	DURACION MEDIA
AMBR	$\lambda_A \lambda_B TMA$	$\lambda_A \lambda_B TMA$	
	$\frac{TMA \cdot TRB}{TMA + TRB}$		P/F
AMBS	$\lambda_A \lambda_B TMA TSB$	$\lambda_A \lambda_B TMA$	

Se asume : $P(N) \approx 1$; $TSB \ll TMA, TRB$

2.6. ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA.

El desarrollo de los modelos anteriores no son suficientes para realizar la evaluación de la confiabilidad, apenas lo que se ha hecho es modelar el comportamiento operacional de los componentes del sistema. Para la evaluación es necesario establecer el funcionamiento correcto del sistema y sus requerimientos para luego ser traducidos al lenguaje de la Confiabilidad; los métodos que hacen posible éstos son: El de la trayectoria y corte mínimo que se deducen a partir de la operación lógica del sistema.

Para evaluar la confiabilidad en forma cuantitativa, es necesario combinar los estados de corte mínimo; la

probabilidad de un estado de corte mínimo se obtiene multiplicando la probabilidad de falla de cada elemento que la conforma, además cada estado de corte mínimo es un estado de falla del sistema por lo que la desconfiabilidad aproximada del sistema se obtiene sumando las probabilidades de ocurrencia de cada estado de corte mínimo. Lo mencionado fue demostrado en el capítulo I sección 1.8.1.

Para determinar los estados de corte mínimo es necesario encontrar las trayectorias existentes entre las entradas y las salidas (barras de alimentación como entradas y barras de carga como salida). Se pueden encontrar un gran número de trayectorias, muchas de ellas inservibles, para reducir el número es necesario encontrar las trayectorias que son predominantes, para ello se debe aplicar el concepto de trayectoria mínima.

En los sistemas eléctricos de potencia, las trayectorias mínimas son encontradas a través de los flujos de potencia real, por lo que se hace necesario correr flujos de carga para condiciones estables del sistema. Los elementos que interrumpen todas las trayectorias hacia un determinado punto de carga serán considerados como elementos del conjunto de corte.

Perteceneran al conjunto de corte mínimo todos aquellos elementos que al incorporarlos en cualquiera de las trayectorias establecen la conexión (continuidad de servicio).

Cuando falla un elemento, el sistema de protección aislará a todos aquellos elementos que están dentro de la zona de protección del elemento fallado; los elementos que no necesitaban ser aislados por dicha falla se restablecen por medio de la operación de maniobra, por esta razón es necesario determinar si al ocurrir ésta operación se produce la falla al sistema, dicho en otras palabras -La salida de los elementos de la zona de protección causarán las interrupciones de todas las trayectorias existentes al punto o puntos de carga? Se hace indispensable encontrar, por lo tanto las zonas de protección del sistema.

Para encontrar los estados de corte mínimo del sistema se siguen los siguientes pasos:

a) Para la operación de maniobra:

- 1.- Obtención de los estados simples de reparación (R).
- 2.- Obtención de los estados simples de maniobra (S).
- 3.- Obtención de los estados dobles de reparación (RR).

- 4.- Obtención de los estados dobles de reparación y maniobra (RS).
- 5.- Obtención de los estados dobles de maniobra (SS).

b) Para mantenimiento preventivo:

Los estados anteriores RR y RS sirven para encontrar los estados MR, RM y MS.

c) Para el circuito interruptor:

- 1.- Tomar de los estados anteriores aquellos cortes mínimos que sean interruptores.
- 2.- Determinar los elementos que protegen éstos interruptores y calcular λ_C , μ_{RC} y μ_{SC} equivalentes.

A continuación cada uno de éstos pasos se explican en detalle:

- ESTADOS SIMPLES R

Cuando un elemento se encuentra en reparación, su salida no afecta la salida de los otros componentes del sistema, pero si su salida produce la interrupción de todas la trayectorias al punto de carga; es decir, interrumpe la continuidad de las barras de alimentación al punto de carga analizado, se considera como falla del sistema; éste elemento

será por lo tanto un corte mínimo.

La forma de determinar los cortes mínimos es la siguiente:

Se considera un sistema con n elementos; el análisis debe ser realizado para cada punto de carga y para cada uno de estos puntos se debe obtener sus trayectorias.

Se aplica la lógica binaria para representar al elemento así:

1: si el elemento está en la trayectoria.

0: si el elemento no está en la trayectoria.

Se hace el siguiente arreglo, mostrado en la Tabla II.6

TABLA II.6 FORMACION DE LAS PALABRAS TRAYECTORIAS R

COMPONENTES	TRAYECTORIAS				La salida del elemento ni interrumpe todas las trayectorias
	T1	T2TM	
1					
2	0	1	. . .	1	NO
3					
4	1	1	. . .	1	SI
.					
.					
.					
n					

Si uno o más de los elementos al sacarlo interrumpe todas las trayectorias al punto de carga analizado, el sistema fallará, el estado de ese elemento será un corte mínimo.

Del cuadro anterior el elemento 2 su estado no es un corte mínimo debido a que todas las trayectorias no son interrumpidas, en cambio el elemento 4 su salida interrumpe todas las trayectorias, será por lo tanto un estado de corte mínimo y se lo representa así:
4R.

Para las combinaciones de las palabras trayectoria se aplicará la operación lógica OR del algebra de Boole.

- ESTADOS SIMPLES S

Cuando un componente falla, la protección del sistema aislará a todos los elementos comprendidos en su zona de protección, la operación de maniobra llevada a cabo después de la falla restablece la operación de aquellos elementos que no necesitaban ser aislados por dicha falla.

Un elemento en el estado S hace que todos los elementos de su zona de protección se disparen, para encontrar los cortes mínimos de S, es necesario conocer todos los elementos que salen por causa del elemento en cuestión, se hace indispensable conocer las zonas de protección.

Lo siguiente explica la obtención de los estados S:
El punto de carga analizado tiene T_m trayectorias, la zona de protección del elemento I del sistema es Z_j y la componen r elementos.

Se hace el siguiente arreglo, mostrado en la Tabla II.7.

TABLA II.7 FORMACION DE LA PALABRA TRAYECTORIA S

Elementos que comprenden la zona de protección Zj	TRAYECTORIAS				
	T1	T2	.	.	TM
r1					
r2					
.					
.					
.					
rn					
IS					

Si la salida de los r elementos producen las interrupciones de todas las trayectorias, el sistema fallará y IS será un corte mínimo.

Este análisis debe ser realizado para los n componentes a excepción de aquellos componentes que son cortes mínimos en el estado R, esto se explica de la siguiente forma: Si un elemento J al ser sometido a reparación produce la falla del sistema con mucha mayor razón se producirá la falla si el mismo elemento J es sometido a la operación de maniobra después de la falla, debido a que éste estado es más crítico, entonces si JR es corte mínimo, JS no lo

será.

- ESTADOS DOBLES RR

Estos estados se obtienen combinando los estados simples R; se excluyen de la combinación los estados R simple que sean cortes mínimos se explica esto así: Si un elemento J, su estado JR es corte mínimo los estados JRIR ya no serán cortes mínimos, I puede ser cualquier otro elemento.

- ESTADOS DOBLES RS

Estos estados se obtienen combinando los estados simples R i S; se excluyen de la combinación los elementos cuyos estados simples R i S son cortes mínimos, si el estado IRJR es corte mínimo, los estados IRJS i ISJR no lo serán por ser más críticos.

- ESTADOS DOBLES SS

Estos estados se obtienen combinando los estados simples S; se excluyen de la combinación los estados simples S que sean cortes mínimos. Si el estado IRJS es corte mínimo, el estado ISJS no lo será debido a que es más crítico.

- MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Un componente del sistema que es sometido a reparación o mantenimiento tan sólo implica la desconexión del elemento, para conocer su efecto en el sistema se debe verificar la continuidad del elemento respectivo fuera del sistema. Por tal motivo el estado de un elemento R si es corte mínimo también lo será el estado M del mismo elemento, pero se conoce que un elemento no puede ser sometido a mantenimiento si su interrupción produce falla al sistema por lo que se deduce que no puede existir un estado de mantenimiento simple ni doble que representen fallas al sistema.

Los estados que representen falla al sistema considerando mantenimiento preventivo serán obtenidos de los estados dobles RR y RS de la siguiente forma: De los cortes mínimos, de la operación de maniobra, IRJR se obtienen los cortes mínimos, del mantenimiento preventivo, IMJR y IRJM.

De los cortes mínimos, de la operación de maniobra, IRJS se obtienen los cortes mínimos, del mantenimiento preventivo, IMJS.

- EFEECTO DE FALLA DE LOS INTERRUPTORES

Entre los interruptores y los elementos protegidos por ellos existe dependencia; se vió en el desarrollo del modelo la forma como afectan al sistema.

Para realizar el efecto de falla, es necesario determinar primero los elementos protegidos por cada interruptor y luego calcular para este conjunto de elementos la frecuencia λ_c , TRC y TSC equivalentes.

Para la selección de los cortes mínimos BC y BCD se debe tener presente:

- Los estados BR CR de falla no deben ser excluidos de los estados de falla que son de interés a pesar de que BR sea estado de corte mínimo debido a que el estado BR CR es más crítico que el estado BR; además el estado BR CR es un estado independiente y no la combinación de dos estados independientes.
- El estado BS es más crítico que un estado de reparación o maniobra de cualquiera de los componentes por él protegido. La falla de un interruptor involucra la operación de la protección de respaldo, que implica la salida de los elementos

de su zona de protección, por lo tanto el estado BC puede ser más o menos igualmente crítico que un estado B o C.

Por lo expuesto, los estados de corte mínimo de los interruptores anteriormente determinados dan la información necesaria sin hacer un análisis adicional del sistema; y gracias a ello se puede determinar los estados BC y BCD que contribuyen a la falla del sistema. La siguiente Tabla II.8 explica la obtención de dichos estados:

TABLA II.8 OBTENCION DE CORTES MINIMOS DEL CIRCUITO INTERRUPTOR

CORTES MINIMOS DE INTERRUPTORES YA DETERMINADOS	ESTADOS DEL MODELO DE LOS INTERRUPTORES QUE SE FORMAN A PARTIR DE LOS CORTES MINIMOS	
BR	BRCR	BRCS
BS	BSCR	BSCS
BRDR	BRCRDR	BRCSDR
BRDS	BRCRDS	BRCSDS
BSDR	BSCRDR	BSCSDR
BSDS	BSCRDS	BSCSDS

2.7. EJEMPLO DE APLICACION

La figura 2.8. muestra un pequeño sistema de subtransmision. Realizar el análisis de Confiabilidad para la barra de carga asignada con el número 15 y determinar los indices de falla aplicando los datos mostrado en la Tabla II.9.

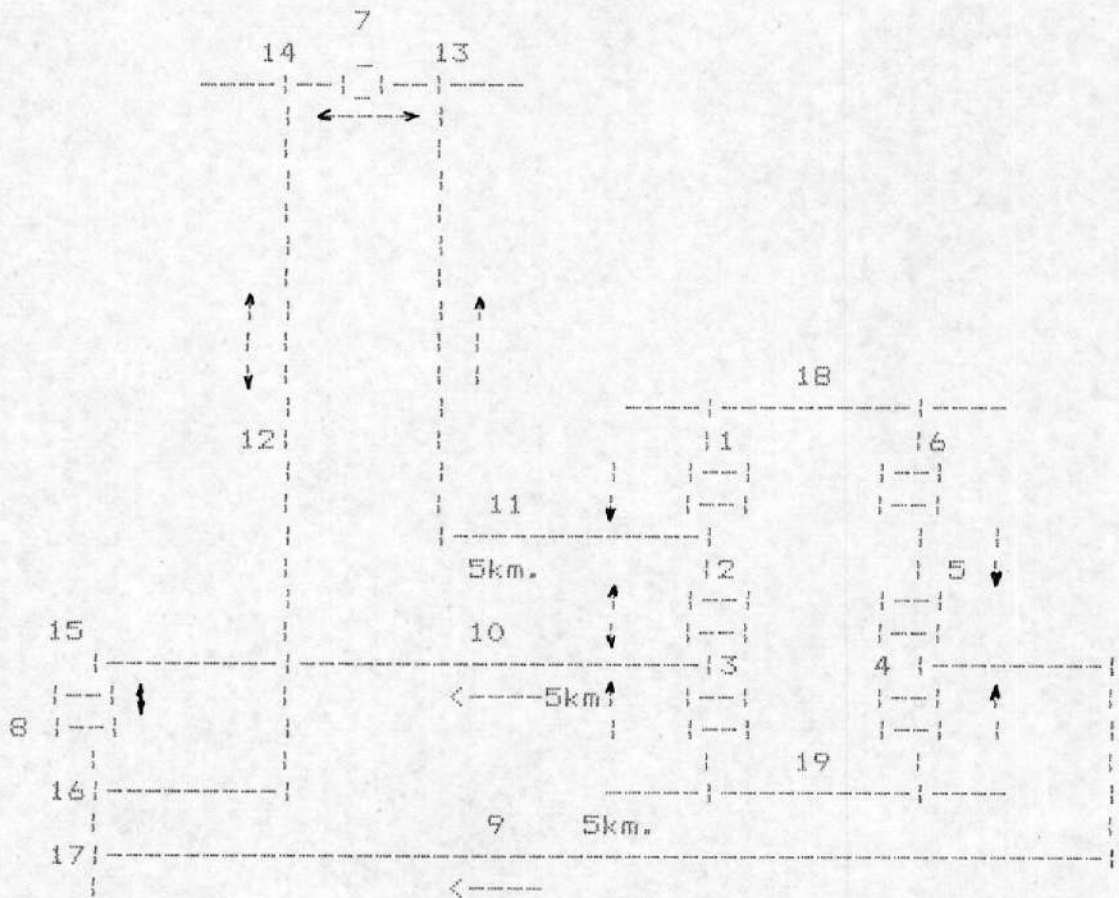


FIG. 2.8 SISTEMA DE EJEMPLO

TABLA II.9 INDICES DE FALLA DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE LA FIG. 2.8

TIPO DE ELEMENTOS	CANT.	# ASIGNADO	FF (1/ANO)	TR (HORA)	TS (HORA)	FM (1/ANO)	TM (HORA)	PF1	FF0 (1/ANO)
BARRAS DE CARGA	5	13,14,15,16,17	-	-	-	-	-	-	-
BARRAS DE ALIMENTACION	2	18,19	-	-	-	-	-	-	-
LINEA A/T.	3	9,10,11	0.0051	504.0	1	1.5	14	-	-
LINEA B/T.	1	12	0.0017	504.0	1	0.5	14	-	-
INTERRUPTOR A/T	6	1,2,3,4,5,6	0.018	12.7	1	3.0	12	0.0015	0.026
INTERRUPTOR B/T.	2	7,8	0.0030	5.3	1	2.0	8	0.0015	0.026

"T. DE COMPONENTES" 19

NOTA: Las frecuencias de falla de las líneas mostradas en la tabla, incluyen las longitudes de las

SOLUCION

- Criterio de Falla del sistema: Pérdida de continuidad eléctrica entre la barra de carga asignada con el número 15 y las barras de alimentación.

- Zonas de Protección.

ZONAS DE PROTECCION	C O M P O N E N T E S								
Z P 1:	9	5	4	17	16	12	8	14	7
Z P 2:	10	2	3	15	8				
Z P 3:	11	1	2	13	7				
Z P 4:	18	1	6						
Z P 5:	19	3	4						

- TRAYECTORIAS:

TRAYECTORIAS	C O M P O N E N T E S									
T 1:	15	10	2	1	18					
T 2:	15	8	16	12	14	7	13	11	1	18
T 3:	15	10	3	19						
T 4:	15	8	16	17	9	5	6	18		
T 5:	15	8	16	17	9	4	19			
T 6:	15	8	16	12	14	7	13	11	2	3 19

- PALABRAS TRAYECTORIAS:

COMPONENTES	PALABRAS TRAYECTORIAS					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1	1	1	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	1
3	0	0	1	0	0	1
4	0	0	0	0	1	0
5	0	0	0	1	0	0
6	0	0	0	1	0	0
7	0	1	0	0	0	1
8	0	1	0	1	1	1
9	0	0	0	1	1	0
10	1	0	1	0	0	0
11	0	1	0	0	0	1
12	0	1	0	0	0	1
13	0	1	0	0	0	1
14	0	1	0	0	0	1
15	1	1	1	1	1	1
16	0	1	0	1	1	1
17	0	0	0	1	1	0
18	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-

- ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA

a) **MODELO OPERACION DE MANIOBRA**

a.1. **CORTES MINIMOS R.**

La tabla muestra que el componente 15 encuentra en todas las trayectorias, la salida de este elemento por reparación causaría la falla al sistema. El resto de elementos no tienen esta particularidad. Por cuya razón el elemento 15 es el único corte mínimo R.

a.2. **CORTES MINIMOS RR.**

Estos cortes mínimos son obtenidos mediante la combinación OR de las palabras trayectorias R de los componentes del sistema, se exceptúa de la combinación la palabra trayectoria R del elemento 15.

COMBINACION: 1 con 2 2 con 3... 18 con 19

1 con 3 2 con 4

: : : : : :

1 con 19 2 con 19

EJEMPLO 1. Determinar las palabras trayectorias de los estados 1R 2R y BR 10R.

I. ESTADO 1R 2R

<u>COMPONENTES</u>	<u>T1</u>	<u>T2</u>	<u>T3</u>	<u>T4</u>	<u>T5</u>	<u>T6</u>
1R	(1	1	0	0	0	0)
2R	(1	0	0	0	0	1)
1R 2R	(1	1	0	0	0	1)

La palabra trayectoria de los componentes 1 y 2 sometidos a reparación indica que el estado 1R 2R no es corte mínimo, la salida de ambos componentes por reparación no causan la interrupción de todas las trayectorias. Las trayectorias 3, 4 y 5 quedan habilitadas.

II. ESTADO BR 10R

<u>COMPONENTES</u>	<u>T1</u>	<u>T2</u>	<u>T3</u>	<u>T4</u>	<u>T5</u>	<u>T6</u>
BR	(0	1	0	1	1	1)
10R	(1	0	1	0	0	0)
BR 10R	(1	1	1	1	1	1)

Si los componentes 8 y 10 son sometidos ambos a reparación, sus salidas causan la interrupción de todas las trayectorias, produciendo la falla al sistema. Por cuya razón 8R 10R es corte mínimo. El mismo efecto produce el estado 10R 16R.

a.3. CORTES MINIMOS S.

Los cortes mínimos S son obtenidos mediante la combinación DR de las palabras trayectorias R de los elementos que componen la zona de protección del componente analizado. Se exceptúa de la combinación las palabras trayectorias de los estados 15R y 15S.

EJEMPLD 2. Determinar las palabras trayectorias de los componentes 1 y 10 cuando son sometidos a maniobra.

I. ESTADO 1S

El componente 1 por ser interruptor se encuentra en dos zonas de protección: ZP3 y ZP4.

COMPONENTES DE LAS ZONAS DE PROTECCION	PALABRAS TRAYECTORIAS					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1 R	(1	1	0	0	0	0)
1 1 R	(0	1	0	0	0	1)
2 R	(1	0	0	0	0	1)
1 3 R	(0	1	0	0	0	1)
7 R	(0	1	0	0	0	1)
1 B R	(-	-	-	-	-	-)
6 R	(0	0	0	1	0	0)
1 S	(1	1	0	1	0	1)

II. ESTADO 10S

El componente 10 se encuentra en la zona de protección ZP2.

COMPONENTES DE LAS ZONAS DE PROTECCION	PALABRAS TRAYECTORIAS					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
10 R	(1	0	1	0	0	0)
2 R	(1	0	0	0	0	1)
3 R	(0	0	1	0	0	1)
1 5 R	(-	-	-	-	-	-)
8 R	(0	1	0	1	1	1)
1 0 S	(1	1	1	1	1	1)

La palabra trayectoria del estado 15 indica que no es corte mínimo, en cambio el estado 10S indica que sí lo es.

Realizando el mismo procedimiento para los otros elementos a excepción del 15, se tiene que los componentes 2, 3 y 8 son cortes mínimos S.

a.4. CORTES MINIMOS RS

Los cortes mínimos RS son obtenidos mediante la combinación OR de las palabras trayectorias de los estados R y S. Se exceptúan de esta combinación las palabras trayectorias R del elemento 15, S de los elementos 2, 3, 8 y 10 y los estados RS formados por los elementos 8 i 10 y 10 i 16.

EJEMPLO 3. Determinar las palabras trayectorias de los estados 2R 1S y 10R 14S.

I. ESTADO 2R1S

ESTADOS	PALABRA			TRAYECTORIA		
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
2R	(1	0	0	0	0	1)
1S	(1	1	0	1	0	1)
2R1S	(1	1	0	1	0	1)

II. ESTADO 10R14S

ESTADOS	PALABRA			TRAYECTORIA		
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
10R	(1	0	1	0	0	1)
14S	(0	1	0	1	1	1)
10R14S	(1	1	1	1	1	1)

De los dos estados analizados, la palabra trayectoria del 10R 14S indica que es corte mínimo, el otro no lo es.

Realizando el mismo procedimiento para el resto de combinaciones se obtienen que los siguientes estados son cortes mínimos:

1R4S, 2R4S, 10R4S, 10R5S, 3R7S, 10R7S,
10R9S, 10R12S, 10R17S.

a.5. CORTES MINIMOS SS

Los cortes mínimos SS se obtienen mediante

la combinación OR de las palabras trayectorias S. Se excluyen de las combinaciones las palabras trayectorias S de los elementos 2, 3, 8 y 10 y SS formados por elementos B i 10, 10 i 16, 1 i 4, 2 i 4, 10 i 4, 10 i 5, 3 i 7, 10 i 7, 10 i 9, 10 i 12, 10 i 14 y 10 i 17.

EJEMPLO 4. DETERMINAR LAS PALABRAS TRAYECTORIAS DE LOS ESTADOS 1S14S Y 4S6S.

I. ESTADO 1S14S

ESTADOS	PALABRA TRAYECTORIA					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
1S	(1	1	0	1	0	1)
14S	(0	1	0	1	1	1)
10R14S	(1	1	0	1	1	1)

II. ESTADO 4S6S

ESTADOS	PALABRA TRAYECTORIA					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
4S	(0	1	1	1	1	1)
6S	(1	1	0	1	0	0)
4S6S	(1	1	1	1	1	1)

De los estados analizados, la palabra trayectoria del 1S14S indica que no es corte mínimo en cambio el estado de falla 4S6S si lo es.

Realizando el mismo procedimiento para otras combinaciones se encuentra que los siguientes estados son cortes mínimos SS:

4S7S, 4S11S y 4S13S

b. MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Un componente sometido a mantenimiento implica tan sólo la desconexión del mismo, este efecto es similar al de reparación. Por lo tanto la contribución de los cortes mínimos de este modelo son obtenidos de los cortes mínimos RR y RS del modelo Operación de Maniobra.

CORTES MINIMOS

MODELO OPERACION DE MANIOBRA	MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
8R10R	8M10R	8R10M
10R16R	10M16R	10R16M
1R4S	1M4S	
2R4S	2M4S	
3R7S	3M7S	
10R4S	10M4S	
10R5S	10M5S	
10R7S	10M7S	
10R9S	10M9S	
10R12S	10M12S	
10R14S	10M14S	
10R17S	10M17S	

c. MODELO CIRCUITO INTERRUPTOR

La obtención de los cortes mínimos de este modelo está basada en los elementos interruptores que forman parte de los cortes mínimos del modelo "Operación de Maniobra".

CORTES MINIMOS

<u>MODELO</u> <u>OPERACION MANIOBRA</u>	<u>MODELO</u> <u>CIRCUITO INTERRUPTOR</u>	
2S	2SCR	2SCS
3S	3SCR	3SCS
BS	BSCR	BSCS
BR10R	BRCR10R	BRCS10R
1R4S	1RCR4S	1RCS4S
2R4S	2RCR4S	2RCS4S
3R7S	3RCR7S	3RCS7S
4S1R	4SCR1R	4SCS1R
4S2R	4SCR2R	4SCS2R
4S10R	4SCR10R	4SCS10R
5S10R	5SCR10R	5SCS10R
7S3R	7SCR3R	7SCS3R
7S10R	7SCR10R	7SCS10R
4S6S	4SCR6S	4SCS6S
4S7S	4SCR7S	4SCS7S
4S11S	4SCR11S	4SCS11S
4S13S	4SCR13S	4SCS13S
6S4S	6SCR4S	6SCS4S
7S4S	7SCR4S	7SCS4S

- CALCULO DE LOS INDICES DE FALLA

a. MODELO OPERACION DE MANIOBRA

Aplicando las ecuaciones de la Tabla II.2

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
15R	-	-	-
R	-	-	-
2S	0.20548×10^{-6}	0.18000×10^{-1}	0.11416×10^{-3}
3S	0.20548×10^{-5}	0.18000×10^{-1}	0.11416×10^{-2}
8S	0.34247×10^{-6}	0.30000×10^{-1}	0.11416×10^{-3}
10S	0.58219×10^{-5}	0.51000×10^{-1}	0.11416×10^{-2}
S	0.50342×10^{-5}	0.44100×10^{-1}	0.11455×10^{-3}
BR10R	0.53259×10^{-9}	0.88953×10^{-6}	0.59873×10^{-3}
10R16R	-	-	-
RR	0.53259×10^{-9}	0.88953×10^{-6}	0.59873×10^{-3}

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
1R4S	0.53622×10^{-10}	0.50671×10^{-6}	0.10582×10^{-4}
2R4S	0.53522×10^{-10}	0.50671×10^{-6}	0.10582×10^{-4}
10R4S	0.60293×10^{-9}	0.52921×10^{-5}	0.11393×10^{-4}
10R5S	0.60293×10^{-9}	0.52921×10^{-5}	0.11393×10^{-4}
3R7S	0.89370×10^{-11}	0.84452×10^{-7}	0.10582×10^{-3}
10R7S	0.10049×10^{-9}	0.88202×10^{-6}	0.11393×10^{-3}
10R9S	0.17083×10^{-9}	0.14994×10^{-5}	0.11393×10^{-3}
10R12S	0.56943×10^{-10}	0.49981×10^{-6}	0.11393×10^{-3}
10R14S	-	-	-
10R17S	-	-	-
RS	0.16503×10^{-8}	0.14563×10^{-4}	0.11332×10^{-3}

4S6S	0.42222 x 10 ⁻¹¹	0.73973 x 10 ⁻⁷	0.57078 x 10 ⁻⁴
4S7S	0.70370 x 10 ⁻¹²	0.12329 x 10 ⁻⁷	0.57078 x 10 ⁻⁴
4S11S	0.11963 x 10 ⁻¹¹	0.20959 x 10 ⁻⁷	0.57077 x 10 ⁻⁴
4S13S	-	-	-

SS	0.61187 x 10 ⁻¹¹	0.10726 x 10 ⁻⁶	0.57045 x 10 ⁻⁴

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
R	-	-	-
S	0.50342 x 10 ⁻⁵	0.44100 x 10 ⁻⁸	0.11955 x 10 ⁻³
RR	0.53259 x 10 ⁻⁹	0.88953 x 10 ⁻⁶	0.59873 x 10 ⁻³
RS	0.16503 x 10 ⁻⁸	0.14563 x 10 ⁻⁴	0.11332 x 10 ⁻³
SS	0.61187 x 10 ⁻¹¹	0.10726 x 10 ⁻⁶	0.57045 x 10 ⁻⁴

Contribución del Modelo 0.50364 x 10⁻⁵ 0.44116 x 10⁻¹ 0.10000 x 10⁻¹

b. MODELO MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Aplicando las ecuaciones de la tabla II.5

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
8M10R	0.83740×10^{-8}	0.93151×10^{-5}	0.89897×10^{-3}
10M8R	0.31563×10^{-8}	0.71918×10^{-5}	0.43888×10^{-3}
10M16R	-	-	-
16M10R	-	-	-
MR	0.11530×10^{-7}	0.16507×10^{-4}	0.69851×10^{-3}

ESTADO	PROBABILIDAD (año/año)	FRECUENCIA (1/año)	DURACION MEDIA (hora)
1M4S	0.84444×10^{-8}	0.73973×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
2M4S	0.84444×10^{-8}	0.73973×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
3M7S	0.14074×10^{-8}	0.12329×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M4S	0.49259×10^{-8}	0.43151×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M5S	0.49259×10^{-8}	0.43151×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M7S	0.82100×10^{-9}	0.71918×10^{-5}	0.11416×10^{-3}
10M9S	0.13957×10^{-8}	0.12226×10^{-4}	0.11416×10^{-3}
10M12S	0.46520×10^{-9}	0.40753×10^{-5}	0.11415×10^{-3}
10M14S	-	-	-
10M17S	-	-	-
MS	0.29574×10^{-7}	0.27007×10^{-3}	0.10951×10^{-3}

MR	0.11530 x 10 ⁻⁷	0.16507 x 10 ⁻⁴	0.69851 x 10 ⁻³
MS	0.29574 x 10 ⁻⁷	0.27007 x 10 ⁻³	0.10951 x 10 ⁻³

CONTRIBUCION DEL MODELO	0.42360 x 10 ⁻⁷	0.28657 x 10 ⁻³	0.12949 x 10 ¹

C. CIRCUITO INTERRUPTOR

Los interruptores que afectan a la Confiabilidad del sistema son:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.

Para calcular λ_c , TRC ($1/\mu_{RC}$) y TSC ($1/\mu_{SC}$)

Se aplican las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_{ci}, \quad TRC = \frac{n}{\sum_{i=1}^n 1/TRC_i}, \quad TSC = \frac{n}{\sum_{i=1}^n 1/TSC_i}$$

Se obtiene el siguiente resultado:

$\lambda_{C1} = 0.0621$	$TRC1 = 11.713$	$TSC1 = 1.0$
$\lambda_{C2} = 0.0702$	$TRC2 = 11.335$	$TSC2 = 1.0$
$\lambda_{C3} = 0.0621$	$TRC3 = 11.713$	$TSC3 = 1.0$

$\lambda_{C4} = 0.0668$	TRC4 = 11.335	TSC4 = 1.0
$\lambda_{C5} = 0.0488$	TRC5 = 11.136	TSC5 = 1.0
$\lambda_{C6} = 0.0340$	TRC6 = 12.700	TSC6 = 1.0
$\lambda_{C7} = 0.0899$	TRC7 = 12.889	TSC7 = 1.0
$\lambda_{C8} = 0.0899$	TRC8 = 12.889	TSC8 = 1.0

El subíndice indicado en λ_C , TRC y TSC corresponde al interruptor en referencia.

Para el cálculo de los índices de falla se aplica las ecuaciones de la Tabla II.4 y los valores anteriores indicados.

El resultado es el siguiente:

	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA
BSCR	$0.40256485 \times 10^{-9}$	$0.38290996 \times 10^{-5}$	0.105133×10^{-3}
BSCS	$0.38047946 \times 10^{-7}$	0.3333×10^{-3}	0.114155×10^{-3}
BRCRDR	$0.1696406 \times 10^{-10}$	$0.39863196 \times 10^{-7}$	0.425557×10^{-3}
BRCSDR	$0.53041646 \times 10^{-3}$	0.5532355×10^{-9}	0.95875×10^{-4}
BRCRDS	$0.30326138 \times 10^{-12}$	$0.309624450 \times 10^{-8}$	0.9794489×10^{-4}
BRCSDS	$0.21389170 \times 10^{-14}$	$0.389491490 \times 10^{-10}$	0.549156×10^{-4}

BSCRDR	0.1132613	$\times 10^{-12}$	0.108786	$\times 10^{-8}$	0.104113	$\times 10^{-3}$
BSCSDR	0.1132382	$\times 10^{-10}$	0.506369	$\times 10^{-10}$	0.22363	$\times 10^0$
BSCRDS	0.8426243	$\times 10^{-15}$	0.15386997	$\times 10^{-10}$	0.547620	$\times 10^{-4}$
BSCSDS	0.783776	$\times 10^{-13}$	0.137320	$\times 10^{-8}$	0.547620	$\times 10^{-4}$

CONTRI- BUCION DEL MODELO	0.384793	$\times 10^{-7}$	0.3371739	$\times 10^{-3}$	0.99972	$\times 10^0$

CONTRIBUCION TOTAL:

MODELO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION MEDIA			

OPERACION DE MANIO- BRA	0.50364	$\times 10^{-5}$	0.44116	$\times 10^{-1}$	0.10000	$\times 10^1$
MANTENI- MIENTO PREVEN- TIVO	0.42360	$\times 10^{-7}$	0.28657	$\times 10^{-3}$	0.12949	$\times 10^1$
CIRCUITO INTE- RRUPTOR	0.38479	$\times 10^{-7}$	0.33717	$\times 10^{-3}$	0.99972	$\times 10^0$

TOTAL	0.51172	$\times 10^{-5}$	0.44740	$\times 10^{-1}$	0.10019	$\times 10^1$

C A P I T U L O I I I

IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA Y CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

3.1. INTRODUCCION

El capítulo II demuestra que la realización de los efectos de falla y cálculos de los índices de Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión en forma manual, resultan ser laboriosos, tendientes a errar y difícil de realizar. Por ésta razón la implementación de un programa computacional se hace necesaria.

El procedimiento para la evaluación está basado en el algoritmo establecido en las referencias (1), capítulo XI, y (2), sección 4. El diagrama de flujo simplificado para el programa es básicamente el mismo a los mostrados en las referencias mencionadas.

GENERALIDADES DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO

El programa desarrollado está codificado en Fortran e implementado en el computador IMB 4341, perteneciente a la ESPOL. Realiza la evaluación de la Confiabilidad en dos partes; la primera, de carácter cualitativa llamada "Análisis de los Efectos de Falla", que sirve para determinar los cortes mínimos del sistema, y la segunda, de carácter cuantitativa, que aplica las ecuaciones de los modelos, vistos en el Capítulo II, en el cálculo de los índices de falla del Sistema.

El programa está compuesto, adicionalmente del principal, de cinco subrutinas, que se detallan a continuación, y que son llamadas: ZONPRO, TRAPAL, COMIPA, COMITO E INCOSI; codificadas en ese orden.

SUBROUTINA ZONPRO.- De ZON zonas, PRO protección. Sirve para determinar las zonas de protección del sistema; su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.1.

SUBROUTINA TRAPAL.- De TRA trayectorias, PAL palabras. Sirve para determinar las trayectorias desde las barras de carga hasta las barras de

alimentación y las palabras trayectorias de cada uno de los componentes del sistema. Su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.2.

SUBROUTINA COMIPA.- De CO cortes, MI mínimos, PA Parciales. Sirve para determinar los cortes mínimos de cada barra de carga (Parciales en el caso de más de una barra de carga); su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.3.

SUBROUTINA COMITO.- De CO cortes, MI mínimos, TO totales. Sirve para determinar los cortes mínimos totales del sistema. El programa principal almacena los cortes mínimos de cada barra (es decir, de cada iteración) y la subrutina la selecciona. Su diagrama de flujo simplificado es básicamente parecido al de la subrutina COMIPA.

Estas subrutinas descritas sirven para realizar el análisis de los efectos de falla (análisis cualitativo) y necesitan como datos de entrada los datos topológicos del sistema; es decir, de cada uno de los componentes, el número asignado, el código del tipo de elemento, la dirección del flujo de potencia, los elementos predecesores (Elementos

que se conectan a un extremo y a otro del componente en referencia) y para las líneas su longitud en KM.

SUBROUTINA INCOSI.— De IN índices, CO confiabilidad, SI sistema. Sirve para determinar los índices parciales de falla del sistema; el cálculo total lo realiza el programa principal. Su diagrama de flujo simplificado se muestra en la figura 3.4.

Esta última subrutina realiza la parte cuantitativa de la evaluación y necesita, por lo tanto, de los índices de falla de cada tipo de componente del sistema.

El diagrama de flujo del programa principal es mostrado en la figura 3.5 y la codificación del programa general en el apéndice B, sección B.2.

El apéndice B, Sección B.1, contiene el manual del usuario en donde se detalla las partes esenciales y fundamentales del programa, incluyendo la forma de utilizarlo en el computador IBM 4341.

3.2. ALGORITMOS PARA EL ANALISIS DE LOS EFECTOS DE FALLA, DIAGRAMAS DE FLUJO

3.2.a. ALGORITMO PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE PROTECCION

Cada zona de protección está compuesta por varios elementos del sistema, su objetivo es proteger a cada uno de ellos de fallas originadas por diversas causas y que producen diversos efectos en el sistema. La falla de tan sólo un componente del sistema es suficiente para que la zona de protección a que pertenece aisle a todos aquellos componentes que son parte de su zona. La salida de los componentes del sistema se consigue gracias al disparo de los dispositivos de protección ubicados en ciertos extremos existentes de la zona de protección.

El algoritmo para determinar las zonas de protección, aplicable a un programa, consiste básicamente en :

- 1.- Almacenar al primer componente no interruptor del sistema y los componentes

que se conectan a él, en un arreglo bidireccional que identifique el número de la zona de protección.

- 2.- Para cada uno de los componentes predecesores no interruptores del componente iterativo, almacenar los componentes que se conectan a ellos a excepción de los ya considerados.
- 3.- Repetir el procedimiento 2 para cada uno de los componentes predecesores no interruptores de los componentes anteriores.
- 4.- Continuar con el encadenamiento, hasta dar con los interruptores. Las zonas de protección terminan en cada extremo que se ubique un interruptor o en el final de un ramal del sistema.
- 5.- Asignar, para aquellos componentes analizados no interruptores, la zona de protección determinada. Esto sirve para evitar encontrar nuevamente la misma zona de protección.

6.- Repetir para otros componentes no considerados, el procedimiento del 1 al 5.

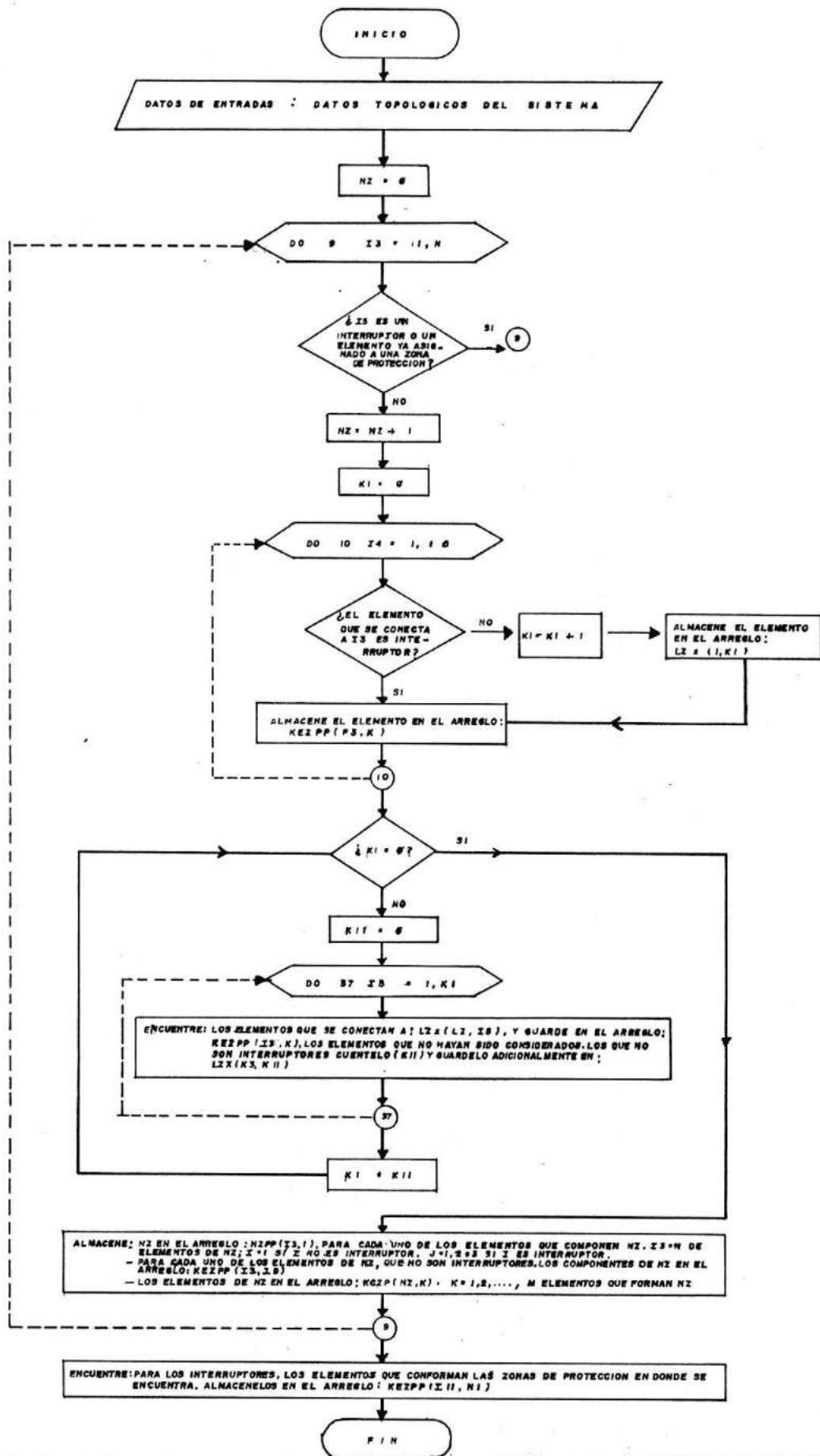
El algoritmo sirve para encontrar las zonas de protección primaria, las secundarias no son necesarias hallarlas debido a que vienen dadas por los interruptores (únicos componentes del sistema que se encuentran en más de una zona de protección). La representación gráfica simplificada del algoritmo lo muestra la Fig. 3.1.

3.2.b. ALGORITMO PARA DETERMINAR TRAYECTORIAS Y PALABRAS TRAYECTORIAS

Los flujos de potencia real de un sistema de potencia fijan las trayectorias entre las barras de alimentación y el punto donde se concentra la carga (barra de carga). La forma de determinarlas consiste en fijar la barra de carga a ser analizada, y a partir de ella encontrar las trayectorias hasta las distintas barras alimentadoras.

El algoritmo, aplicable a un programa consiste básicamente:

Fig. 3.1. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE PROTECCION (SUBROUTINA ZOMPRO)



- 1.- Almacenar la barra de carga a ser analizada en un arreglo de dos dimensiones, que sirvan para identificar al primer componente de la trayectoria.
- 2.- Encontrar los componentes predecesores con flujos que entran a la barra, cada uno genera una nueva trayectoria a excepción del primero.
- 3.- Repetir el procedimiento 2 pero, para los componentes predecesores con flujos que entran a la barra. La existencia de nodos da lugar a la formación de nuevas trayectorias. A estas trayectorias se le debe asignar los elementos anteriores de la primera trayectoria.
- 4.- Continuar con el encadenamiento, hasta dar con las barras de alimentación.
- 5.- Determinar los componentes del sistema que se encuentran en todas las trayectorias y almacenar el número uno en un arreglo que identifique al componente con esta particularidad. Para el resto de

componentes, en el mismo arreglo almacenar

el número cero.

La representación gráfica simplificada del

algoritmo lo muestra la Fig. 3.2.

3.2.C. ALGORITMO PARA DETERMINAR LOS CORTES MÍNIMOS

DE CADA BARRA DE CARGA ANALIZADA

Los cortes mínimos que deben determinarse son

los del modelo de operación de manobra. Los

cortes mínimos de los dos modelos restantes se

originan del modelo mencionado. El algoritmo a

seguir es similar al descrito en el capítulo

II, su representación gráfica simplificada se

muestra en la Fig. 3.3.

El algoritmo para determinar los cortes mínimos

totales del sistema (Para el caso del análisis

de más de una barra de carga) es básicamente

igual al algoritmo de los cortes mínimos par-

ciales.

Fig.3.2-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LAS TRAYECTORIAS Y PALABRAS TRAYECTORIAS (SUBROUTINA TRPAL)

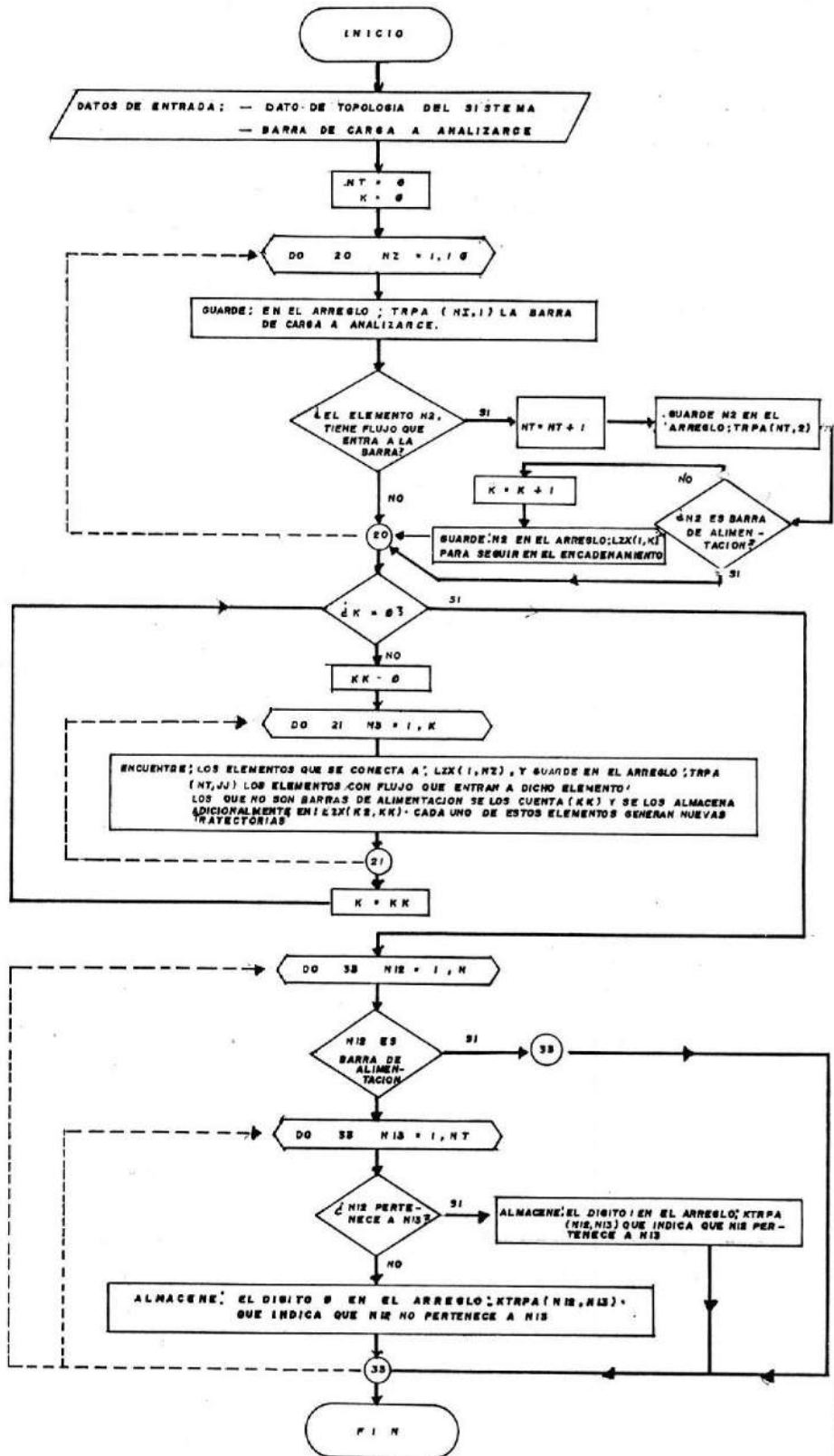
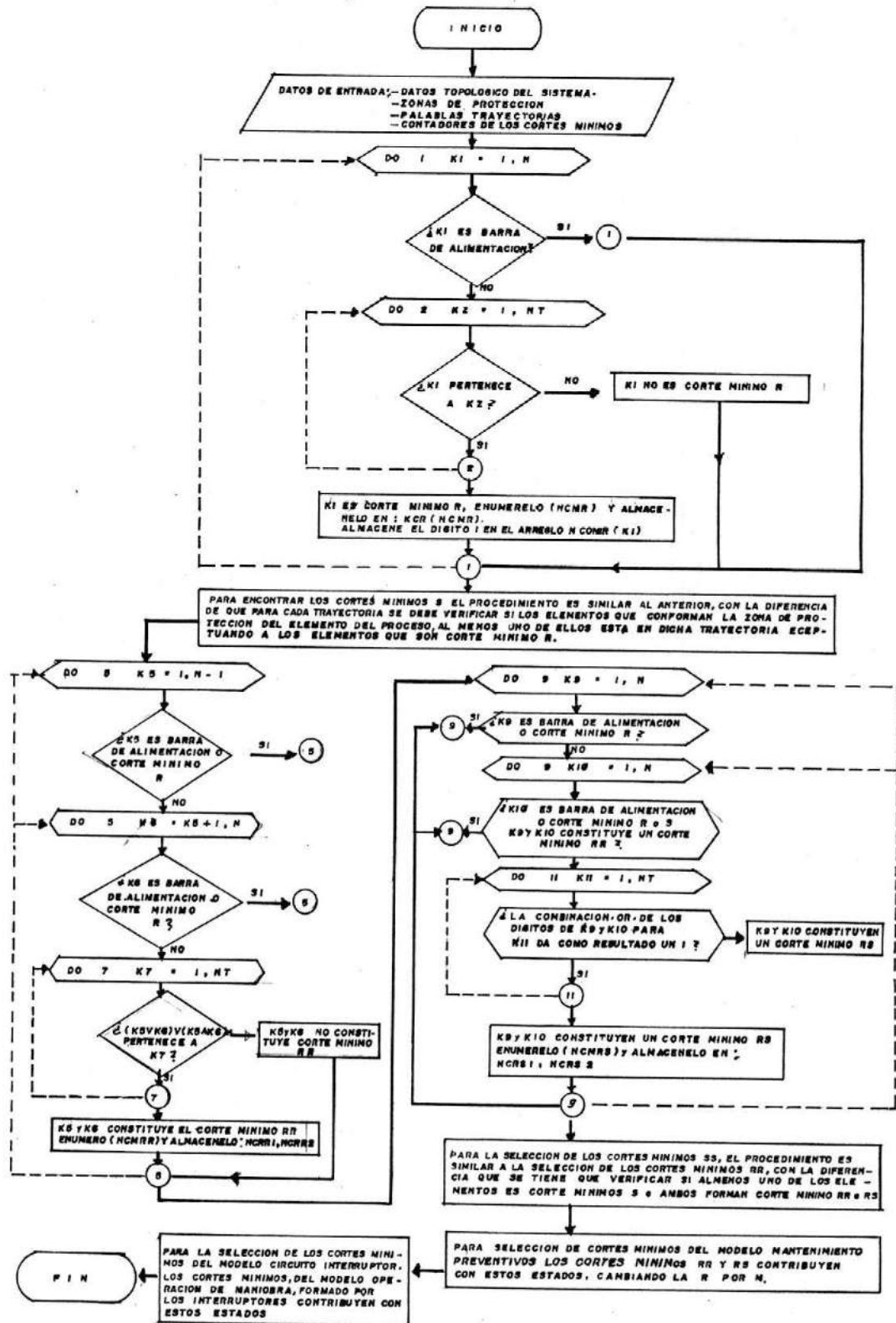


Fig.3-3-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LOS CORTES MINIMOS DE CADA BARRA DE CARGA (SUBROUTINA COMIPA)



3.3. ALGORITMO PARA EL CALCULO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD, DIAGRAMA DE FLUJO

El cálculo de los índices de falla del sistema es por medio del empleo de las ecuaciones matemáticas deducidas de los modelos de estados, tratados en el Capítulo II. El algoritmo aplicado al programa, parte de la obtención de los cortes mínimos totales del sistema, su representación gráfica simplificada se muestra en la Fig. 3.4. El programa principal recopila a los índices parciales y calcula los índices totales.

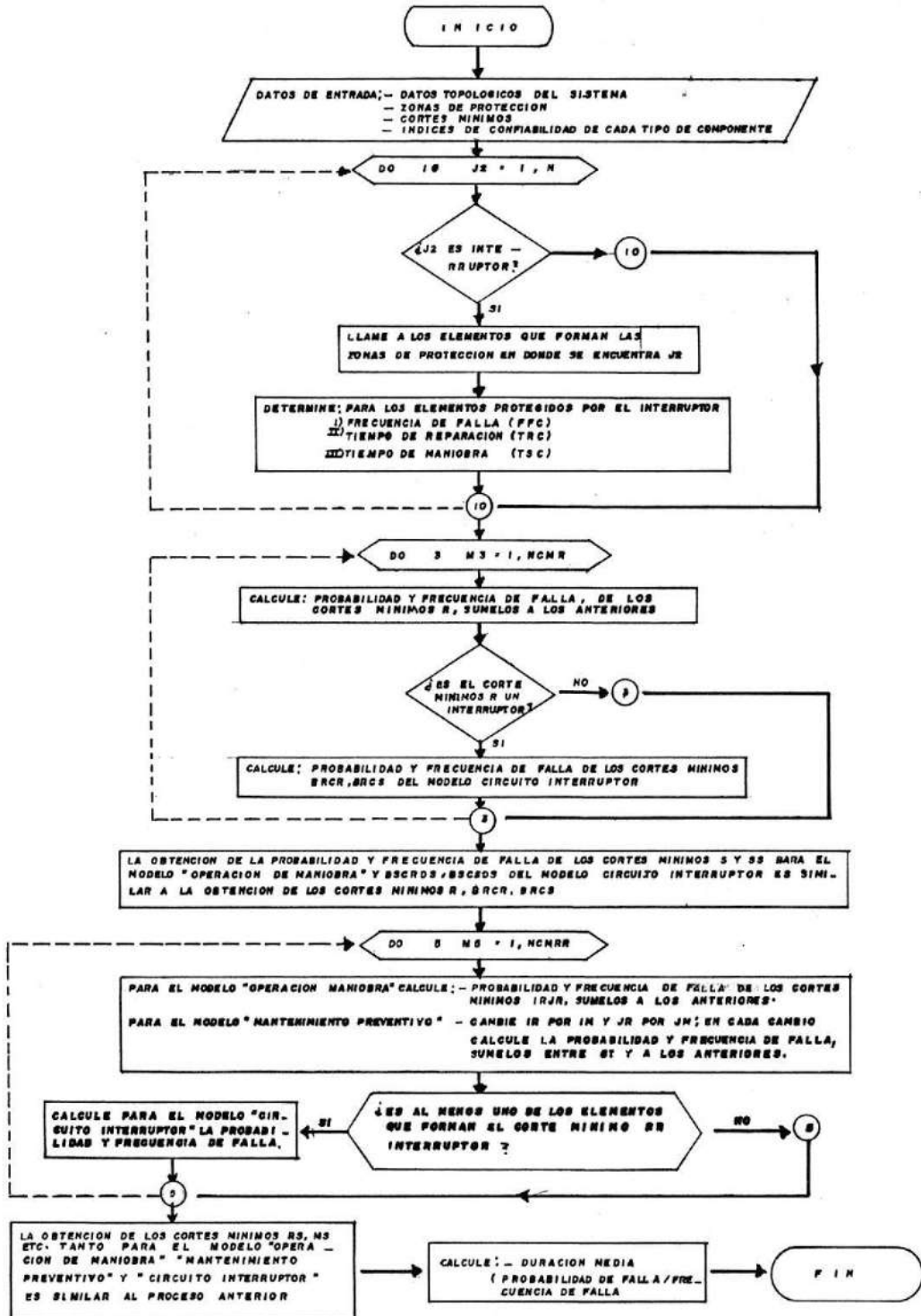
3.4. ALGORITMO DEL PROGRAMA (DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA)

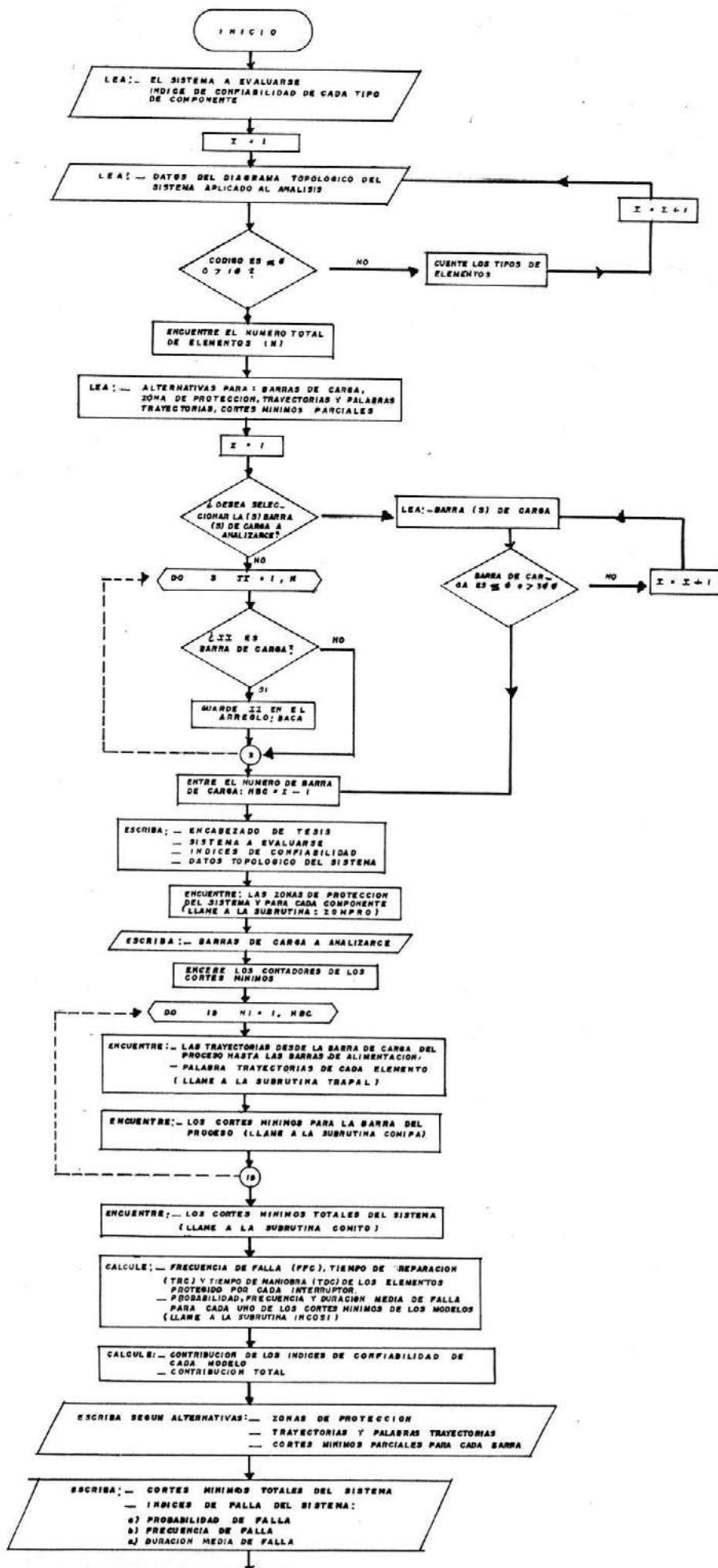
El algoritmo del programa consiste en emplear, transferir y recopilar los datos que son entrados y generados por el mismo y por otros subprogramas, con la finalidad de obtener el objetivo deseado. El programa de flujo simplificado (Representación gráfica) mostrado en la Fig. 3.5. lo explica con mayor detalle.

3.5. CODIFICACION DEL PROGRAMA

El programa desarrollado está codificado en el lenguaje

Fig.3.4-DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAR LOS INDICES DE CONFIABILIDAD (SUBROUTINA INCOSI)





FORTRAN y el archivo que lo contiene, de tamaño de 1306 líneas, tiene por nombre: SANTANA FORTRAN.

En el apéndice B, Sección B.2, se muestra el listado del archivo que contiene la codificación del programa. Las variables significativas empleadas, están especificadas al comienzo del mismo.

3.6. EJECUCION Y COMPARACION DEL PROGRAMA MEDIANTE UN EJEMPLO DE APLICACION

Con el objeto de comprobar la validez del programa, se ha tomado como ejemplo de aplicación el mismo del Capítulo II, con los mismos datos, enumeración y criterio de falla (ver subcapítulo 2.7). El procedimiento que se siguió empleando el programa, en el computador, es el siguiente:

- 1.- Se definió dos archivos de entrada llamados: DATOS1 CONFIABI y DATOS2 CONFIABI; se digitó, siguiendo las reglas del manual del usuario, el nombre del sistema, índices de falla de cada tipo de componente considerado y los datos topológicos del sistema; las tablas III.1 y III.2 muestran ambos archivos.

TABLA III.1 ARCHIVO DATOS1 CONFIABI

	1	2	3	4	5	6	7
	12345678901234567890123456789012345678901234567890						
0001	EJEMPLD DE APLICACION						
0002	TRANSMISION DEL LIBRO DE ENDRINVI CAP. XI						
0003							
0004							
0005	0.0070	3.5	1.0	2.0	14.0		
0006	0.0051	504.0	1.0	1.5	14.0		
0007	0.0017	504.0	1.0	0.5	14.0		
0008	0.0120	168.0	1.0	3.0	12.0		
0009							
0010							
0011	0.0180	12.7	1.0	3.0	12.0	0.0015	0.026
0012	0.0030	5.3	1.0	2.0	8.0	0.0015	0.026

- 2.- Se definió 3M de memoria, según como lo indica el manual del usuario.
- 3.- Se ejecutó el programa, digitando el nombre del EXEC y los tres primeros nombres de los archivos, así:

```
CONFIABI DATOS1 DATOS2 EJEMAPLI
```

- 4.- Se seleccionó las alternativas, digitando el número uno (1) a cada una de las alternativas que aparecen en pantalla, a excepción de la última a la que se digitó el número cero (0); con esto se obtuvo la selección de la barra de carga, y en el archivo de salida, las zonas de protección, las trayectorias, las palabras trayectorias y la no obtención de los cortes mínimos parciales (como es una sola barra de carga no fue necesario obtener en el archivo de salida, los cortes mínimos parciales debido a que son iguales a los totales).
- 5.- Se digitó en pantalla el número 15 y en la línea de abajo el número cero como terminación de las entradas de barras de carga.
- 6.- Finalmente se obtuvo el archivo de salida; las

páginas últimas de éste capítulo muestran dicho archivo.

3.7. ANALISIS Y CONCLUSIONES DEL EJEMPLO DE APLICACION

En el capítulo II se desarrolló una metodología para la evaluación de la Confiabilidad a los sistemas de subtransmisión y se la aplicó, como ejemplo, a un pequeño sistema; donde se demuestra que la realización de la evaluación manualmente es laboriosa y tendiente a errar, para un sistema grande, como por ejemplo el Sistema Guayaquil, sería casi imposible de realizar. Se hizo imprescindible la implementación de un programa, de fácil y simple manejo, como medio para realizar la evaluación, a cualquier sistema sea pequeño o grande, con rapidez, sin complicaciones y sin errores.

Para comprobar la validez del programa, se lo corrió para el mismo ejemplo, pudiéndose comprobar que los resultados son exactamente iguales y que el manejo del programa en el computador, es de lo más sencillo. Ratificando las ventajas que presenta un programa frente a una elaboración manual.


```

*****
*
*   ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
*   FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
*
*   TESIS DE POTENCIA
*   CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION
*
*   DIRECTOR DE TESIS
*   INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO
*
*   REALIZADA POR
*   XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****

```

```

*****
*
*   OBJETIVO DEL PROGRAMA
*   =====
*
*   REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A
*   LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION
*
*   METODOS EMPLEADOS
*   =====
*
*   -ESPACIO DE ESTADO
*   -TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO
*
*   CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
*   =====
*
*   FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
*   DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION
*
*   SISTEMA ANALIZADO
*   =====
*
*   EJEMPLC DE APLICACION  SISTEMA DE SUB-
*   TRANSMISION DEL LIBRO DE ENONINYI CAP.XI
*   NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 19
*
*****

```

```

*****
*
*   INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES
*
*   DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO
*
*****

```

```

=====

```

TIPO DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA FF (1/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION TR (HORA)	TIEMPO MEDIO DE MANIOBRA TS (HORA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO FM (1/ANO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TM (HORA)	PROBABILIDAD FALLA INTERRUPT- PFI	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION FFG (1/ANO)
BARRA DE CARGA	1	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA ALIMENTACION	2	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
LINEA TIPO A	4	3	0.0051	504.0000	1.0000	1.5000	14.0000	0.0000	0.0000
LINEA TIPO B	5	1	0.0017	504.0000	1.0000	0.5000	14.0000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR A	9	6	0.0180	12.7000	1.0000	3.0000	12.0000	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR B	10	2	0.0030	5.3000	1.0000	2.0000	8.0000	0.0015	0.0260

```

=====

```

NOTA

-SOLAMENTE PARA LINEAS-

LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO, ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/KM)

ZONAS DE PROTECCION DEL SISTEMA
=====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 1 SON

9 5 4 17 16 12 8 14 7
=====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 2 SON

10 2 3 15 8
=====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 3 SON

11 1 2 13 7
=====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 4 SON

18 1 6
=====

LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION 5 SON

19 3 4
=====

ZONAS DE PROTECCION DE LOS INTERRUPTORES
=====
Y ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN
=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 1 SON

3 4
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

1 11 2 13 7 18 6
=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 2 SON

2 3
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

2 10 3 15 8 11 1 13 7
=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 3 SON

2 5
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

3 10 2 15 3 19 4
=====

LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 4 SON

1 5
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

4 9 5 17 16 12 8 14 7 19

3

=====
LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 5 SON

1
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

5 9 4 17 16 12 8 14 7
=====
LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 6 SON

4
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

6 18 1
=====
LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 7 SON

1 3
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

7 9 5 4 17 16 12 8 14 11
1 2 13
=====
LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR 8 SON

1 2
LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON

8 9 5 4 17 16 12 14 7 10
2 3 15
=====

LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZARCE ES(SON)

15

TRAYECTORIAS Y ELEMENTOS DEL

SISTEMA QUE LAS CONFORMAN

LA BARRA DE CARGA A ANALIZARCE ES LA 15

TRAYECTORIA N/ 1

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 10 2 1 18

TRAYECTORIA N/ 2

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 8 16 12 14 7 13 11 1 18

TRAYECTORIA N/ 3
=====

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 10 3 19

TRAYECTORIA N/ 4
=====

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 8 16 17 9 5 6 18

TRAYECTORIA N/ 5
=====

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 8 16 17 9 4 19

TRAYECTORIA N/ 6
=====

LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON

15 8 16 12 14 7 13 11 2 3
19

PALABRAS TRAYECTORIAS DE
=====
LOS COMPONENTES DEL SISTEMA
=====

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 1 ES

1 1 0 0 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 2 ES

1 0 0 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 3 ES

0 0 1 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 4 ES

0 0 0 0 1 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 5 ES

0 0 0 1 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 6 ES

0 0 0 1 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 7 ES

0 1 0 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 8 ES

0 1 0 1 1 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 9 ES

0 0 0 1 1 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 10 ES

1 0 1 0 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 11 ES

0 1 0 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 12 ES

0 1 0 0 0 1

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 13 ES

0 I 0 0 I

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 14 ES

0 I 0 0 I

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 15 ES

I I I I I

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 16 ES

0 I 0 I I I

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 17 ES

0 0 0 I I 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 18 ES

0 0 0 0 0 0

LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO 19 ES

0 0 0 0 0 0

CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

MODELO

-OPERACION DE MANIOBRA-

CORTES MINIMOS -R-

15

CORTES MINIMOS -S-

2 3 8 10

CORTES MINIMOS -RR-

8- 10 10- 16

CORTES MINIMOS -RS-

1- 4	2- 4	10- 4	10- 5	3- 7
10- 7	10- 9	10- 12	10- 14	10- 17

CORTES MINIMOS -SS-

4- 6	4- 7	4- 11	4- 13
------	------	-------	-------

MODELO

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMOS -MR-

8- 10 10- 16 10- 8 16- 10

CORTES MINIMOS -MS-

1- 4 2- 4 10- 4 10- 5 3- 7
10- 7 10- 9 10- 12 10- 14 10- 17

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE

MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES

QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL

MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-

```

=====
=
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA =
=
= SISTEMA EVALUADO =
=-----=
= EJEMPLO DE APLICACION SISTEMA DE SUB- =
=
= TRANSMISION DEL LIBRO DE ENDRINYI CAP.XI =
=
=====
    
```

CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA					
MODELOS ASUMIDOS	ESTADOS DE FALLA	PROBABILIDAD DE FALLA (ANO/ANO)	FRECUENCIA DE FALLA (1/ANO)	DURACION MEDIA DE FALLA (HORA)	
OPERACION	S	0.503424508E-05	0.440999977E-01	0.114155220E-03	
MANIOBRA	RR	0.532585531E-09	0.839530440E-06	0.598726561E-03	
	RS	0.165029457E-08	0.145633849E-04	0.113318063E-03	
	SS	0.612215834E-11	0.107260121E-06	0.570776610E-04	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.503643241E-05	0.441155508E-01	0.100008106E+01	
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	MR	0.115302932E-07	0.165068341E-04	0.698516145E-03	
	MS	0.308257174E-07	0.270067947E-03	0.114155409E-03	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.423600106E-07	0.236574708E-03	0.129485798E+01	

	BSCR	0.432563982E-09	0.382909730E-05	0.105132858E-03
CIRCUITO	BSCS	0.380479008E-07	0.333299628E-03	0.114155235E-03
INTERRUPTOR	BRCRDR	0.169640135E-10	0.398631030E-07	0.425556675E-03
	BRCSDR	0.530416368E-13	0.553235457E-09	0.958753371E-04
	BRCRDS	0.303261377E-12	0.309624504E-08	0.979448814E-04
	BRCSDS	0.213891701E-14	0.389491495E-10	0.549156248E-04
	BSCRDR	0.113261343E-12	0.108786424E-08	0.104113482E-03
	BSCSDR	0.113238221E-10	0.506377440E-10	0.223624110E+00
	BSCRDS	0.842624353E-15	0.153869972E-10	0.547621021E-04
	BSCSDS	0.783775714E-13	0.137317580E-08	0.570775883E-04
=====				
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.384792855E-07	0.337173929E-03	0.959716938E+00
=====				
CONTRIBUCION TOTAL		0.511727103E-05	0.447392948E-01	0.100196648E+01
=====				

```

*****
**
* *****
* *
* * EJEMPLO DE APLICACION SISTEMA DE SUB-
* *
* * TRANSMISION DEL LIBRO DE ENDRINYI CAP.XI
* *
* * CONFIABILIDAD 99.99 0/0
* *
* *
* *****
**
*****

```

C A P I T U L O I V

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION GUAYAQUIL

El objetivo principal de este capítulo es el de aplicar la metodología establecida, para la evaluación de la Confiabilidad, al sistema de subtransmisión Guayaquil para el año actual (1987) y año Horizonte (2000) de la Planificación de la expansión del sistema.

Para la obtención del objetivo es necesario describir al sistema y representarlo de una forma que proporcione el funcionamiento lógico aplicado a la Confiabilidad.

Por la falta de datos de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema Guayaquil, dichos datos han sido tomados de las referencias (1), capítulo XI, y (9), por tal razón los resultados que se obtengan de la evaluación cuantitativa no tendrán validéz para el diagnóstico de la confiabilidad del sistema eléctrico Guayaquil, pero sirven como medio de comparación entre configuraciones.

Realizada la evaluación, a través del programa descrito en el Capítulo III, se procederá a determinar las partes débiles del sistema, a analizar e interpretar los índices de falla obtenidos y a comparar sus configuraciones.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO GUAYAQUIL

La descripción del sistema se la hará para las configuraciones de los años mencionados.

4.1.1. COMPONENTES DEL SISTEMA

El sistema bajo estudio está compuesto, básicamente de las subestaciones de subtransmisión que suministran la energía eléctrica a través de líneas a las subestaciones de distribución. Las subestaciones de subtransmisión son alimentadas por líneas de transmisión o por generadores y al igual que las subestaciones de distribución están compuestas de barras, interruptores (disyuntores o seccionadores) y transformadores de poder, Potencial (PT) y Corriente (CT), estos dos últimos son empleados en los sistemas de medición y protección. Las secciones siguientes describen con mayor

detalle la mayoría de éstos componentes.

4.1.2. NIVELES DE VOLTAJE Y LIMITES DE CAPACIDAD DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

- NIVELES DE VOLTAJE

Los niveles de voltaje del sistema son: 230KV, 138KV y 69KV. A partir del año 1998 el nivel de voltaje de 345KV será también parte del sistema.

La regulación de voltaje se realiza por medio de la generación local, taps de los transformadores, bancos de capacitores y reactores.

Los límites de la tensión para condiciones de operación son fijados a 95 - 105% del voltaje nominal en las barras de 345KV, 230KV, 138KV, 69KV y 13.8KV del sistema sean éstas barras de carga o barras de generación.

La regulación por transformadores se la realiza a través de la relación de

transformación mediante el ajuste de la posición de los taps (+ 2 1/2 y + 5%).

La utilización de capacitores mejora la regulación en el período de demanda máxima, mantiene el factor de potencia del sistema de distribución cerca al 100% y trae como beneficios adicionales la reducción de pérdidas y el alivio de las cargas de los equipos.

Los capacitores se encuentran ubicados en el terciario de los transformadores de subtransmisión y en las barras de 13.8KV de las subestaciones de distribución; las unidades utilizadas son de 6 MVAR y 300KVAR.

Los reactores utilizados (20MVAR) sirven para regular el voltaje en el período de demanda mínima, están ubicados en la subestación Pascuales.

Tomando en consideración todo lo mencionado, el estudio técnico en condiciones normales demuestra que el nivel de voltaje se encuentra dentro de los límites que permiten

dar una buena calidad de servicio al usuario tanto para la condición de máxima como para la de mínima carga.

- LIMITES DE CAPACIDAD DE LAS LINEAS

Para las líneas de subtransmisión se emplea el límite térmico, como una medida de la capacidad de las líneas sean estas de 230KV, 138KV o 69KV. Para las líneas del S.N.I. se utiliza el S.I.L. como una medida de capacidad de líneas de 345KV y 230KV.

De los estudios de flujo de carga del sistema se pudo determinar que las líneas, de niveles de voltaje superiores a 69KV, no están sobrecargadas en condiciones de operación normal y que ninguna de las líneas de 69KV sobrepasa el 75% de su capacidad nominal. La Tabla IV.1 muestra el cargado de las líneas de subtransmisión de alto voltaje.

TABLA IV.1 CARGADO DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DE ALTO VOLTAJE

ANO	LINEA DE A	CONDUCTOR (MCM)	NUMERO DE CIRCUITOS	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD (MVA)	CARGA (MW)	CARGA (%)
1987	PASCUALES SALITRAL	477	2	138	316	152.22	48.8
2000	PASCUALES SALITRAL	477	2	138	316	50.94	16.1
	PASCUALES POLICENTRO	954	2	138	480	233.98	49.0
	PASCUALES SALITRAL	1113	2	230	876	236.71	27.0
	SALITRAL P. V. G.	1113	1	230	438	71.28	16.4
	25 DE JULIO P. V. G.	1113	1	230	438	146.02	33.4
	SALITRAL 25 DE JULIO	1113	2	230	876	57.15	6.5
	PAUTE PASCUALES	1113	2	230	288	379.85	132.4
	PAUTE P. V. G.	1113	2	345	404	449.25	111.8

- LIMITE DE CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

La capacidad de los transformadores está normalizada de acuerdo a su nivel de voltaje, según las normas y guías de diseño, desarrolladas por INECEL y ESPOL, para subestaciones de subtransmisión y distribución.

EL criterio de ampliación adoptado para las subestaciones de subtransmisión consiste en la instalación de un nuevo banco de autotransformadores cuando la carga en el banco sea igual a la capacidad FOA. Para las subestaciones de distribución se proyecta la carga y se fijan alternativas de equipamiento.

La Tabla IV.2 muestra la capacidad y la carga de los bancos de autotransformadores de las subestaciones empleadas en el sistema.

TABLA IV.2 CARGADO DE BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISION

ANO	SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION	CAPACIDAD DA/FA/FDA (MVA)	CARGA (MW)	CARGA (%)
1987	PASCUALES	230/138	225/300/375	327.58	88.71
	PASCUALES	138/69	90/120/150	84.87	56.81
	SALITRAL	138/69	90/120/150	150.81	100.61
2000	PASCUALES	230/138	2*225/300/375	585.12	78.41
	PASCUALES	138/69	90/120/150	155.47	103.91
	SALITRAL	138/69	2 * 225/300/375	301.02	100.41
	POLICENTRO	138/69	2 * 90/120/150	232.60	77.81
	SALITRAL	230/138	225/300/375	250/23	67.11
	P. V. G.	230/69	2 * 96/135/168	222.37	66.21
	25 DE JULIO	230/69	2 * 96/135/168	203.18	60.61
P. V. G.	345/230	450/600/750	441.13	58.91	

NOTA: POR NO ESTAR EN FUNCIONAMIENTO LA SUBESTACION POLICENTRO DE 90/120/150 MVA, 138/69KV, NO SE LE HA CONSIDERADO EN LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ACTUAL, IGUALMENTE PARA LA LINEA QUE ALIMENTA ESTA SUBESTACION DESDE PASCUALES.

En lo que respecta a las subestaciones de distribución las capacidades (QA/FA) de los transformadores están fijadas en 12/16MVA, 18/24MVA y 24/32MVA. Para las zonas de baja densidad de carga las subestaciones están formadas de un transformador de 12/16MVA más uno de 18/24MVA; para las zonas de alta densidad de carga, las subestaciones están formadas de un transformador de 18/24MVA más uno de 24/32MVA.

De los estudios de flujo de carga se pudo determinar que ninguna de las subestaciones de distribución está cargada más allá del 76% de su capacidad nominal FA.

4.1.3. FUENTES DE ALIMENTACION

De acuerdo a criterios aplicados al sistema Guayaquil las fuentes de generación local serán reducidas al máximo a través de los periodos de planificación para aprovechar al máximo la potencia y energía disponible del Proyecto Paute. La Tabla IV.3 presenta las fuentes de alimentación del sistema.

TABLA IV.3 FUENTES DE ALIMENTACION

CONFIGURACION DEL SISTEMA PARA EL AÑO	ALIMENTACION	
	LOCAL (GENERADORES)	S. N. I. (SUBESTACIONES)
1987	P.V.G. SALITRAL	PASCUALES
2000	-	PASCUALES SALITRAL P.V.G.

4.1.4. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA

DEMANDAS DE POTENCIA

Para determinar las demandas de potencia es necesario simular la operación del sistema tanto para la condición de demanda máxima como de demanda mínima.

Las demandas máximas de potencia real para cada una de las barras de carga del sistema son obtenidas de la proyección de la demanda.

Para la obtención de las demandas de potencia reactiva es necesario determinar el factor de

potencia del sistema para las barras de carga de las subestaciones de distribución y las cargas industriales.

Del análisis realizado en las barras de 13.8KV de las subestaciones de distribución se obtuvo un factor de potencia en atraso de 0.86 y para las cargas industriales se asumió un factor de potencia en atraso de 0.95.

La Tabla IV.4 presenta las demandas máximas de potencia real y reactiva para cada barra de carga.

TABLA IV.4 DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA REAL Y REACTIVA DEL SISTEMA

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
GUASMO 1	7.94	4.71	18.61	11.04
GUASMO 2	7.94	4.71	12.41	7.36
UNION BANANEROS 1	-	-	18.47	10.96
UNION BANANEROS 2	-	-	12.31	7.31
DOMINGO COMIN 1	-	-	18.15	10.77
DOMINGO COMIN 2	-	-	24.20	14.36
PRADERA 1	14.18	8.42	17.65	10.47
PRADERA 2	-	-	23.53	13.96
ESMERALDAS 1	16.23	9.63	17.32	10.28
ESMERALDAS 2	16.23	9.63	17.32	10.28
P. V. GUAYAQUIL 1	19.82	11.76	21.24	12.60
P. V. GUAYAQUIL 2	23.07	13.69	24.71	14.66
OLMEDO - CHIMBORAZO 1	-	-	22.16	13.15
OLMEDO - CHIMBORAZO 2	-	-	16.62	9.86
LETAMENDI - QUINCE 1	14.53	8.62	22.51	13.35
LETAMENDI - QUINCE 2	-	-	22.51	13.35
LETAMENDI - MASCOTE 1	-	-	24.20	14.36
LETAMENDI - MASCOTE 2	-	-	24.20	14.36
GARAY 1	15.91	9.44	17.83	10.58

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
GARAY 2	15.91	9.44	17.83	10.58
BOYACA 1	16.08	9.54	16.98	10.07
BOYACA 2	10.72	6.36	22.64	13.43
BOYACA 3	10.72	6.36	22.64	13.43
J. P. ARENAS 1	-	-	16.70	9.91
J. P. ARENAS 2	-	-	16.70	9.91
CENTRO 1	-	-	24.76	14.69
CENTRO 2	-	-	24.76	14.69
BELLAVISTA 1	-	-	11.14	6.61
BELLAVISTA 2	-	-	11.14	6.61
TORRE 1	15.05	8.93	18.67	11.08
TORRE 2	10.04	5.95	12.45	7.39
REVOLUCION 1	-	-	18.62	11.05
REVOLUCION 2	-	-	12.41	7.36
CISNE 2	-	-	18.58	11.02
ATARAZANA 1	17.04	10.11	17.66	10.48
ATARAZANA 2	-	-	17.66	10.48
CAMPO ALEGRE	-	-	11.89	7.06
MODELO	16.30	9.67	17.44	10.35
CEIBOS 1	16.70	9.91	25.52	15.14
CEIBOS 2	11.13	6.60	19.15	11.36

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
URDESA 1	-	-	16.80	9.97
URDESA 2	-	-	16.80	9.97
ALBORADA	15.13	8.93	16.99	10.08
GARZOTA	-	-	17.74	10.52
MAPASINGUE 1	18.74	11.12	21.89	12.99
MAPASINGUE 2	-	-	29.18	17.31
SAUCES 1	8.61	5.11	17.87	10.60
SAUCES 2	-	-	17.87	10.60
PASCUALES 1	6.86	4.07	12.21	7.25
PASCUALES 2	-	-	18.32	10.87
COLINAS	-	-	11.83	7.02
PUERTO AZUL	-	-	18.89	11.21
ESTERO SALADO	17.76	10.54	-	-
FUNASA	4.34	1.43	12.07	3.97
PUERTO NUEVO	2.17	0.71	5.97	1.96
FISA	1.42	0.47	4.10	1.35
CERVECERIA	3.90	1.28	11.15	3.67
CRIDESA	3.59	1.18	10.30	3.38
LA FAVORITA	1.05	0.35	3.03	1.00
LA UNIVERSAL	0.98	0.32	2.24	0.74
MOLINERA	1.65	0.54	3.77	1.24
CEMENTO	20.16	6.63	29.60	9.73

NOMBRE DE BARRA	AÑO 1987		AÑO 2000	
	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)
POLICENTRO	2.38	0.78	2.38	0.78
BASE NAVAL SUR	2.86	0.94	6.90	2.27
ESTACION DE BOMBEO	1.85	0.61	2.86	0.94
TRANS. URBANO (20)	-	-	31.09	10.22
TERMINAL TERRESTE	1.26	0.41	1.26	0.41
TRANS. URBANO (12)	-	-	30.74	10.10
DAULE + DURAN	23.55	7.75	71.67	25.40

los requerimientos de potencia real y reactiva en la condición de demanda mínima fueron determinados después de hacer un análisis de curvas de carga anual del sistema. Se llegó a la conclusión de que la relación de la demanda mínima con la demanda máxima anual de la potencia real es del 38% y la relación para las potencias reactivas es del 33%, lo cual da un factor de potencia de 0.90 atrasado durante la demanda mínima.

DEMANDA DE ENERGIA

Por falta de información y por considerar que no es necesario para la construcción del diagrama lógico aplicado al estudio de Confiabilidad, la demanda de energía se la excluye como información y dato.

PERDIDAS

Las pérdidas del sistema no pasan en ningún año a valores superiores al 2.03%. En la Tabla IV.5 se presentan las pérdidas en MW y en porcentaje.

TABLA IV.5 PERDIDAS DEL SISTEMA

ANO	CARGA (MW)	PERDIDAS (MW)	PERDIDAS (%)
1987	386,96	5,57	1.42
2000	1141,99	23,69	2,03

4.1.5. SUBESTACIONES DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

Las configuraciones, sistemas de interrupción y equipos de protección de las subestaciones afectan a la Confiabilidad del Sistema, su selección debe ser realizada tomando en cuenta factores técnicos y económicos que garanticen un buen servicio (continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica).

El análisis técnico es realizado según la operación de la subestación, grado de continuidad y seguridad en el servicio. La selección técnica se la realiza según las ventajas y desventajas que presenta cada configuración. El análisis económico debe ser

el resultado de una comparación de los costos de inversión y Confiabilidad que presenta la configuración y el consumidor.

A continuación se resumen los factores predominantes en la selección de las configuraciones:

- 1.- Criterios de operación.
- 2.- Criterios de mantenimiento y reparación.
- 3.- Expansiones futuras.
- 4.- Grado de Confiabilidad.
- 5.- Limitaciones económicas.

Las configuraciones de las subestaciones que tiene el sistema Guayaquil y que adoptará en las fases de la planificación son presentadas en la Tabla IV.6.

TABLA IV.6 CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES
DEL SISTEMA GUAYAQUIL

SUBESTACIONES	C O N F I G U R A C I O N E S	
	SISTEMA ACTUAL	SISTEMA AÑO 2000
SUBTRANSMISION	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.
	BARRAS EN ANILLO.	BARRA DOBLE SIMPLE INTERRUPTOR.
DISTRIBUCION	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA PARA EL LADO DE BAJA TENSION.	BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA PARA EL LADO DE BAJA TENSION.
	BARRA SIMPLE.	BARRA SIMPLE.

A continuación se detallan cada una de las configuraciones mostradas en la Tabla IV.6.

BARRA SIMPLE

Este tipo de configuración (FIG. 4.1.a) consiste en una barra principal que al ser energizada, activa todos los circuitos que se encuentran conectados a ella. Este tipo se utiliza preferentemente en aquellos casos en

que se admiten cortes de corriente con frecuencia.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de éste tipo de configuración:

- VENTAJAS:

- 1.- Costo reducido.
- 2.- Pequeña área requerida.
- 3.- Instalación simple y de maniobra sencilla.

- DESVENTAJAS:

- 1.- Una mala operación del interruptor o una avería en las barras, conducirá a una interrupción total del suministro de energía.
- 2.- La reparación o mantenimiento de un interruptor implica invertir en seccionadores conectados en derivación con los interruptores (FIG. 4.1.b).
- 3.- Resulta imposible la ampliación del Sistema sin poner fuera de servicio a la subestación.

4.- La confiabilidad del sistema es reducida, ya que si ante una falla, el interruptor no opera, el resultado es la pérdida de la subestación; además si una falla ocurriese en el momento en que se tiene fuera de servicio al disyuntor, resultaría un paro completo de la subestación.

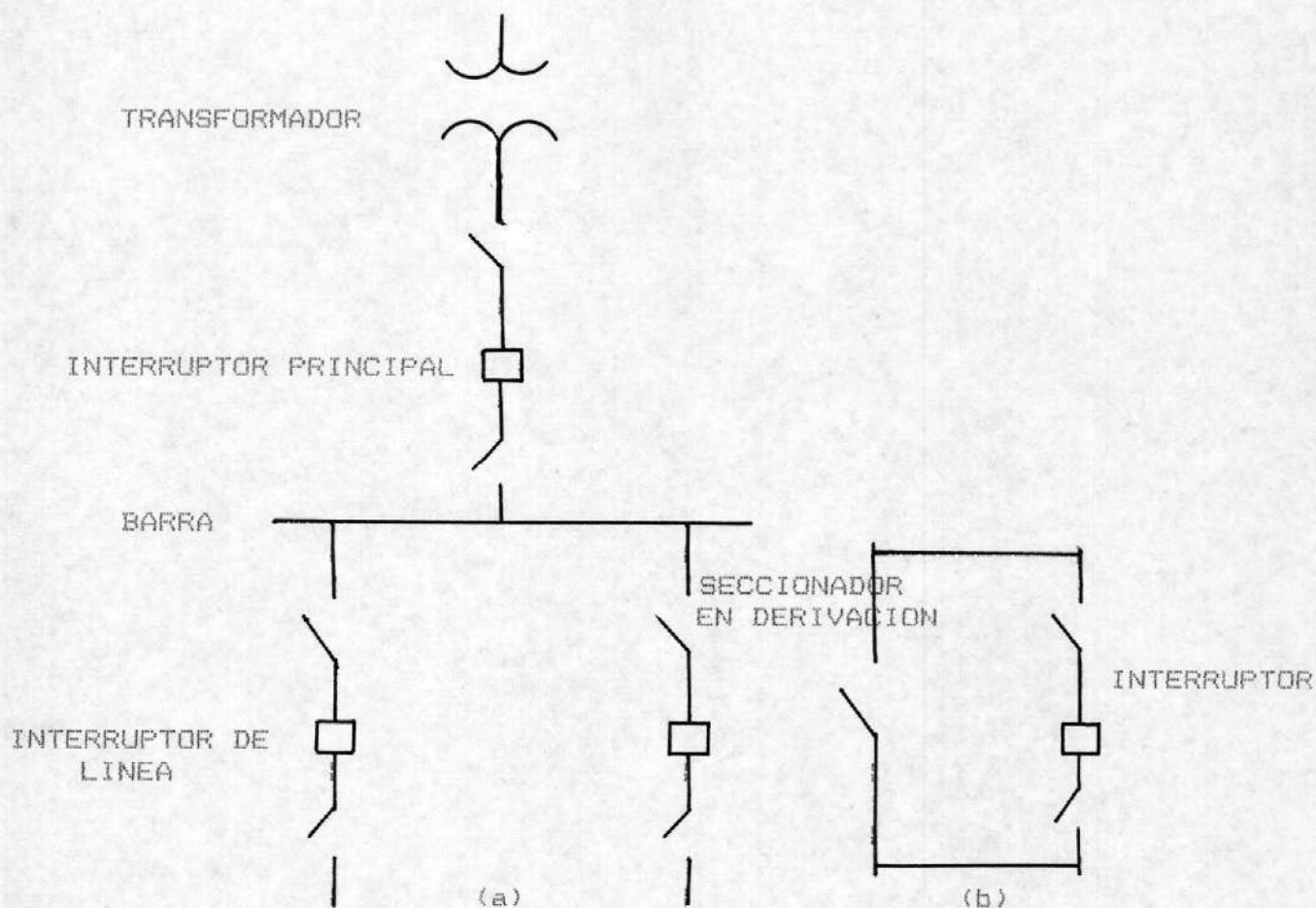


FIG. 4.1 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE

BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

En este tipo de configuración (FIG. 4.2), la barra principal es normalmente energizada y bajo condiciones normales de operación, todos los circuitos son alimentados a través de sus interruptores.

Si es necesario sacar de servicio un disyuntor para efectos de mantenimiento o reparación la integridad del circuito puede ser mantenida a través de un interruptor de acoplamiento.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de éste tipo de configuración:

- VENTAJAS

- 1.- El mantenimiento o reparación de cualquier interruptor puede ser realizado sin sacar de servicio a los circuitos.
- 2.- Sistema de protección sencillo para conexiones normales.
- 3.- El terreno requerido es menor que para

otras subestaciones eléctricas con configuraciones de doble barra.

4.- Más económica que otras subestaciones eléctricas con doble barra.

5.- El costo de la configuración es ligeramente mayor que el de la configuración barra simple, pero es más flexible en su operación y brinda mayor seguridad.

- DESVENTAJAS

1.- No es recomendable esta configuración en zonas de alta contaminación para los aisladores.

2.- Cuando se realiza el mantenimiento de aisladores es necesario sacar de servicio a la barra.

3.- Cuando un juego de barra está sobre otro juego, el mantenimiento de cualquiera de las barras es dificultoso.

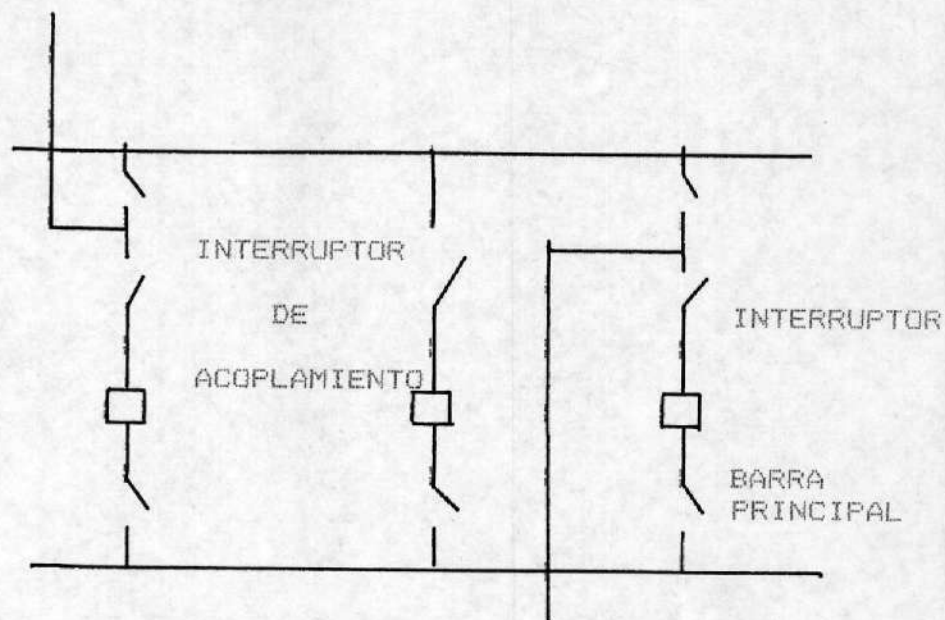


FIG. 4.2. ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

BARRA DOBLE SIMPLE INTERRUPTOR

Este tipo de configuración (FIG. 4.3) consiste en dos barras, energizadas en condiciones y conexiones normales.

Cada barra puede ser alimentada independientemente y el número de circuitos que sale de la configuración se conectan a la barra a través de interruptores en proporciones iguales o casi iguales.

Si una de las barras deja de ser alimentada o está sometida a mantenimiento o reparación, el interruptor de acoplamiento conecta los circuitos de ésta barra a la barra energizada.

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de éste tipo de configuración:

- VENTAJAS

- 1.- Operación sumamente flexible.
- 2.- El mantenimiento o reparación de cualquier interruptor puede ser realizado con una modificación mínima de la protección de la línea.
- 3.- Cualquiera de las barras pueden ser aislada para su mantenimiento.

- DESVENTAJAS

- 1.- Se requiere de un interruptor extra para interconexión entre barras.
- 2.- La operación que se requiere hacer cuando se realiza el mantenimiento de un

interruptor es complicada.

3.- Mayor probabilidad de falla en barras.

4.- Una falla en el interruptor de acoplamiento puede producir la salida total de la subestación.

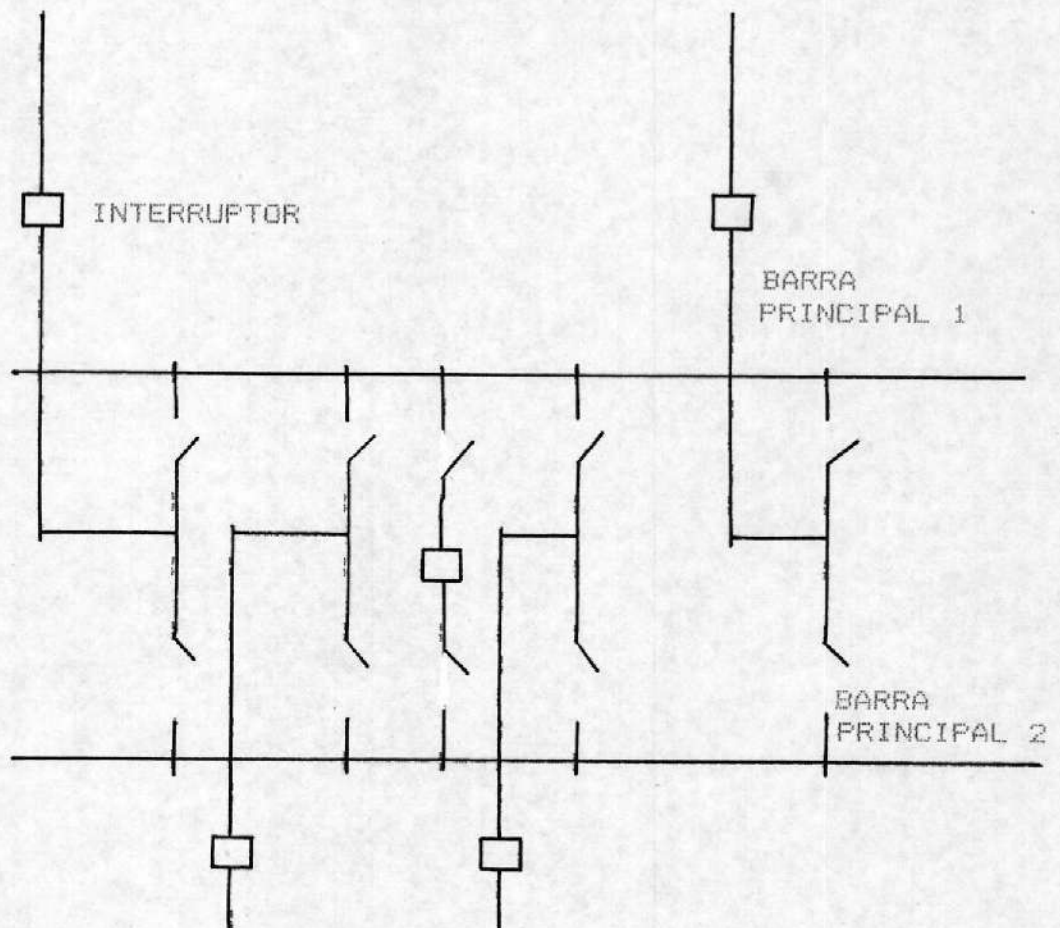


FIG. 4.3 ESQUEMA DE BARRA DOBLE - SIMPLE INTERRUPTOR

BARRAS DE ANILLO

A continuación se resumen las ventajas y desventajas de este tipo de configuración, mostrada en la figura 4.4.

- VENTAJAS

- 1.- Operación flexible
- 2.- Alta confiabilidad
- 3.- Se puede aislar secciones de barras o interruptores para fines de mantenimiento o reparación, sin interrumpir la operación del circuito.
- 4.- Doble alimentación para cada circuito.

- DESVENTAJAS

- 1.- La desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a más de un circuito.
- 2.- Cada circuito debe tener su propia fuente de alimentación para efecto de protección.

3.- Es imposible ampliar las instalaciones, sin interrumpir el circuito.

4.- Generalmente este tipo de conexión se limita para un máximo de cuatro circuitos.

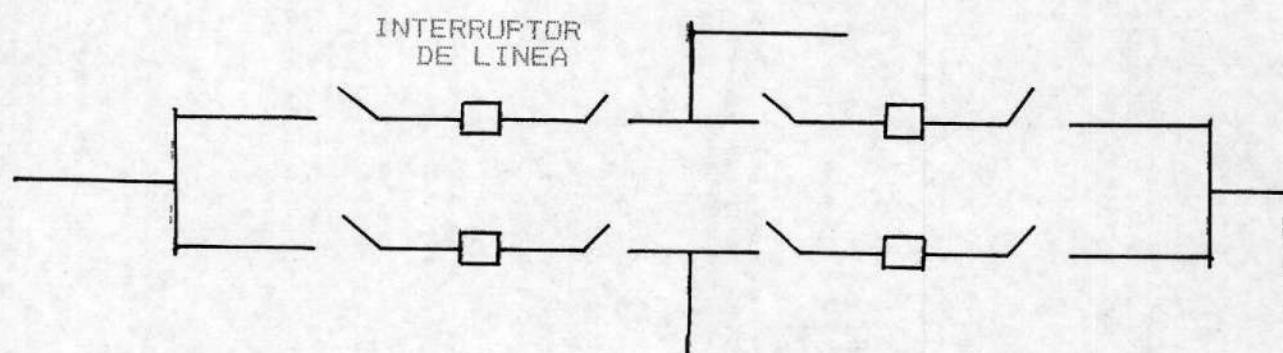


FIG. 4.4 ESQUEMA DE BARRAS EN ANILLO

La Tabla IV.7 presenta los costos en porcentaje, de las configuraciones, tomando como base el esquema de barra simple. En la Tabla no se incluyen el costo de los transformadores.

TABLA IV.7 EVALUACION ECONOMICA DE LAS CONFIGURACIONES

CONFIGURACION	COSTO APROXIMADO (%)
Barra Simple	100
Barra Principal y Transferencia	123
Barra Doble-Simple Interruptor	150
Barras en Anillo	114

4.1.6. LINEAS

Las configuraciones que forman las líneas afectan a la Confiabilidad del sistema, su selección debe ser el resultado de un análisis técnico económico parecido al de las subestaciones. A continuación se citan los factores influyentes en la selección.

- 1.- Costos y limitaciones económicas.
- 2.- Flexibilidad y Simplicidad.
- 3.- Confiabilidad.

El sistema de Subtransmisión Guayaquil presentan dos tipos de configuraciones: Radial

y Anillo.

La Configuración Radial en comparación con la configuración en anillo presenta menor regulación de voltaje, menor Confiabilidad y mayor pérdida; en cambio, tiene la ventaja de tener un sistema de protección sencillo con equipos menos costosos.

Las configuraciones tanto para subestaciones como para líneas se tratan con mayor detalle en las referencias 3 (Capítulos II y III), 4 (Capítulos III y IV) y 5 (Sección 2.4).

4.1.7. DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares del Sistema Guayaquil, para el año actual y año 2.000, que a continuación se presentan contienen los datos de topología necesarios para la evaluación de la confiabilidad del sistema; entre estos datos se tiene los niveles de voltaje, la dirección del flujo de potencia real, longitud de las líneas, ubicación de

interruptores, tipos de configuraciones de subestaciones y líneas.

Para propósito de análisis de confiabilidad, el sistema Guayaquil del año 2.000 se presenta en dos parte, según los niveles de voltaje que tiene el sistema.

4.2. EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA GUAYAQUIL ACTUAL Y DEL AÑO 2.000

Descrito el sistema, se procede a representarlo, según su funcionamiento lógico, en un modelo que permita realizar la evaluación de la Confiabilidad bajo ciertas condiciones fijadas en la metodología determinada en el Capítulo II y aplicadas al programa desarrollado.

Para la representación del modelo, aplicado a la Confiabilidad, se asume lo siguiente:

- El criterio de falla del sistema está dado por la pérdida de continuidad eléctrica a todas las barras de carga existente en el sistema; es decir, el sistema fallará si hay pérdida del suministro de energía a todas las barras de carga.
- Todos los componentes del sistema son reparables con eventos independientes.
- La distribución probabilística para los tiempos de falla, reparación, maniobra y mantenimiento es exponencial.
- Los componentes, especialmente líneas y transformadores, tienen suficientes capacidades y no

- necesitan del empleo del modelo de carga.
- Se desprecia el efecto de un mal funcionamiento de la protección.
 - Se desprecia los estados con más de doble falla.
 - Se desprecia el efecto ambiental (climático) por considerar que el medio es estable y normal.
 - Cada nivel de voltaje está dentro de su rango normal.

Fijadas las condiciones bajo las cuales debe ser realizada la evaluación, se procede a construir el diagrama topológico o representación gráfica del modelo, para ello es necesario indicar el sentido del flujo de potencia real establecido de los flujos de carga corrido para condiciones normales y de carga máxima, ubicar los interruptores, indicar la longitud en Km de las líneas y enumerar cada componente que contribuye a la confiabilidad del sistema.

4.2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA QUE INTERVIENEN EN EL ANALISIS DE CONFIABILIDAD, INDICES DE CONFIABILIDAD.

Los componentes del sistema considerados como

influyentes en la confiabilidad del sistema son mostrados en la Tabla IV.B.

Por no haber sido posible obtener los índices de confiabilidad de cada tipo de componente del Sistema Guayaquil, los valores de dichos índices han sido asumidos, y los resultados que se obtienen de la evaluación cuantitativa no pueden ser empleados en el diagnóstico de la confiabilidad del propio sistema por no ser reales, en cambio su utilización sirve como medio de comparación entre configuraciones.

Los índices adoptados para la evaluación son utilizados según la configuración que presente el sistema. Se asume que el comportamiento y las condiciones bajo las cuales son operados los componentes del sistema a 69KV se mantienen a lo largo de las etapas de la planificación, y que los componentes a niveles de voltaje superiores a 69KV son sometidos con frecuencia durante cada año a mantenimiento preventivo implicando una disminución en su frecuencia de falla.

Para las configuraciones a 69KV, se tomó los índices fijados por Ebasco, contenidos en la referencia (9).

Para la configuración a niveles de voltaje superiores a 69KV, se tomó los índices fijados por J. Endrenyi, contenidos en el capítulo XI de la referencia (1).

Los valores asumidos de los índices de confiabilidad para los diferentes tipos de componentes son mostrados en la Tabla IV.8.

4.2.2. DIAGRAMAS TOPOLOGICOS DEL SISTEMA APLICADOS AL ANALISIS DE CONFIABILIDAD

Las configuraciones descritas y escogidas para la evaluación de la Confiabilidad del sistema Guayaquil actual y del año 2.000, para el análisis presentan lo siguiente:

El sistema actual, presenta una configuración compuesta de 149 elementos, considerados como contribuyentes a los índices de falla del sistema, y comprendida desde las barras de las

subestaciones de subtransmisión a 69KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de las subestaciones de distribución a 13.8KV y de cargas industriales a 69KV, consideradas como barras de carga.

El sistema del año 2.000, para propósito de una mejor evaluación por tener diferentes niveles de voltaje y subestaciones de subtransmisión de gran poder, se lo ha dividido en dos partes.

La primera parte, presenta una configuración compuesta de 79 elementos, considerados como influyentes de la Confiabilidad, y comprendida desde las barras, que alimenta el S.N.I. desde Paute, de las subestaciones de subtransmisión a 230 y 345 KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de dichas subestaciones a 69 KV, consideradas como barras de carga.

La segunda parte, presenta una configuración compuesta de 297 elementos, considerados como influyentes de la Confiabilidad, y comprendida

desde las barras de las subestaciones de subtransmisión a 69 KV, consideradas como barras alimentadoras, hasta las barras secundarias de las subestaciones de distribución a 13.8 KV y de cargas industriales a 69 KV, consideradas como barras de carga.

Los diagramas topológicos o configuraciones del sistema aplicados al análisis de la Confiabilidad son los mismos a los mostrados en la sección 4.1.7.

4.2.3. DATOS DE ENTRADA DEL PROGRAMA

Según lo especificado en el Manual del Usuario, los datos de entrada son:

- Nombre de cada sistema.
- Índices de falla, obtenidos de la Tabla IV.8.
- Datos de topología, de los diagramas de la sección 4.1.7.

El formateo de los datos en los archivos fueron realizados según las especificaciones

del programa que contiene el Manual del Usuario.

El listado que contiene los resultados muestran los datos de entrada de cada configuración (excepto la longitud de cada tramo de línea) escritos en el mismo orden de aparición de los archivos de salida.

4.2.4. RESULTADOS OBTENIDOS, INTERPRETACION

Los resultados, que se muestran a continuación, fueron obtenidos de la evaluación de la Confiabilidad del sistema en forma cualitativa y cuantitativa.

De la evaluación cualitativa, llamada análisis de efectos de falla, se obtuvo los componentes que al ser sometidos a diferentes estados producen la falla al sistema (cortes mínimos o estados de falla del sistema). La ventaja que presenta esta evaluación está en la no necesidad de los índices de falla de los componentes del sistema, que a falta de ellos, este tipo de evaluación se hace imprescindible e importante.

La información obtenida, permite identificar las partes débiles del sistema, que según la importancia que presentan necesitan ser reforzadas o corregidas.

De la evaluación cuantitativa, se obtuvo los índices de falla (Probabilidad, Frecuencia y Duración Media) y la Confiabilidad o Disponibilidad del Sistema. La ventaja que presenta este tipo de evaluación está en la indicación, por parte de los índices, de la configuración más óptima, más segura, encaminada a proporcionar un mejor servicio al usuario. La desventaja que tiene la evaluación es en la utilización de índices de falla de cada componente cuando no se tiene un adecuado sistema estadístico de datos de falla.

Los resultados obtenidos de la corrida del programa para cada configuración son mostrados en las páginas últimas de éste capítulo.

4.2.5. ANALISIS Y COMPARACIONES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Los parámetros de confiabilidad obtenidos de los resultados de la evaluación no son válidos para diagnosticar la confiabilidad del sistema Guayaquil, pero sirven como medio de comparación entre configuraciones.

De los resultados obtenidos de la evaluación, se demuestra que los índices de confiabilidad de las configuraciones del Sistema Guayaquil a 69KV son bastante aproximados entre sí, presentando una disponibilidad aceptable en nuestro medio.

La configuración tipo radial a 69KV que presenta el sistema en el año 2000 es un poco más confiable que la configuración tipo radial-anillo del año actual (1987); esto se debe al criterio que se tiene al operar y planificar el sistema con el propósito fundamental de equiparlo, de satisfacer las demandas de carga y de entregar un buen servicio, que trae como consecuencia la mejora del sis-

tema.

El sistema del año 2.000 presenta, a niveles de voltajes superiores a 69KV, una configuración tipo anillo, alimentada por 3 puntos desde el S.N.I. y compuesta de cinco subestaciones de subtransmisión de gran poder unidas a través de líneas de dos ternas. La disposición de sus componentes hace que dicha configuración sea altamente confiable, cercana al 100% (confiabilidad ideal).

En la tabla IV.9 se presentan índices de confiabilidad de las configuraciones del sistema.

De los índices de falla obtenidos de la evaluación se demuestra que el modelo operación de maniobra es el que más contribuye a dichos índices en un porcentaje que oscila entre el 96 y 99% de la contribución total, por lo que no se introduciría mayor error si se desprecian los dos modelos restantes. Para el modelo mantenimiento preventivo su contribución a simple vista, es lógica debido

a que es una herramienta destinada a disminuir las frecuencias de fallas de los componentes, favoreciendo la seguridad del sistema.

La Tabla IV.10 muestra el porcentaje de contribución a los índices de falla de cada modelo.

En lo que respecta a la contribución a los índices de falla del sistema de los tipos de cortes mínimos o estados de fallas del sistema, se nota que los estados simples (R y S) son predominantes en contribución con respecto a los restantes estados de los modelos. De estos dos estados el que más contribuye a la probabilidad de falla es el estado R en un promedio del 98% de la contribución total de su modelo, en cambio la contribución del estado S es aproximadamente de 1.5%.

Esto último haría pensar en hacer más sencilla la evaluación, simplificando el modelo de operación de maniobra, para un componente, de tres estados a dos (operación y falla),

creyendo que no se introduciría un mayor error al despreciar el estado S; esto es correcto para ciertas condiciones, pero en la mayoría de los casos se estaría cometiendo un gravísimo error, debido a que el estado S tiene una alta contribución a la frecuencia de falla que oscila entre el 12 y el 43% de la contribución total de su modelo.

Lo que sí queda demostrado es la validez de no considerar estados con más de dobles fallas (doble contingencia), debido a que si la contribución a los índices de falla del sistema de los estados dobles es despreciable, con mucha más razón dichos estados lo serán.

La Tabla IV.11 presenta las contribuciones de los cortes mínimos del modelo operación de maniobra a los índices de falla del sistema.

Con la ayuda de las configuraciones y cortes mínimos obtenidos de la evaluación, se puede identificar aquellos componentes que constituyen las partes débiles del sistema. Conociendo la vida útil de los componentes y

el comportamiento que han tenido en el sistema, se puede identificar aquellos que están más propensos a fallas; entre estos tenemos, a los interruptores y transformadores de las subestaciones de distribución.

Las partes débiles de la configuración del sistema Guayaquil actual las constituyen los tramos de líneas intermedias y las barras seccionadoras. Las salidas de éstos componentes por reparación, mantenimiento o maniobra causarían la interrupción de varios puntos de cargas importantes; entre estos tenemos, las líneas 67, 84, 91, 97 y 76 y las barras 38, 44, 50, 57 y 61.

Las partes débiles de la configuración del año 2000 a nivel de 69KV, por ser radial, se encuentran ubicadas en los interruptores de las barras de las subestaciones de subtransmisión, en los tramos de líneas iniciales y en barras intermedias en donde se originan las ramas.

El sistema Guayaquil del año 2000 de niveles

de voltajes superiores a 69KV, presenta tan sólo un punto débil dado por el banco de autotransformadores asignado con el número 34 y ubicado en la subestación Policentro, su salida por reparación o mantenimiento bastaría para dejar a un gran sector sin el suministro de energía eléctrica. Se recomienda que esta subestación sea alimentada a 69KV por la subestación PVG, sólo en caso de emergencia.

Para las configuraciones del sistema a 69KV, se recomienda adoptar la configuración de barra principal y de transferencia en aquellas subestaciones seccionadoras en donde sus salidas implican grandes pérdidas de carga.

TABLA IV.8 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO

TIPO DE COMPONENTE	CODIGO	FRECUENCIA DE FALLA (SALIDAS/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (HORA)	TIEMPO MEDIO DE MANIOBRA (HORA)	TIEMPO MEDIO DE MANTENIMIENTO (SALIDAS/ANO)	TIEMPO MEDIO DE MANTENIMIENTO (HORA)	PROBABILIDAD DE FALLA DEL INTERRUPTOR	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION (SALIDAS/ANO)
BARRA DE CARGA	1							
		PUNTO A SER ANALIZADO						
BARRA DE ALIMENTACION	2							
		SE ASUME 100% CONFIABLE						
BARRA SECCIONADORA A 69 KV	3	0.0500	21.00	1.0	0.1	10.00	---	---
BARRA SECCIONADORA A 138 KV	8	0.0280	4.36	1.0	3.0	6.30	---	---
BARRA SECCIONADORA A 230 KV	3	0.0510	4.36	1.0	5.0	7.64	---	---
LINEA A 138KV Y 230KV	4	0.0075/KM	9.86	1.0	0.1257/KM	18.10	---	---
LINEA A 69KV	5	0.0373/KM	9.86	1.0	0.0161/KM	10.00	---	---
TRANSFORMADOR A 230/138KV Y 345/230KV	6	0.0380	168.00	1.0	4.33	7.55	---	---
TRANSFORMADOR A 230/69KV Y 138/69KV	7	0.0120	168.00	1.0	3.67	6.40	---	---
TRANSFORMADOR A 69/13.8KV	7	0.0500	168.00	1.0	1.0	12.00	---	---
INTERRUPTOR A 230KV Y 345KV	9	0.0180	12.70	1.0	1.21	6.40	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR A 138KV	10	0.0030	27.00	1.0	0.44	6.30	0.0015	0.0260
INTERRUPTOR A 69KV	10	0.0700	27.00	1.0	0.50	8.00	0.0015	0.0260

TABLA IV.9 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS CONFIGURACIONES DEL SISTEMA

CONFIGURACION ANO TIPO	DISPONIBILIDAD (%)	FRECUENCIA DE FALLA (SALIDA/ANO)	DURACION MEDIA DE FALLA (HORA)	PUNTOS DE ALIMENTACION	PUNTOS DE CARGA
1987 RADIAL-ANILLO A 69KV	97.29	6.44130	36.89	6	31
2000 RADIAL A 69KV	97.69	8.35041	24.20	7	61
2000 ANILLO A 395-230 138-69KV	99.89	0.38173	25.66	5	5

TABLA IV.10 CONTRIBUCION DE LOS MODELOS A LOS INDICES DE FALLA

MODELOS	SISTEMA GUAYABUITL ACTUAL		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 69KV		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 345/230/138/69KV	
	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO %	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO %	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO %	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO %	PROBABILIDAD DE FALLA ANO/ANO %	FRECUENCIA DE FALLA 1/ANO %
OPERACION DE						
	0.271222	0.641048	0.230447	0.830885	0.111380	0.368353
MANIOBRA	-1 x 10	1 x 10	-1 x 10	1 x 10	-2 x 10	0 x 10
MANTENIMIENTO						
	0.137503	0.274870	0.04	---	0.336136	0.832016
PREVENTIVO	-5 x 10	-2 x 10	---	---	-5 x 10	-2 x 10
CIRCUITO						
	0.543840	0.280724	0.44	0.415607	0.09	0.505471
INTERRUPTOR	-5 x 10	-1 x 10	-4 x 10	-1 x 10	-6 x 10	-2 x 10
CONTRIBUCION						
	0.271290	0.644130	0.230666	0.835041	0.111813	0.381727
TOTAL	-1 x 10	1 x 10	-1 x 10	1 x 10	-2 x 10	0 x 10
						1.32
						100

TABLA IV.11 CONTRIBUCIONES DE LOS CORTES MINIMOS DEL MODELO OPERACION DE MANIOBRA A LOS INDICES DE FALLA DEL SISTEMA

CORTES MINIMOS	SISTEMA GUAYABUIL ACTUAL		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 69KV		SISTEMA DEL AÑO 2000 A 345/230/138/69KV							
	PROBABILIDAD DE FALLA ANG/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA 1/AÑO	PROBABILIDAD DE FALLA ANG/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA 1/AÑO	PROBABILIDAD DE FALLA ANG/AÑO	FRECUENCIA DE FALLA 1/AÑO						
R	0.270259 -1 x 10	99.6400 1 x 10	0.558002 -1 x 10	87.0453 1 x 10	0.226310 -1 x 10	98.2048 1 x 10	0.468550 -1 x 10	56.3900 1 x 10	0.109678 -2 x 10	98.4719 0 x 10	0.227000 0 x 10	61.6262
S	0.945865 -4 x 10	0.3487 0 x 10	0.828578 0 x 10	12.9254 -3 x 10	0.413623 -3 x 10	1.7949 1 x 10	0.362335 1 x 10	43.6100 1 x 10	0.160959 -4 x 10	1.4451 0 x 10	0.140999 0 x 10	38.2782
RR	0.163591 -5 x 10	0.0060	0.149209 -2 x 10	0.0233	--	--	--	--	0.913808 -6 x 10	0.0620 0.258084 -3 x 10	0.0701	
RS	0.429829 -7 x 10	0.0002	0.391673 -3 x 10	0.0061	--	--	--	--	0.104027 -7 x 10	0.0009 0.957975 -1 x 10	0.0260	
SS	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
CONTRIBUCION TOTAL	0.271222 -1 x 10	100.00	0.641048 1 x 10	0.230447 -1 x 10	100	0.830885 1 x 10	100	0.111380 -2 x 10	100	0.368353 0 x 10	100	


```

*****
*
* ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
*
*
* TESIS DE PCTENCIA
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION
*
*
* DIRECTOR DE TESIS
* INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO
*
*
* REALIZADA POR
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****

```

```

*****
*
* OBJETIVO DEL PROGRAMA
* =====
*
* REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION
*
* METODOS EMPLEADOS
* =====
*
* -ESPACIO DE ESTADO
* -TRAYECTORIA Y COSTE MINIMO
*
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
* =====
*
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION
*
* SISTEMA ANALIZADO
* =====
*
* SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYACUIL
* AÑO 1987 ===== NIVEL 69 KV.
* NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 149
*
*****

```

```

*****
*
*   INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES
*
*   DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO
*
*****
    
```

TIPO DE ELEMENTO	CODIGO	CANTIDAD	FRECUENCIA DE FALLA FF(1/ANO)	TIEMPO MEDIO DE REPARACION TR(HORA)	TIEMPO MEDIO DE MANEJO DE MANEJOS IS(HORA)	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO FM(1/ANO)	TIEMPO DE MANTENIMIENTO TM(HORA)	PROBABILIDAD FALLA INTERRUPT-PFI	FRECUENCIA DE FALSA OPERACION FFC(1/ANO)
BARRA DE CARGA	1	31	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/ALIMENTACION	2	6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BARRA/SECCIONADORA	3	30	0.0500	21.0000	1.0000	0.1000	10.0000	0.0000	0.0000
LINEA TIPO B	5	40	0.0373	9.8600	1.0000	0.0161	10.0000	0.0000	0.0000
TRANSFORMADOR B	7	22	0.0500	168.0000	1.0000	1.0000	12.0000	0.0000	0.0000
INTERRUPTOR B	10	20	0.0700	27.0000	1.0000	0.5000	8.0000	0.0015	0.0260

NOTA
 -SCLC PARA LINEAS-
 LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO,
 ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/KM)

 * REPRESENTACION DEL DIAGRAMA TOPOLOGICO DEL SISTEMA *
 *

* APLICADO AL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD *
 *

* ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPONENTE *												

* COMPONENTE	* CODIGO	* DIRECCION	* ELEMENTOS CON FLUJO QUE					* ELEMENTOS CON FLUJO QUE				
* NUMERO	* DEL	* DEL FLUJO	* ENTRAN AL COMPONENTE					* SALEN DEL COMPONENTE				

			* N/1	* N/2	* N/3	* N/4	* N/5	* N/1	* N/2	* N/3	* N/4	* N/5

* 1	* 1	* 1	* 107	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 2	* 1	* 1	* 108	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 3	* 1	* 1	* 109	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 4	* 1	* 1	* 71	* 72	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 5	* 1	* 1	* 110	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 6	* 1	* 1	* 113	* 0	* C	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0
* 7	* 1	* 1	* 114	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 8	* 1	* 1	* 111	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0
* 9	* 1	* 1	* 118	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 10	* 1	* 1	* 119	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0
* 11	* 1	* 1	* 120	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 12	* 1	* 1	* 115	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* 0	* 0
* 13	* 1	* 1	* 116	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 14	* 1	* 1	* 117	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 15	* 1	* 1	* 121	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* 0	* 0
* 16	* 1	* 1	* 122	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 17	* 1	* 1	* 123	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* 0
* 18	* 1	* 1	* 124	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0	* C	* 0
* 19	* 1	* 1	* 96	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0
* 20	* 1	* 1	* 125	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0
* 21	* 1	* 1	* 126	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 22	* 1	* 1	* 127	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C
* 23	* 1	* 1	* 128	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 24	* 1	* 1	* 106	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 25	* 1	* 1	* 103	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 26	* 1	* 1	* 100	* 101	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 27	* 1	* 1	* 99	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 28	* 1	* 1	* 76	* 77	* C	* 0	* C	* C	* C	* C	* C	* 0
* 29	* 1	* 1	* 77	* 78	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 30	* 1	* 1	* 80	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 31	* 1	* 1	* 92	* 93	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0
* 32	* 2	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 129	* 131	* C	* C	* 0
* 33	* 2	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 134	* 135	* C	* C	* 0
* 34	* 2	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 140	* 141	* C	* C	* 0
* 35	* 2	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 145	* 146	* C	* C	* 0
* 36	* 2	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 147	* 0	* 0	* 0	* 0
* 37	* 2	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 112	* C	* C	* C	* 0
* 38	* 3	* 1	* 67	* 68	* 69	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 39	* 3	* 1	* 68	* 107	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0
* 40	* 3	* 1	* 69	* 70	* 71	* 0	* C	* C	* C	* C	* C	* 0

*	96	*	5	*	0	*	80	*	0	*	0	*	0	*	C	*	19	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	97	*	5	*	0	*	147	*	0	*	0	*	0	*	0	*	61	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	98	*	5	*	0	*	61	*	0	*	0	*	0	*	0	*	62	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	99	*	5	*	0	*	62	*	0	*	0	*	0	*	0	*	27	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	100	*	5	*	0	*	62	*	0	*	C	*	0	*	0	*	26	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	101	*	5	*	0	*	26	*	0	*	0	*	0	*	0	*	63	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	102	*	5	*	0	*	63	*	0	*	0	*	0	*	0	*	64	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	103	*	5	*	0	*	64	*	0	*	0	*	0	*	0	*	25	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	104	*	5	*	0	*	64	*	0	*	0	*	0	*	0	*	65	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	105	*	5	*	0	*	65	*	0	*	0	*	0	*	0	*	66	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	106	*	5	*	0	*	66	*	0	*	C	*	0	*	0	*	24	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	107	*	7	*	0	*	39	*	0	*	0	*	0	*	0	*	1	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	108	*	7	*	0	*	148	*	0	*	0	*	0	*	0	*	2	*	0	*	C	*	C	*	C	*
*	109	*	7	*	0	*	148	*	0	*	0	*	0	*	0	*	3	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	110	*	7	*	0	*	41	*	0	*	0	*	0	*	0	*	5	*	C	*	0	*	C	*	C	*
*	111	*	7	*	0	*	42	*	0	*	0	*	0	*	0	*	8	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	112	*	7	*	0	*	37	*	C	*	0	*	0	*	0	*	45	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	113	*	7	*	0	*	47	*	0	*	C	*	0	*	0	*	6	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	114	*	7	*	0	*	47	*	0	*	C	*	0	*	0	*	7	*	0	*	C	*	C	*	C	*
*	115	*	7	*	0	*	55	*	0	*	0	*	0	*	0	*	12	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	116	*	7	*	0	*	55	*	0	*	C	*	0	*	0	*	13	*	C	*	0	*	C	*	C	*
*	117	*	7	*	0	*	55	*	0	*	0	*	0	*	0	*	14	*	C	*	0	*	C	*	C	*
*	118	*	7	*	0	*	50	*	0	*	0	*	0	*	0	*	9	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	119	*	7	*	0	*	52	*	0	*	0	*	0	*	0	*	10	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	120	*	7	*	0	*	52	*	0	*	0	*	0	*	0	*	11	*	0	*	C	*	C	*	C	*
*	121	*	7	*	0	*	56	*	0	*	0	*	0	*	0	*	15	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	122	*	7	*	0	*	57	*	0	*	0	*	0	*	0	*	16	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	123	*	7	*	0	*	57	*	0	*	0	*	0	*	0	*	17	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	124	*	7	*	0	*	59	*	0	*	0	*	0	*	0	*	18	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	125	*	7	*	0	*	61	*	0	*	C	*	0	*	0	*	20	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	126	*	7	*	0	*	63	*	0	*	C	*	0	*	0	*	21	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	127	*	7	*	0	*	65	*	0	*	C	*	0	*	0	*	22	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	128	*	7	*	0	*	66	*	0	*	C	*	0	*	0	*	23	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	129	*	10	*	0	*	32	*	0	*	0	*	0	*	0	*	130	*	67	*	0	*	0	*	0	*
*	130	*	10	*	1	*	129	*	67	*	0	*	0	*	0	*	84	*	145	*	0	*	C	*	C	*
*	131	*	10	*	0	*	32	*	0	*	0	*	0	*	0	*	73	*	132	*	133	*	0	*	C	*
*	132	*	10	*	1	*	131	*	73	*	133	*	0	*	0	*	149	*	140	*	0	*	0	*	0	*
*	133	*	10	*	1	*	131	*	73	*	132	*	0	*	0	*	134	*	87	*	137	*	C	*	C	*
*	134	*	10	*	0	*	33	*	0	*	C	*	0	*	0	*	133	*	137	*	87	*	C	*	C	*
*	135	*	10	*	0	*	33	*	0	*	C	*	0	*	0	*	136	*	0	*	0	*	C	*	C	*
*	136	*	10	*	0	*	135	*	0	*	0	*	0	*	0	*	139	*	42	*	0	*	0	*	0	*
*	137	*	10	*	1	*	138	*	91	*	0	*	0	*	0	*	87	*	133	*	134	*	C	*	C	*
*	138	*	10	*	1	*	139	*	95	*	0	*	0	*	0	*	137	*	51	*	0	*	C	*	C	*
*	139	*	10	*	0	*	136	*	142	*	0	*	0	*	0	*	138	*	55	*	0	*	C	*	C	*
*	140	*	10	*	0	*	145	*	141	*	34	*	0	*	0	*	132	*	145	*	C	*	C	*	C	*
*	141	*	10	*	1	*	145	*	140	*	34	*	0	*	0	*	142	*	146	*	0	*	C	*	C	*
*	142	*	10	*	0	*	141	*	146	*	0	*	0	*	0	*	139	*	126	*	C	*	C	*	C	*
*	143	*	10	*	0	*	45	*	0	*	0	*	0	*	0	*	44	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	144	*	10	*	0	*	45	*	0	*	C	*	0	*	0	*	81	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	145	*	10	*	0	*	35	*	0	*	0	*	0	*	0	*	140	*	141	*	34	*	C	*	C	*
*	146	*	10	*	0	*	35	*	0	*	C	*	0	*	0	*	142	*	141	*	0	*	C	*	C	*
*	147	*	10	*	0	*	36	*	0	*	0	*	0	*	0	*	97	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	148	*	3	*	1	*	70	*	108	*	109	*	0	*	0	*	C	*	C	*	C	*	C	*	C	*
*	149	*	10	*	1	*	132	*	140	*	0	*	0	*	0	*	130	*	84	*	0	*	C	*	C	*

LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZARCE ES(SDN)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31									

=====

CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

PCDELC

-OPERACION DE MANICBRA-

CORTES MINIMCS -R-

1	2	3	4	5
6	7	8	9	10
11	12	13	14	15
16	17	18	19	20
21	22	23	24	25
26	27	28	29	30
31	38	39	40	41
42	44	46	47	49
50	51	52	54	55
56	57	58	59	60
61	62	63	64	65
66	67	68	69	70
71	72	73	76	77
78	79	80	83	84
85	86	89	90	91
92	93	94	95	96
97	98	99	100	101
102	103	104	105	106
107	108	109	110	111
113	114	115	116	117
118	119	120	121	122
123	124	125	126	127
128	147	148		

CURTES MINIMOS -S-

 43 74 75 129 130
 131 132 133 137 138
 143

CURTES MINIMOS -RR-

 43- 45 43-112 43-143 45- 53 45- 74
 45- 75 45- 87 45- 88 48- 53 48- 87
 48- 88 53- 81 53- 82 53-112 53-144
 74-112 74-143 75-112 75-143 81- 87
 81- 88 82- 87 82- 88 87-112 87-144
 88-112 88-144 129-130 129-149 130-149
 137-138 137-139 138-139

CURTES MINIMOS -RS-

 138- 48 139- 48 138- 53 139- 53 138- 81
 139- 81 138- 82 139- 82 138- 87 139- 87
 138- 88 139- 88 138-134 139-134 142-134
 43-144 74-144 75-144 138-144 139-144

CURTES MINIMOS -SS-

MODELO

 -MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMOS -MR-

43- 45	43-112	43-143	45- 53	45- 74
45- 75	45- 87	45- 88	48- 53	48- 87
48- 88	53- 81	53- 82	53-112	53-144
74-112	74-143	75-112	75-143	81- 87
81- 88	82- 87	82- 88	87-112	87-144
88-112	88-144	129-130	129-149	130-149
137-138	137-139	138-139	45- 43	112- 43
143- 43	53- 45	74- 45	75- 45	87- 45
88- 45	53- 48	87- 48	88- 48	81- 53
82- 53	112- 53	144- 53	112- 74	143- 74
112- 75	143- 75	87- 81	88- 81	87- 82
88- 82	112- 87	144- 87	112- 88	144- 88
130-125	149-129	149-130	138-137	139-137
139-138				

CORTES MINIMOS -MS-

138- 48	139- 48	138- 53	139- 53	138- 81
139- 81	138- 82	139- 82	138- 87	139- 87
138- 88	139- 88	138-134	139-134	142-134
43-144	74-144	75-144	138-144	139-144

MODELO

 -CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE

 MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES

 QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL

 MODELO -OPERACION DE MANIBRA-

```

=====
=
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA =
=
= SISTEMA EVALUADO =
=-----=
= SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL =
=
= ANL 1987 ===== NIVEL 69 KV. =
=
=====
    
```

CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA					
MODELUS	ESTADOS	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION	
ASUMIDOS	DE FALLA	DE FALLA	DE FALLA	MEDIA	
		(ANL/ANL)	(1/ANL)	DE FALLA	
				(HCRA)	
OPERACION	R	0.270259157E-01	0.558001804E+01	0.484333560E-02	
MANIOBRA	S	0.945864740E-04	0.828577876E+00	0.114155151E-03	
	RR	0.163591449E-05	0.149208517E-02	0.109635484E-02	
	RS	0.429828546E-07	0.391672558E-03	0.109741784E-03	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.271221772E-01	0.641047764E+01	0.370627859E+02	
MANTENIMIENTO	MR	0.128847387E-05	0.199048454E-02	0.647316687E-03	
PREVENTIVO	MS	0.865538823E-07	0.758212551E-03	0.114155089E-03	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.137502775E-05	0.274869753E-02	0.438216209E+01	

		BRCK	0.249442019E-05	0.222520903E-02	0.112058223E-02	
CIRCUITO		BRCS	0.512278433E-07	0.465376303E-03	0.110078312E-03	
INTERRUPTOR		BSCR	0.244140210E-06	0.226173556E-02	0.107943721E-03	
		BSCS	0.263715719E-05	0.231015161E-01	0.114155147E-03	
		BRCRDR	0.105041380E-07	0.131639563E-04	0.797946705E-03	
		BRCSLK	0.157747027E-05	0.188293052E-05	0.105020881E-03	
		BRCRDS	0.317266657E-09	0.304894274E-05	0.104057923E-03	
		BRCSDS	0.617703978E-11	0.110225812E-06	0.560358621E-04	
		BSCRDR	0.388917371E-10	0.375733009E-06	0.103508966E-03	
		BSCSOR	0.389912325E-09	0.955872181E-08	0.407912582E-01	
=====						
		CONTRIBUCION DEL MODELO	0.543839542E-05	0.280724131E-01	0.169705105E+01	
=====						
		CONTRIBUCION TOTAL	0.271289870E-01	0.6474129848E+01	0.368946991E+02	
=====						

```

*****
**
* *****
* *
* * SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL * *
* *
* * ANO 1987 ===== NIVEL 65 KV. * *
* *
* * CONFIABILIDAD 97.29 C/O * *
* *
* *
* *****
**
*****

```

```

*****
*
* ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
*
* TESIS DE POTENCIA
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION
*
* DIRECTOR DE TESIS
* INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO
*
* REALIZADA POR
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****
    
```

```

*****
*
* OBJETIVO DEL PROGRAMA
* =====
*
* REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION
*
* METODOS EMPLEADOS
* =====
*
* -ESPACIO DE ESTADO
* -TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO
*
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
* =====
*
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION
*
* SISTEMA ANALIZADO
* =====
*
* SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL
* AÑO 2000 ===== NIVEL 69 KV.
* NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 297
*
*****
    
```

 * REPRESENTACION DEL DIAGRAMA TOPOLOGICO DEL SISTEMA *
 * APLICADO AL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD *

* ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPONENTE *															

* COMPONENTE	* CODIGO	* DIRECCION	* ELEMENTOS CON FLUJO QUE	* ELEMENTOS CON FLUJO QUE	*****										
* NUMERO	* DEL	* DEL FLUJO	* ENTRAN AL COMPONENTE	* SALEN DEL COMPONENTE	* N/1	* N/2	* N/3	* N/4	* N/5	* N/1	* N/2	* N/3	* N/4	* N/5	* N/5

* 1	* 1	* 1	* 199	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 2	* 1	* 1	* 200	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 3	* 1	* 1	* 201	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 4	* 1	* 1	* 202	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 5	* 1	* 1	* 297	* 144	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 6	* 1	* 1	* 143	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 7	* 1	* 1	* 203	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 8	* 1	* 1	* 204	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 9	* 1	* 1	* 205	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 10	* 1	* 1	* 208	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 11	* 1	* 1	* 207	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 12	* 1	* 1	* 206	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 13	* 1	* 1	* 209	* 0	* 0	* 0	* 0	* L	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 14	* 1	* 1	* 210	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 15	* 1	* 1	* 211	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 16	* 1	* 1	* 212	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 17	* 1	* 1	* 213	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 18	* 1	* 1	* 214	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 19	* 1	* 1	* 215	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 20	* 1	* 1	* 162	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 21	* 1	* 1	* 216	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 22	* 1	* 1	* 161	* 216	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 23	* 1	* 1	* 217	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 24	* 1	* 1	* 218	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 25	* 1	* 1	* 220	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 26	* 1	* 1	* 219	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 27	* 1	* 1	* 222	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* C	* 0	* 0
* 28	* 1	* 1	* 221	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0
* 29	* 1	* 1	* 223	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 30	* 1	* 1	* 224	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 31	* 1	* 1	* 225	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 32	* 1	* 1	* 226	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 33	* 1	* 1	* 227	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 34	* 1	* 1	* 228	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 35	* 1	* 1	* 229	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* 0	* 0
* 36	* 1	* 1	* 230	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 37	* 1	* 1	* 174	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0
* 38	* 1	* 1	* 231	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* 0	* 0
* 39	* 1	* 1	* 232	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 40	* 1	* 1	* 233	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0	* 0
* 41	* 1	* 1	* 234	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* 0	* C	* C	* 0	* 0
* 42	* 1	* 1	* 235	* 0	* 0	* 0	* 0	* C	* 0	* C	* C	* C	* C	* 0	* 0

*	202	*	7	*	0	*	77	*	0	*	0	*	0	*	4	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	203	*	7	*	0	*	78	*	0	*	0	*	0	*	7	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	204	*	7	*	0	*	79	*	0	*	0	*	0	*	8	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	205	*	7	*	0	*	252	*	0	*	0	*	0	*	9	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	206	*	7	*	0	*	86	*	0	*	0	*	0	*	12	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	207	*	7	*	0	*	84	*	0	*	0	*	0	*	11	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	208	*	7	*	0	*	257	*	0	*	0	*	0	*	10	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	209	*	7	*	0	*	87	*	0	*	0	*	0	*	13	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	210	*	7	*	0	*	259	*	0	*	0	*	0	*	14	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	211	*	7	*	0	*	258	*	0	*	0	*	0	*	15	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	212	*	7	*	0	*	90	*	0	*	0	*	0	*	16	*	0	*	C	*	C	*	0	*
*	213	*	7	*	0	*	90	*	0	*	0	*	0	*	17	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	214	*	7	*	0	*	92	*	0	*	0	*	0	*	18	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	215	*	7	*	0	*	93	*	0	*	0	*	0	*	19	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	216	*	7	*	0	*	22	*	0	*	0	*	0	*	21	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	217	*	7	*	0	*	261	*	0	*	0	*	0	*	23	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	218	*	7	*	0	*	260	*	0	*	0	*	0	*	24	*	0	*	C	*	C	*	0	*
*	219	*	7	*	0	*	266	*	0	*	0	*	0	*	26	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	220	*	7	*	0	*	267	*	0	*	0	*	0	*	25	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	221	*	7	*	0	*	268	*	0	*	0	*	0	*	28	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	222	*	7	*	0	*	269	*	0	*	0	*	0	*	27	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	223	*	7	*	0	*	270	*	0	*	0	*	0	*	29	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	224	*	7	*	0	*	99	*	0	*	C	*	0	*	30	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	225	*	7	*	0	*	100	*	0	*	0	*	0	*	31	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	226	*	7	*	0	*	271	*	0	*	0	*	0	*	32	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	227	*	7	*	0	*	103	*	0	*	0	*	0	*	33	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	228	*	7	*	0	*	103	*	0	*	0	*	0	*	34	*	0	*	C	*	C	*	0	*
*	229	*	7	*	0	*	104	*	0	*	0	*	0	*	35	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	230	*	7	*	0	*	105	*	0	*	0	*	0	*	36	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	231	*	7	*	0	*	107	*	0	*	0	*	0	*	38	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	232	*	7	*	0	*	276	*	0	*	0	*	0	*	39	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	233	*	7	*	0	*	109	*	0	*	C	*	0	*	40	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	234	*	7	*	0	*	110	*	0	*	0	*	0	*	41	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	235	*	7	*	0	*	277	*	0	*	0	*	0	*	42	*	0	*	0	*	C	*	0	*
*	236	*	7	*	0	*	278	*	0	*	0	*	0	*	43	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	237	*	10	*	0	*	44	*	0	*	0	*	0	*	114	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	238	*	10	*	0	*	44	*	0	*	0	*	0	*	117	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	239	*	10	*	0	*	44	*	0	*	0	*	0	*	121	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	240	*	10	*	0	*	44	*	0	*	0	*	0	*	124	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	241	*	10	*	0	*	45	*	0	*	0	*	0	*	129	*	0	*	C	*	C	*	0	*
*	242	*	10	*	0	*	45	*	0	*	0	*	0	*	133	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	243	*	10	*	0	*	45	*	0	*	0	*	0	*	137	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	244	*	10	*	0	*	45	*	0	*	C	*	0	*	134	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	245	*	10	*	0	*	57	*	0	*	0	*	0	*	187	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	246	*	10	*	0	*	59	*	0	*	0	*	0	*	188	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	247	*	10	*	0	*	60	*	0	*	C	*	0	*	189	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	248	*	10	*	0	*	70	*	0	*	C	*	0	*	197	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	249	*	10	*	0	*	46	*	0	*	0	*	0	*	138	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	250	*	10	*	0	*	46	*	0	*	0	*	0	*	142	*	0	*	0	*	0	*	0	*

LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZARSE ES(S)CN)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	279	280	281	282	283	284	285
286	287	288	289	290	291	292	293	294	295
296									

=====
 CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA
 =====

MODELL

-----OPERACION DE MANIOBRA-----

-----CORTES MINIMOS -R-----

1	2	3	4	5
6	7	8	9	10
11	12	13	14	15
16	17	71	72	73
74	75	76	77	78
79	80	81	82	83
84	85	86	87	88
89	90	130	132	134
135	136	138	139	140
141	142	143	144	145
146	147	148	149	150
151	152	153	154	155
156	196	199	200	201
202	203	204	205	206
207	208	209	210	211
212	213	241	244	249
250	251	252	253	254
255	257	258	259	295
296	297			

-----CORTES MINIMOS -S-----

40	41	52	53	55
56	57	60	62	63
64	65	67	68	69
109	110	112	113	115
116	118	119	120	123
125	126	127	128	131
174	176	179	181	182
183	184	185	186	190
191	192	193	194	195
198	230	233	234	237
238	239	240	242	243
245	246	247	272	273
274	275	276	277	278
280	281	282	286	287
288	289	290	291	293
294				

CORTES MINIMOS -RR-

CORTES MINIMOS -RS-

CORTES MINIMOS -SS-

MODELO

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMOS -MR-

CORTES MINIMOS -MS-

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE
MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES
QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL
MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-


```

=====
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA =
= SISTEMA EVALUADO =
= ----- =
= SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL =
= ANO 2000 ===== NIVEL 69 KV. =
=====

```

```

=====
=          =          =          =          =          =          =          =
= MODELOS  = ESTADOS  =          =          =          =          =          =
=          =          =          =          =          =          =          =
= ASUMIDOS = DE FALLA  = PROBABILIDAD = FRECUENCIA = DURACION =
=          =          = DE FALLA    = DE FALLA   = MEDIA    =
=          =          = (ANO/ANO)    = (1/ANO)    = DE FALLA =
=          =          =          =          = (HORA)   =
=====
= OPERACION = K = 0.226310454E-01 = 0.468550205E+01 = 0.483001396E-02 =
= MANIOBRA  = S = 0.413623406E-03 = 0.362334824E+01 = 0.114155016E-03 =
=====
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.230446681E-01 = 0.830885029E+01 = 0.242959290E+02 =
=====
= MANTENIMIENTO = MR = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 =
= PREVENTIVO    = MS = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 =
=====
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 = 0.000000000E+00 =
=====
=          = BRCK = 0.188929553E-04 = 0.147690512E-01 = 0.127922604E-02 =
=          = BRCS = 0.337180779E-06 = 0.306310179E-02 = 0.110078210E-03 =
= CIRCUITO  = BRCS = 0.337180779E-06 = 0.306310179E-02 = 0.110078210E-03 =
=          = BSCK = 0.241349483E-06 = 0.222875807E-02 = 0.108288776E-03 =
= INTERRUPTOR = BSCK = 0.241349483E-06 = 0.222875807E-02 = 0.108288776E-03 =
=          = BSCS = 0.2+5430874E-05 = 0.21+957716E-01 = 0.114155104E-03 =
=====
= CONTRIBUCION DEL MODELO = 0.219257636E-04 = 0.415606797E-01 = 0.462142754E+01 =
=====
= CONTRIBUCION TOTAL      = 0.230665915E-01 = 0.835041046E+01 = 0.241975980E+02 =
=====

```

```

*****
**
* *****
* *
* * SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL * *
* * *
* * ANO 2000 ===== NIVEL 69 KV. * *
* * *
* * CONFIABILIDAD 97.69 0/0 * *
* * ----- * *
* * *
* *****
**
*****

```

```

*****
*
* ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITCRAL
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
*
* TESIS DE POTENCIA
* CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION
*
* DIRECTOR DE TESIS
* INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO
*
* REALIZADA POR
* XAVIER ALFREDO SANTANA JUNCO
*
*****
    
```

```

*****
*
* OBJETIVO DEL PROGRAMA
* =====
*
* REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A
* LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION
*
* METODOS EMPLEADOS
* =====
*
* -ESPACIO DE ESTADO
* -TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO
*
* CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA
* =====
*
* FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARRAS
* DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION
*
* SISTEMA ANALIZADO
* =====
*
* SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYACUIL
* ANO 2000 == NIVELES 345/230/138/69 KV.
* NUMERO TOTAL DE COMPONENTES = 79
*
*****
    
```


*	31	*	7	*	0	*	42	*	0	*	0	*	0	*	0	*	74	*	0	*	0	*	C	*	0	*	
*	32	*	7	*	0	*	52	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	75	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	33	*	7	*	0	*	53	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	76	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	34	*	7	*	0	*	61	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	70	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	35	*	7	*	0	*	65	*	0	*	C	*	0	*	0	*	C	71	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	36	*	7	*	0	*	67	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	72	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	37	*	7	*	0	*	55	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	77	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	38	*	7	*	0	*	56	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	78	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	39	*	9	*	0	*	9	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	26	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	40	*	9	*	0	*	10	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	30	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	41	*	9	*	0	*	26	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	10	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	42	*	9	*	0	*	10	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	31	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	43	*	9	*	0	*	10	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	21	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	44	*	9	*	0	*	79	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	27	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	45	*	9	*	0	*	6	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	28	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	46	*	9	*	0	*	8	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	29	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	47	*	9	*	0	*	7	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	23	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	48	*	9	*	0	*	8	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	22	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	49	*	9	*	0	*	21	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	12	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	50	*	9	*	0	*	24	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	12	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	51	*	9	*	0	*	25	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	11	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	52	*	9	*	0	*	11	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	32	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	53	*	9	*	0	*	12	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	33	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	54	*	10	*	0	*	19	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	15	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	55	*	10	*	0	*	15	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	27	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	56	*	10	*	0	*	15	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	38	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	57	*	10	*	0	*	20	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	15	*	0	*	0	*	C	*	0	*
*	58	*	10	*	0	*	13	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	18	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	59	*	10	*	0	*	13	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	17	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	60	*	10	*	0	*	27	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	13	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	61	*	10	*	0	*	13	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	34	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	62	*	10	*	0	*	28	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	13	*	C	*	C	*	0	*	0	*
*	63	*	10	*	0	*	13	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	20	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	64	*	10	*	0	*	13	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	19	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	65	*	10	*	0	*	14	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	35	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	66	*	10	*	0	*	29	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	14	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	67	*	10	*	0	*	14	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	36	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	68	*	10	*	0	*	18	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	14	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	69	*	10	*	0	*	17	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	14	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	70	*	10	*	0	*	34	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	1	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	71	*	10	*	0	*	35	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	2	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	72	*	10	*	0	*	36	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	2	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	73	*	10	*	0	*	30	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	3	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	74	*	10	*	0	*	31	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	3	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	75	*	10	*	0	*	32	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	5	*	C	*	0	*	0	*	0	*
*	76	*	10	*	0	*	33	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	5	*	0	*	0	*	0	*	0	*
*	77	*	10	*	0	*	37	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	4	*	C	*	C	*	C	*	0	*
*	78	*	10	*	0	*	38	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	4	*	C	*	0	*	C	*	0	*
*	79	*	2	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	*	0	*	C	44	*	0	*	0	*	0	*	0	*

LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZARSE ES(SON)

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA

MODELO

-OPERACION DE MANIOBRA-

CORTES MINIMOS -R-

1	2	3	4	5
10	13	14	15	26
34	39	41	61	70

CORTES MINIMOS -S-

40	42	43	50	54
55	56	57	58	59
60	62	63	64	65
66	67	68	69	71
72	73	74	75	76
77	78			

CORTES MINIMOS -RR-

11- 12	11- 33	11- 53	11- 76	12- 16
12- 25	12- 32	12- 51	12- 52	12- 75
16- 21	16- 33	16- 43	16- 49	16- 53
16- 76	19- 20	19- 57	19- 63	20- 54
20- 64	25- 33	25- 53	25- 76	27- 28
27- 45	27- 62	28- 44	28- 60	30- 31
30- 42	30- 74	31- 40	31- 73	32- 33
32- 53	32- 76	33- 51	33- 52	33- 75
35- 36	35- 67	35- 72	36- 65	36- 71
37- 38	37- 56	37- 78	38- 55	38- 77
40- 42	40- 74	42- 73	44- 45	44- 62
45- 60	51- 53	51- 76	52- 53	52- 76
53- 75	54- 57	54- 83	55- 56	55- 78
56- 77	57- 64	60- 62	63- 64	65- 67
65- 72	67- 71	71- 72	73- 74	75- 76
71- 78				

CORTES MINIMUS -RS-

12- 22	21- 22	33- 22	43- 22	49- 22
53- 22	76- 22	12- 23	21- 23	33- 23
43- 23	49- 23	53- 23	76- 23	12- 24
21- 24	33- 24	43- 24	49- 24	53- 24
76- 24	21- 25	43- 25	49- 25	12- 47
21- 47	33- 47	43- 47	49- 47	53- 47
76- 47	12- 48	21- 48	33- 48	43- 48
49- 48	53- 48	76- 48	11- 49	25- 49
32- 49	51- 49	52- 49	75- 49	21- 51
43- 51	49- 51			

CORTES MINIMUS -SS-

MCDELG

-MANTENIMIENTO PREVENTIVO-

CORTES MINIMUS -MR-

11- 12	11- 33	11- 53	11- 76	12- 16
12- 25	12- 32	12- 51	12- 52	12- 75
16- 21	16- 33	16- 43	16- 49	16- 53
16- 76	19- 20	19- 57	19- 63	20- 54
20- 64	25- 33	25- 53	25- 76	27- 28
27- 45	27- 62	28- 44	28- 60	30- 31
30- 42	30- 74	31- 40	31- 73	32- 33
32- 53	32- 76	33- 51	33- 52	33- 75
35- 36	35- 67	35- 72	36- 65	36- 71
37- 38	37- 56	37- 78	38- 55	38- 77
40- 42	40- 74	42- 73	44- 45	44- 62
45- 60	51- 53	51- 76	52- 53	52- 76
53- 75	54- 57	54- 63	55- 56	55- 78
56- 77	57- 64	60- 62	63- 64	65- 67
65- 72	67- 71	71- 72	73- 74	75- 76
77- 78	12- 11	33- 11	53- 11	76- 11
16- 12	25- 12	32- 12	51- 12	52- 12
75- 12	21- 16	33- 16	43- 16	49- 16
53- 16	76- 16	20- 19	57- 19	63- 19
54- 20	64- 20	33- 25	53- 25	76- 25
28- 27	45- 27	62- 27	44- 28	60- 28
31- 30	42- 30	74- 30	40- 31	73- 31
33- 32	53- 32	76- 32	51- 33	52- 33
75- 33	36- 35	67- 35	72- 35	65- 36
71- 36	38- 37	56- 37	78- 37	55- 38
77- 38	42- 40	74- 40	73- 42	45- 44
62- 44	60- 45	53- 51	76- 51	53- 52
76- 52	75- 53	57- 54	63- 54	56- 55
78- 55	77- 56	64- 57	62- 60	64- 63
67- 65	72- 65	71- 67	72- 71	74- 73
76- 75	78- 77			

CORTES MINIMOS -MS-

12- 22	21- 22	33- 22	43- 22	49- 22
53- 22	76- 22	12- 23	21- 23	33- 23
43- 23	49- 23	53- 23	76- 23	12- 24
21- 24	33- 24	43- 24	49- 24	53- 24
76- 24	21- 25	43- 25	49- 25	12- 47
21- 47	33- 47	43- 47	49- 47	53- 47
76- 47	12- 48	21- 48	33- 48	43- 48
49- 48	53- 48	76- 48	11- 49	25- 49
32- 49	51- 49	52- 49	75- 49	21- 51
43- 51	49- 51			

MODELO

-CIRCUITO INTERRUPTOR-

LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE
 MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES
 QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL
 MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-


```

=====
=
= INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA =
=
= SISTEMA EVALUADO =
=-----=
= SISTEMA SUBTRANSMISION GUAYAQUIL =
=
= ANO 2000 == NIVELES 345/230/138/69 KV. =
=
=====
    
```

CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA					
MODELOS	ESTADOS	PROBABILIDAD	FRECUENCIA	DURACION	
ASUMIDOS	DE FALLA	DE FALLA	DE FALLA	MEDIA	
		(L/ANC)	(L/ANC)	DE FALLA	
				(HGRA)	
OPERACION	R	0.109677948E-02	0.226999760E+00	0.483163074E-02	
MANIOBRA	S	0.160958734E-04	0.140999079E+00	0.114155875E-03	
	RR	0.913807639E-06	0.258084154E-03	0.354073499E-02	
	RS	0.104026867E-07	0.957974844E-04	0.108590393E-03	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.111379917E-02	0.368352652E+00	0.264878693E+02	
MANTENIMIENTO	MR	0.305410231E-05	0.562855229E-02	0.542608788E-03	
PREVENTIVO	MS	0.307260223E-06	0.269160699E-02	0.114154929E-03	
CONTRIBUCION DEL MODELO		0.336136236E-05	0.832015648E-02	0.353905869E+01	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la forma como ha sido desarrollada la Tesis, según su estructura, ha permitido concluir en cuatro puntos relevantes que consisten en:

- I. Proporcionar, a los interesados en este tipo de estudio, los fundamentos teóricos básicos y métodos analíticos para evaluar la Confiabilidad de los sistemas eléctricos en general.

- II. Conocer la forma de evaluar la Confiabilidad de los sistemas de subtransmisión aplicando los métodos de espacio de estado y el de trayectorias y cortes mínimos.

Los métodos mencionados realizan la modelación de la operación de los componentes y proporcionan los estados de fallas a que puede estar sometido el sistema; esto último, de gran importancia, permite identificar las partes débiles del sistema.

La evaluación consiste; en sus primera parte, de un análisis cualitativo que obtiene los estados de fallas

del sistema y tiene la ventaja de no utilizar los índices de falla de los componentes; y en su segunda parte, de un análisis cuantitativo que obtiene los índices de confiabilidad del sistema empleando los índices de falla de los componentes en las ecuaciones de los posibles estados de falla, obtenidas de los modelos de espacio de estado.

La mayor ventaja que presenta ésta forma de evaluación de la confiabilidad, en comparación a las otras, es la aplicación a cualquier tipo de configuración sea radial, en anillo o una combinación de los dos.

Una desventaja que presenta la metodología para la evaluación de la confiabilidad, es la consideración de un sólo criterio de falla, que consiste en la falta de continuidad eléctrica en las barras de carga. Este criterio es aceptable, pero existen otros como sobrecarga de los componentes y, bajo y alto voltaje que también producen las fallas en el sistema y la baja calidad del servicio. Aunque no se los hayan considerado, la metodología constituye una herramienta de gran utilidad para el inicio de la sistematización de la confiabilidad aplicada a la planificación, diseño y operación de los sistemas de subtransmisión.

- III. Presentar la metodología para la evaluación de la confiabilidad traducida en un programa computacional.

El programa, mostrado en la sección B.2 del Apéndice B, está codificado en Fortran e implementado en el computador IBM 4341 de la ESPOL; tiene la ventaja de aceptar un sistema de hasta un máximo de 300 componentes influyentes en la confiabilidad del sistema, cada uno hasta con 10 elementos predecesores. Presenta un fácil entendimiento y sencillo manejo y su algoritmo, con los diagramas de flujo, puede ser codificado en otros lenguajes.

En la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de subtransmisión no se han considerado a los componentes interruptores (disyuntores o seccionadores) normalmente abiertos, la operación de estos elementos cambian la configuración del sistema afectando su confiabilidad. Se recomienda, a los interesados en una evaluación más completa, integrar este tipo de componente en la metodología y en el programa, siguiendo las sugerencias de la referencia (1), cap. XI.

- IV. Aplicar la metodología para evaluar la confiabilidad del sistema Guayaquil actual y del año 2000.

Cabe indicar que en la evaluación cuantitativa de la confiabilidad del sistema Guayaquil, no se pudo conseguir los índices propios del sistema, y por lo cual los resultados obtenidos no sirven para dar un diagnóstico de la confiabilidad del Sistema Guayaquil, únicamente pueden ser utilizados como medio de comparación entre configuraciones.

Los resultados obtenidos de la evaluación, demuestran que los índices de confiabilidad de las configuraciones del sistema Guayaquil, a 69KV oscilan entre el 97.29% y 97.69% de disponibilidad. En cambio la configuración tipo anillo a niveles de voltaje superiores a 69KV presenta una alta confiabilidad de 99.89% de disponibilidad cercana a la ideal.

La mayor contribución a los índices de confiabilidad del sistema la tiene el modelo "Operación de Maniobra" en un 98% de la contribución total; y de todos los posibles estados de falla, los estados simples R y S son los que contribuyen mayormente con un 99.5% del total. El error que se cometería sería insignificante si se llegara a considerar tan solo el modelo "Operación de Maniobra" con el objeto de tener una evaluación más simple y que sería más sencilla aún si se llegara a desprestigiar los

estados dobles de falla.

Con el propósito de realizar una evaluación real de la confiabilidad del sistema eléctrico Guayaquil es necesario de una estadística adecuada que recopile la información del comportamiento de los componentes del sistema cuando son sometidos a operación y a falla.

APENDICE A

A.1. DEFINICIONES DE INDICES COMPLEMENTARIOS DE CONFIABILIDAD

PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA.- Es la probabilidad de que la carga del sistema se exceda a la capacidad generadora.

INDICE DE INTERRUPCION DE CARGA.- Es el promedio de MW de carga interrumpida por unidad de tiempo y por unidad de carga servida.

INDICE DE FRECUENCIA DE INTERRUPCION AL CONSUMIDOR.- Es el promedio de interrupciones experimentada por consumidor afectado y por unidad de tiempo.

INDICE DE DURACION DE INTERRUPCION AL CONSUMIDOR.- Es el promedio de duración de las interrupciones del consumidor durante un período específico de tiempo.

INDICE DE RESTRICCIÓN AL CONSUMIDOR.— Son los MW minutos de carga interrumpida por consumidor afectado por año.

A.2. EJEMPLO DE APLICACION DE LA TECNICA DE REDUCCION DE REDES

La figura 1 muestra un sistema serie-paralelo con la respectiva confiabilidad de cada bloque. Encontrar la confiabilidad del sistema.

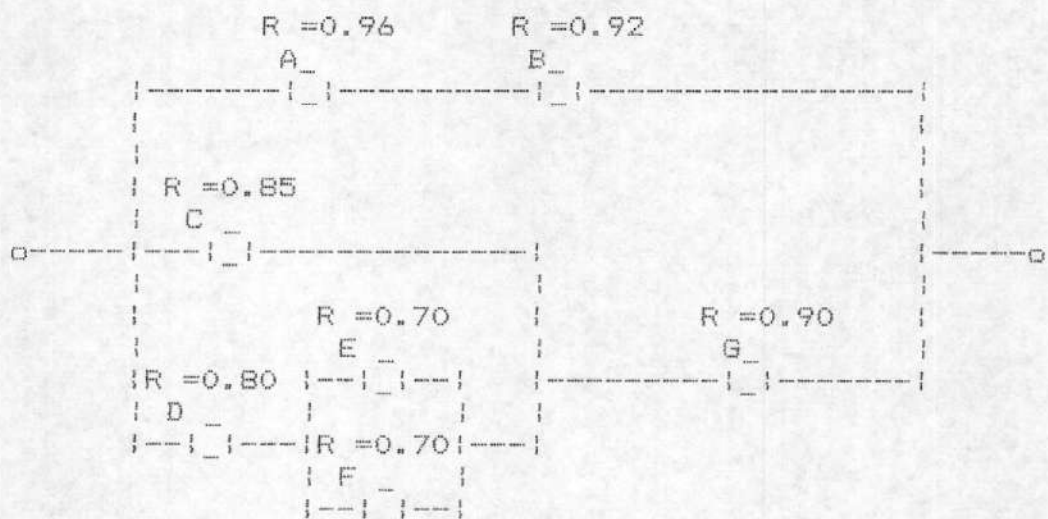


FIG. 1 SISTEMA SERIE-PARALELO

Aplicando las fórmulas 1.47 y 1.54 en los ramales series y paralelos respectivamente:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \qquad R_p = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

$$R_{ab} = 0.96 * 0.92 = 0.88$$

$$R_{ef} = 1 - (1 - 0.70) * (1 - 0.70) = 0.91$$

El sistema de la Fig. 1 se reduce al mostrado en la figura 2.(a). Continuando con el desarrollo, el valor de la Confiabilidad del sistema lo muestra la figura 2 (e).

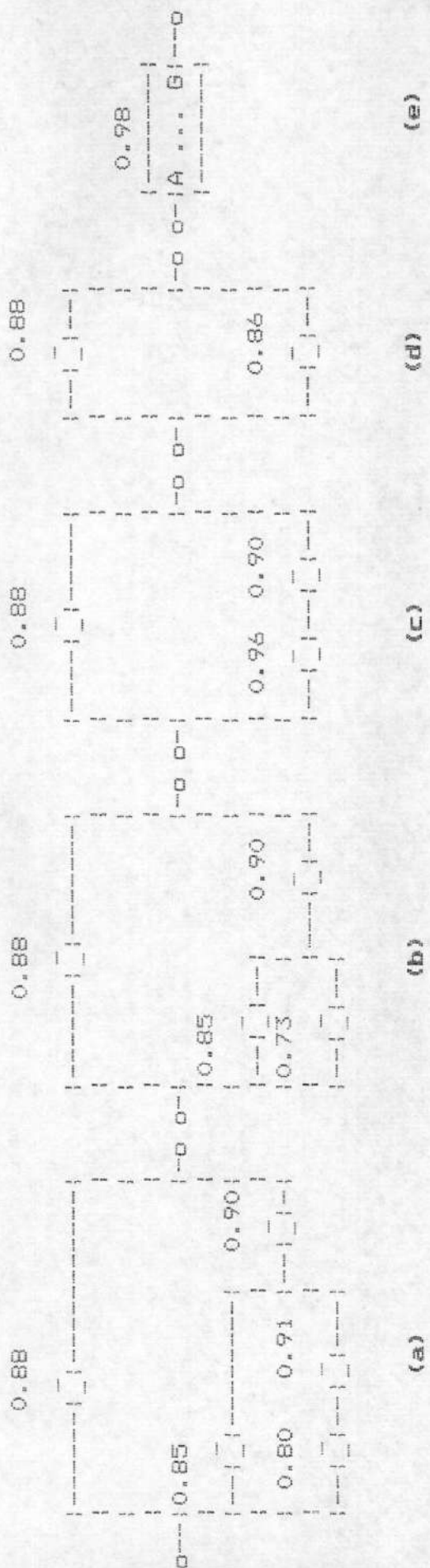


FIG. 2. REDUCCION DEL SISTEMA SERIE-PARALELO. LOS VALORES ARRIBA DE LOS BLOQUES SON CONFIABILIDADES.

A. 3. EJEMPLOS DE APLICACION DEL METODO DE ESPACIO DE ESTADO

Los componentes de los sistemas son considerados reparables con eventos independientes.

A.3.1. PARA UN SISTEMA SERIE



FIG. 3 (a) SISTEMA SERIE (b) DIAGRAMA DE ESTADO DEL SISTEMA

ESTADO DE OPERACION : 0 (A y B funcionando)

ESTADOS DE FALLA : 1, 2 y 3

La disponibilidad e indisponibilidad están determinadas por:

$$R_s = P_0$$

$$Q_s = P_1 + P_2 + P_3$$

Aplicando las fórmulas 1.75, 1.76 y 1.80:

$$\begin{array}{c}
 [P_0 \ P_1 \ P_2 \ P_3] \\
 \left[\begin{array}{cccc}
 -(\lambda_A + \lambda_B) & \lambda_A & \lambda_B & 0 \\
 \mu_A & -(\mu_A + \lambda_B) & 0 & \lambda_B \\
 \mu_B & 0 & -(\mu_B + \lambda_A) & \lambda_A \\
 0 & \mu_B & \mu_A & -(\mu_A + \mu_B)
 \end{array} \right] = [0 \ 0 \ 0 \ 0]
 \end{array}$$

$$P_0 + P_1 + P_2 + P_3 = 1$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones para P_0 :

$$P_0 = \frac{\mu_A \mu_B}{(\lambda_A + \mu_A)(\lambda_B + \mu_B)}$$

La frecuencia de falla del sistema es la misma que la frecuencia del estado de operación.

$$f_F = P_0 (\lambda_A + \lambda_B)$$

Las probabilidades de los estados pueden ser determinados aplicando el concepto de "probabilidades de eventos independientes", por ejemplo:

$$P_0 = R_A * R_B$$

En donde R_A y R_B son iguales a:

$$R_A = \frac{\mu_A}{\lambda_A + \mu_A} \quad R_B = \frac{\mu_B}{\lambda_B + \mu_B}$$

Lo que daría el mismo resultado de P_0 .

$$f_f = \text{op}/f_f = 1/(\mu_A + \mu_B)$$

$$\text{op} = \frac{\lambda_A \lambda_B (\lambda_A + \mu_A) (\lambda_B + \mu_B)}{\lambda_A \lambda_B}$$

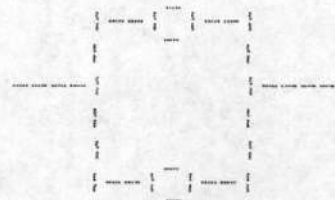
$$f_f = f_3 = P_3 (\mu_A + \mu_B)$$

$$\text{op} = P_3 = P_A P_B$$

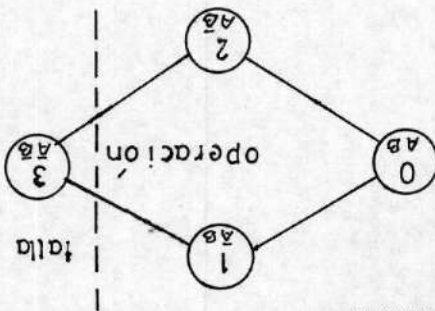
ESTADOS DE FALLA: 3 (A y B en estado de falla)
 ESTADOS DE OPERACION: 0, 1, 2
 La no disponibilidad op , la frecuencia de falla f_f y la duracion media de falla T_f están determinadas por:

SISTEMA PARALELO

FIG. 4 (a) SISTEMA PARALELO (b) DIAGRAMA DE ESTADO DEL



A.3.2. PARA UN SISTEMA PARALELO



APENDICE B

B.1. MANUAL DEL USUARIO

I. RESTRICCIONES DEL PROGRAMA

El programa es desarrollado bajo las siguientes condiciones y restricciones:

- El número máximo de componentes que influyen en la confiabilidad del sistema es 300.
- El número máximo de predecesores que puede tener un componente del sistema es 10, considerando 5 para cada uno de los extremos.
- El número máximo de barras de carga que puede tener el sistema es 100.
- El número máximo de componentes que puede tener una zona de protección primaria es 33 e incluyendo las zonas de protección secundaria hasta 99.

- El número máximo de trayectorias que puede tener una barra de carga es 100.
- El número máximo de componentes que puede tener una trayectoria es 100.
- El número máximo de cortes mínimos simples que puede tener un sistema es 300 para cada uno de estos estados.
- El número máximo de cortes mínimos dobles y del circuito interruptor que puede tener un sistema es 1.800 para cada uno de los estados.

II EJECUCION DEL PROGRAMA

La capacidad de memoria del programa se excede al asignado a cada usuario del computador, es necesario aumentar su capacidad definiendo una memoria temporal de 3M, caso contrario el computador le indicará al momento de ejecutar que la capacidad está excedida. La definición de 3M de memoria debe ser realizada antes de la ejecución digitando, en el computador IBM 4341, lo siguiente:

- 1.- DEF STOR 3M, PRESIONE TECLA ENTER
- 2.- I CMS, "
- 3.- PROFILE, "

Para la ejecución del programa se ha empleado el lenguaje lógico EXEC. El archivo que contiene el procedimiento de ejecución en este lenguaje se llama CONFIABI. Presenta las siguientes ventajas:

- Facilidad y simplicidad en la ejecución.
- Rápida ejecución.
- Permite la entrada de datos, al programa, por pantalla y por archivos.
- Acepta nombres distintos de archivos de datos y de resultados.

Los datos son entrados por archivos y por pantalla. Se han definido dos archivos de datos, en el uno se entra el nombre del sistema a evaluarse y los índices de falla para cada tipo de componente; en el otro se entran los datos topológicos del sistema. Cada uno de éstos archivos tienen dos nombres, el segundo nombre siempre será CONFIABI, el primero puede

ser cualquiera (a elección del usuario) y alfanumérico de hasta 8 caracteres. Las especificaciones de los dos archivos es tratada en detalle en la sección siguiente.

La salida es por medio de un archivo y tiene las mismas características últimas de los archivos de entrada (citadas en el párrafo anterior).

Si los archivos están listos, se procede a ejecutar el programa, para esto se debe digitar: El nombre del EXEC, seguido del primer nombre del primer archivo de entrada, del primer nombre del segundo archivo de entrada y del primer nombre del archivo de salida, así:

	PRIMER NOM-	PRIMER NOMBRE	PRIMER NOMBRE
	BRE DEL PRI-	DEL SEGUNDO	DEL ARCHIVO
CONFIABI	MER ARCHIVO	ARCHIVO DE	DE SALIDA.
	DE ENTRADA.	ENTRADA.	

La ejecución se detiene cada vez que aparece en pantalla las siguientes alternativas, el orden de aparición es el mismo al descrito.

PRIMERA ALTERNATIVA: Permite la opción de

seleccionar la (s) barra(s) de carga a analizarse. En caso de desearlo se tiene que escribir por pantalla (digitar), en el momento que indique la ejecución uno a uno el número asignado de cada barra de carga seleccionada; la lectura de los datos se detiene cuando se digita un número cero, negativo o mayor al número total de componentes del sistema a evaluarse. Si se digita un número que no le corresponde a una barra de carga, en pantalla aparece el mensaje de error y se detiene por completo la ejecución. Si no se desea la selección de las barras, el programa analizará a cada una de las barras existentes en el sistema y no habrá necesidad de entrar como datos el número de cada barra de carga.

SEGUNDA ALTERNATIVA: Presenta la opción de tener en el archivo de salida las zonas de protección del sistema.

TERCERA ALTERNATIVA: Presenta la opción de tener en el archivo de salida las trayectorias y palabras trayectorias de cada barra de carga. Se recomienda en caso de analizar un sistema grande o muchas barras de carga la no obtención en el archivo de

salida de las trayectorias y palabras trayectorias.
CUARTA ALTERNATIVA: Presenta la opción de tener, en caso de analizar varias barras de carga, los cortes mínimos de cada una de éstas barras.

En cada una de las alternativas aparece en la parte de abajo la indicación de lo que se debe digitar según lo deseado: Se digita el número uno (1) si se desea lo señalado en la alternativa y se digita el número cero (0) si no se lo desea.

III ARCHIVOS DE DATOS

El programa emplea dos archivos de datos, definidos tal como se explicó en la sección anterior. A continuación se especifican en detalle cada uno de ellos:

PRIMER ARCHIVO

- Su tamaño es de 12 líneas.
- Las dos primeras líneas sirven para escribir el nombre del sistema a evaluarse, y son almacenadas en forma de caracteres en el arreglo unidireccional SISTEM de dimensión 2. Las

variables subindicadas sistem (1) y Sistem (2) son especificadas en el programa así:

```
READ (1, 105) SISTEM (1), SISTEM (2)
105 FORMAT (A40/A40).
```

Lo que indica que en cada una de las dos primeras líneas el nombre y la especificación del sistema debe ser escritos entre las columnas 1 y 40 del archivo, así como se muestra en la Tabla 1.

TABLA 1

	1	2	3	4	5	0	1	2	...
0 0 0 0 0 1	<	-----	SISTEM (1)	----	>					
0 0 0 0 0 2	<	-----	SISTEM (2)	----	>					

- Las 10 restantes líneas sirven para escribir los índices de falla de cada tipo de componente y son almacenados en los arreglos: FF, que almacena las frecuencias de falla expresadas en salidas por años; TR, los tiempos medios de reparación en horas; TS, los tiempos medios de maniobra en horas; FM, las frecuencias de mantenimiento en salidas por año; TM, los tiempos medios de

mantenimiento en horas; PFI, las probabilidades de falla de los interruptores; FFO, las frecuencias de falsa operación de los interruptores en salidas por año. La dimensión de cada uno éstos arreglos es de 10. Las dos primeras de estas líneas deben ser dejadas en blanco y pertenecen a los índices de las barras de carga y alimentación respectivamente; las restantes pertenecen a los índices de falla de las barras seccionadoras, líneas tipo A, líneas tipo B, transformadores A, transformadores B, otros elementos, interruptores A e interruptores B, respectivamente para cada línea del archivo.

A cada uno de los tipos de componentes se le asignó un número como código. La Tabla 2 indica el número.

Las variables subindicadas de cada arreglo son especificadas en el programa así:

```
      READ (1,100) FF(LL), TR (LL), TS (LL),  
      * FM(LL), TM (LL), PFI(LL),FFO(LL).  
100  FORMAT (7 F10.5).
```

LL, Toma valor en cada iteración desde 1 hasta 10

TABLA 2 FORMATEO DE LOS INDICES DE FALLA PARA CADA TIPO DE COMPONENTE

TIPOS DE COMPONENTES	EQUIVALENCIAS	LINEAS DEL	11	21	31	41	51	61	71
(CODIGOS)	ARCHIVO	11	011	011	011	011	011	011	01
BARRA DE CARGA	0 0 3	-	-	-	-	-	-	-	-
BARRA DE ALIMENTACION	0 0 4	-	-	-	-	-	-	-	-
BARRA SECCIONADORA	0 0 5	FF(3)	TR(3)	TS(3)	FM(3)	TM(3)	-	-	-
LINEA TIPO A	0 0 6								
LINEA TIPO B	0 0 7								
TRANSFORMADOR A	0 0 8								
TRANSFORMADOR B	0 0 9								
OTRO ELEMENTO	0 0 1 0								-
INTERRUPTOR A	0 0 1 1							PFI(9)	FFD(9)
INTERRUPTOR B	0 0 1 2	FF(10)	TR(10)	TS(10)	FM(10)	TM(10)	PFI(10)	FFD(10)	

EN EL ARCHIVO

SEGUNDO ARCHIVO

El tamaño máximo de este archivo es de 301 líneas. Cada línea, a excepción de la última, contienen los datos de topología de cada componente; es decir, el número asignado, el código a que equivale, la dirección del flujo de potencia y los elementos de uno y otro extremo que se conectan al componente en referencia (componentes predecesores).

Si un sistema está compuesto de n componentes que contribuyen a los índices de falla, n será menor o, igual a 300 ($n \leq 300$), el archivo tendrá $n+1$ líneas. La línea que se adiciona (línea $n+1$), es llamada en programación delimitadora, sirve para detener la lectura de los datos; esta línea debe ser dejada en blanco, o escribir un número cero, negativo o mayor a 10 en la dirección de la columna donde se lee el código de los componentes.

Los datos topológicos del sistema son almacenados en arreglos, las variables subindicadas de estos arreglos son especificadas en el programa así:


```

      READ (2,102) NUM(I), CDG(I), DF(I), (EQAC
* (I,II), II=1, 10), LOLI(I)
102 FORMAT (13I3,F6.3).

```

I, toma valor en cada iteración desde 1 hasta n+1. Las variables indicadas significan lo siguiente:

NUM: Número asignado del componente I, de 1 a n+1.

CDG: Número del código del componente I, de 1 a 10.

DF: Número que representa la dirección del flujo de potencia del componente I. 0 si el componente I es unidireccional, 1 si es bidireccional.

EQAC: Elementos que se conectan a un extremo y a otro del componente I (hasta 5 elementos para cada extremo).

LOLI: Longitud de la línea en Km; en el caso que el componente sea línea.

El formateo de las variables se indica en la Tabla 3, aplicable a un sistema de n componentes.

La asignación de los números a cada uno de los componentes del sistema debe ser realizada en orden a partir del número 1.

Las siguientes reglas deben ser aplicadas en la escritura de los datos topológico del archivo:

- a) Para la columna de la variable NUM; a partir de la primera línea el primer componente del sistema asignado con el número 1, en orden hasta el último componente asignado con el número n. Si se escribe un número equivado, en la ejecución, el programa se detiene dando un mensaje de error indicando el número incorrecto y el correcto.
- b) En la columna de la variable CDG, debe escribirse el número, del código que le corresponde al componente, comprendido o incluido entre 1 y 10, caso contrario el programa deja de leer los otros datos restantes.
- c) En la columna de la variable DF, debe escribirse un número cero (0) o uno (1); cero para los componentes que tienen flujo

de potencia en una sola dirección, Uno para los componentes con flujo en ambas direcciones.

- d) En las columnas de las variables EQAC, deben escribirse los elementos que se conectan a los componentes referidos de cada fila o línea. Los números escritos no deben ser mayores a 300, en caso de escribir en uno de ellos un número mayor a 300, el programa en la ejecución se detiene dando el mensaje del error cometido e indicando el número incorrecto.

Cada fila tiene 10 lugares para escribir los elementos que se conectan al componente referido. Los primeros cinco lugares deben ser llenados en orden y son para los elementos que se ubican a un extremo y con flujos que entran al componente; los otros cinco son para los ubicados al otro extremo con flujos que salen del componente. Para componentes bidireccionales el extremo primero es arbitrario, puede ser cualquiera. Los

siguientes tipos de componentes presentan las siguientes particularidades:

Las barras de carga y barras seccionadoras, son consideradas como bidireccionales ($DF(I)=1$) y los componentes que se conectan a ellas deben ser escritos a partir del primer casillero del archivo, sin diferencia de extremos, en orden sin dejar vacío entre número y número.

Las barras alimentadoras; son consideradas como unidireccionales ($DF(I)=0$) y los componentes que se conectan a ellas deben ser escritos a partir del sexto casillero del archivo (los primeros cinco casilleros vacíos).

- e) En la columna de la variable LOLI, debe escribirse para los componentes que son líneas ($CDG(I)=4$ o $CDG(I)=5$) la longitud expresada en Km. Para aquellos componentes que no son líneas dejar el espacio en blanco o digitar el número uno o cero.

Como complementos a las especificaciones del programa, ver la sección B.2 del apéndice y como ejemplo de aplicación el subcapítulo 3.6 del capítulo III.

B.2. CODIFICACION DEL PROGRAMA

El programa que se muestra a continuación está codificado en el Lenguaje Fortran y el archivo que lo contiene tiene por nombre: SANTANA FORTRAN.

TOME LA VARIABLE IBA).

SAN00560

SAN00570

SAN00580

SAN00590

11.-VARIABLES DE SALIDA

TE ARREGLO UNIDIRECCIONAL QUE ALMACENA EN FORMA DE CARACTERES LOS TIPOS DE ELEMENTOS DEL SISTEMA. SAN00600

CMT ARREGLO UNIDIRECCIONAL QUE ALMACENA Y ESCRIBE EN FORMA DE CARACTERES LOS CORTES MINIMOS DEL SISTEMA. SAN00620

PROFA ARREGLO UNIDIRECCIONAL QUE ALMACENA Y ESCRIBE LA BILIDAD DE FALLA DE CADA UNO DE LOS CORTES MINIMOS. SAN00640

FREFA ARREGLO UNIDIRECCIONAL QUE ALMACENA Y ESCRIBE LA FRECUENCIA DE FALLA DE CADA UNO DE LOS CORTES MINIMOS. SAN00660

TIDUME ARREGLO UNIDIRECCIONAL QUE ALMACENA Y ESCRIBE EL MEDIO DE DURACION DE LA FALLA DE CADA CORTE MINIMO. SAN00680

NOTA

=====

LAS VARIABLES QUE ALMACENAN LOS INDICES DE CONFIABILIDAD Y LOS DATOS DEL SISTEMA TAMBIEN SON DE SALIDA. SAN00720

EXISTEN OTRAS VARIABLES DE SALIDA QUE NO SON DE VITAL IMPORTANCIA MENCIONARLAS. SAN00730

SAN00740

SAN00750

SAN00760

SAN00770

SAN00780

111.-VARIABLES INTERMEDIAS

LA NOMENCLATURA EMPLEADA PARA ESTE TIPO DE VARIABLES ESTA DE ACUERDO A SU SIGNIFICADO, EN CIERTAS VARIABLES EL PRIMER CARACTER NO GUARDA RELACION A LO DICHO, PARA EVITAR LA DECLARACION DE REAL O ENTERA POR EJEMPLO

KEZPP ARREGLO BIDIRECCIONAL QUE ALMACENA LOS ELEMENTOS DE UNA DETERMINADA ZONA DE PROTECCION PRIMARIA. SAN00840

==== SAN00850

SAN00860

SAN00870

DIMENSION NUM(301),ICNE(10),BACA(101) SAN00880

CHARACTER*12 CMT(19) SAN00890

CHARACTER*20 TE(10) SAN00900

CHARACTER*40 SISTEM(2) SAN00910

REAL*4 LOLI SAN00920

INTEGER CDG,BACA,BCA,DF,EGAC,CMRR SAN00930

COMMON /AREA/N,CDG(301),EGAC(301,10),DF(301) SAN00940

COMMON /AREA1/KEZPP(300,100),NZPP(300,3),KCZP(100,33),NZ,IZN SAN00950

COMMON /AREA2/BCA,KX3,TRPA(100,100),KTRPA(300,100),NT,ITP SAN00960

COMMON /AREA3/NCOMIR(300),MCMS(300,300),NCOMIS(300),NBCRR(100),NCRSAN00970

IR1(1800),NCRR2(1800),NCRS1(1800),NCRS2(1800),NCSS1(1800),NCSS2(1800) SAN00980

20),KCR(300),NCRM,KCS(300),NCMS,CMRR,NCMRS,NCMSS,ICMP SAN00990

COMMON /AREA4/FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),PFI(10),FFD(10),LSAN01000

LOLI(301),PROFA(19),FREFA(19),TIDUME(19) SAN01010

TE(1)= ' BARRA DE CARGA ' SAN01020

TE(2)= ' BARRA/ALIMENTACION ' SAN01030

TE(3)= ' BARRA/SECCIONADORA ' SAN01040

TE(4)= ' LINEA TIPO A ' SAN01050

TE(5)= ' LINEA TIPO B ' SAN01060

TE(6)= ' TRANSFORMADOR A ' SAN01070

TE(7)= ' TRANSFORMADOR B ' SAN01080

TE(8)= ' OTRO ELEMENTO ' SAN01090

TE(9)= ' INTERRUPTOR A ' SAN01100

TE(10)= ' INTERRUPTOR B	'	SAN01110
CMT(1)= ' R	'	SAN01120
CMT(2)= ' S	'	SAN01130
CMT(3)= ' RR	'	SAN01140
CMT(4)= ' RS	'	SAN01150
CMT(5)= ' SS	'	SAN01160
CMT(6)= ' MR	'	SAN01170
CMT(7)= ' MS	'	SAN01180
CMT(8)= ' BR CR	'	SAN01190
CMT(9)= ' BR CS	'	SAN01200
CMT(10)= ' BR SR	'	SAN01210
CMT(11)= ' BR CS	'	SAN01220
CMT(12)= ' BR CR DR	'	SAN01230
CMT(13)= ' BR CS DR	'	SAN01240
CMT(14)= ' BR CR DS	'	SAN01250
CMT(15)= ' BR CS DS	'	SAN01260
CMT(16)= ' BR SR DR	'	SAN01270
CMT(17)= ' BR CS DR	'	SAN01280
CMT(18)= ' BR CR DS	'	SAN01290
CMT(19)= ' BR CS DS	'	SAN01300
LECTURA DEL SISTEMA A EVALUARSE		SAN01310
READ(1,105)SISTEM(1),SISTEM(2)		SAN01320
FORMAT(A40/A40)		SAN01330
LECTURA DE INDICES DE CONFIABILIDAD PARA CADA UNO DE LOS TIPOS DE COMPONENTES		SAN01340
DO 5 LL=1,10		SAN01350
READ(1,100)FF(LL),TR(LL),TS(LL),FM(LL),TM(LL),PFI(LL),FFO(LL)		SAN01360
FORMAT(7F10.5)		SAN01370
CONTINUE		SAN01380
DO 4 K=1,10		SAN01390
ICNE(K)=0		SAN01400
LECTURA DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA CARACTERISTICA, DIRECCION DEL FLUJO DE POTENCIA,ELEMENTOS CON QUE SE CONECTA.		SAN01410
I=1		SAN01420
READ(2,102)NUM(I),CDG(I),DF(I),(EQAC(I,II),II=1,10),LGLI(I)		SAN01430
FORMAT(13I3,F6.3)		SAN01440
IF((CDG(I).LE.0).OR.(CDG(I).GT.10))GO TO 300		SAN01450
GO TO (301,302,303,304,305,306,307,308,309,310),CDG(I)		SAN01460
ICNE(I)=ICNE(I)+1		SAN01470
GO TO 311		SAN01480
ICNE(2)=ICNE(2)+1		SAN01490
GO TO 311		SAN01500
ICNE(3)=ICNE(3)+1		SAN01510
GO TO 311		SAN01520
ICNE(4)=ICNE(4)+1		SAN01530
GO TO 311		SAN01540
ICNE(5)=ICNE(5)+1		SAN01550
GO TO 311		SAN01560
ICNE(6)=ICNE(6)+1		SAN01570
GO TO 311		SAN01580
ICNE(7)=ICNE(7)+1		SAN01590
GO TO 311		SAN01600
ICNE(8)=ICNE(8)+1		SAN01610
GO TO 311		SAN01620
ICNE(9)=ICNE(9)+1		SAN01630
GO TO 311		SAN01640
ICNE(9)=ICNE(9)+1		SAN01650

```

GO TO 311                                SANC1660
ICNE(10)=ICNE(10)+1                      SANC1670
DO 1 I1=1,10                              SANC1680
    IF(EQAC(I,11).GT.300) GO TO 312        SANC1690
CONTINUE                                  SANC1700
GO TO 314                                  SANC1710
WRITE(6,200)EQAC(I,11),NUM(I)             SANC1720
FORMAT(1X,' EL ELEMENTO',1X,I3,1X,'QUE SE CONECTA AL COMPONENTE',1 SANC1730
X,I3,1X,'SE LE A ASIGNADO UN NUMERO MAYOR A 300, CORRIJA') SANC1740
GO TO 313                                  SANC1750
IF(NUM(I).NE.1) GO TO 315                  SANC1760
I=I+1                                      SANC1770
GO TO 316                                  SANC1780
WRITE(6,201)NUM(I),I                      SANC1790
FORMAT(1X,'SE LE A ASIGNADO AL ELEMENTO DE LA ITERACION UN NUMERO SANC1800
QUE NO LE CORRESPONDE'/1X,'NUMERO INCORRECTO =' ,I3/1X,'NUMERO CORR SANC1810
RECTO =' ,I3,1X,'CORRIJA')              SANC1820
GO TO 313                                  SANC1830
N=I-1                                      SANC1840
K=0                                        SANC1850
DO 2 I11=1,10                              SANC1860
K=ICNE(I11)+K                              SANC1870
IF(N.NE.K) GO TO 317                      SANC1880
WRITE(4,89)                                SANC1890
FORMAT(//24X,'DESEA SELECCIONAR LA(S) BARRA(S)'/26X,'DE CARGA A SESANC1900
R ANALIZADA(S)')                          SANC1910
WRITE(4,103)                               SANC1920
WRITE(4,177)                               SANC1930
FORMAT(//21X,'RECUERDE QUE SI VA A DIGITAR EL NUMERO'/20X,'CERO(0) SANC1940
EL PROGRAMA ANALIZARA TODAS LAS'/20X,'BARRAS DE CARGA EXISTENTE ESANC1950
EN EL SISTEMA')                          SANC1960
READ(4,166)IBA                             SANC1970
WRITE(4,188)                               SANC1980
FORMAT(//21X,'DESEA OBTENER EN SU ARCHIVO DE SALIDA'/28X,'LAS ZCNASANC1990
IS DE PROTECCION')                      SANC2000
WRITE(4,103)                               SANC2010
READ(4,166)IZN                             SANC2020
WRITE(4,167)                               SANC2030
FORMAT(//21X,'DESEA OBTENER EN SU ARCHIVO DE SALIDA'/20X,'TODAS LASANC2040
IS TRAYECTORIAS Y PALABRAS TRAYECTORIAS') SANC2050
WRITE(4,103)                               SANC2060
READ(4,166)ITP                             SANC2070
WRITE(4,178)                               SANC2080
FORMAT(//21X,'DESEA OBTENER EN SU ARCHIVO DE SALIDA'/20X,'LOS CORTSANC2090
LES MINIMOS DE CADA BARRA DE CARGA')     SANC2100
WRITE(4,103)                               SANC2110
READ(4,166)ICMP                            SANC2120
FORMAT(11)                                  SANC2130
FORMAT(//18X,'SI LO DESEA DIGITE EL NUMERO === UNO(1)'/18X,44 SANC2140
1('=')//18X,'CASO CONTRARIO DIGITE EL NUMERO === CERO(0)'/18X,44(' SANC2150
2='))                                     SANC2160
GO TO 318                                  SANC2170
WRITE(6,202)N,K                            SANC2180
FORMAT(1X,' EL NUMERO DE COMPONENTES NO CONCUERDA CCN LA SUMA DE L SANC2190
OS TIPOS DE COMPONENTES',I3,2X,I3,1X,'CORRIJA') SANC2200

```

```

GO TO 313
I=1
LECTURA DE LA(S) BARRA(S) A ANALIZARCE (DEPENDE DEL VALOR QUE TOMESANO2210
IBA)
IF(IBA.EQ.0)GO TO 320
WRITE(5,466)
FORMAT(//19X,'DIGITE EN LA PARTE INFERIOR DE LA PANTALLA '/19X,'(DSANO2270
ONDE SE UBICA EL CURSOR) EL NUMERO DE LA'/20X,'PRIMERA BARRA DE CASANO2280
CARGA A SER ANALIZADA,'/18X,'PRESIONE LA TECLA ENTER , REPITA EL PRSANO2290
SUCESO'/20X,'HASTA TERMINAR CON LAS BARRAS DE CARGA.'/20X,'PARA DETSANO2300
ENER LA LECTURA DIGITE UN NUMERO'/25X,'QUE SEA CERC, NEGATIVO O MASANO2310
PEYOR'/25X,'AL NUMERO TOTAL DE COMPONENTES.')
CONTINUE
READ(5,*)BACA(I)
IF((BACA(I).LE.0).OR.(BACA(I).GT.N)) GO TO 321
I=I+1
GO TO 319
DO 3 I1=1,N
IF(CDG(I1).NE.1) GO TO 3
BACA(I)=I1
I=I+1
CONTINUE
NBC=I-1
DO 488 MXT=1,NBC
MIMJ=BACA(MXT)
IF(CDG(MIMJ).NE.1)GO TO 477
CONTINUE
WRITE(6,203)
FORMAT(//////////41X,52('*')/41X,'*',50X,'*/41X,'*',5X,'ESCUELA SSANO2490
UPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL',5X,'*/41X,'*',9X,'FACULTAD DE INSANO2500
GENIERIA ELECTRICA',9X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',16X,'TESIS DE PSANO2510
BOTENCIA',17X,'*/41X,'*',1X,'CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE SUBTSANO2520
RANSMISION',2X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',16X,'DIRECTOR DE TESIS'SANO2530
5,17X,'*/41X,'*',9X,'INGENIERO EDUARDO LEON CASTRO',12X,'*/41X,'*SANO2540
6',50X,'*/41X,'*',18X,'REALIZADA POR',19X,'*/41X,'*',11X,'XAVIER SANO2550
7ALFREDO SANTANA JUNCO',11X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,52('*')///)
WRITE(6,204)SISTEM(1),SISTEM(2),N
FORMAT(41X,52('*')/41X,'*',50X,'*/41X,'*',1X,'OBJETIVO DEL PROGRASANO2580
1MA',28X,'*/41X,'*',1X,21('='),28X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',3X,SANO2590
2'REALIZAR LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD A',3X,'*/41X,'*',3X,'SANO2600
3LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION',3X,'*/41X,'*',50X,'SANO2610
4*/41X,'*',1X,'METODOS EMPLEADOS',32X,'*/41X,'*',1X,17('='),32X,'SANO2620
5*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',4X,'-ESPACIO DE ESTIADO',28X,'*/41X,'*SANO2630
6,4X,'-TRAYECTORIA Y CORTE MINIMO',19X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*SANO2640
71X,'CRITERIO DE FALLA DEL SISTEMA',20X,'*/41X,'*',1X,29('='),20X,SANO2650
8'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',4X,'FALTA DE CONTINUIDAD ENTRE LAS BARSANO2660
9RAS',9X,'*/41X,'*',4X,'DE CARGA Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION',9X,SANO2670
1'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',1X,'SISTEMA ANALIZADO',32X,'*/41X,'*SANO2680
2,1X,17('='),32X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,'*',5X,1A40,5X,'*/41X,'*SANO2690
3,5X,1A40,5X,'*/41X,'*',8X,'NUMERO TOTAL DE COMPONENTES =' ,1X,13,9SANO2700
4X,'*/41X,'*',50X,'*/41X,52('*')
WRITE(6,205)
FORMAT(//////////41X,51('*')/41X,'*',49X,'*/41X,'*',3X,'INDISANO2730
LCES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES',3X,'*/41X,'*',49X,'*/41SANO2740
2X,'*',7X,'DEL SISTEMA Y ASIGNACION DEL CODIGO',7X,'*/41X,'*',49X,SANO2750

```


The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. It emphasizes that every entry should be supported by a valid receipt or invoice. This ensures transparency and allows for easy verification of the data.

In the second section, the author details the various methods used to collect and analyze the data. This includes both manual and automated processes. The manual process involves reviewing each entry individually, while the automated process uses software to identify patterns and anomalies.

The third section describes the results of the analysis. It shows that there are several areas where the data is inconsistent or incomplete. These areas need to be investigated further to determine the cause of the discrepancies.

Finally, the document concludes with a list of recommendations for improving the data collection and analysis process. These include implementing more rigorous controls, using more advanced software tools, and providing additional training for the staff involved.


```

*' /4X,37('='),51('*'),37('=')/4X,'=',123X,'=' /4X,'=',54X,'TIEMPO' SAN02760
,6X,'TIEMPO',4X,'FRECUENCIA',2X,'TIEMPO DE',3X,'PROBABILI-',2X,'FRSANC02770
ECUENCIA',1X,'=' /4X,'=',40X,'FRECUENCIA',3X,'MEDIO DE',4X,'MEDIC DSANC02780
E',4X,'DE MANTE-',3X,'MANTENI-',3X,'DAD FALLA',4X,'DE FALSA',2X,'=' SAN02790
' /4X,'=',41X,'DE FALLA',4X,'REPARACION',2X,'MANIOBRA',4X,'NIMIENTOSANC02800
',5X,'MIENTO',4X,'INTERRUPT-',3X,'OPERACION',1X,'=' /4X,'=',2X,'TIPSANC02810
O DE ELEMENTO',4X,'CODIGO',2X,'CANTIDAD',3X,'FF(1/ANC)',3X,'TR(HORSANC02820
A)',4X,'TS(HORA)',4X,'FM(1/ANC)',3X,'TM(HORA)',6X,'PFI',6X,'FFO(1/SANC02830
ANC)',1X,'=' /4X,'=',123X,'=' /4X,125('=')/4X,'=',123X,'=' /4X,'=',12SANC02840
3X,'=' )
DO 6 IC=1,10
IF(ICNE(IC).EQ.0) GO TO 6
WRITE(6,206)TE(IC),IC,ICNE(IC),FF(IC),TR(IC),TS(IC),FM(IC),TM(
),PFI(IC),FFO(IC)
FORMAT(4X,'=',1X,A20,3X,I2,6X,I3,6X,F8.4,6(4X,F8.4),2X,'=' /1X,'
=',123X,'=' )
CONTINUE
WRITE(6,207)
FORMAT(4X,125('=')/4X,'NOTA ' /10X,'-SOLC PARA LINEAS-' /10X,18('-'
) /10X,'LAS UNIDADES DE LAS FRECUENCIAS DE FALLA Y MANTENIMIENTO,' /
210X,'ADICIONALMENTE A LAS INDICADAS, VIENEN EXPRESADAS EN (1/KM)' )
WRITE(6,208)
FORMAT(/////////39X,58('*')/39X,'*',56X,'*' /39X,'*',3X,'REPRESENTASANC02980
CION DEL DIAGRAMA TOPOLOGICO DEL SISTEMA',3X,'*' /39X,'*',56X,'*' /3SANC02990
29X,'*',8X,'APLICADO AL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD',8X,'*' /39X,'*SANC03000
3',56X,'*' /19X,97('*')/19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,'*',59X,'*' /19X,SANC03010
4*' ,12X,'*',10X,'*',11X,'*',10X,'ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPSANC03020
5ONENTE',10X,'*' /19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,'*',59X,'*' /19X,'*',12SANC03030
6X,'*',10X,'*',11X,61('*')/19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,'*',29X,'*',SANC03040
729X,'*' /19X,'*',12X,'*',2X,'CODIGO',2X,'*',11X,'*',3X,'ELEMENTOS CSANC03050
8ON FLUJO QUE',3X,'*',3X,'ELEMENTOS CON FLUJO QUE',3X,'*' /19X,'*',1SANC03060
9X,'COMPONENTE',1X,'*',3X,'DEL',4X,'*',1X,'DIRECCION',1X,'*',4X,'ENSANC03070
1TRAN AL COMPONENTE',5X,'*',4X,'SALEN DEL COMPONENTE',5X,'*' /19X,'*SANC03080
2',3X,'NUMERO',3X,'*',1X,'ELEMENTO',1X,'*',1X,'DEL FLUJO',1X,'*',29SANC03090
3X,'*',29X,'*' /19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,61('*')/19X,'*',12X,'*',SANC03100
410X,'*',11X,'*',10(5X,'*' )/19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,'*',1X,'N/1SANC03110
5',1X,'*',1X,'N/2',1X,'*',1X,'N/3',1X,'*',1X,'N/4',1X,'*',1X,'N/5',SANC03120
61X,'*',1X,'N/1',1X,'*',1X,'N/2',1X,'*',1X,'N/3',1X,'*',1X,'N/4',1XSANC03130
7,'*',1X,'N/5',1X,'*' /19X,'*',12X,'*',10X,'*',11X,'*',10(5X,'*' )/19SANC03140
8X,97('*')/ )
DO 7 M1=1,N
WRITE(6,209)NUM(M1),CDG(M1),DF(M1),(EQAC(M1,M2),M2=1,10)
FORMAT(19X,'*',5X,I3,4X,'*',4X,I2,4X,'*',5X,I1,5X,'*',10(1X,I3,SANC03180
1 1X,'*' )
CONTINUE
WRITE(6,210)
FORMAT(19X,97('*'))
CALL ZONPRO
WRITE(6,1550)
FORMAT(//44X,'LA(S) BARRA(S) DE CARGA A ANALIZARCE ES(SON)' /44X,44SANC03250
1('-')// )
WRITE(6,219){BACA(I),I=1,NBC)
FORMAT(40X,1015)
WRITE(6,1335)
FORMAT(42X,48('=')// )

```

The first part of the document discusses the general principles of the system, including the importance of maintaining accurate records and the role of the various departments involved. It emphasizes the need for a clear and concise reporting structure to ensure that all information is properly documented and accessible to the relevant authorities.

The second part of the document provides a detailed overview of the current status of the project, highlighting the progress made to date and the challenges that remain. It notes that while significant work has been completed, there are still several key areas that require further attention and resources. The document also outlines the proposed timeline for the remaining work and the steps that will be taken to address the outstanding issues.

The third part of the document contains a series of recommendations and suggestions for improving the overall efficiency and effectiveness of the system. These include proposals for streamlining the reporting process, enhancing the quality of the data collected, and increasing the level of communication and collaboration between the different departments. The document also suggests that regular reviews and audits should be conducted to ensure that the system is operating as intended and that any necessary adjustments are made in a timely manner.

Finally, the document concludes with a summary of the key findings and a call to action for all those involved in the project. It stresses the importance of continued commitment and effort to ensure that the system is fully implemented and that its benefits are realized. The document also expresses confidence that the project will be completed successfully and that the system will provide a significant improvement in the way that the organization operates.

```

IF(ITP.EQ.0)GO TO 680
WRITE(6,224)
FORMAT(/53X,'TRAYECTORIAS Y ELEMENTOS DEL'/53X,28('=')/54X,'SISTEM
A QUE LAS CONFORMAN'/54X,25('=')//)
NCMR=0
NCMS=0
CMRR=0
NCMRS=0
NCMSS=0
DO 19 NI=1,NBC
  BCA=BACA(NI)
  IF(ITP.EQ.0)GO TO 690
  WRITE(6,1000)BCA
  FORMAT(/50X,'LA BARRA DE CARGA A ANALIZARCE ES LA ',I3)
  CALL TRAPAL
  IF((KX3.NE.0).OR.(NT.EQ.0))GO TO 313
  CALL COMIPA
CONTINUE
CALL COMITO
CALL INCOSI
WRITE(6,437)SISTEM(1),SISTEM(2)
FORMAT(42X,48('=')/42X,'=',46X,'='/'42X,'=',5X,'INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA',5X,'='/'42X,'=',46X,'='/'42X,'=',3X,'SISTEMA EVALUADO',25X,'='/'42X,'=',3X,18('-'),25X,'='/'42X,'=',3X,A40,3X,'='/'42X,'=',46X,'='/'42X,'=',3X,A40,3X,'='/'42X,'=',46X,'='/'20X,92('=')/20X,'=',17X,'=',12X,'=',59X,'='/'42X,'=',17X,'=',12X,'=',12X,'CONTRIBUCION DE LOS ESTADOS DE FALLA',11X,'='/'20X,'=',17X,'=',12X,'=',59X,'='/'20X,'=',5X,'MODELOS',5X,'ESTADOS',3X,'=',59('='),'='/'20X,'=',17X,'=',12X,'=',2(19X,'DURACION',6X,'='/'20X,'=',5X,'ASUMIDOS',4X,'=',2X,'DE FALLA',2X,'=',3X,'PROBABILIDAD',4X,'=',4X,'FRECUENCIA',5X,'=',6X,'MEDIANAS',8X,'='/'20X,'=',17X,'=',12X,'=',3(5X,'DE FALLA',6X,'='/'20X,'=',117X,'=',12X,'=',5X,'(AND/AND)',5X,'=',6X,'(1/AND)',6X,'=',6X,'(HORA)')
2A)',7X,'='/'20X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='/'20X,92('=')/20X,'=',317X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
A=0.
B=0.
C=0.
JJ=0.
DO 1337 KKI=1,5
  IF(PROFA(KKI).EQ.0)GO TO 1337
  JJ=JJ+1
  IF(JJ.NE.1)GO TO 853
  WRITE(6,438)CMT(KKI),PROFA(KKI),FREFA(KKI),TIDUME(KKI)
  FORMAT(20X,'=',4X,'OPERACION',4X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'='))
10X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
A=A+PROFA(KKI)
B=B+FREFA(KKI)
GO TO 1337
IF(JJ.NE.2)GO TO 854
A=A+PROFA(KKI)
B=B+FREFA(KKI)
WRITE(6,439)CMT(KKI),PROFA(KKI),FREFA(KKI),TIDUME(KKI)
FORMAT(20X,'=',4X,'MANIOBRA',5X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'='))
11,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))

```

SAN03310

SAN03320

SAN03330

SAN03340

SAN03350

SAN03360

SAN03370

SAN03380

SAN03390

SAN03400

SAN03410

SAN03420

SAN03430

SAN03440

SAN03450

SAN03460

SAN03470

SAN03480

SAN03490

SAN03500

SAN03510

SAN03520

SAN03530

SAN03540

SAN03550

SAN03560

SAN03570

SAN03580

SAN03590

SAN03600

SAN03610

SAN03620

SAN03630

SAN03640

SAN03650

SAN03660

SAN03670

SAN03680

SAN03690

SAN03700

SAN03710

SAN03720

SAN03730

SAN03740

SAN03750

SAN03760

SAN03770

SAN03780

SAN03790

SAN03800

SAN03810

SAN03820

SAN03830

SAN03840

SAN03850


```

GO TO 1337
A=A+PROFA(KK1)
B=B+FREFA(KK1)
WRITE(6,440)CMT(KK1),PROFA(KK1),FREFA(KK1),TIDUME(KK1)
FORMAT(20X,'=',17X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/20X,'=',17X,'=',
12X,'=',3(19X,'='))
CONTINUE
IF(B.EQ.0.)GO TO 913
C=(A/B)*8760.
WRITE(6,441)A,B,C
FORMAT(20X,92('=')/20X,'=',30X,'=',3(19X,'=')/20X,'=',3X,
CONTRIBUCION DEL MODELO',4X,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/20X,'=',30X,'='
,3(19X,'=')/20X,92('=')/20X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
D=0.
E=0.
F=0.
KK=0
DO 1338 KK1=6,7
  KK=KK+1
  IF(KK.NE.1)GO TO 855
  D=D+PROFA(KK1)
  E=E+FREFA(KK1)
  WRITE(6,442)CMT(KK1),PROFA(KK1),FREFA(KK1),TIDUME(KK1)
  FORMAT(20X,'=',2X,'MANTENIMIENTO',2X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=
')/20X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
GO TO 1338
D=D+PROFA(KK1)
E=E+FREFA(KK1)
WRITE(6,443)CMT(KK1),PROFA(KK1),FREFA(KK1),TIDUME(KK1)
FORMAT(20X,'=',4X,'PREVENTIVO',3X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/2
10X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
CONTINUE
IF(E.EQ.0)GO TO 856
F=(D/E)*8760.
WRITE(6,441)D,E,F
G=0.
H=0.
X=0.
JJ=0
DO 1339 KKI=8,19
  IF(PROFA(KKI).EQ.0)GO TO 1339
  JJ=JJ+1
  IF(JJ.NE.2)GO TO 857
  WRITE(6,444)CMT(KKI),PROFA(KKI),FREFA(KKI),TIDUME(KKI)
  FORMAT(20X,'=',4X,'CIRCUITO ',4X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/2
10X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))
G=G+PROFA(KKI)
H=H+FREFA(KKI)
GO TO 1339
IF(JJ.NE.3)GO TO 858
G=G+PROFA(KKI)
H=H+FREFA(KKI)
WRITE(6,445)CMT(KKI),PROFA(KKI),FREFA(KKI),TIDUME(KKI)
FORMAT(20X,'=',3X,'INTERRUPTOR',3X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/
120X,'=',17X,'=',12X,'=',3(19X,'='))

```

SAN03860

SAN03870

SAN03880

SAN03890

SAN03900

SAN03910

SAN03920

SAN03930

SAN03940

SAN03950

SAN03960

SAN03970

SAN03980

SAN03990

SAN04000

SAN04010

SAN04020

SAN04030

SAN04040

SAN04050

SAN04060

SAN04070

SAN04080

SAN04090

SAN04100

SAN04110

SAN04120

SAN04130

SAN04140

SAN04150

SAN04160

SAN04170

SAN04180

SAN04190

SAN04200

SAN04210

SAN04220

SAN04230

SAN04240

SAN04250

SAN04260

SAN04270

SAN04280

SAN04290

SAN04300

SAN04310

SAN04320

SAN04330

SAN04340

SAN04350

SAN04360

SAN04370

SAN04380

SAN04390

SAN04400

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. It emphasizes that every entry should be supported by a valid receipt or invoice to ensure transparency and accountability.

2. In the second section, the author outlines the various methods used for data collection and analysis. This includes both primary and secondary data sources, as well as the statistical techniques employed to interpret the findings.

3. The third section provides a detailed overview of the results obtained from the study. It highlights the key trends and patterns observed, along with the implications of these findings for the industry and future research.

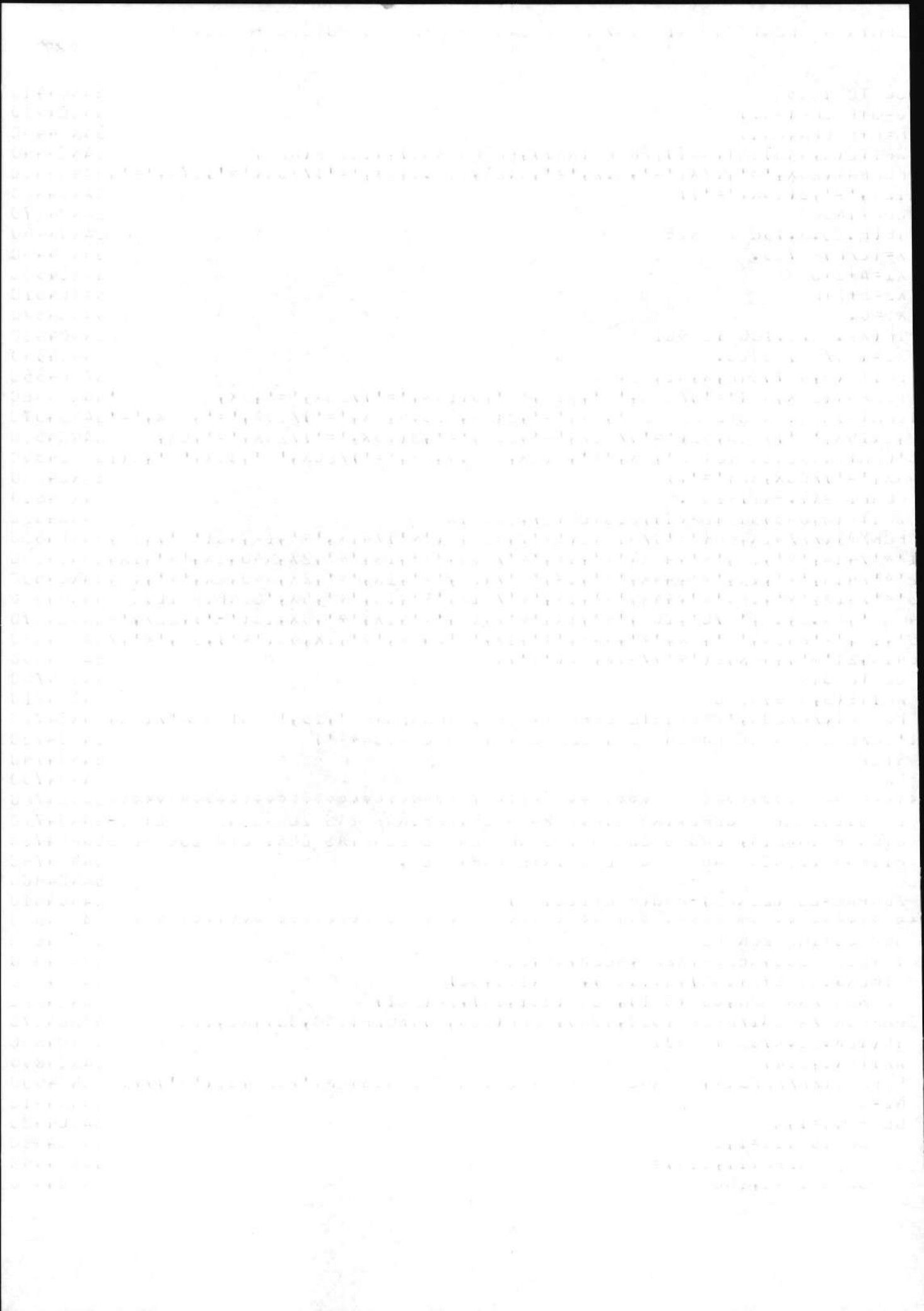
4. Finally, the document concludes with a series of recommendations and suggestions for further action. These are based on the insights gained from the analysis and aim to address the challenges identified during the study.

The overall purpose of this report is to provide a comprehensive and objective assessment of the current state of affairs, while also offering practical guidance for improvement. It is hoped that the information presented here will be valuable to all stakeholders involved in the project.

```

GO TO 1339
G=G+PROFA(KK1)
H=H+FREFA(KK1)
WRITE(6,446)CMT(KK1),PROFA(KK1),FREFA(KK1),TIDUME(KK1)
FORMAT(20X,'=',17X,'=',A12,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/20X,'=',17X,'=',
12X,'=',3(19X,'='))
CONTINUE
IF(H.EQ.0.)GO TO 915
X=(G/H)*8760.
X1=A+D+G
X2=B+E+H
X3=0.
IF(X2.EQ.0.)GO TO 901
X3=(X1/X2)*8760.
WRITE(6,447)G,H,X,X1,X2,X3
FORMAT(20X,92('=')/20X,'=',30X,'=',3(19X,'=')/20X,'=',3X,
CONTRIBUCION DEL MODELO',4X,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/20X,'=',30X,'='
2,3(19X,'=')/20X,92('=')/20X,'=',30X,'=',3(19X,'=')/20X,'=',6X,
3'CONTRIBUCION TOTAL',6X,'=',3(2X,E15.9,2X,'=')/20X,'=',30X,'=',3(1
49X,'=')/20X,92('='))
CONFIA=(1.-X1)*100.
WRITE(6,843)SISTEM(1),SISTEM(2),CONFIA
FORMAT(//41X,50('*')/41X,2('*'),46X,2('*')/41X,'*',1X,46('*'),1X,
1'*/41X,'*',1X,'*',44X,'*',1X,'*/41X,'*',1X,'*',2X,A40,2X,'*',1X,
2'*/41X,'*',1X,'*',44X,'*',1X,'*/41X,'*',1X,'*',2X,A40,2X,'*',1X,
3'*/41X,'*',1X,'*',44X,'*',1X,'*/41X,'*',1X,'*',9X,'CONFIABILIDAD
4',F5.2,1X,'0/0',10X,'*',1X,'*/41X,'*',1X,'*',9X,13('-'),22X,'*
5',1X,'*/41X,'*',1X,'*',44X,'*',1X,'*/41X,'*',1X,46('*'),1X,'*',/
641X,2('*'),46X,2('*')/41X,50('*'))
GO TO 313
WRITE(5,999)MIMJ
FORMAT(///20X,'**EXISTE ERROR** EL COMPONENTE ',I3,' ENTRADO'/18X,
1'COMO BARRA DE CARGA ES INCORRECTO, **CORRIJA**')
STOP
END
*****
LA SIGUIENTE SUBROUTINA SIRVE PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE PROTECCION PRIMARIA, LAS SECUNDARIAS NO SON NECESARIAS DEBIDO A QUE LAS MISMAS VIENEN DADAS POR LOS INTERRUPTORES.
*****
ZONPRO=ZON(ZONAS)-PRO(PROTECCION)
*****
SUBROUTINE ZONPRO
INTEGER CDG,KEZPP,NZPP,KCZP,DF,EQAC
DIMENSION LYZ(100),JI(100),LZX(100,50)
COMMON /AREA/N,CDG(301),EQAC(301,10),DF(301)
COMMON /AREAL/KEZPP(300,100),NZPP(300,3),KCZP(100,33),NZ,IZN
IF(IZN.EQ.0)GO TO 531
WRITE(6,211)
FORMAT(/////51X,'ZONAS DE PROTECCION DEL SISTEMA'/52X,31('=')//)
NZ=0
DO 8 I1=1,N
DO 15 I10=1,3
NZPP(I1,I10)=0
DO 8 I2=1,100

```




```

      KEZPP(I1,I2)=0
CONTINUE
DO 18 I14=1,100
  DO 18 I15=1,33
  KCZP(I14,I15)=0
DO 9 I3=1,N
  LYZ(I1)=0
  IF((CDG(I3).GE.9).OR.(KEZPP(I3,1).NE.0)) GO TO 9
  NZ=NZ+1
  KEZPP(I3,1)=I3
  K=1
  K1=0
DO 10 I4=1,10
  IF(EQAC(I3,I4).EQ.0) GO TO 10
  IF(CDG(EQAC(I3,I4)).GE.9) GO TO 322
  K1=K1+1
  LZX(I,K1)=EQAC(I3,I4)
  LYZ(K1)=EQAC(I3,I4)
  K=K+1
  KEZPP(I3,K)=EQAC(I3,I4)
CONTINUE
IF(K1.EQ.0) GO TO 323
K2=1
JI(K2)=I3
I2=K1
K11=0
DO 37 I5=1,K1
  I1=1
  IF(DF(LZX(K2,I5)).EQ.1) GO TO 324
  DO 12 I6=1,5
    IF(EQAC(LZX(K2,I5),I6).EQ.JI(K2)) GO TO 325
  CONTINUE
  GO TO 326
  I1=6
  INC=5
  GO TO 327
  INC=10
  DO 11 I7=1,INC
    NA=EQAC(LZX(K2,I5),I1)
    IF(NA.EQ.0) GO TO 328
    DO 13 I8=1,K
      IF(NA.EQ.KEZPP(I3,I8)) GO TO 328
    CONTINUE
    IF(CDG(NA).GE.9) GO TO 329
    K11=K11+1
    K3=K2+1
    I2=I2+1
    LZX(K3,K11)=NA
    JI(K3)=LZX(K2,I5)
    LYZ(I2)=NA
    K=K+1
    KEZPP(I3,K)=NA
    I1=I1+1
  CONTINUE
CONTINUE
CONTINUE

```

SAN04960
 SAN04970
 SAN04980
 SAN04990
 SAN05000
 SAN05010
 SAN05020
 SAN05030
 SAN05040
 SAN05050
 SAN05060
 SAN05070
 SAN05080
 SAN05090
 SAN05100
 SAN05110
 SAN05120
 SAN05130
 SAN05140
 SAN05150
 SAN05160
 SAN05170
 SAN05180
 SAN05190
 SAN05200
 SAN05210
 SAN05220
 SAN05230
 SAN05240
 SAN05250
 SAN05260
 SAN05270
 SAN05280
 SAN05290
 SAN05300
 SAN05310
 SAN05320
 SAN05330
 SAN05340
 SAN05350
 SAN05360
 SAN05370
 SAN05380
 SAN05390
 SAN05400
 SAN05410
 SAN05420
 SAN05430
 SAN05440
 SAN05450
 SAN05460
 SAN05470
 SAN05480
 SAN05490
 SAN05500

```

IF(K11.EQ.0) GO TO 330
K1=K11
K2=K3
GO TO 331
I2=1
NZPP(I3,1)=NZ
DO 39 I8=1,I2
  DO 14 I9=1,K
    ZO=KEZPP(I3,I9)
    IF(LYZ(I8).EQ.0) GO TO 332
    KEZPP(LYZ(I8),I9)=ZO
    NZPP(LYZ(I8),1)=NZ
    IF(I8.NE.1) GO TO 14
    KCZP(NZ,I9)=ZO
    IF(CDG(ZO).LT.9) GO TO 14
    IF(NZPP(ZO,1).EQ.0) THEN
      NZPP(ZO,1)=NZ
    ELSE IF(NZPP(ZO,2).EQ.0) THEN
      NZPP(ZO,2)=NZ
    ELSE
      NZPP(ZO,3)=NZ
    ENDIF
  CONTINUE
CONTINUE
IF(I2N.EQ.0)GO TO 5
WRITE(6,212)NZ
FORMAT(44X,'LOS ELEMENTOS DE LA ZONA DE PROTECCION',1
14,1X,'SON'/)
WRITE(6,213)(KEZPP(I3,LL),LL=1,K)
FORMAT(42X,9I5)
WRITE(6,214)
FORMAT(44X,46('='))//)
CONTINUE
IF(I2N.EQ.0)GO TO 532
WRITE(6,215)
FORMAT(1X/46X,'ZONAS DE PROTECCION DE LOS INTERRUPTORES'/46X,40(=
1')/52X,'Y ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN'/52X,29('='))//)
DO 16 I11=1,N
  IF(CDG(I11).LT.9) GO TO 16
  KEZPP(I11,1)=I11
  N1=2
  DO 17 I12=1,3
    NZ1=NZPP(I11,I12)
    IF(NZ1.EQ.0) GO TO 335
    N2=1
    IF(KCZP(NZ1,N2).EQ.I11) GO TO 333
    IF(KCZP(NZ1,N2).EQ.0) GO TO 17
    KEZPP(I11,N1)=KCZP(NZ1,N2)
    N1=N1+1
    N2=N2+1
  GO TO 334
CONTINUE
I12=I12-1
IF(I2N.EQ.0)GO TO 16
WRITE(6,216)I11,(NZPP(I11,I13),I13=1,I12)

```

SAN05510
SAN05520
SAN05530
SAN05540
SAN05550
SAN05560
SAN05570
SAN05580
SAN05590
SAN05600
SAN05610
SAN05620
SAN05630
SAN05640
SAN05650
SAN05660
SAN05670
SAN05680
SAN05690
SAN05700
SAN05710
SAN05720
SAN05730
SAN05740
SAN05750
SAN05760
SAN05770
SAN05780
SAN05790
SAN05800
SAN05810
SAN05820
SAN05830
SAN05840
SAN05850
SAN05860
SAN05870
SAN05880
SAN05890
SAN05900
SAN05910
SAN05920
SAN05930
SAN05940
SAN05950
SAN05960
SAN05970
SAN05980
SAN05990
SAN06000
SAN06010
SAN06020
SAN06030
SAN06040
SAN06050

```

FORMAT(43X,'LAS ZONAS DE PROTECCION DEL INTERRUPTOR',I4,I4,'SONSANC06060
'//51X,3I10//)
WRITE(6,1700)
FORMAT(49X,'LOS ELEMENTOS QUE LAS CONFORMAN SON'//)
N1=N1-1
WRITE(6,217)(KEZPP(I11,I14),I14=1,N1)
FORMAT(40X,10I5)
WRITE(6,218)
FORMAT(43X,47('='))
CONTINUE
RETURN
END
*****
LA SIGUIENTE SUBROUTINA SIRVE PARA DETERMINAR LAS TRAYECTORIAS DES-
DE LAS BARRAS DE ALIMENTACION HASTA LAS BARRAS DE CARGA, Y LAS PA-
LABRAS TRAYECTORIAS DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.
TRAPAL=TRA(TRAYECTORIAS)-PAL(PALABRAS)
*****
SUBROUTINE TRAPAL
INTEGER ET1,TRPA,BCA,CDG,DF,EGAC
DIMENSION LZX(80,80)
COMMON /AREA/N,CDG(301),EGAC(301,10),DF(301)
COMMON /AREA2/BCA,KX3,TRPA(100,100),KTRPA(300,100),NT,ITP
DO 35 N16=1,300
  DO 35 N17=1,100
    KTRPA(N16,N17)=0
    IF(N16.GT.100) GO TO 35
    TRPA(N16,N17)=0
CONTINUE
KX3=0
NT=0
ICONT1=0
K1=1
K=2
DO 20 N2=1,10
  NBCA=EGAC(BCA,N2)
  IF(NBCA.EQ.0) GO TO 353
  IF(DF(NBCA).EQ.1) GO TO 354
  DO 23 N5=1,5
    IF(EQAC(NBCA,N5).EQ.BCA) GO TO 20
CONTINUE
NT=NT+1
TRPA(NT,1)=BCA
TRPA(NT,2)=NBCA
IF(CDG(NBCA).EQ.2) GO TO 20
ICONT1=ICONT1+1
LZX(1,ICONT1)=NT
GO TO 20
DO 22 N4=N2,10
  IF(EQAC(BCA,N4).EQ.0)GO TO 22
  WRITE(6,220)BCA
  FORMAT(1X,'LOS ELEMENTOS QUE SE CONECTAN A LA BARRA',I4,I4)
1,'ESTAN MAL ENTRADOS')
  KX3=BCA

```

SANC06070
 SANC06080
 SANC06090
 SANC06100
 SANC06110
 SANC06120
 SANC06130
 SANC06140
 SANC06150
 SANC06160
 SANC06170
 SANC06180
 SANC06190
 SANC06200
 SANC06210
 SANC06220
 SANC06230
 SANC06240
 SANC06250
 SANC06260
 SANC06270
 SANC06280
 SANC06290
 SANC06300
 SANC06310
 SANC06320
 SANC06330
 SANC06340
 SANC06350
 SANC06360
 SANC06370
 SANC06380
 SANC06390
 SANC06400
 SANC06410
 SANC06420
 SANC06430
 SANC06440
 SANC06450
 SANC06460
 SANC06470
 SANC06480
 SANC06490
 SANC06500
 SANC06510
 SANC06520
 SANC06530
 SANC06540
 SANC06550
 SANC06560
 SANC06570
 SANC06580
 SANC06590
 SANC06600

GO TO 340

CONTINUE

GO TO 337

CONTINUE

IF(ICONTI.EQ.0) GO TO 336

JJ=K+1

JCONTI=0

K2=K1+1

DO 21 N3=1,ICONTI

NTI=LZX(K1,N3)

ETI=TRPA(NTI,K)

IF(DF(ETI).EQ.1) GO TO 338

LL=1

NN=0

NETI=EQAC(ETI,LL)

IF(NETI.EQ.0)GO TO 339

IF(DF(NETI).EQ.1)GO TO 341

DO 24 N6=1,5

IF(EQAC(NETI,N6).NE.ETI)GO TO 24

LL=LL+1

GO TO 342

CONTINUE

IF(NN.EQ.0)GO TO 343

NT=NT+1

DO 25 N7=1,K

TRPA(NT,N7)=TRPA(NTI,N7)

NTI=NT

TRPA(NTI,JJ)=NETI

LL=LL+1

IF(CDG(NETI).EQ.2)GO TO 344

JCONTI=JCONTI+1

LZX(K2,JCONTI)=NTI

IF(LL.GT.5)GO TO 21

NN=1

GO TO 342

IF(NN.NE.0)GO TO 21

WRITE(6,221)ETI

FORMAT(1X,'LOS ELEMENTOS QUE SE CONECTAN AL COMPONENTE',I4,1X,'

ESTAN MAL ENTRADOS')

KX3=ETI

GO TO 340

IF((CDG(ETI).EQ.1).OR.(CDG(ETI).EQ.3))GO TO 345

DO 26 N8=1,5

DO 26 N9=1,K

IF(EQAC(ETI,N8).NE.TRPA(NTI,N9))GO TO 26

LL=6

M=10

GO TO 346

CONTINUE

LL=1

M=5

NN=0

NETI=EQAC(ETI,LL)

IF(NETI.EQ.0)GO TO 347

IF(DF(NETI).EQ.1)GO TO 348

SAN06610

SAN06620

SAN06630

SAN06640

SAN06650

SAN06660

SAN06670

SAN06680

SAN06690

SAN06700

SAN06710

SAN06720

SAN06730

SAN06740

SAN06750

SAN06760

SAN06770

SAN06780

SAN06790

SAN06800

SAN06810

SAN06820

SAN06830

SAN06840

SAN06850

SAN06860

SAN06870

SAN06880

SAN06890

SAN06900

SAN06910

SAN06920

SAN06930

SAN06940

SAN06950

SAN06960

SAN06970

SAN06980

SAN06990

SAN07000

SAN07010

SAN07020

SAN07030

SAN07040

SAN07050

SAN07060

SAN07070

SAN07080

SAN07090

SAN07100

SAN07110

SAN07120

SAN07130

SAN07140

SAN07150

DO 27 N8=1,5	SAN07160
IF(EQAC(NETI,N8).NE.ETI)GO TO 27	SAN07170
LL=LL+1	SAN07180
GO TO 350	SAN07190
CONTINUE	SAN07200
IF(NN.EQ.0)GO TO 349	SAN07210
NT=NT+1	SAN07220
DO 28 N9=1,K	SAN07230
TRPA(NT,N9)=TRPA(NTI,N9)	SAN07240
NTI=NT	SAN07250
TRPA(NTI,JJ)=NETI	SAN07260
NN=1	SAN07270
LL=LL+1	SAN07280
IF(CDG(NETI).EQ.2)GO TO 350	SAN07290
JCONTI=JCONTI+1	SAN07300
LZX(K2,JCONTI)=NTI	SAN07310
IF(LL.GT.M)GO TO 21	SAN07320
IF(.NOT.((CDG(ETI).EQ.1).OR.(CDG(ETI).EQ.3)))GO TO 355	SAN07330
NETI=EQAC(ETI,LL)	SAN07340
DO 29 N7=1,K	SAN07350
IF(NETI.NE.TRPA(NTI,N7))GO TO 29	SAN07360
LL=LL+1	SAN07370
GO TO 350	SAN07380
CONTINUE	SAN07390
GO TO 352	SAN07400
IF(NN.NE.0)GO TO 21	SAN07410
GO TO 356	SAN07420
LL=1	SAN07430
M=10	SAN07440
NN=0	SAN07450
GO TO 351	SAN07460
CONTINUE	SAN07470
K1=K2	SAN07480
JCONTI=JCONTI	SAN07490
K=K+1	SAN07500
GO TO 337	SAN07510
DO 30 N5=1,NT	SAN07520
K=1	SAN07530
IF(CDG(TRPA(N5,K)).NE.1)GO TO 357	SAN07540
IF(TRPA(N5,K).EQ.0)GO TO 358	SAN07550
K=K+1	SAN07560
GO TO 359	SAN07570
K=K-1	SAN07580
IF(CDG(TRPA(N5,K)).EQ.2)GO TO 30	SAN07590
DO 36 N6=1,K	SAN07600
TRPA(N5,N6)=0	SAN07610
CONTINUE	SAN07620
GO TO 360	SAN07630
WRITE(6,223)N5,TRPA(N5,K)	SAN07640
FORMAT(1X,'EXISTE ERROR, EL PRIMER ELEMENTO DE LA TRAYECTORIA',I4,	SAN07650
11X,'DEBE SER BARRA DE CARGA Y NO EL ELEMENTO',I4)	SAN07660
KX3=N5	SAN07670
GO TO 340	SAN07680
NN=NT	SAN07690
DO 31 N10=1,NT	SAN07700

```

IF(TRPA(N10,1).NE.0)GO TO 361
IF(TRPA(NN,1).EQ.0)GO TO 362
GO TO 363
NN=NN-1
GO TO 364
K=1
TRPA(N10,K)=TRPA(NN,K)
TRPA(NN,K)=0
K=K+1
IF(TRPA(NN,K).NE.0)GO TO 365
NN=NN-1
NT=NN
CONTINUE
IF(NT.EQ.0)GO TO 3000
DO 32 N11=1,NT
K=1
IF(TRPA(N11,K).EQ.0)GO TO 366
K=K+1
GO TO 367
K=K-1
IF(ITP.EQ.0)GO TO 32
WRITE(6,225)N11
FORMAT(38X,57('*'))//58X,'TRAYECTORIA N/',14/58X,18('=')//50X,'L
LOS ELEMENTOS QUE LA CONFORMA SON'//
WRITE(6,226)(TRPA(N11,N12),N12=1,K)
FORMAT((38X,10(13,3X)))
WRITE(6,227)
FORMAT(38X,57('*'))
CONTINUE
IF(ITP.EQ.0)GO TO 533
WRITE(6,228)
FORMAT(/55X,'PALABRAS TRAYECTORIAS DE'/55X,24('=')/53X,'LOS COMP
NENTES DEL SISTEMA'/53X,27('=')//)
DO 88 N12=1,N
IF(CDG(N12).EQ.2)GO TO 88
DO 33 N13=1,NT
K=1
IF(TRPA(N13,K).EQ.N12)GO TO 368
K=K+1
IF(TRPA(N13,K).EQ.0)GO TO 33
GO TO 369
KTRPA(N12,N13)=1
CONTINUE
CONTINUE
IF(ITP.EQ.0)GO TO 340
DO 34 N14=1,N
WRITE(6,229)N14
FORMAT(38X,57('*'))//45X,'LA PALABRA TRAYECTORIA DEL ELEMENTO',I
14,1X,'ES'//)
WRITE(6,230)(KTRPA(N14,N15),N15=1,NT)
FORMAT((38X,10(13,3X)))
WRITE(6,231)
FORMAT(38X,57('*'))
CONTINUE
GO TO 340

```

SAN07710
SAN07720
SAN07730
SAN07740
SAN07750
SAN07760
SAN07770
SAN07780
SAN07790
SAN07800
SAN07810
SAN07820
SAN07830
SAN07840
SAN07850
SAN07860
SAN07870
SAN07880
SAN07890
SAN07900
SAN07910
SAN07920
SAN07930
SAN07940
SAN07950
SAN07960
SAN07970
SAN07980
SAN07990
SAN08000
SAN08010
SAN08020
SAN08030
SAN08040
SAN08050
SAN08060
SAN08070
SAN08080
SAN08090
SAN08100
SAN08110
SAN08120
SAN08130
SAN08140
SAN08150
SAN08160
SAN08170
SAN08180
SAN08190
SAN08200
SAN08210
SAN08220
SAN08230
SAN08240
SAN08250

```

WRITE(6,200)BCA
FORMAT(1X,'CORRIJA LOS DATOS DEL SISTEMA, DEBIDO A QUE NO EXISTE'/SAN08270
1X,'CONTINUIDAD ENTRE LA BARRA DE CARGA ASIGNADA CON EL NUMERO',I4SAN08280
/1X,'Y LAS BARRAS DE ALIMENTACION. SI ESTAN BIEN ENTRADOS LOS DATOSAN08290
S EXCEPTUE DEL ANALISIS DICHA BARRA DE CARGA')
RETURN
END
*****
LA SIGUIENTE SUBROUTINA SIRVE PARA DETERMINAR LOS CORTES MINIMOSAN08340
EXISTENTE EN CADA UNA DE LAS BARRAS DE CARGA EN DONDE SE REALIZASAN08350
EL ANALISIS DE CONFIABILIDAD.
COMIPA=CO(CORTES)-MI(MINIMOS)-PA(PARCIALES)
*****
SUBROUTINE COMIPA
INTEGER CDG,BCA,TRPA,DF,EGAC,CMRR
COMMON /AREA/N,CDG(301),EQAC(301,10),DF(301)
COMMON /AREA1/KEZPP(300,100),NZPP(300,3),KCZP(100,33),NZ,IZN
COMMON /AREA2/BCA,KX3,TRPA(100,100),KTRPA(300,100),NT,ITP
COMMON /AREA3/NCMIR(300),MCMS(300,300),NCCMIS(300),NBCRR(100),NCRSAN08450
R1(1800),NCR2(1800),NCRS1(1800),NCRS2(1800),NCSS1(1800),NCSS2(180SAN08460
20),KCR(300),NCRM,KCS(300),NCMS,CMRR,NCMRS,NCMSS,ICMP
DO 16 ICDGC=1,300
DO 16 JCDGC=1,300
MCMS(ICDGC,JCDGC)=0
CONTINUE
IF(ICMP.EQ.0)GO TO 539
WRITE(6,200)BCA
FORMAT(////45X,'CORTES MINIMOS PARCIALES DEL SISTEMA PARA LA'/45XSAN08540
L,44('=')//45X,'BARRA DE CARGA, ASIGNADA CON EL NUMERO',I4/45X,43(SANC08550
L='')//)
J1=NCRM+1
J2=NCMS+1
J=0
JJ=0
DO 1 K1=1,N
IF(J.NE.0)GO TO 101
IF(CDG(K1).EQ.2)GO TO 100
DO 2 K2=1,NT
IF(JJ.NE.0)GO TO 102
IF(KTRPA(K1,K2).EQ.1)GO TO 2
NCOMIR(K1)=0
GO TO 100
IF(MCMS(K1,K2).EQ.1)GO TO 2
GO TO 105
CONTINUE
IF(JJ.NE.0)GO TO 104
NCOMIR(K1)=1
NCRM=NCRM+1
KCR(NCRM)=K1
GO TO 100
IF(NCOMIR(K1).EQ.1)GO TO 105
NCCMIS(K1)=1
NCMS=NCMS+1
KCS(NCMS)=K1

```


GO TO 100	SAN08810
NCOMIS(K1)=0	SAN08820
IF((K1.NE.N).OR.(JJ.NE.0))GO TO 1	SAN08830
J=J+1	SAN08840
GO TO 103	SAN08850
IF(CDG(K1).EQ.2)GO TO 106	SAN08860
DO 3 K3=1,3	SAN08870
NKCZP=NZPP(K1,K3)	SAN08880
IF(NKCZP.EQ.0)GO TO 106	SAN08890
I=1	SAN08900
MKCZP=KCZP(NKCZP,I)	SAN08910
IF(MKCZP.EQ.0)GO TO 3	SAN08920
DO 4 K4=1,NT	SAN08930
IF(KTRPA(MKCZP,K4).EQ.0)GO TO 4	SAN08940
MCMS(K1,K4)=1	SAN08950
CONTINUE	SAN08960
I=I+1	SAN08970
GO TO 107	SAN08980
CONTINUE	SAN08990
IF(K1.NE.N)GO TO 1	SAN09000
J=0	SAN09010
JJ=JJ+1	SAN09020
GO TO 103	SAN09030
CONTINUE	SAN09040
J3=CMRR+1	SAN09050
N1=N-1	SAN09060
DO 5 K5=1,N1	SAN09070
IF((CDG(K5).EQ.2).OR.(NCCMIR(K5).EQ.1))GO TO 5	SAN09080
N2=K5+1	SAN09090
DO 20 K6=N2,N	SAN09100
IF((CDG(K6).EQ.2).OR.(NCCMIR(K6).EQ.1))GO TO 20	SAN09110
DO 6 K7=1,NT	SAN09120
IF((KTRPA(K5,K7).EQ.1).OR.(KTRPA(K6,K7).EQ.1))GO TO 108	SAN09130
NBCRR(K7)=0	SAN09140
GO TO 6	SAN09150
NBCRR(K7)=1	SAN09160
CONTINUE	SAN09170
DO 7 K7=1,NT	SAN09180
IF(NBCRR(K7).EQ.0)GO TO 109	SAN09190
CONTINUE	SAN09200
CMRR=CMRR+1	SAN09210
NCRRI(CMRR)=K5	SAN09220
NCRRI(CMRR)=K6	SAN09230
DO 8 K8=1,NT	SAN09240
NBCRR(K8)=0	SAN09250
CONTINUE	SAN09260
CONTINUE	SAN09270
J4=NCMRS+1	SAN09280
DO 900 K9=1,N	SAN09290
IF((CDG(K9).EQ.2).OR.(NCCMIR(K9).EQ.1))GO TO 900	SAN09300
DO 9 K10=1,N	SAN09310
IF((K9.EQ.K10).OR.(CDG(K10).EQ.2))GO TO 9	SAN09320
IF((NCCMIR(K10).EQ.1).OR.(NCCMIS(K10).EQ.1))GO TO 9	SAN09330
DO 10 K11=J3,CMRR	SAN09340
IF(K9.GT.K10)GO TO 110	SAN09350

IF((NCRR1(K11).EQ.K9).AND.(NCRR2(K11).EQ.K10))GO TO 9	SANC9360
GO TO 10	SANC9370
IF((NCRR1(K11).EQ.K10).AND.(NCRR2(K11).EQ.K9))GO TO 9	SANC9380
CONTINUE	SANC9390
DO 11 K11=1,NT	SANC9400
IF((KTRPA(K9,K11).EQ.0).AND.(MCMS(K10,K11).EQ.0))GO TO 9	SANC9410
CONTINUE	SANC9420
NCMRS=NCMRS+1	SANC9430
NCRS1(NCMRS)=K10	SANC9440
NCRS2(NCMRS)=K9	SANC9450
CONTINUE	SANC9460
CONTINUE	SANC9470
J5=NCMSS+1	SANC9480
N1=N-1	SANC9490
DO 1200 K1=1,N1	SANC9500
IF((CDG(K1).EQ.2).OR.(NCOMIR(K1).EQ.1)) GO TO 1200	SANC9510
IF(NCOMIS(K1).EQ.1) GO TO 1200	SANC9520
N2=K1+1	SANC9530
DO 12 K2=N2,N	SANC9540
IF((CDG(K2).EQ.2).OR.(NCOMIR(K2).EQ.1))GO TO 12	SANC9550
IF(NCOMIS(K2).EQ.1)GO TO 12	SANC9560
DO 13 K3=J4,NCMRS	SANC9570
IF((NCRS2(K3).EQ.K1).AND.(NCRS1(K3).EQ.K2))GO TO 12	SANC9580
IF((NCRS2(K3).EQ.K2).AND.(NCRS1(K3).EQ.K1))GC TO 12	SANC9590
CONTINUE	SANC9600
DO 14 K3=J3,CMRR	SANC9610
IF((NCRR1(K3).EQ.K1).AND.(NCRR2(K3).EQ.K2))GO TO 12	SANC9620
CONTINUE	SANC9630
DO 15 K4=1,NT	SANC9640
IF((MCMS(K1,K4).EQ.0).AND.(MCMS(K2,K4).EQ.0))GO TO 12	SANC9650
CONTINUE	SANC9660
NCMSS=NCMSS+1	SANC9670
NCSS1(NCMSS)=K1	SANC9680
NCSS2(NCMSS)=K2	SANC9690
CONTINUE	SANC9700
CONTINUE	SANC9710
IF(ICMP.EQ.0)GO TO 413	SANC9720
WRITE(6,210)	SANC9730
FORMAT(51X,'MODELC /51X,6('-')//55X,'-OPERACION DE MANIOBRA-'//55	SANC9740
1X,23('-')//)	SANC9750
WRITE(6,201)	SANC9760
FORMAT(58X,'CORTES MINIMOS -R-'//58X,18('-')//)	SANC9770
WRITE(6,202)(KCR(NN),NN=J1,NCMR)	SANC9780
FORMAT((55X,5(13,2X)))	SANC9790
WRITE(6,203)	SANC9800
FORMAT(/58X,'CORTES MINIMOS -S-'//58X,18('-')//)	SANC9810
WRITE(6,202)(KCS(MM),MM=J2,NCMS)	SANC9820
WRITE(6,205)	SANC9830
FORMAT(/57X,'CORTES MINIMOS -RR-'//57X,19('-')//)	SANC9840
WRITE(6,206)(NCRR1(J33),NCRR2(J33),J33=J3,CMRR)	SANC9850
FORMAT((39X,5(13,'-',13,5X)))	SANC9860
WRITE(6,207)	SANC9870
FORMAT(/57X,'CORTES MINIMOS -RS-'//57X,19('-')//)	SANC9880
WRITE(6,206)(NCRS2(J44),NCRS1(J44),J44=J4,NCMRS)	SANC9890
WRITE(6,209)	SANC9900

```

FORMAT(///57X,'CORTES MINIMOS -SS-'//57X,19('-'))//)
WRITE(6,206)(NCSS1(J55),NCSS2(J55),J55=J5,NCMSS)
WRITE(6,211)
FORMAT(///50X,'MODELO '//50X,6('-')//53X,'-MANTENIMIENTO PREVENTISAN09940
VO-'//53X,26('-')//)
WRITE(6,212)
FORMAT(57X,'CORTES MINIMOS -MR-'//57X,19('-'))//)
WRITE(6,206)(NCRR1(J33),NCRR2(J33),J33=J3,CMRR),(NCRR2(J33),NCRR1(J33),J33=J3,CMRR)
WRITE(6,213)
FORMAT(//57X,'CORTES MINIMOS -MS-'//57X,19('-'))//)
WRITE(6,206)(NCRS2(J44),NCRS1(J44),J44=J4,NCMRS)
WRITE(6,214)
FORMAT(///51X,'MODELO '//51X,6('-')//56X,'-CIRCUITO INTERRUPTOR-'//56X,22('-')//46X,'LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE'//46X,42('-')//42X,'MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES'//42X,49('-')//46X,'QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL'//46X,42('-')//52X,'MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-'//52X,30('-')//)
RETURN
END
*****
LA SIGUIENTE SUBROUTINA SIRVE PARA DETERMINAR LOS CORTES MINIMOS
TOTALES DEL SISTEMA ( REUNE TODOS LOS CORTES MINIMOS PARCIALES DEL
SISTEMA Y LO SELECCIONA).
COMITO=CO(CORTES)-MI(MINIMOS)-TO(TOTALES).
*****
SUBROUTINE COMITO
INTEGER CDG,DF,EQAC,CMRR
COMMON /AREA/N,CDG(301),EQAC(301,10),DF(301)
COMMON /AREA3/NCMIR(300),MCMS(300,300),NCOMIS(300),NBCRR(100),NCRS
LR1(1800),NCRR2(1800),NCRS1(1800),NCRS2(1800),NCSS1(1800),NCSS2(180
20),KCR(300),NCMR,KCS(300),NCMS,CMRR,NCMRS,NCMSS,ICMP
DO 14 L5=1,300
  NCMIR(L5)=0
NCOMIS(L5)=0
DO 1 L1=1,NCMR
  L11=KCR(L1)
  NCMIR(L11)=1
  NCMR=0
DO 2 L2=1,N
  IF(NCMIR(L2).EQ.0)GO TO 2
  NCMR=NCMR+1
  KCR(NCMR)=L2
CONTINUE
DO 3 L3=1,NCMS
  L33=KCS(L3)
  NCOMIS(L33)=1
  NCMS=0
DO 4 L4=1,N
  IF((NCOMIR(L4).EQ.1).OR.(NCOMIS(L4).EQ.0))GO TO 4
  NCMS=NCMS+1
  KCS(NCMS)=L4
CONTINUE
DO 5 L5=1,N

```

DO 5 L6=1,N	SAN10460
MCMS(L5,L6)=0	SAN10470
DO 6 L6=1,CMRR	SAN10480
L66=NCRR1(L6)	SAN10490
L67=NCRR2(L6)	SAN10500
MCMS(L66,L67)=1	SAN10510
CMRR=0	SAN10520
DO 7 L7=1,N	SAN10530
IF((NCOMIR(L7).EQ.1))GO TO 7	SAN10540
DO 20 L8=1,N	SAN10550
IF((MCMS(L7,L8).EQ.0).OR.(NCOMIR(L8).EQ.1))GO TO 20	SAN10560
CMRR=CMRR+1	SAN10570
NCRR1(CMRR)=L7	SAN10580
NCRR2(CMRR)=L8	SAN10590
CONTINUE	SAN10600
CONTINUE	SAN10610
DO 8 L8=1,N	SAN10620
DO 8 L9=1,N	SAN10630
MCMS(L8,L9)=0	SAN10640
DO 9 L9=1,NCMRS	SAN10650
L91=NCRS1(L9)	SAN10660
L92=NCRS2(L9)	SAN10670
MCMS(L91,L92)=1	SAN10680
NCMRS=0	SAN10690
DO 10 L10=1,N	SAN10700
IF((NCOMIR(L10).EQ.1).OR.(NCOMIS(L10).EQ.1))GO TO 10	SAN10710
DO 30 L11=1,N	SAN10720
IF((MCMS(L10,L11).EQ.0).OR.(NCOMIR(L11).EQ.1))GO TO 30	SAN10730
NCMRS=NCMRS+1	SAN10740
NCRS1(NCMRS)=L10	SAN10750
NCRS2(NCMRS)=L11	SAN10760
CONTINUE	SAN10770
CONTINUE	SAN10780
DO 11 L11=1,N	SAN10790
DO 11 L12=1,N	SAN10800
MCMS(L11,L12)=0	SAN10810
DO 12 L12=1,NCMSS	SAN10820
L1=NCSS1(L12)	SAN10830
L2=NCSS2(L12)	SAN10840
MCMS(L1,L2)=1	SAN10850
NCMSS=0	SAN10860
DO 40 L1=1,N	SAN10870
IF((NCOMIR(L1).EQ.1).OR.(NCOMIS(L1).EQ.1))GO TO 40	SAN10880
DO 13 L2=1,N	SAN10890
IF((MCMS(L1,L2).EQ.0).OR.(NCOMIR(L2).EQ.1))GO TO 13	SAN10900
IF(NCOMIS(L2).EQ.1)GO TO 13	SAN10910
NCMSS=NCMSS+1	SAN10920
NCSS1(NCMSS)=L1	SAN10930
NCSS2(NCMSS)=L2	SAN10940
CONTINUE	SAN10950
CONTINUE	SAN10960
WRITE(6,200)	SAN10970
FORMAT(49X,'CORTES MINIMOS TOTALES DEL SISTEMA'/49X,34('-')//)	SAN10980
WRITE(6,210)	SAN10990
FORMAT(51X,'MODELO '/51X,6('-')//55X,'-OPERACION DE MANIOBRA-'/55)	SAN11000


```

X,23('-')//)
WRITE(6,201)
FORMAT(58X,'CORTES MINIMOS -R-' /58X,18('-')//)
WRITE(6,202){KCR(NN),NN=1,NCMR}
FORMAT((55X,5(13,2X)))
WRITE(6,203)
FORMAT(//58X,'CORTES MINIMOS -S-' /58X,18('-')//)
WRITE(6,202){KCS(MM),MM=1,NCMS}
WRITE(6,205)
FORMAT(//57X,'CORTES MINIMOS -RR-' /57X,19('-')//)
WRITE(6,206){NCRR1(J33),NCRR2(J33),J33=1,CMRR}
FORMAT((39X,5(13,'-',13,5X)))
WRITE(6,207)
FORMAT(//57X,'CORTES MINIMOS -RS-' /57X,19('-')//)
WRITE(6,206){NCRS2(J44),NCRS1(J44),J44=1,NCMRS}
WRITE(6,209)
FORMAT(///57X,'CORTES MINIMOS -SS-' /57X,19('-')//)
WRITE(6,206){NCSS1(J55),NCSS2(J55),J55=1,NCMSS}
WRITE(6,211)
FORMAT(///50X,'MODELO ' /50X,6('-')//53X,'-MANTENIMIENTO PREVENTI
VO-' /53X,26('-')//)
WRITE(6,212)
FORMAT(57X,'CORTES MINIMOS -MR-' /57X,19('-')//)
WRITE(6,206){NCRR1(J33),NCRR2(J33),J33=1,CMRR},{NCRR2(J33),NCRR1(J
33),J33=1,CMRR}
WRITE(6,213)
FORMAT(//57X,'CORTES MINIMOS -MS-' /57X,19('-')//)
WRITE(6,206){NCRS2(J44),NCRS1(J44),J44=1,NCMRS}
WRITE(6,214)
FORMAT(///51X,'MODELO ' /51X,6('-')//56X,'-CIRCUITO INTERRUPTOR-'
/56X,22('-')//46X,'LA OBTENCION DE LOS CORTES MINIMOS DE ESTE' /46
2X,42('-')//42X,'MODELO ESTA BASADA EN LOS ELEMENTOS INTERRUPTORES' /
342X,49('-')//46X,'QUE FORMAN PARTE DE LOS CORTES MINIMOS DEL' /46X,4
42('-')//52X,'MODELO -OPERACION DE MANIOBRA-' /52X,30('-')//)
RETURN
END
*****
LA SIGUIENTE SUBROUTINA SIRVE PARA DETERMINAR LOS INDICES PARCIALES
Y TOTALES DEL SISTEMA.
INCOSI=IN(INDICES)-CC(CONFIABILIDAD)-SI(SISTEMA).
*****
SUBROUTINE INCOSI
DIMENSION FFC(300),TRC(300),TSC(300)
REAL*4 LOLI
INTEGER CDG,E1,C1,E2,C2,DF,EQAC,CMRR
COMMON /AREA/N,CDG(301),EQAC(301,10),DF(301)
COMMON /AREA1/KEZPP(300,100),NZPP(300,3),KCZP(100,33),NZ,IZN
COMMON /AREA3/NCOMIR(300),MCMS(300,300),NCOMIS(300),NBCRR(100),NCRS
1R1(1800),NCRR2(1800),NCRS1(1800),NCRS2(1800),NCSS1(1800),NCSS2(180
20),KCR(300),NCMR,KCS(300),NCMS,CMRR,NCMRS,NCMSS,ICMP
COMMON /AREA4/FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),PFI(10),FFO(10),LS
1OLI(301),PROFA(19),FREFA(19),TIDUME(19)
DC 1 M1=1,19
PROFA(M1)=0

```

SAN11010
SAN11020
SAN11030
SAN11040
SAN11050
SAN11060
SAN11070
SAN11080
SAN11090
SAN11100
SAN11110
SAN11120
SAN11130
SAN11140
SAN11150
SAN11160
SAN11170
SAN11180
SAN11190
SAN11200
SAN11210
SAN11220
SAN11230
SAN11240
SAN11250
SAN11260
SAN11270
SAN11280
SAN11290
SAN11300
SAN11310
SAN11320
SAN11330
SAN11340
SAN11350
SAN11360
SAN11370
SAN11380
SAN11390
SAN11400
SAN11410
SAN11420
SAN11430
SAN11440
SAN11450
SAN11460
SAN11470
SAN11480
SAN11490
SAN11500
SAN11510
SAN11520
SAN11530
SAN11540
SAN11550

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions. It emphasizes that every entry should be supported by a valid receipt or invoice. This ensures transparency and accountability in the financial process.

2. The second section details the various methods used for data collection and analysis. It highlights the use of statistical software to process large volumes of information quickly and accurately. The results of these analyses are used to identify trends and make informed decisions.

3. The third part of the document focuses on the implementation of quality control measures. It describes how regular audits and inspections are conducted to ensure that all products meet the required standards. Any deviations are immediately addressed to prevent further issues.

4. The fourth section discusses the role of technology in modern business operations. It mentions the adoption of cloud computing and artificial intelligence to streamline processes and improve efficiency. These technologies help in managing resources better and reducing operational costs.

5. The fifth part of the document addresses the challenges faced by the organization in the current market environment. It notes the impact of economic fluctuations and changing consumer preferences. The company is actively working on strategies to overcome these challenges and maintain its competitive edge.

6. The sixth section outlines the future goals and objectives of the organization. It includes plans for expanding into new markets, developing innovative products, and enhancing customer service. The management is committed to long-term growth and sustainability.

7. The seventh part of the document provides a summary of the key findings and recommendations. It reiterates the need for continuous improvement and innovation. The management team is encouraged to stay proactive and adaptable in the face of future uncertainties.

8. The eighth section discusses the importance of a strong corporate culture. It emphasizes the values of integrity, honesty, and teamwork. A positive culture is essential for attracting and retaining top talent, which is crucial for the organization's success.

9. The ninth part of the document mentions the ongoing efforts to stay updated with the latest industry trends and regulations. It involves regular training and development programs for the staff to ensure they are equipped with the necessary skills and knowledge.

10. The final section of the document expresses the organization's confidence in its ability to achieve its long-term vision. It thanks the stakeholders for their support and commitment. The management team is optimistic about the future and is dedicated to creating value for all its stakeholders.

FREFA(M1)=0	SAN11560
TIDUME(M1)=0	SAN11570
DO 2 M2=1,N	SAN11580
FFC(M2)=0	SAN11590
TRC(M2)=0	SAN11600
TSC(M2)=0	SAN11610
IF(LOLI(M2).EQ.0.)LOLI(M2)=1.	SAN11620
CONTINUE	SAN11630
DO 10 J2=1,N	SAN11640
IF(CDG(J2).LE.8)GO TO 10	SAN11650
A=0.	SAN11660
K=1	SAN11670
E1=KEZPP(J2,K)	SAN11680
IF(E1.EQ.0)GO TO 100	SAN11690
C1=CDG(E1)	SAN11700
IF(FF(C1).EQ.0.)GO TO 101	SAN11710
A=A+1.	SAN11720
FFC(J2)=FFC(J2)+FF(C1)*LOLI(E1)	SAN11730
TRC(J2)=TRC(J2)+1./TR(C1)	SAN11740
TSC(J2)=TSC(J2)+1./TS(C1)	SAN11750
K=K+1	SAN11760
GO TO 103	SAN11770
TRC(J2)=A/TRC(J2)	SAN11780
TSC(J2)=A/TSC(J2)	SAN11790
CONTINUE	SAN11800
DO 3 M3=1,NCMR	SAN11810
E1=KCR(M3)	SAN11820
C1=CDG(E1)	SAN11830
PROFA(1)=PROFA(1)+FF(C1)*TR(C1)*LOLI(E1)/8760.	SAN11840
FREFA(1)=FREFA(1)+FF(C1)*LOLI(E1)	SAN11850
IF(C1.LE.8)GO TO 3	SAN11860
A=PFI(C1)*FFC(E1)	SAN11870
PROFA(8)=PROFA(8)+(A*TR(C1)*TRC(E1)/(TR(C1)+TRC(E1)))/8760.	SAN11880
FREFA(8)=FREFA(8)+A	SAN11890
B=FF(C1)+FFC(C1)+A*TR(C1)/(TR(C1)+TSC(E1))	SAN11900
PROFA(9)=PROFA(9)+FFC(E1)*B*TR(C1)*TSC(E1)/8760.**2	SAN11910
FREFA(9)=FREFA(9)+FFC(E1)*B*(TR(C1)+TSC(E1))/8760.	SAN11920
CONTINUE	SAN11930
DO 4 M4=1,NCMS	SAN11940
E1=KCS(M4)	SAN11950
C1=CDG(E1)	SAN11960
PROFA(2)=PROFA(2)+FF(C1)*TS(C1)*LOLI(E1)/8760.	SAN11970
FREFA(2)=FREFA(2)+FF(C1)*LOLI(E1)	SAN11980
IF(C1.LE.8)GO TO 4	SAN11990
PROFA(10)=PROFA(10)+FFC(E1)*FF(C1)*TS(C1)*TRC(E1)/8760.**2	SAN12000
FREFA(10)=FREFA(10)+FFC(E1)*FF(C1)*(TS(C1)+TRC(E1))/8760.	SAN12010
PROFA(11)=PROFA(11)+PFI(C1)*FFC(E1)*TSC(E1)/8760.	SAN12020
FREFA(11)=FREFA(11)+PFI(C1)*FFC(E1)	SAN12030
CONTINUE	SAN12040
DO 5 M5=1,CMRR	SAN12050
E1=NCRR1(M5)	SAN12060
C1=CDG(E1)	SAN12070
E2=NCRR2(M5)	SAN12080
C2=CDG(E2)	SAN12090
IF(((TM(C1)+TR(C2)).EQ.0.).OR.((TM(C2)+TR(C1)).EQ.0.))GO TO 102	SAN12100


```

A=FF(C1)*FF(C2)*LOLI(E1)*LCLI(E2)/8760.
PROFA(3)=PROFA(3)+A*TR(C1)*TR(C2)/8760.
FREFA(3)=FREFA(3)+A*(TR(C1)+TR(C2))
B=FM(C1)*FF(C2)*LOLI(E1)*LCLI(E2)*TM(C1)*TM(C1)*TR(C2)/8760.**2
C=FM(C2)*FF(C1)*LOLI(E1)*LCLI(E2)*TM(C2)*TM(C2)*TR(C1)/8760.**2
PROFA(6)=PROFA(6)+B/(TM(C1)+TR(C2))+C/(TM(C2)+TR(C1))
D=FM(C1)*FF(C2)*LOLI(E1)*LCLI(E2)*TM(C1)
E=FM(C2)*FF(C1)*LOLI(E2)*LCLI(E1)*TM(C2)
FREFA(6)=FREFA(6)+(D+E)/8760.
IF(C1.LE.8)GO TO 104
A=PFI(C1)*FFC(E1)
B=(A*TR(C1)*TRC(E1)/(TR(C1)+TRC(E1)))/8760.
PROFA(12)=PROFA(12)+B*FF(C2)*TR(C2)*LOLI(E2)/8760.
C=TR(C1)*TRC(E1)+TR(C1)*TR(C2)+TRC(E1)*TR(C2)
FREFA(12)=FREFA(12)+(A*FF(C2)*C*LOLI(E2)/(TR(C1)+TRC(E1)))/8760.
D=FF(C1)+FFD(C1)+A*TR(C1)/(TR(C1)+TSC(E1))
E=TR(C1)*TSC(E1)*TR(C2)
PROFA(13)=PROFA(13)+FF(C2)*LOLI(E2)*FFC(E1)*D*E/8760.**3
F=TR(C1)*TSC(E1)+TR(C1)*TR(C2)+TSC(E1)*TR(C2)
FREFA(13)=FREFA(13)+D*FFC(E1)*FF(C2)*LOLI(E2)*F/8760.**2
IF(C2.LE.8)GO TO 5
A=PFI(C2)*FFC(E2)
B=(A*TR(C2)*TRC(E2)/(TR(C2)+TRC(E2)))/8760.
PROFA(12)=PROFA(12)+B*FF(C1)*TR(C1)*LOLI(E1)/8760.
C=TR(C2)*TRC(E2)+TR(C2)*TR(C1)+TRC(E2)*TR(C1)
FREFA(12)=FREFA(12)+(A*FF(C1)*C*LOLI(E1)/(TR(C2)+TRC(E2)))/8760.
D=FF(C2)+FFD(C2)+A*TR(C2)/(TR(C2)+TSC(E2))
E=TR(C2)*TSC(E2)*TR(C1)
PROFA(13)=PROFA(13)+FF(C1)*LOLI(E1)*FFC(E2)*D*E/8760.**3
F=TR(C2)*TSC(E2)+TR(C2)*TR(C1)+TSC(E2)*TR(C1)
FREFA(13)=FREFA(13)+D*FFC(E2)*FF(C1)*LOLI(E1)*F/8760.**2
CONTINUE
DD 6 M6=1,NCMRS
E1=NCRS2(M6)
C1=CDG(E1)
E2=NCRS1(M6)
C2=CDG(E2)
A=FF(C1)*FF(C2)*LOLI(E1)*LCLI(E2)/8760.
PROFA(4)=PROFA(4)+A*TS(C2)*TR(C1)/8760.
FREFA(4)=FREFA(4)+A*(TS(C2)+TR(C1))
B=FM(C1)*FF(C2)*LOLI(E1)*LCLI(E2)*TM(C1)/8760.
PROFA(7)=PROFA(7)+B*TS(C2)/8760.
FREFA(7)=FREFA(7)+B
IF(C1.LE.8)GO TO 105
A=PFI(C1)*FFC(E1)
B=(A*TR(C1)*TRC(E1)/(TR(C1)+TRC(E1)))/8760.
PROFA(14)=PROFA(14)+B*FF(C2)*TS(C2)*LOLI(E2)/8760.
C=TR(C1)*TRC(E1)+TR(C1)*TS(C2)+TRC(E1)*TS(C2)
FREFA(14)=FREFA(14)+(A*FF(C2)*C*LOLI(E2)/(TR(C1)+TRC(E1)))/8760.
D=FF(C1)+FFD(C1)+A*TR(C1)/(TR(C1)+TSC(E1))
E=TR(C1)*TSC(E1)*TS(C2)
PROFA(15)=PROFA(15)+FF(C2)*LOLI(E2)*FFC(E1)*D*E/8760.**3
F=TR(C1)*TSC(E1)+TR(C1)*TS(C2)+TSC(E1)*TS(C2)
FREFA(15)=FREFA(15)+D*FFC(E1)*FF(C2)*LOLI(E2)*F/8760.**2
IF(C2.LE.8)GO TO 6

```

SAN12110
SAN12120
SAN12130
SAN12140
SAN12150
SAN12160
SAN12170
SAN12180
SAN12190
SAN12200
SAN12210
SAN12220
SAN12230
SAN12240
SAN12250
SAN12260
SAN12270
SAN12280
SAN12290
SAN12300
SAN12310
SAN12320
SAN12330
SAN12340
SAN12350
SAN12360
SAN12370
SAN12380
SAN12390
SAN12400
SAN12410
SAN12420
SAN12430
SAN12440
SAN12450
SAN12460
SAN12470
SAN12480
SAN12490
SAN12500
SAN12510
SAN12520
SAN12530
SAN12540
SAN12550
SAN12560
SAN12570
SAN12580
SAN12590
SAN12600
SAN12610
SAN12620
SAN12630
SAN12640
SAN12650

1870
1871
1872
1873
1874
1875
1876
1877
1878
1879
1880
1881
1882
1883
1884
1885
1886
1887
1888
1889
1890
1891
1892
1893
1894
1895
1896
1897
1898
1899
1900
1901
1902
1903
1904
1905
1906
1907
1908
1909
1910
1911
1912
1913
1914
1915
1916
1917
1918
1919
1920
1921
1922
1923
1924
1925
1926
1927
1928
1929
1930
1931
1932
1933
1934
1935
1936
1937
1938
1939
1940
1941
1942
1943
1944
1945
1946
1947
1948
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025

A=FFC(E2)*FF(C2)*TS(C2)*TRC(E2)*FF(C1)*LCLI(E1)*TR(C1)	SAN12660
PROFA(16)=PROFA(16)+A/8760.**3	SAN12670
C=TS(C2)*TRC(E2)+TS(C2)*TR(C1)+TRC(E2)*TR(C1)	SAN12680
FREFA(16)=FREFA(16)+FFC(E2)*FF(C2)*FF(C1)*LCLI(E1)*C/8760.**2	SAN12690
D=PFI(C2)*FFC(E2)*FF(C1)*LCLI(E1)	SAN12700
PROFA(17)=PROFA(17)+D*TSC(E2)*TR(C1)/8760.**2	SAN12710
FREFA(17)=FREFA(17)+(D/(TSC(E2)+TR(C1)))/8760.	SAN12720
CONTINUE	SAN12730
DO 7 M7=1,NCMSS	SAN12740
E1=NCSS1(M7)	SAN12750
C1=CDG(E1)	SAN12760
E2=NCSS2(M7)	SAN12770
C2=CDG(E2)	SAN12780
A=FF(C1)*FF(C2)*LCLI(E1)*LCLI(E2)/8760.	SAN12790
PROFA(5)=PROFA(5)+A*TS(C1)*TS(C2)/8760.	SAN12800
FREFA(5)=FREFA(5)+A*(TS(C1)+TS(C2))	SAN12810
IF(C1.LE.8)GO TO 106	SAN12820
A=FFC(E1)*FF(C1)*FF(C2)*LCLI(E2)	SAN12830
PROFA(18)=PROFA(18)+A*TS(C1)*TRC(E1)*TS(C2)/8760.**3	SAN12840
B=TS(C1)*TRC(E1)+TS(C1)*TS(C2)+TRC(E1)*TS(C2)	SAN12850
FREFA(18)=FREFA(18)+A*B/8760.**2	SAN12860
C=PFI(C1)*FFC(E1)*TSC(E1)*FF(C2)*LCLI(E2)*TS(C2)	SAN12870
PROFA(19)=PROFA(19)+C/8760.**2	SAN12880
D=PFI(C1)*FFC(E1)*FF(C2)*LCLI(E2)	SAN12890
FREFA(19)=FREFA(19)+D*(TSC(E1)+TS(C2))/8760.	SAN12900
IF(C2.LE.8)GO TO 7	SAN12910
A=FFC(E2)*FF(C2)*FF(C1)*LCLI(E1)	SAN12920
PROFA(18)=PROFA(18)+A*TS(C2)*TRC(E2)*TS(C1)/8760.**3	SAN12930
B=TS(C2)*TRC(E2)+TS(C2)*TS(C1)+TRC(E2)*TS(C1)	SAN12940
FREFA(18)=FREFA(18)+A*B/8760.**2	SAN12950
C=PFI(C2)*FFC(E2)*TSC(E2)*FF(C1)*LCLI(E1)*TS(C1)	SAN12960
PROFA(19)=PROFA(19)+C/8760.**2	SAN12970
D=PFI(C2)*FFC(E2)*FF(C1)*LCLI(E1)	SAN12980
FREFA(19)=FREFA(19)+D*(TSC(E2)+TS(C1))/8760.	SAN12990
CONTINUE	SAN13000
DO 8 M8=1,19	SAN13010
IF(FREFA(M8).EQ.0)GO TO 8	SAN13020
TIDUME(M8)=PROFA(M8)/FREFA(M8)	SAN13030
CONTINUE	SAN13040
RETURN	SAN13050
END	SAN13060

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

BIBLIOGRAFIA

- 1.- J. ENDRENYI. "Reliability Modelling in Electric Power Systems". Wiley, Chichester, 1978.
- 2.- IEEE TUTORIAL COURSE. "Power Systems Reliability Evaluation".
- 3.- B. BRIONES E. "Selección Técnica y Económica de los Equipos que Integran una Subestación Tipo Comercial e Industrial". Tesis de grado previa a la obtención del título de Ing. Eléctrico.
- 4.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. "Distribution Systems".
- 5.- INECEL - ESPOL. "Guía de Diseño y Normalización de Subestaciones Eléctricas de Distribución".
- 6.- ALFREDO MENA PACHANO. "Confiabilidad de Sistemas de Potencia". Quito, 1983.
- 7.- R. BILLINTON. "Power Systems Reliability Evaluation".
- 8.- ENEL. "Rete di Distribuzione". Italia, 1978.
- 9.- EBASCO. "Planificación de Sistemas de Distribución".
Tomo I.

- 10.- V. DREJUELA. "Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Distribución Rural".
- 11.- EMELBUR. "Análisis de Confiabilidad de Esquemas de Subtransmisión". Departamento de Planificación.
- 12.- MURRAY Y SPIEGEL. "Probabilidad y Estadística". Serie Shaum.
- 13.- R. N. ALLAN. "Modelling and Evaluation the Reliability of Distribution Systems". IEEE Transactions Pas. 98. 1979. pp 2181 - 2189.
- 14.- C. SINGH. "Markov Cut-Set Approach for the Reliability Evaluation, of Transmission and Distribution Systems". IEEE Transactions Pas. 100, 1981. pp 2719 - 2725.
- 15.- INECEL - ESPOL. "Estudio Técnico - Económico del Sistema de Subtransmisión Guayaquil y Estudios Eléctricos de la Alternativa Seleccionada". Guayaquil, Espol 1986.
- 16.- C. SINGH. "Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas de Potencia". Seminario dictado por la Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1986.
- 17.- ELECTRA. "Substation Bus-Switching Arregements their Essential Requirements and Reliability".
- 18.- R. BILLINTON. "Power Systems Reliability Calculations".



A.F. 142243



BIBLIOTECA



BIBLIOTECA