

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA
ELECTRICA QUITO"

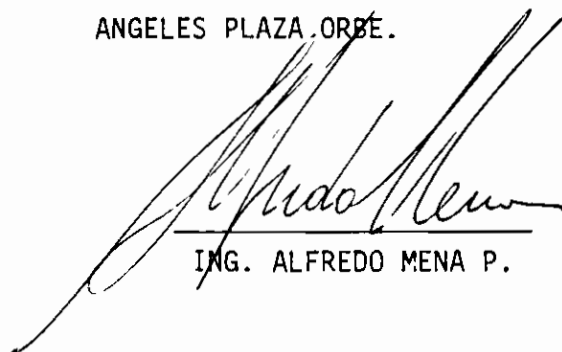
MARIA DE LOS ANGELES PLAZA ORBE

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO

JUNIO - 1.985

002754

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por la Srta. MARIA DE LOS ANGELES PLAZA ORBE.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Alfredo Mena', written over a horizontal line.

ING. ALFREDO MENA P.

PROLOGO

No basta, con que se comprenda la utilidad que prestan los índices de confiabilidad en las diversas etapas de un sistema eléctrico, es necesario conocer la manera de encontrarlos. El desarrollo de métodos para evaluar la confiabilidad se produce a la par de la modernización y mejoramiento de los sistemas.

Esta tesis está dirigida a los ingenieros o estudiantes de ingeniería eléctrica que se inician en el aprendizaje de técnicas de evaluación y aplicación de parámetros de confiabilidad en sistemas de transporte de energía eléctrica como también a los profesionales - que requieran de una herramienta que simplifique el cálculo de esos índices. Ella presenta la modelación matemática y la simulación digital del sistema para análisis de efectos de falla y cálculo de confiabilidad.

El trabajo fue realizado dentro del convenio de la Escuela Politécnica Nacional y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL para ayuda a la realización de tesis de grado mediante becas.

Muchas personas colaboraron e hicieron posible la conclusión de este trabajo, agradezco a todas ellas en conjunto y en particular a los ingenieros de INELIN, a los ingenieros de los Departamento de Planificación y de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Quito por la información proporcionada, a María Elena Aguirre, Margarita Dueñas, Paco Borja, Iván Herrera y Francisco Trueba por su ayuda en la presentación del original.

El tema fue sugerido por el Ing. Alfredo Mena Pachano, a quien agradezco de manera especial, por sus oportunos consejos y por el tiempo dedicado a la dirección de esta tesis.

Quiero agradecer a mis padres y hermanos por su amor y constante apoyo y finalmente a DIOS de quien proviene mi anhelo de superación.

Quito, 20 de Junio de 1985

I N D I C E

	Pág.
Introducción	1
Capítulo I : EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE ALIMENTACION DE ENERGIA, MEDIANTE EL METODO DE ESPACIOS DE ESTADO	
1.1. Importancia del estudios de confiabilidad -----	4
1.2. Conceptos básicos empleados -----	7
1.3. Descripción general del mecanismo de cálculo -----	11
1.4. Hipótesis de cálculo -----	13
1.5. Método de espacios de estado para el cálculo de <u>con</u> fiabilidad -----	19
1.6. Factores que influyen en los índices de confiabili- dad de un sistema de subtransmisión -----	26
1.6.1. Operaciones de maniobra después de las fallas -----	26
1.6.2. Modos de falla de interruptores -----	32
1.6.3. Mantenimiento preventivo -----	41
1.6.4. Configuración del circuito -----	48
Capitulo II : DETERMINACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD ALGORITMOS	
2.1. Introducción -----	51
2.2. Representación del sistema -----	54
2.3. Procedimientos y métodos para el análisis de efec- tos de falla y evaluación de índices de confiabili- dad -----	56

	Pág.
2.3.1. Diagrama de flujo del programa implementado -----	56
2.3.2. Datos y resultados del programa -----	58
2.3.3. Algoritmos utilizados para análisis de efectos de falla -----	60
2.3.3.1 Zonas de protección -----	60
2.3.3.2 Trayectorias al punto de carga -----	64
2.3.3.3 Vectores Palabra Trayectoria -----	66
2.3.3.4 Selección de estados de corte mínimo -----	69
2.3.4. Cálculo de índices de confiabilidad -----	74
- Efecto de distintos modos de falla de interrupto- res -----	75
- Efecto de fusibles -----	78
2.4. Ejemplo de aplicación -----	78
2.5. Conclusiones -----	90

Capítulo III: DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

3.1. Subtransmisión.- Conceptos -----	93
3.1.1. Subestaciones de Subtransmisión -----	98
3.1.2. Voltajes de Subtransmisión -----	101
3.1.3. Arreglos de circuitos de subtransmisión -----	101
3.2. El Sistema de Subtransmisión de la E.E.Q. S.A. ----	102
3.2.1. Fuentes de Energía del Sistema Quito -----	102
3.2.2. Subestaciones -----	108
3.2.3. Líneas -----	114
3.2.4. Equipos -----	122

	Pág.
3.2.5. Diagrama Unifilar -----	123
Capítulo IV : CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO	
- Representación del Sistema -----	126
- Salida del Programa Digital -----	131
- Interpretación de resultados -----	129
- Análisis de resultados -----	154
Comparación de dos esquemas alternativos de opera <u>ci</u> ción del sistema -----	161
Capítulo V : CONCLUSIONES	171
APENDICES:	
A.- Manual de uso del Programa Digital para el cálculo de índices de confiabilidad por el método de espacios de estado -----	175
B.- Métodos para obtención de datos básicos de confiabili- dad -----	202
C.- Comprobación del Programa Digital -----	213
D.- Listado del Programa Digital -----	223
BIBLIOGRAFIA	269

I N T R O D U C C I O N

La importancia de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad ha ido creciendo debido a la sofisticación, automatización y requerimientos de seguridad de equipos y sistemas, cual es el caso de la industria eléctrica que debe suministrar la energía demandada garantizando un servicio seguro y confiable.

En nuestro país y particularmente en su sector eléctrico, la utilización de técnicas probabilísticas para el análisis de confiabilidad es reciente - "en 1974 se dictaba en la Escuela Politécnica Nacional el primer seminario sobre Métodos probabilísticos aplicados a sistemas eléctricos de potencia"⁽¹⁾ - pero ya se considera que los índices de confiabilidad son elementos importantes del diseño, planificación u operación de sistemas de potencia.

El objetivo de esta tesis es presentar una técnica y entregar una herramienta para el cálculo de índices de confiabilidad de sistemas de transporte de energía eléctrica, como también analizar, aplicando el programa desarrollado la confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito.

Poco se ha estudiado sobre la confiabilidad de circuitos de transmisión de energía eléctrica. La mayor parte de la literatura publicada sobre evaluación de confiabilidad se refiere a la generación. La confiabilidad de la generación es básica para un servicio adecuado, pero de nada serviría si no va acompañada de una buena confiabilidad de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución.

Interesa conocer el efecto de la salida de servicio (por reparación o mantenimiento) de uno, dos o más componentes en la debida operación del sistema.

Los principales elementos que conforman un sistema de subtransmisión son las líneas, barras, transformadores y disyuntores ubicados entre las barras de generación y las barras de carga.

Para el análisis de confiabilidad, además de entender el sistema, la manera en que opera, su diseño, se debe tener en cuenta la forma en que falla éste o sus elementos constituyentes. Se requiere de datos estadísticos de las fallas de componentes.

La técnica empleada en este trabajo se basa en el método de espacios de estado, el cual permite traducir el conocimiento de la operación del sistema y del comportamiento de sus elementos en un modelo matemático que se resuelve utilizando la técnica de Markov.

Se emplea también el concepto de cortes mínimos. El conjunto de cortes se relaciona directamente con los estados de falla del sistema y hace posible una solución más eficiente y rápida ya que puede ser fácilmente programada en un computador digital.

La principal ventaja del modelo obtenido es la inclusión de los modos reales de falla de los componentes y de restauración de servicio del sistema, además de la posibilidad que brinda para la implementación del programa digital en que el cálculo de índices de confiabilidad y la identificación de los estado de falla se mantie

nen separados. Esto hace posible el estudio de la confiabilidad del sistema aún sin estadísticas de falla.

El estudio de la confiabilidad del sistema Quito, ilustra los pasos a seguirse para la evaluación de confiabilidad de un sistema, utilizando el programa digital que incorpora los conceptos y técnicas antes descritos. Se puede apreciar también la aplicación de los resultados de dicha evaluación en el diagnóstico del sistema.

C A P I T U L O I

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE ALIMENTACION DE
ENERGIA ELECTRICA, MEDIANTE EL METODO DE ESPACIOS DE ESTADO

I.1. IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

Tanto al planificar la construcción de sistemas de energía, como al programar su operación se tiende a satisfacer del mejor modo posible la demanda eléctrica en la cantidad, el tiempo y el lugar en que ésta se produzca y con la debida seguridad de suministro.

La confiabilidad o seguridad de servicio definida como la probabilidad de que un dispositivo (componente o sistema) funcione adecuadamente bajo determinadas condiciones de operación, está directamente relacionada con la calidad de servicio, siendo de mucha importancia en el desarrollo de un sector.

La falta de confiabilidad de servicio afecta directamente al avance de un país. Las fallas o interrupciones producen pérdidas a la compañía eléctrica (reducción de la energía vendida), afecta a su prestigio; provoca también pérdidas a los usuarios, sobre todo a los de tipo industrial y ahuyenta a nuevas industrias.

La confiabilidad de un sistema es un problema técnico económico. Es posible mejorar la confiabilidad por algunos métodos, cualquiera de los cuales implica un aumento de costos. Ellos son:

- a) Redundancia de componentes.- Consiste en usar mayor número de elementos que los necesarios para cumplir una función, lo cual permite, en caso de falla de algún componente, su reemplazo durante un tiempo prudencial.
- b) Utilización de equipos más seguros.
- c) Mantenimiento.- El mantenimiento periódico y racional de los componentes reduce sus frecuencias de falla.
- d) Control.- Consiste en realizar pruebas periódicas de las condiciones de operación de los componentes del sistema, evitando de este modo su sobrecarga y reduciendo por tanto las probabilidades de falla.

Es posible determinar hasta que punto es conveniente aumentar la confiabilidad, comparando los costos provenientes de este aumento con los producidos por las interrupciones de servicio debido a fallas de los componentes. Una optimización de este tipo sobrepasa el alcance de esta tesis, sin embargo, los resultados que entrega son de mucha utilidad en la evaluación económica mencionada.

Teniendo en cuenta además que en la planificación del crecimiento de sistemas de suministro de energía, pueden presentarse algunas alternativas técnicamente aceptables y similares desde el punto de vista económico, el contar con índices de confiabilidad permitirá elegir la alternativa que represente mayor seguridad para la red.

Los sistemas de transmisión de energía deben ser altamente confiables, deben poseer un alto grado de seguridad para alimentar los puntos de carga, los cuales no deben ser interrumpidos por la salida de uno o varios componentes del sistema. La evaluación de confiabilidad de un sistema de este tipo incluye muchos factores, por tanto es de utilidad poseer un mecanismo o una herramienta que simplifique el cálculo de sus índices de confiabilidad.

El valor óptimo de confiabilidad es del 100%, pero son aceptables valores cercanos a éste. Los índices encontrados al ser comparados con valores estandarizados (de acuerdo a la importancia del sistema) permiten determinar si el sistema tiene una adecuada seguridad o si, por el contrario, ésta requiere ser reforzada. Permite también el reconocimiento de las partes débiles del sistema y la comparación de las alternativas de corrección.

Por esto es importante tener presente que la confiabilidad de un sistema debe lograrse durante el proceso de diseño principalmente. No es práctico ni económico preocuparse por aumentar la confiabilidad cuando el producto ya está terminado, aunque si es un factor de importancia en la operación del sistema.

Los conceptos que se presentan en este estudio son muy generales y se los puede aplicar en la evaluación de la confiabilidad de diversas configuraciones del Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.).

I.2. CONCEPTOS BASICOS EMPLEADOS

I.2.1. Confiabilidad

Desde el punto de vista de la ingeniería "Confiabilidad es la probabilidad de que un componente funcione adecuadamente en un período de tiempo determinado, cuando este componente tiene una frecuencia de falla constante".⁽²⁾

I.2.2. Función de Confiabilidad

La probabilidad de un funcionamiento satisfactorio, representa uno de los aspectos de la confiabilidad. Este factor define la función de confiabilidad ($R(t)$).

SI:

N = Número de operaciones posibles.

$N_1(t)$ = número de operaciones adecuadas.

$N_2(t)$ = número de fallas.

$\lambda(t)$ = frecuencia instantánea de falla.

Tenemos:

$$R(t) = \frac{N_1(t)}{N} = 1 - \frac{N_2(t)}{N} \quad (a)$$

$$\lambda(t) = \frac{dN_2(t)}{dt} \cdot \frac{1}{N_1(t)} \quad (b)$$

Derivando (a) con respecto al tiempo

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{dN_2(t)}{dt} \cdot \frac{1}{N} \quad (c)$$

Reemplazando el valor de $\lambda(t)$ en (c)

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{N_2(t) \cdot \lambda(t)}{N}$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{N_1(t)}{N} \cdot \lambda(t) \quad (d)$$

Integrando para $t[0 - t]$

$$\int_0^t \lambda(t) dt = \int_{R(0)}^{R(t)} - \frac{dR(t)}{R(t)}$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}$$

I.2.3. Función de desconfiabilidad.- (F(t))

Es la probabilidad de que el dispositivo falle al tiempo t.

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

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt$$

donde $f(t)$ es la función densidad de tiempo de falla.

$$f(t) = - \frac{dR(t)}{dt}$$

1.2.4. Frecuencia de falla

Es el número de veces que el dispositivo falla en la unidad de tiempo. La frecuencia de falla de un dispositivo eléctrico debe ser muy baja.

1.2.5. Tiempo medio de falla \bar{m}

Es el tiempo promedio en que un dispositivo ^{no} está en operación.

Para una distribución de tiempo de falla $f(t)$, el tiempo medio de falla se define como el valor esperado de dicha función.

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} t f(t) dt$$

1.2.6. Tiempos medios de reparación y mantenimiento

Son los tiempos promedio en que un dispositivo se encuentra en reparación o mantenimiento respectivamente. Están asociados a dos distribuciones de probabilidad: $f_R(t)$ y $f_m(t)$.

$$T_R = \int_0^{\infty} t f_R(t) dt$$

$$T_M = \int_0^{\infty} t f_m(t) dt$$

T_R = tiempo medio de reparación.

T_M = tiempo medio de mantenimiento.

1.2.7. Tiempo medio de maniobra

El tiempo de maniobra es el tiempo transcurrido desde que la operación de maniobra es requerida hasta que la maniobra es realizada.

T_S = tiempo medio de maniobra.

$$T_S = \int_0^{\infty} t f_S(t) dt$$

Donde: $f_S(t)$ función densidad de tiempo de maniobra

1.2.8. Conjunto de corte

Es un conjunto de componentes del sistema, los cuales al fallar causan la falla del sistema.

1.2.9. Corte mínimo

"Un conjunto de cortes mínimos es un conjunto de componentes, los cuales cuando fallan causan la falla del sistema, pero cuando cualquier componente del conjunto no ha fallado, no hay falla del sistema" ⁽³⁾.

1.2.10. Estado de un sistema

Es una configuración específica del sistema, de ciertos componentes en operación, otros en falla, otros disponibles pero fuera de servicio, etc.

I.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MECANISMO DE CÁLCULO

Los sistemas de subtransmisión, o de transporte de energía en general, requieren para la evaluación cuantitativa de sus indicadores - de confiabilidad, modelos y métodos especiales que simplifiquen su determinación, dadas las características que poseen.

La metodología que se ha desarrollado requiere la modelación del SEP bajo dos aspectos:

- Método de Espacios de Estado.
- Método de Red.

Utilizando el método de espacios de estado se modelan los componentes del sistema de acuerdo con sus modos de falla.

El comportamiento estocástico de los distintos componentes da origen a diferentes estados posibles para el sistema. Para obtener la probabilidad y frecuencia de falla de suministro se determina la probabilidad de existencia de los distintos estados de corte mínimo. Para ello, se construyen las expresiones Booleanas que dan las posibles combinaciones de componentes en servicio y fuera de servicio (reparación - mantenimiento - maniobra).

Luego mediante el método de red se determinan las configuraciones - que constituyen falla del sistema.

El método de red, permite una adecuada representación de la topolo

gía del sistema. Por medio de diagramas de bloque se simboliza la conexión entre los componentes. Para conocer el efecto de una falla antes de la operación de maniobra se encuentran las zonas de protección del sistema, esto es, se determinan los componentes que quedan fuera de servicio por acción de los dispositivos de protección al producirse la falla del componente. Para determinar las configuraciones que constituyen falla del sistema los diagramas de bloques contienen a los componentes cuya conexión representa las trayectorias o caminos de flujo de potencia desde la generación a la carga. Los estados que involucren la apertura de todas las trayectorias - constituirán falla.

Conociendo los estados de falla, de los que se excluyen los estados que al cerrarse un switch normalmente abierto pasara ser de operación, se seleccionan los estados de corte mínimo.

Por último, partiendo de los parámetros que definen el comportamiento operación - maniobra - reparación y operación - mantenimiento (tasas de salida de servicio por reparación, maniobra y mantenimiento) de cada componente se calcula, utilizando el método de Markov, la probabilidad y frecuencia de ocurrencia de cada estado.

Los elementos incluidos en la presente evaluación son: barras, disyuntores, transformadores, switches de desconexión (normalmente abiertos) y líneas comprendidas entre las barras de generación hasta las barras de carga en las subestaciones de distribución.

Se considera a las barras de generación con una confiabilidad de 100%

El criterio adoptado para definir las fallas del sistema es el requerimiento de continuidad de servicio en:

- Una barra de carga.
- Determinadas barras de carga.
- Todas las barras de carga del sistema.

1.4. HIPOTESIS DE CALCULO

a) Tiempos de falla, reparación, mantenimiento y maniobra exponencialmente distribuidos.

La confiabilidad de un sistema se evalúa y analiza para un período normal de operación del mismo.

La tendencia observada en la mayoría de componentes o dispositivos de un sistema eléctrico muestra que en los primeros tiempos de la vida útil (período de infancia), un elemento falla con una frecuencia muy elevada debido ya sea a desperfectos de fabricación como a maltratos en el transporte o montaje, pero esta frecuencia de falla decrece y se estabiliza.

El período normal de operación se caracteriza por una frecuencia de falla constante y éste es el período de interés en el cálculo de confiabilidad. En la práctica se suele acelerar intencionalmente el envejecimiento del equipo con la finalidad de que llegue al período medio en la característica frecuencia de falla - tiempo de vida (Fig. No. H.1.) antes de ser instalado, mediante repetición de ma-

niobras de funcionamiento.

Por otro lado, en el período de vejez, la frecuencia de falla es ascendente. Este período tampoco es de interés puesto que en la práctica los dispositivos viejos son reemplazados.

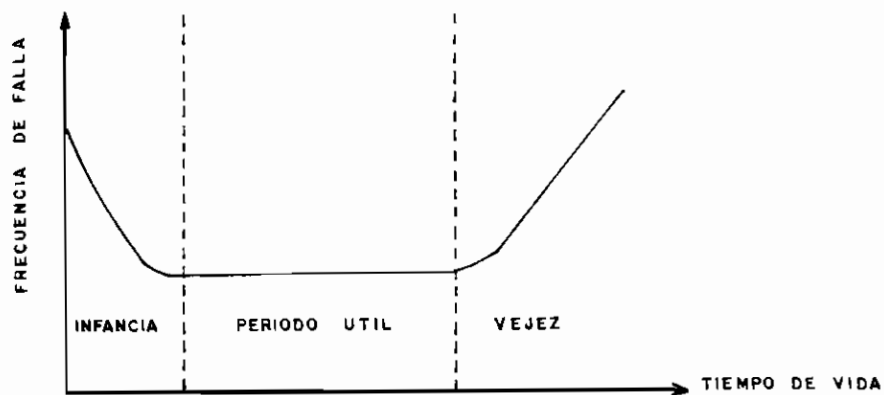


Fig. No.H1. Características frecuencia de falla - tiempo de vida. (Dispositivos eléctricos).

Ciertos estudios estadísticos sobre la duración de salidas de componentes, a partir de datos de campo corroboran esta hipótesis (APENDICE B).

El que los componentes tengan una frecuencia de falla constante, en el período de interés, justifica la hipótesis de distribución exponencial de tiempo de falla, como lo demuestra el siguiente análisis:

Se había visto que:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}$$

$\lambda(t) = \lambda \rightarrow$ constante

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

y la densidad de tiempo de falla $f(t)$ definida como:

$$f(t) = - \frac{dR(t)}{dt}$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Puesto que en la mayoría de los casos, al ocurrir la falla de algún componente se realiza la correspondiente operación de maniobra y reparación, en la cual se acepta que el componente vuelve a su estado original, esta hipótesis se la extiende a los tiempos de maniobra, reparación y mantenimiento.

Con frecuencias de mantenimiento, reparación y maniobra μ_m , μ_r y μ_s las respectivas densidades serán:

$$f_R(t) = \mu_r e^{-\mu_r t}$$

$$f_m(t) = \mu_m e^{-\mu_m t}$$

$$f_s(t) = \mu_s e^{-\mu_s t}$$

El tener distribuciones de tipo exponencial permite describir la operación-maniobra-falla o la operación-mantenimiento de los componentes del sistema a través de sus tasas de falla (λ) y sus tasas de servi

cio (μ) que son constantes de tiempo:

Así, la probabilidad de falla o desconfiabilidad $F(t)$ es:

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Se cumple además que $\lambda t \ll 1$. En un sistema de potencia se tienen componentes que no fallan frecuentemente.

Si se expande $1 - e^{-\lambda t}$ en series de Laurin tenemos:

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

$$\rightarrow F(t) \approx \lambda t$$

En adelante la desconfiabilidad será denominada p , (probabilidad de falla).

De igual modo las probabilidades de reparación, mantenimiento y maniobra son:

$$p_r = \mu_r t \quad ; \quad p_m = \mu_m t \quad ; \quad p_s = \mu_s t$$

Bajo esta hipótesis, el tiempo medio de falla (\bar{m}) es:

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} t f(t) dt$$

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} \lambda t e^{-\lambda t} dt$$

integrando por partes:

$$u = t$$

$$du = dt$$

$$dv = \lambda e^{-\lambda t} dt$$

$$v = -e^{-\lambda t}$$

$$\bar{m} = -t e^{-\lambda t} \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} -e^{-\lambda t} dt$$

$$\bar{m} = \frac{1}{\lambda}$$

Por igual demostración se tiene:

$$T_R = \frac{1}{\mu_R}$$

$$T_S = \frac{1}{\mu_S}$$

$$T_M = \frac{1}{\mu_m}$$

que son los tiempos medios de reparación, maniobra y mantenimiento.

Se cumple además que $\lambda \ll \mu$ ya que los tiempos medios de operación son mucho mayores que los tiempos medios de no funcionamiento.

b) Independencia de componentes.-

Bajo esta hipótesis la probabilidad de que un sistema de n componentes se encuentre en un estado k con k_1 componentes en reparación, k_2 elementos en estado de falla antes de la operación de maniobra y

$n - k_1 - k_2$ componentes en funcionamiento es:

$$p_k = \left(\prod_{i=1}^{n-k_1-k_2} p_i \right) \left(\prod_{i=1}^{k_1} p_{ri} \right) \left(\prod_{i=1}^{k_2} p_{si} \right)$$

Donde:

p_i es la probabilidad de que el componente i esté en operación.

p_{ri} es la probabilidad de que el componente i se encuentre en reparación.

p_{si} es la probabilidad de que el elemento i se encuentre en estado de falla anterior a la maniobra.

En la práctica se cumple que el comportamiento operación - falla - maniobra de un componente es independiente del comportamiento operación - falla del resto de componentes, es decir, el estado de falla u operación de un equipo no afecta la probabilidad de ocurrencia de cualquiera de estos estados en los demás componentes (con excepción de los interruptores y los elementos protegidos por ellos).

c) Se considerará además que los componentes del sistema tienen algunos modos de falla, pero no estados intermedios.

d) El espacio de estado puede ser truncado para fallas de más de segundo orden.

El criterio para reducir la cantidad de estados a considerar se basa en que se ha comprobado, sobre la base de estudios realizados en

sistemas eléctricos reales que estados con más de 3 elementos fuera de servicio son muy improbables. ⁽⁴⁾

También puede justificarse matemáticamente, ya que en la normalidad de los casos la probabilidad de falla de un componente es mucho menor que la probabilidad de funcionamiento adecuado. Lo cual es lógico puesto que los equipos eléctricos son diseñados considerando los requerimientos de seguridad de los sistemas de potencia.

Vimos anteriormente que la probabilidad de un estado de falla simple (ρ_1) es:

$$\rho_1 = \lambda_1 t_1$$

$\lambda_1 \rightarrow$ frecuencia de falla.

La probabilidad de un estado con doble falla (dos componentes independientes dañados) es:

$$\rho_T = (\lambda_1 t_1)(\lambda_2 t_2)$$

Puesto que $\lambda t \ll 1$, la probabilidad de estados con mayor número de componentes fallados se reduce aceleradamente.

I.5. METODO DE ESPACIOS DE ESTADO PARA EL CALCULO DE CONFIABILIDAD

En la representación de espacios de estado, un sistema es descrito por sus posibles estados y las frecuencias de movimiento entre és

tos conocidas como frecuencias de transición entre estados. Los parámetros λ y μ , tasas de falla y tasas de reparación, mantenimiento y maniobra representan las mencionadas tasas de transición en el diagrama de estados de cada componente de un sistema de transporte de energía.

No existen restricciones en cuanto al número de estados o las tasas de transición existentes. Debe considerarse los estados más relevantes del sistema.

Como ejemplo consideremos un sistema de dos componentes independientes A y B. Cada componente puede estar en operación o en falla; se trata de elementos reparables.

El diagrama de estados de este sistema es:

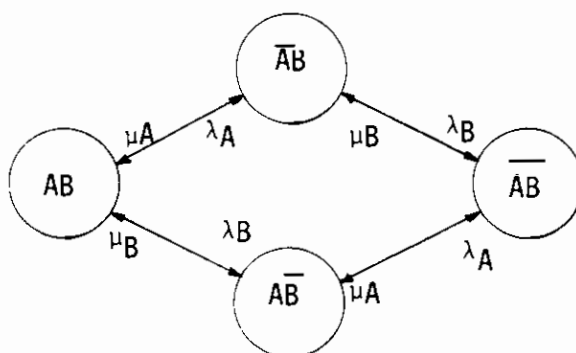


Fig. 1.1. Diagrama de estados para un sistema de dos componentes reparables.

Donde: λ_A = frecuencia de falla de A.

λ_B = frecuencia de falla de B.

μ_A = tasa de reparación de A.

μ_B = tasa de reparación de B.

$$T_A = \frac{1}{\mu_A} = \text{tiempo medio de reparación de A.}$$

$$T_B = \frac{1}{\mu_B} = \text{tiempo medio de reparación de B.}$$

El estado AB, es la configuración del sistema con las dos componentes en operación.

El estado $\bar{A}B$ indica que A está en reparación y B en funcionamiento.

Cada estado es una configuración específica del sistema y resulta de la combinación de los distintos estados posibles de los componentes del sistema.

Un sistema con n componentes independientes, en el que cada componente puede encontrarse en operación o en falla tiene 2^n estados posibles (variaciones de dos elementos tomados de n en n con repetición).

Se debe notar que el diagrama de espacios de estado no ha tomado en cuenta la forma de conexión de los elementos, estos pueden encontrarse en serie o en paralelo redundante. El método de red permitirá determinar, de acuerdo al criterio de confiabilidad adoptado, los estados que constituyen falla.

Puesto que como veremos a continuación, los componentes no poseen únicamente dos estados, el número de configuraciones posibles es mucho mayor.

El número de estados a considerar se reduce notablemente asumiendo el criterio de cortes mínimos y despreciando los estados de falla de más de segundo orden. Exceptuando las fallas que incluyen interruptores y los elementos protegidos por éstos.

Utilizando la teoría de Markov, de la cual este método es una aplicación, se encuentran las probabilidades de cada estado de falla como también la frecuencia de permanencia en cada configuración de corte mínimo.

1.5.1. Método de Markov para calcular la ocurrencia de los distintos estados de un sistema de componentes

El método de Markov es un modelo matemático de sistemas que pueden ocupar varios estados, en los que la probabilidad de encontrarse en un determinado estado en un instante t , sólo depende del estado del sistema en el instante inmediato anterior ($t - \Delta t$).

La técnica que se describe a continuación sólo es aplicable cuando las tasas de transición entre los distintos estados es constante. Esto es, las características falla y reparación de los componentes están asociados a distribuciones exponenciales.

- Determinación de la probabilidad de estado

Sea $M_{ij}(\Delta t)$ la probabilidad condicional de que el sistema pase del estado i al estado j .

Si la probabilidad $M_{ij}(\Delta t)$ no depende del tiempo (lo cual ocurre - con tiempos de falla y reparación exponenciales), sino del estado anterior, se está en un proceso estacionario de Markov. En este caso las probabilidades de transición se definen en función de las frecuencias de transición.

Así:

$$(1) \quad M_{ij}(\Delta t) = \lambda_{ij} \Delta t$$

$$(2) \quad M_{jj}(\Delta t) = 1 + \lambda_{jj} \Delta t$$

Donde:

λ_{ij} es la frecuencia de transición del estado i al estado j

$\lambda_{jj} = -\sum \lambda_{ji}$, es la frecuencia de permanencia en el estado j .

De acuerdo con la teoría de probabilidades, la probabilidad de que un sistema pase al estado j en el instante $(t + \Delta t)$ es:

$$(3) \quad \rho_j(t + \Delta t) = \sum_{i=1}^n \rho_i(t) M_{ij}(\Delta t)$$

Donde ρ_i es la probabilidad de estar en el estado i al tiempo t .

Reemplazando el valor de M_{ij} tenemos:

$$(4) \quad \rho_j(t + \Delta t) = \rho_j(t)(1 + \lambda_{jj} \Delta t) + \sum_{j \neq i} \rho_i(t) \lambda_{ij} \Delta t$$

Puesto que las fallas y reparaciones ocurren en cualquier instante de tiempo, el proceso es continuo, de modo que tomando el límite

cuando Δt tiende a 0.

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\rho_j(t+\Delta t) - \rho_j(t)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left[+ \rho_j(t) \lambda_{jj} + \sum_{j \neq i} \rho_i(t) \lambda_{ij} \right]$$

$$(5) \quad \rho'_j(t) = \sum_{j=1}^n \rho_i(t) \lambda_{ij}$$

En estado estacionario

$$\rho'_j(t) = 0$$

En forma matricial resulta:

$$(6) \quad |\rho_j| |A| = |0|$$

$$A = \begin{bmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} & \dots & \lambda_{1n} \\ \lambda_{21} & & & \\ \vdots & & & \\ \lambda_{n1} & \dots & \dots & \lambda_{nn} \end{bmatrix}$$

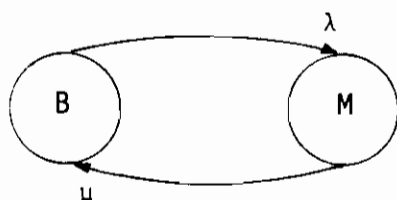
A se denomina matriz de transición de estado.

De acuerdo con la teoría de probabilidades, se cumple además que:

$$(7) \quad \sum \rho_j = 1$$

Esta nueva relación es de importancia porque en el sistema de ecuaciones (6), siempre existe una ecuación que es redundante.

Ejemplo: Encontrar la probabilidad de las permanencias de estado de un sistema de dos estados con frecuencia de transición λ y μ .



Aplicando las ecuaciones (6) y (7)

$$\begin{bmatrix} P_B & P_M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{BB} & \lambda_{BM} \\ \lambda_{MB} & \lambda_{MM} \end{bmatrix} = 0$$

$$P_B + P_M = 1$$

$$\left. \begin{array}{l} P_B(-\lambda) + \mu P_M = 0 \\ P_M(-\mu) + \lambda P_B = 0 \end{array} \right\} \text{ l.d.}$$

$$P_B + P_M = 1$$

$$P_B = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \qquad P_M = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$$

- Determinación de las frecuencias de estado.-

La frecuencia (f_i) es el número esperado de veces en que el sistema se encuentra en el estado i en la unidad de tiempo. O lo que es lo mismo, es el número esperado de veces en que el sistema pasa del estado i a cualquier otro estado, dado que se encontraba en

el estado i (frecuencia condicional).

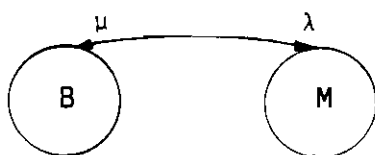
Si f_{ij} es la frecuencia condicional de transición de estado: $f_i = \sum f_{ij}$.

Las frecuencias condicionales de transición del estado i al estado j se calculan como el producto de la frecuencia de transición del estado i al j (λ_{ij}) por la probabilidad de encontrarse en el estado i $|\rho_i|$.

Por tanto: $f_{ij} = \lambda_{ij} \rho_i$

$$(8) \quad f_i = \sum \lambda_{ij} \rho_i$$

Para el sistema de dos estados del ejemplo anterior se tiene:



$$f_B = \lambda \rho_B$$

$$f_M = \mu \rho_M$$

Diagrama de estado de un sistema de una componente reparable.

I.6. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE SUBTRANSMISION.

Aplicación del método de espacio de estado.

I.6.1. Operaciones de maniobra después de las fallas

Cuando un componente falla, la protección del sistema aislará a to-

tos los elementos comprendidos dentro de su zona de protección. La operación de maniobra permite regresar a operación a aquellos componentes que no necesitan ser aislados del sistema a causa de dicha falla.

Esto quiere decir que mientras un componente falla, el sistema cambia de un estado a otro; un estado de falla anterior a la operación de maniobra y el posterior a ella.

Al incluir este efecto, cada componente debe ser representado por tres estados.

El modelo que considera la influencia de la protección del sistema es el siguiente:

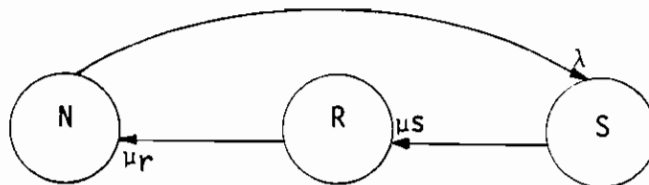


Fig. # 1.2. Diagrama de estados de un componente sometido a operación de maniobra después de una falla.

N → representa el estado de operación del componente.

R → estado de reparación (posterior a la maniobra).

S → estado de maniobra (anterior a la operación de maniobra).

λ → frecuencia de falla.

$1/\mu_S$ → tiempo medio de maniobra.

$1/\mu_r$ → tiempo medio de reparación.

Se define el tiempo de operación de maniobra como el período comprendido desde el momento en que se produce la falla y operan los interruptores para aislarla, hasta que la maniobra es ejecutada.

Para determinar la probabilidad y frecuencia de cada uno de estos estados emplearemos las ecuaciones (6) y (7), deducidas para un proceso Markoviano.

Consideraremos que en instante inicial el componente se encuentra funcionando adecuadamente y por tanto que $\rho_N = 1$.

- Probabilidad de estado del componente de la Fig. No. 1.2.

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[\rho_N \quad \rho_R \quad \rho_S \right] \begin{bmatrix} -\lambda & 0 & \lambda \\ \mu_R & -\mu_R & 0 \\ 0 & \mu_S & -\mu_S \end{bmatrix} = [0] \\ \rho_N = 1 - \rho_R - \rho_S = 1 \end{array} \right.$$

$$-\lambda \rho_N + \mu_R \rho_R = 0$$

$$\lambda \rho_N - \mu_S \rho_S = 0$$

$$\rho_R = \frac{\lambda}{\mu_R} \rho_N = \lambda T_R \rho_N$$

$$\rho_S = \frac{\lambda}{\mu_S} \rho_N = \lambda T_S \rho_N$$

$$\rho_N = |1 + (T_R + T_S)\lambda|^{-1}$$

- Frecuencia de estado del componente de la Fig. No. 1.2.

De la ecuación (8)

$$f_R = \rho_r \quad \mu_r = \frac{\rho_r}{T_r}$$

$$f_S = \rho_s \quad \mu_s = \frac{\rho_s}{T_s}$$

El análisis del diagrama de estados de los componentes de un sistema de subtransmisión puede conducirnos a tres posibilidades:

- Ninguno de los estados representa falla del sistema.
- El estado S del componente determina la falla del sistema.
- Los estados R y S constituyen falla del sistema.

Lo que se debe tener presente, es que el estado S es la condición más severa del sistema.

1.6.1.1. Sistema de dos componentes sujetos a la operación de manio
bra.

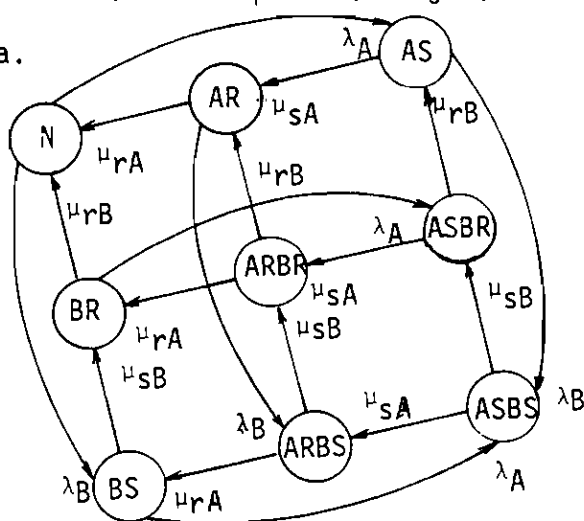


Fig. No.1.3. Diagrama de estado de un sistema de dos componentes in
dependientes, sujetos a la operación de manio
bra.

El número de estados posibles, para un sistema de dos componentes, en el que cada componente puede existir en tres estados es $3^2 = 9$. Esto se puede apreciar en la Fig. No.1.3. en la cual λ_A , μ_{SA} y μ_{RA} representa las tasas de falla, operación de maniobra y reparación del elemento A y λ_B , μ_{SB} y μ_{RB} las frecuencias de transición de estado respectivas, del componente B.

A_R indica que el componente A está en reparación y B en estado de funcionamiento.

B_S representa el estado del sistema con A en funcionamiento y B en falla antes de la operación de maniobra.

En este sistema la peor condición es el estado $A_S B_S$, los dos componentes en falla antes de realizarse la maniobra respectiva, por tanto, si cualquiera de las otras configuraciones posibles constituye - falla del sistema, el estado $A_S B_S$ será también un estado de falla.

Si $A_R B_R$ (Estado con dos componentes en reparación) representa un estado de falla también será estado de falla $A_R B_S$, $A_S B_R$ y $A_S B_S$ por ser más críticos.

Como se puede apreciar, los posibles estados del sistema resultan de la combinación Booleana de los estados de los componentes.

Desde el punto de vista de las probabilidades cada estado se forma por la ocurrencia simultánea de dos eventos (caso de dos componentes). Puesto que se ha considerado independencia de componentes, la proba-

bilidad de ocurrencia de cada estado se obtiene multiplicando las probabilidades de ocurrencia de los eventos que lo conforman.

Así, la probabilidad de un estado $A_S B_R$ es:

$$\begin{aligned} \rho_{A_S B_R} &= \rho_{A_S} \cdot \rho_{B_R} \\ &= \lambda_A T_{SA} \cdot \lambda_B T_{RB} \end{aligned}$$

La contribución de frecuencia es (del procedimiento de Markov):

$$\begin{aligned} f_{A_S B_R} &= \rho_{A_S B_R} \cdot \sum \lambda_{A_S B_R j} \\ &= \rho_{A_S B_R} \cdot (\mu_{SA} + \mu_{RB}) = \frac{\lambda_A \lambda_B T_{SA} T_{RB} (T_{SA} + T_{RB})}{T_{SA} T_{RB}} \\ &= \lambda_A \lambda_B (T_{SA} + T_{RB}) \end{aligned}$$

La tabla No.1.1 contiene las contribuciones de probabilidad y frecuencia de cada uno de los estados de un sistema de tres componentes independientes sujetos a la operación de maniobra.

Tabla No. 1.1. Probabilidad y frecuencia de varios estados de falla, antes y después de las operaciones de maniobra.

Estado	Contribución de probabilidad.	Contribución de frecuencia
A_R	λA^{TRA}	λA
A_S	λA^{TSA}	λA
$A_R B_R$	$\lambda A \lambda B^{TRA TRB}$	$\lambda A \lambda B (T_{RA} + T_{RB})$
$A_R B_S$	$\lambda A \lambda B^{TRA TSB}$	$\lambda A \lambda B (T_{RA} + T_{SB})$
$A_S B_S$	$\lambda A \lambda B^{TSA TSB}$	$\lambda A \lambda B (T_{SA} + T_{SB})$
$A_R B_R C_R$	$\lambda A \lambda B \lambda C^{TRA TRB TRC}$	$\lambda A \lambda B \lambda C (T_{RA} T_{RB} + T_{RA} T_{RC} + T_{RB} T_{RC})$
$A_R B_R C_S$	$\lambda A \lambda B \lambda C^{TRA TRC TSC}$	$\lambda A \lambda B \lambda C (T_{RA} T_{RC} + T_{RA} T_{SC} + T_{RB} T_{SC})$
$A_R B_S C_S$	$\lambda A \lambda B \lambda C^{TRA TSB TSC}$	$\lambda A \lambda B \lambda C (T_{RA} T_{SB} + T_{RA} T_{SC} + T_{SB} T_{SC})$
$A_S B_S C_S$	$\lambda A \lambda B \lambda C^{TSA TSB TSC}$	$\lambda A \lambda B \lambda C (T_{SA} T_{SB} + T_{SA} T_{SC} + T_{SB} T_{SC})$

1.6.2. Modos de fallas de interruptores

La mayoría de modelos de confiabilidad, incluyendo los utilizados en sistemas de potencia, se basan en la hipótesis de que cada componente tiene un único modo de falla. Esto no es estrictamente verdadero, pero para la mayoría de los componentes no se introduce mayor error al considerar como único modo de falla al principal.

Los modos de falla de los componentes no coinciden con sus tipos de falla. Si diferentes tipos de falla de un dispositivo ocurren en el mismo estado de sistema y producen en éste los mismos efectos entonces se tiene un único modo de falla.

Los modos de falla se originan cuando los distintos tipos de falla -

de un elemento ocurren en distintos estados del sistema y producen en el sistema efectos diferentes.

- Modos de falla no detectados.-

Es característico de ciertos aparatos, el ser llamados a operar in frecuentemente y por cortos períodos. En la mayoría de los casos estos componentes están listos para operar.

En esta categoría se cuentan los equipos de emergencia y protección.

Si ocurre una falla mientras el dispositivo está en período de espera, la falla permanecerá oculta hasta que el dispositivo recibe la orden de operación.

Esta situación también puede ser modelada mediante un diagrama de espacios de estado.

Se presentan a continuación dos modelos para la representación de fallas no detectadas.

El primero (Fig.#1.4.a) utiliza la frecuencia de ocurrencia de las fallas escondidas.

El segundo modelo toma en consideración la probabilidad de que el dispositivo no responda a una orden de operación (Fig. No. 1.4.b).

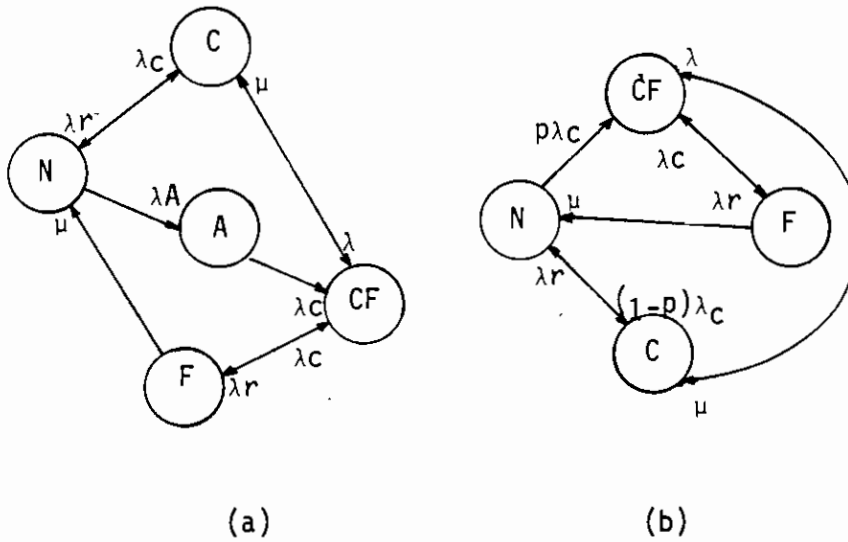


Fig.1.4. Diagrama de estados de un componente reparable.
Posibilidad de falla no detectada.

En los diagramas de estado anteriores, C representa la contingencia externa que provoca la operación del dispositivo en cuestión.

- N estado normal de espera.
- C es el estado de operación normal del dispositivo.
- CF estado de falla al operar.
- F estado de espera con falla.
- A falla escondida.

Las tasas de transición de estado presentados son:

- λ_A tasas de fallas escondidas.
- λ_C tasa de llamadas a operar.
- $1/\lambda_r$ tiempo medio de operación.
- λ frecuencia de falla mientras opera.
- μ tasa de reparación del dispositivo.

p probabilidad de que el dispositivo no responda a la llamada.

En el presente trabajo, se ha escogido el segundo modelo matemático para analizar el efecto de las fallas escondidas de los disyuntores.

La ventaja de modelar el dispositivo de acuerdo a la probabilidad de no responder a la llamada, es que existe un estado menos para tener en cuenta. En el segundo modelo se ha eliminado el estado A.

- Modos de falla de disyuntores.-

Los disyuntores fallan principalmente de tres modos:

- Fallas a tierra.
- Fallas al operar.
- Falsas operaciones.

Los efectos que producen estas fallas en el sistema son claramente diferentes. Las fallas a tierra y las falsas operaciones podrían disparar toda la zona de protección del disyuntor, mientras que una falsa operación provoca únicamente la apertura del circuito.

Las condiciones en que se producen las fallas son también diferentes. Una falla al operar es un tipo de falla escondida, es decir se detecta únicamente cuando la operación es requerida. Las falsas operaciones no pueden ocurrir cuando el interruptor está correctamente abierto. Las fallas a tierra pueden presentarse en cualquier condición del sistema.

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

DIAGRAMA DE ESTADOS DE UN DISYUNTOR.-

Ya 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.

C es el elemento protegido por el interruptor, cuya falla llama a operar al interruptor.

B el interruptor.

N estado de operación normal.

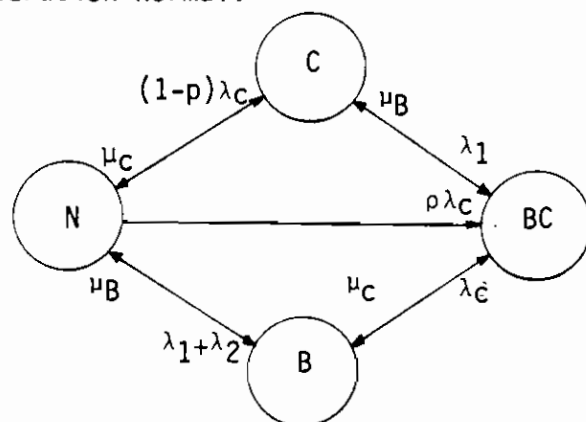


Fig. 1.5. Diagrama de estados de un disyuntor (B) y un componente C protegido por él.

p Probabilidad de que el disyuntor falle al operar.

μ_C, μ_B tasas de reparación de C y B respectivamente.

λ_C, λ_1 y λ_2 tasas de falla de C y B.

$\lambda_1 \rightarrow$ falla a tierra.

$\lambda_2 \rightarrow$ falsa operación.

Utilizando las probabilidades y frecuencia de falla y reparación de los componentes y aplicando la técnica de Markov se determina las expresiones para el cálculo de índices de confiabilidad de cada estado posible.

Probabilidad de Estado:

Consideraciones previas $P_N = 1$

$$\mu \gg \lambda$$

$$P \ll 1$$

$$\lambda t \ll 1$$

$$\left\{ \begin{array}{l} |0| = \begin{bmatrix} P_N & P_C & P_{BC} & P_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_C) & (1-p)\lambda_C & p\lambda_C & \lambda_1 + \lambda_2 \\ \mu_C & -\mu_C - \lambda_1 & \lambda_1 & 0 \\ 0 & \mu_B & -\mu_C - \mu_B & \mu_C \\ \mu_B & 0 & \lambda_C & -\mu_B - \lambda_C \end{bmatrix} \\ P_N + P_C + P_{BC} + P_B = 1 \end{array} \right.$$

El sistema de ecuaciones que debe resolverse es:

$$P_N p \lambda_C + \lambda_1 P_C + P_{BC} (-\mu_C - \mu_B) + P_B \lambda_C = 0$$

$$P_N (-\lambda_1 - \lambda_2 - \lambda_C) + P_C \mu_C + P_B \mu_B = 0$$

$$P_N (\lambda_1 + \lambda_2) + P_{BC} \mu_C + P_B (-\mu_B - \lambda_C) = 0$$

$$P_N = 1$$

matricialmente:

$$\begin{bmatrix} \lambda_C & \lambda_1 & -\mu_C - \mu_B \\ \mu_B & \mu_C & 0 \\ -\mu_B - \lambda_C & 0 & \mu_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_B \\ P_C \\ P_{BC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -P \lambda_C \\ \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_C \\ -\lambda_1 - \lambda_2 \end{bmatrix}$$

Se obtiene:

$$\begin{aligned} P_B &= \left(\lambda_1 + \lambda_2 + \frac{P \lambda_C}{\mu_B + \mu_C} \right) \frac{1}{\mu_B} \\ &= \left(\lambda_1 + \lambda_2 + P \lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C} \right) T_B \end{aligned}$$

donde T_B y T_C son los tiempos medio de reparación de B y C.

$$f_B = P_B(\mu_B + \lambda_C) \approx P_B \mu_B$$

$$f_B = \lambda_1 + \lambda_2 + P \lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}$$

Las probabilidades y frecuencia de cada estado se encuentra tabuladas en la Tabla No.1.2. En ella se incluye a un elemento D independiente.

Tabla No. 1.2. Indices de confiabilidad de los estados del modelo de interruptores de la Fig. 1.5.

Estado	Probabilidad	Frecuencia
B	$(\lambda_1 + \lambda_2 + p\lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}) T_B$	$\lambda_1 + \lambda_2 + p\lambda_1 \frac{T_B}{T_B + T_C}$
C	$\lambda_C T_C$	λ_C
BC	$p\lambda_C \frac{T_B T_C}{T_B + T_C}$	$p\lambda_C$
BCD	$p\lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C}{T_B + T_C} T_D$	$p\lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C + T_B T_D + T_C T_D}{T_B + T_C}$

$$a_{T_B} = \frac{1}{\mu_B} \quad , \quad T_C = \frac{1}{\mu_C} \quad , \quad \lambda_x \ll \mu_y \quad , \quad p_N = 1 \quad , \quad p \ll 1$$

Debido a la transición directa entre el estado de operación normal del sistema (N) a un estado de doble contingencia (BC) la probabilidad de un estado de triple contingencia (BCD) aumenta y por tanto ya no las consideraremos despreciables.

En un sistema eléctrico, un disyuntor, normalmente protege a más de un componente. En el modelo presentado C puede representar a todos los elementos protegidos por el interruptor B. En este caso λ_C (frecuencia de falla de C) es el sumatorio de las frecuencias de falla de C_i y μ_C es la media de las tasas de reparación μ_{C_i} .

Se debe tener presente que a pesar de que varios componentes llaman a operación a un disyuntor, no existe ningún tipo de dependencia entre esos componentes.

En el modelo anterior C tenía dos estados posibles, operación o falla. Si consideramos el efecto de la operación de maniobra que se produce al producirse la falla de C o B, el modelo que se tiene es el siguiente:

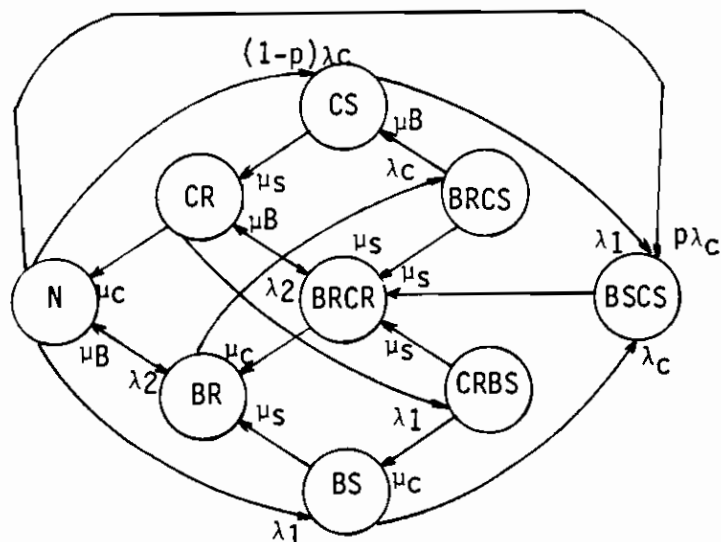


Fig.No. 1.6. Diagrama de estado de un sistema de dos componentes de pendientes, sujetos a operación de maniobra.

En este modelo puede apreciarse la diferencia de efectos de una falsa operación y de una falla a tierra. Mientras que la falla a tierra (y la falla al operar) provoca la operación de maniobra que despeje la falla del disyuntor, la falsa operación da lugar a dos - estados solamente: N - R.

La solución del modelo que considera los distintos modos de falla de los disyuntores y tiene en cuenta además a las operaciones de maniobra se indica en la Tabla No. 1.3.

Tabla No. 1.3. Contribución de probabilidad y frecuencia de los estados del modelo de interruptor de la Fig. 1.6.

Estado	Probabilidad	Frecuencia
B_S	$\lambda_1 T_S$	λ_1
C_S	$(1-p)\lambda_C T_S$	$(1-p)\lambda_C$
$B_R C_S$	$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + p\lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}) T_B T_S$	$\lambda_C (\lambda_1 + \lambda_2 + p\lambda_C \frac{T_B}{T_B + T_C}) (T_B + T_S)$
$C_R B_S$	$\lambda_C \lambda_1 T_S T_C$	$\lambda_C \lambda_1 (T_C + T_S)$
$B_S C_S$	$p\lambda_C T_S$	$p\lambda_C$
$B_S C_S D_R$	$p\lambda_C \lambda_D T_S T_D$	$p\lambda_C \lambda_D (T_D + T_S)$
$B_R C_R D_S$	$p\lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C}{T_B + T_C} T_S$	$p\lambda_C \lambda_D \frac{T_B T_C + T_B T_S + T_C T_S}{T_B + T_C}$

1.6.3. Mantenimiento preventivo

La mayoría de componentes de un sistema de subtransmisión están expuestos a varias contingencias tanto internas como externas que provocan su deterioro y por tanto conducen a un aumento de la probabilidad y frecuencia de falla de los componentes, y por tanto del sistema en conjunto.

Las tasas de falla de los componentes pueden ser reducidas con el mantenimiento preventivo periódico.

La programación óptima del mantenimiento de equipos es de mucha importancia para la operación confiable de un sistema de energía. La frecuencia y duración del mantenimiento depende del tipo de componente.

En este trabajo se ha considerado distribución exponencial de los tiempos de mantenimiento. La frecuencia de mantenimiento y su duración media se suponen conocidos.

Es importante tener en cuenta que el mantenimiento de los componentes es una herramienta para reducir sus frecuencias de falla y por tanto mejorar las condiciones del sistema. Bajo este principio, la realización de mantenimiento en un equipo del sistema no deberá efectuarse si al superponerse esta acción con fallas de otros componentes produce la falla del sistema.

El modelo de espacios de estado de un componente sujeto a mantenimiento es:

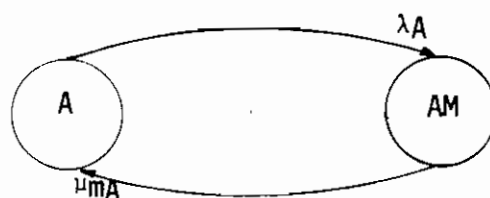


Fig.No. 1.7. Componente sujeto a mantenimiento.

A Estado de funcionamiento normal.

A_M Estado de mantenimiento.

λ_A y μ_{MA} son las tasas de falla y mantenimiento.

Esta rutina de dos estados para el caso de un componente, no se la

puede considerar independiente del proceso falla-reparación de los demás componentes y depende también de los estados de falla del sistema. Se ha dicho que el mantenimiento pretende reducir las posibilidades de falla de un sistema y no aumentarlas, por tanto, no se debe remover a un componente del sistema para mantenimiento, si provoca con ello la falla del sistema (debido o no a fallas existentes en otros componentes).

El modelo para la evaluación del efecto de mantenimiento preventivo (salida programada) en la confiabilidad cumple con:

- El mantenimiento de un componente (A), no podrá empezar si debido a falla de otro componente (B) el estado $A_M B_F$ constituye falla del sistema.
- Pero si A está en mantenimiento (A_M) y B falla (B_F), sí existe el estado de falla $A_M B_F$ puesto que una vez que empieza el mantenimiento de un componente éste debe ser terminado.

De lo expuesto se deduce que no pueden existir estados de mantenimiento simples que representen fallas del sistema. Tampoco existen estados de fallas conformados por la combinación de dos componentes en mantenimiento.

Puesto que los estados de más de segundo orden son poco probables, se considerarán casos de salida doble (1 componente en estado de falla y otro en mantenimiento).

El siguiente diagrama de estados, describe el comportamiento de un sistema de dos componentes sujetos a mantenimiento.

NOTA: En dicho diagrama, el estado $A_M B_R$ constituye falla del sistema.

No se toman en cuenta las operaciones de maniobra.

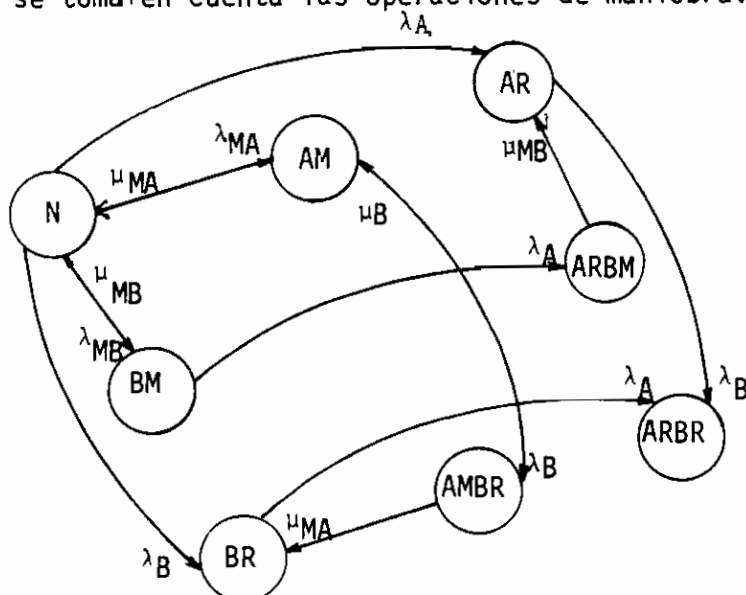


Fig. No.1.8. Sistema de dos componentes sujetos a mantenimiento -
 $A_M B_R$ falla.

λ → tasa de falla.

λ_M → tasa de mantenimiento.

$1/\mu$ → tiempo medio de reparación.

$1/\mu_M$ → tiempo medio de mantenimiento.

En el diagrama de estado, queda clara la restricción de que un estado de mantenimiento empiece en un estado de reparación.

Queda también excluido del modelo cualquier estado de mantenimiento doble.

A continuación deduciremos las fórmulas para el cálculo de la probabilidad y frecuencia de falla de los estados que incluyen mantenimiento.

Para ello modelamos un sistema de dos componentes; A sujeto a mantenimiento y B a reparación. Interesa el caso en que el estado $A_M B_R$ es falla del sistema:

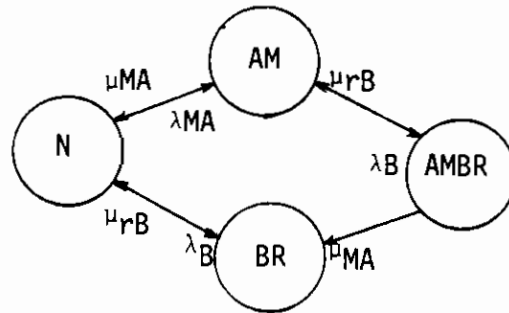


Fig. No.1.9. Modelo de un componente A en mantenimiento y B en reparación.

Utilizando las ecuaciones (6) y (7) del proceso Markoviano y suponiendo $P_N = 1$

$$\lambda_B \ll \mu_{RB}, \mu_{MA}$$

y siendo $T_{RB} = \frac{1}{\mu_B}$ y $T_{MA} = \frac{1}{\mu_A}$ los tiempos medios de reparación y mantenimiento de A y B respectivamente se tiene:

$$\begin{bmatrix} P_N & P_{AM} & P_{BR} & P_{AMBR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda_{MA} - \lambda_B & \lambda_{MA} & \lambda_B & 0 \\ \mu_{MA} & -\mu_{MA} - \lambda_B & 0 & \lambda_B \\ \mu_{RB} & 0 & -\mu_{RB} & 0 \\ 0 & \mu_{RB} & \mu_{MA} & -(\mu_{RB} + \mu_{MA}) \end{bmatrix} = |0|$$

$$P_N + P_{AM} + P_{BR} + P_{AMBR} = 1$$

$$P_N = 1$$

eliminando una de las ecuaciones :

$$\begin{bmatrix} -\mu_A - \lambda_B & 0 & \mu_{RB} \\ 0 & -\mu_{RB} - \mu_{MA} & \mu_{MA} \\ \lambda_B & 0 & -\mu_{RB} - \mu_{MA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{AM} \\ P_{BR} \\ P_{AMBR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda_{MA} \\ -\lambda_B \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$P_{AMBR} = \frac{-\lambda_{MA} \lambda_B (\mu_{RB} + \mu_{MA})}{(\mu_{MA} + \lambda_B) (\mu_{RB} + \mu_{MA})^2} = \frac{\lambda_{MA} \lambda_B T_{MA}}{\frac{1}{T_{RB}} + \frac{1}{T_{MA}}}$$

$$P_{AMBR} = \lambda_B \lambda_{MA} T_{MA} \cdot \frac{T_{MA} \cdot T_{RB}}{T_{MA} + T_{RB}}$$

$$f_{AMBR} = P_{AMBR} (\mu_{MA} + \mu_{RB})$$

$$f_{AMBR} = \lambda_{AM} \lambda_B T_{MA}$$

Si se considera además la rutina operación-maniobra-reparación a que están sujetos los componentes de un sistema eléctrico, el modelo de espacios de estado para un sistema en que el componente A es es ta sujeto a mantenimiento y B a la citada rutina se tiene la Fig. No. 1.10.

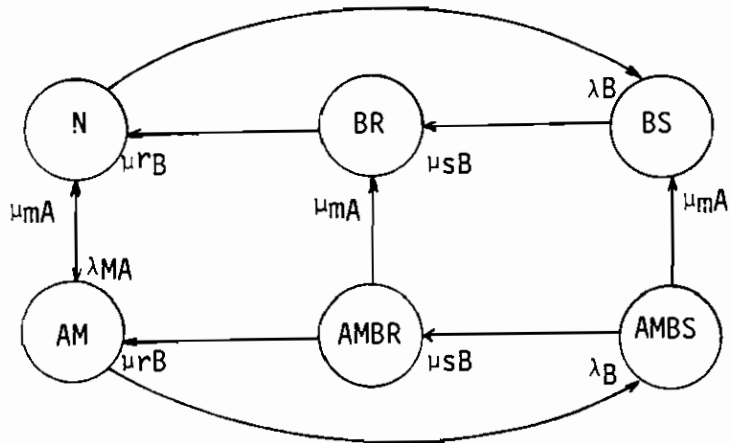


Fig. No.1.10 Modelo de un componente A sujeto a mantenimiento y un componente B sometido a operación de maniobra.

$1/\mu_m$; $1/\mu_s$; $1/\mu_r$ tiempos medios de mantenimiento maniobra y reparación.

λ , λ_M tasas de falla y mantenimiento.

Con la aplicación del método de Markov se deducen las expresiones que se tabula en la Tabla No.1.4.

Tabla No. 1.4. Contribuciones a la probabilidad y frecuencia de estados de falla del sistema. Inclusión de mantenimiento preventivo y de operación de maniobra.

Estado	Probabilidad	Frecuencia
$A_M^B S$	$\lambda_{MA} \lambda_B T_{MA} T_{SB}$	$\lambda_{MA} \lambda_B T_{MA}$
$A_M^{B C} R$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} T_{RB} T_{RC}^K$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} (T_{RB} + T_{RC})$
$A_M^{B C} S$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} T_{RB} T_{SC}$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} T_{RB}$
$A_M^{B C} S$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} T_{SB} T_{SC}$	$\lambda_{MA} \lambda_B \lambda_C T_{MA} (T_{SB} + T_{SC})$

$${}^a T_{SB}, T_{SC} \ll T_{MA}, T_{RB}, T_{RC}; \quad K = \frac{T_{MA} T_{RB} + T_{MA} T_{RC}}{T_{MA} T_{RB} + T_{MA} T_{RC} + T_{RB} T_{RC}}$$

Aplicación del método de cortes mínimos

1.6.4. Configuración del circuito

En los numerales anteriores se ha descrito la modelación del sistema a partir del comportamiento de los componentes del mismo. Dicha modelación es necesaria para la obtención de los valores probabilísticos de frecuencia y duración de los posibles estados del sistema.

Sin embargo esas técnicas no son suficientes para encontrar la confiabilidad del sistema. Un sistema de transporte de energía y en particular un sistema de subtransmisión es un circuito en el que los componentes se conectan en serie, paralelo o una combinación de ambos. Razón por la cual, antes de calcular la probabilidad de ocurrencia de los distintos estados del sistema, en base a los modos de falla de los componentes que lo constituyen, se debe conocer los requerimientos del sistema y representar estos requerimientos en una forma que permita su evaluación cuantitativa.

Como medio de modelación del circuito se ha utilizado la técnica de cortes mínimos.

Los estados de corte mínimo pueden ser deducidos a partir de la operación lógica del sistema y/o del diagrama.

Se conoce como conjunto de corte al conjunto de componentes del sistema, los cuales al fallar provocan la falla del sistema. Puede

mos afirmar entonces, que el conjunto de cortes representa la des confiabilidad de la configuración del sistema.

Para evaluar cuantitativamente la confiabilidad del sistema o mejor dicho su des confiabilidad se combinan los estados de corte mínimo; Por definición de conjunto de corte mínimo, todos los componentes de él deben fallar para que el sistema falle. Como resultado de lo cual, la probabilidad de un estado de corte mínimo se obtiene multi plicando la probabilidad de falla de cada elemento que la conforma (lo cual coincide con las probabilidades del estado correspondiente, cuyas fórmulas se tabularon anteriormente). Además, cada estado de corte mínimo, es un estado de falla del sistema por lo que la des confiabilidad aproximada del sistema se obtiene sumando las probabi lidades de ocurrencia de cada estado de corte mínimo.

Esto se demuestra utilizando teoría básica de probabilidades:

Sean C_1, C_2, \dots, C_n los estados de corte mínimo de un sistema.

P_S la probabilidad de falla del sistema.

Se cumple: $P_S = P(C_1 \cup C_2 \cup \dots \cup C_n)$

Puesto que los estados de corte mínimo son independientes entre sí,

$$P_S = P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n) - \sum_{\substack{i \neq j \\ i=1, n \\ j=1, n}} P(C_i)P(C_j) \dots + (-1)^n \left(\prod_{i=1}^n P(C_i) \right)$$

Puesto que $P(C_i) \ll 1$, se desprecian todos los términos a partir del segundo.

$$P_S \stackrel{\approx}{=} P(C_i) \quad \text{l.q.q.d.}$$

La ventaja del método de cortes mínimos para la modelación del circuito es que presenta los modos de falla de cualquier configuración (no solamente serie y paralelo), sin eliminar la apreciación física del sistema, lo cual es de mucha importancia en un análisis completo de confiabilidad.

C A P I T U L O I I

DETERMINACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD.- ALGORITMOS

2.1. INTRODUCCION

Los modelos de confiabilidad de sistemas cuyos elementos constituyentes poseen diferentes modos de falla son muy complicados e incluso inmanejables manualmente, si el número de componentes es alto.

El incluir el efecto de las operaciones de maniobra aumenta la cantidad de estados que deben considerarse en la construcción de las expresiones Booleanas. Consecuentemente es mayor el número de combinaciones que constituyen falla del sistema cuyo efecto no es despreciable. Esto a pesar de que se consideran fallas de hasta segundo orden como máximo.

La complejidad del análisis es aún mayor debido a la presencia de switches normalmente abiertos. Al cerrarse, modifican la configuración topológica del sistema y por tanto los estados de falla del mismo.

Estas consideraciones explican la necesidad de contar con programas computarizados para el análisis de efectos de falla individual de los componentes y sus combinaciones sobre el estado del sistema al que pertenecen. Los métodos de computación para el cálculo de los índices de confiabilidad varían de acuerdo con los factores que se toman en cuenta.

El propósito del programa digital es transferir laboriosos cálculos de escritorio al computador. Es por este motivo que los métodos y programas de computación utilizados para la evaluación de confiabilidad deben reunir las siguientes características principales:

- Deben ser fáciles de usar.- Esto implica que la manipulación de datos debe ser minimizada y las diferentes contingencias que implican falla del sistema deben ser claramente clasificadas.
- Los métodos no deberán entregar los índices de confiabilidad de cada punto de carga como única respuesta, sino que deben permitir el reconocimiento de las contingencias que provocan la falla de más de un punto de carga a la vez.

En los últimos años se ha dado mayor importancia a los estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos. Se han desarrollado algunos programas para evaluación de confiabilidad los cuales tienen diversos grados de complejidad.

Uno de los primeros estudios de confiabilidad de sistemas de transmisión (que utiliza la técnica de espacios de estado) fue publicado en 1970 (Ref. # 3). En dicho artículo se puede describir a cada elemento del sistema por cualquier número de estados posibles y se pueden representar las contingencias de falla.

En la referencia # 1, se consideran tres posibles estados de los componentes del sistema (operación, reparación y falla anterior a la operación de maniobra). Esta representación no permite la inclusión

de los aparatos de switcheo normalmente abiertos, ni toma en cuenta la dependencia existente entre los interruptores y los elementos protegidos por los mismos.

Un método de cálculo de confiabilidad de subestaciones se describe en la Ref. # 2. En él se indican las operaciones que se requieren para restaurar el servicio en un punto de carga después de que ocurre una interrupción momentánea. Su principal contribución, está en que modela a los switches normalmente abiertos por dos circuitos, - uno cuando el switch está abierto y otro cuando el switch se cierra

El programa desarrollado en esta tesis se basa en el método expuesto en la Ref. # 5. Sirve para la evaluación de índices de confiabilidad de un sistema de subtransmisión o transmisión. En él se incluyen los efectos de las operaciones de maniobra, varios modos de falla de interruptores, switches normalmente abiertos como también el mantenimiento de los componentes, bajo la consideración de que las barras de generación son 100% confiables. Se supone también que todos los componentes del sistema pueden llevar cualquier corriente bajo cualquier condición del sistema.

Los algoritmos utilizados permiten seleccionar varias combinaciones de falla de componentes que constituyen falla del sistema analizado. La falla del sistema la constituyen las interrupciones de servicio al punto o puntos de carga considerados.

Una vez determinados los estados de interés (cortes mínimos) el programa calcula la desconfiabilidad del sistema y la frecuencia de fa

lla del mismo. Se utilizan las fórmulas descritas en el capítulo anterior.

Para la utilización del programa implementado se requiere de una adecuada representación del sistema que se analiza y contar con los datos estadísticos de frecuencia y duración de fallas de cada tipo de componente.

2.2. REPRESENTACION DEL SISTEMA

La representación del sistema se construye directamente a partir de su arreglo físico, mediante un diagrama unifilar en el que se enumeran de 1 a N los elementos (3ϕ) del sistema (excluyendo de esta enumeración los switches normalmente abiertos) que se enumeran separadamente.

En el diagrama unifilar se deben también indicar los posibles sentidos de flujo de potencia por cada elemento.

El circuito de la Fig. No. 21, se utilizará como ejemplo del método.

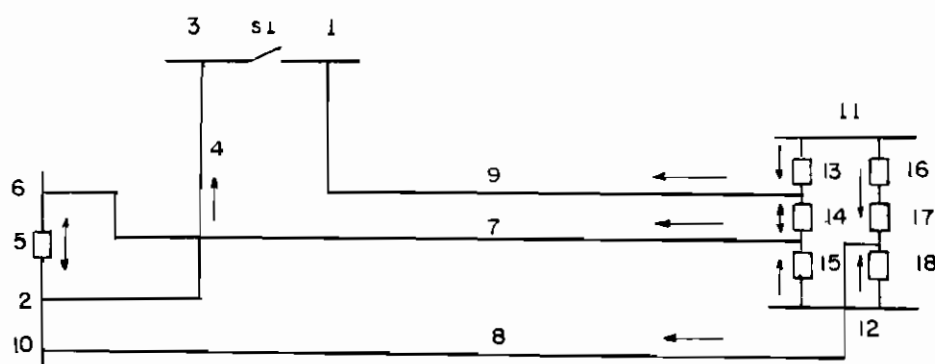


Fig. No. 21 Circuito de prueba.
REPRESENTACION

Como parte de la representación del sistema, se deberá también determinar los elementos cuyo sentido de flujo varía ante el cierre - de un switch.

En el circuito de ejemplo, el elemento 4, que es de un sólo sentido en condiciones normales, al cerrarse el switch pasa a ser bidireccional.

Luego se identifican los diferentes tipos de componentes existentes.

Elementos No.	Tipo de componente
8	Líneas tipo B
1,2,3,6,10	Barras de carga
13 - 18	Disyuntor A/T
5	Disyuntor B/T
7 - 9	Líneas tipo A
11 - 12	Barras de generación

Tabla No. 2.1. Tipos de componentes del circuito de muestra.

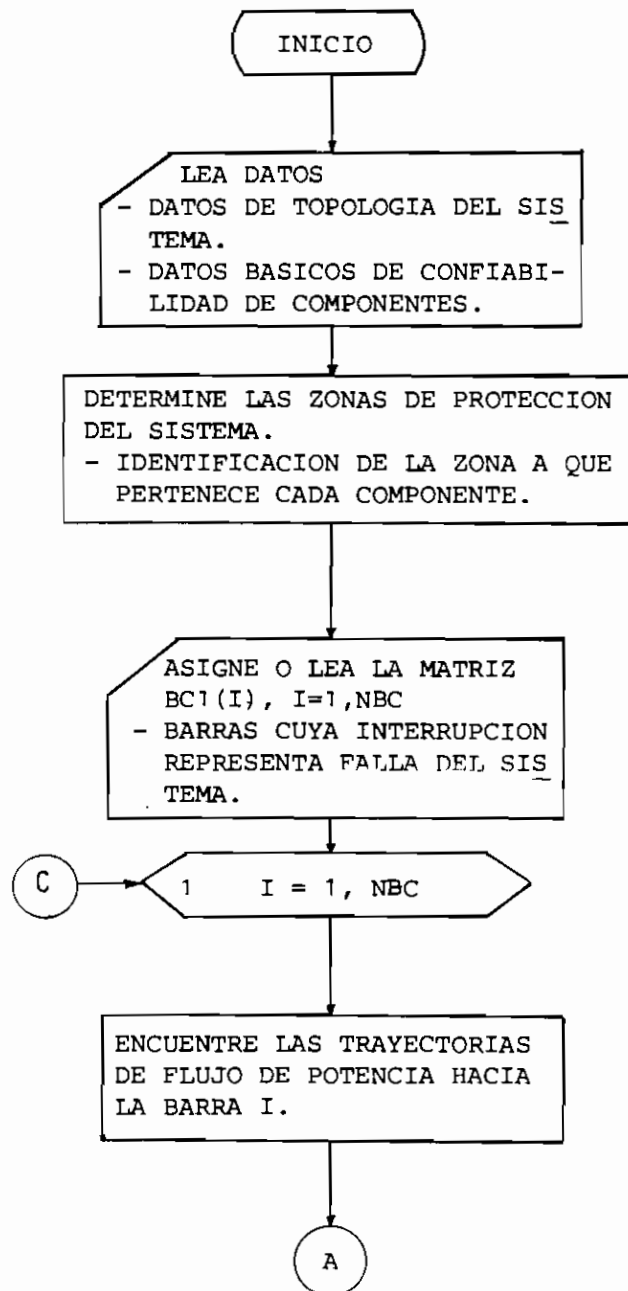
Para cada tipo de componente se especificarán los datos básicos de confiabilidad. En el presente trabajo se utilizan la frecuencia de falla y tiempos medios de reparación, mantenimiento y maniobra de dichos componentes.

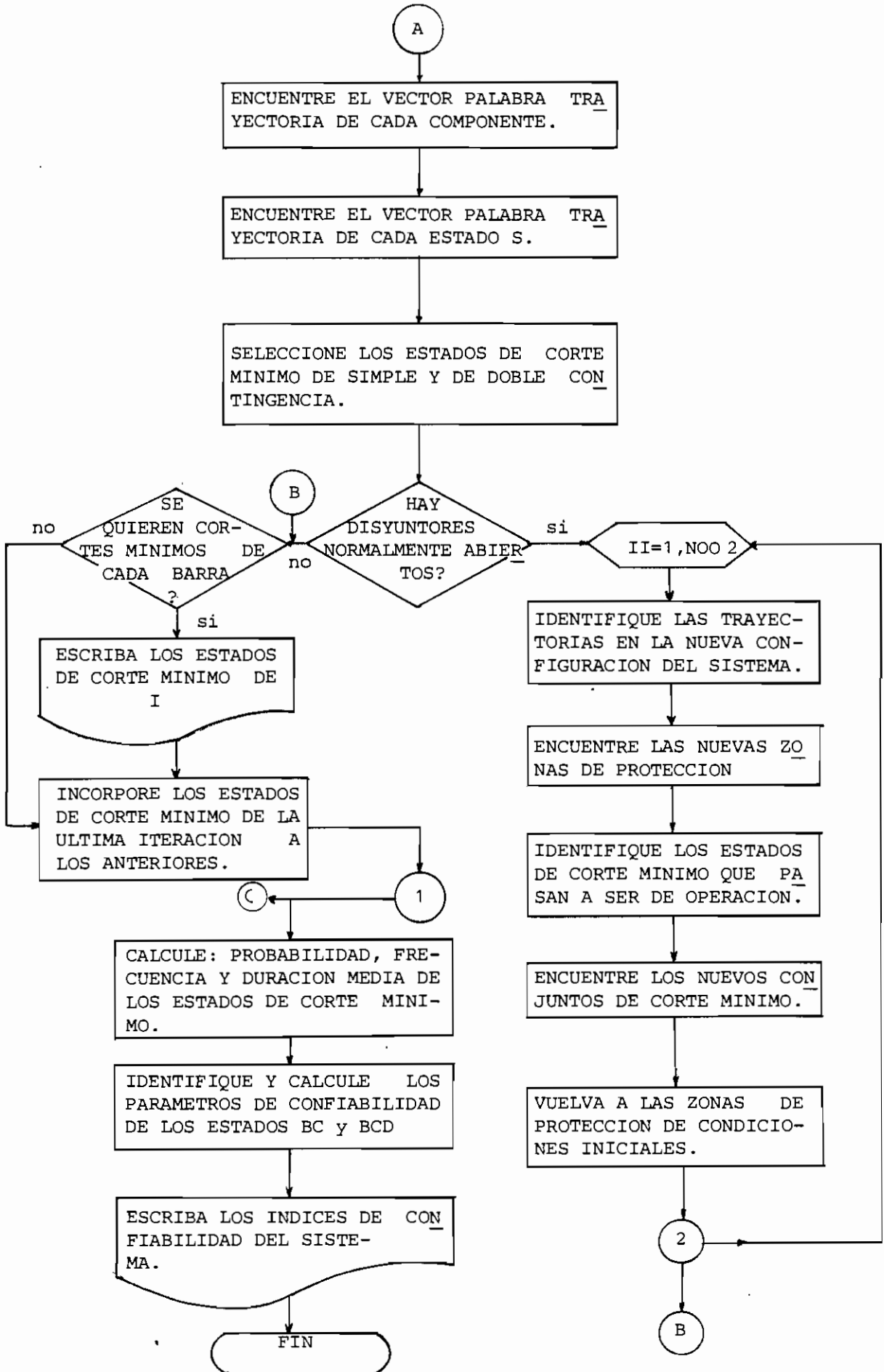
La determinación de dichos datos requiere de un estudio estadístico que rebasa el alcance de esta tesis.

En el Apéndice B se detalla un procedimiento para la obtención de los datos básicos de confiabilidad de los componentes de un sistema de subtransmisión.

2.3. PROCEDIMIENTOS Y METODOS PARA EL ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA Y EVALUACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD

2.3.1. Diagrama de Flujo del Programa Implementado





2.3.2. Datos y resultados del programa

La entrada consiste en información de la configuración del sistema y de datos básicos de confiabilidad de los componentes.

Los datos de topología del sistema que se necesitan son:

- Indicativo del tipo de componente.
- Número total de componentes.
- Número total de switches normalmente abiertos.
- Posible sentido de flujo de potencia por cada componente. Los componentes se clasifican en unidireccionales y bidireccionales.
- Los elementos conectados a cada barra.
- Los elementos adyacentes a cada línea, transformador, disyuntor, capacitor o reactor del sistema. Si el elemento es unidireccional se distingue entre sus predecesores (elementos eléctricamente más alejados de la generación que el elemento en cuestión) y los elementos que se conectan al nodo por donde ingresa la potencia - al elemento considerado. Si el elemento es bidireccional se diferencia entre los componentes conectados a un extremo y al otro.

En caso de haber switches normalmente abiertos la información necesaria es la siguiente:

- Elementos entre los que se conecta el switch.
- Elementos cuyo estado de reparación o mantenimiento ocasiona el cierre del switch.
- Componentes que en condiciones normales (switch normalmente abier

to) son unidireccionales y que debido al cierre del switch pasan a ser bidireccionales y viceversa.

El circuito del sistema es descrito a través de la relación de los componentes con la barra de generación. De ahí la importancia de una correcta definición del sentido de flujo por cada rama.

Se ingresa también como datos del programa las barras de carga cu ya interrupción constituye falla del sistema.

Los datos estadísticos que se necesitan por tipo de componente son:

- Tasas de falla y mantenimiento.
- Tiempos medios de reparación, maniobra y mantenimiento.

En caso de disyuntores, se diferencia entre frecuencia de fallas a tierra y frecuencia de falsas operaciones y se requiere adicionalmente de la probabilidad de fallas al operar.

La manera en que se introducen los datos al programa se explica en el manual de uso del mismo (Apéndice A).

Los resultados que se obtienen:

- Combinaciones o configuraciones de falla de componentes que son cortes mínimos para cada barra de carga si se desea y para todas las barras analizadas consideradas en conjunto.

- Índices de confiabilidad, probabilidad y frecuencia de falla del sistema. Se lista el aporte de fallas simples (R y S), fallas dobles (RR, MR, MS, RS, SS) y triples en caso de fallas que incluyen interruptores (BCD).

Donde: R → Reparación.

S → Estado de falla antes de la operación de maniobra.

M → Mantenimiento.

C → Representa a los componentes protegidos por el disyuntor B.

D → Un elemento cualquiera, independiente de B.

2.3.3. Algoritmos utilizados para el análisis de efectos de falla

2.3.3.1. Zonas de protección

Alrededor de cada elemento de un sistema de potencia, se establece una zona de protección separada, esto es, cualquier falla que ocurra dentro de ésta zona causará la operación de todos los interruptores comprendidos en esta zona y solamente de dichos interruptores.

La zona de protección de un componente, indica por tanto todos los elementos que se desconectan en caso de falla de dicho componente, por acción de los elementos de protección. Dicho estado se denominó en el capítulo anterior como estado S.

La zona de protección de un componente (no disyuntor) representa a la protección primaria, en tanto que la protección de respaldo de

dicho componente la constituyen las zonas de protección de los disyuntores que lo protegen.

Determinando el encadenamiento de un elemento con los interruptores más próximos se encuentra la zona de protección de dicho elemento. Se comienza almacenando los elementos adyacentes al analizado y se continúa el encadenamiento hasta que se localizan los interruptores en todas las direcciones posibles (debe haber continuidad).

Puesto que varios elementos pertenecen a la misma zona de protección resultaría redundante determinar, de la manera descrita, la zona de protección de cada componente. Basta con determinar las zonas de protección primaria del sistema indicando los componentes de cada zona, mejor dicho indicando a que zona pertenece cada componente,

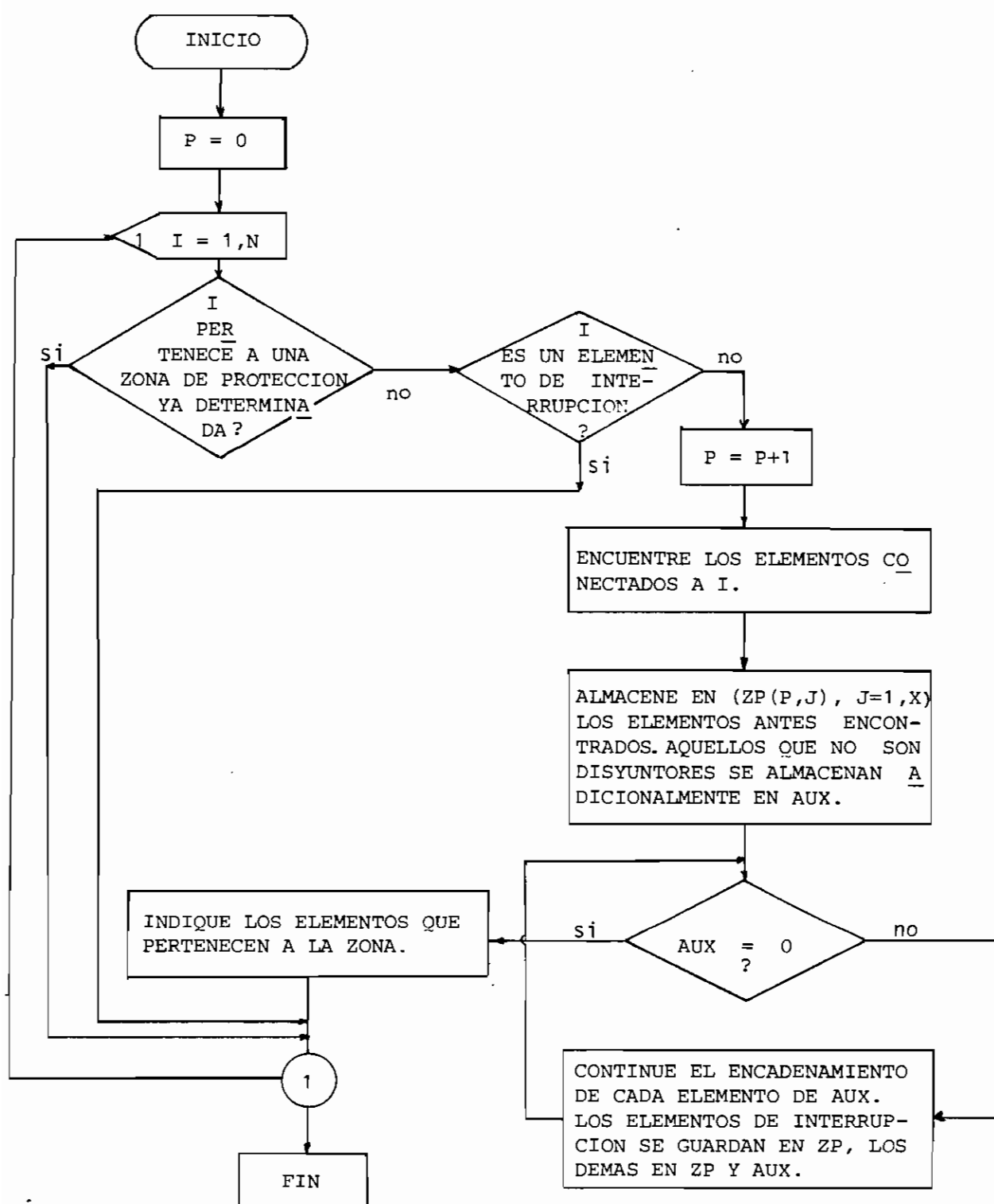
De acuerdo con este método, los interruptores forman parte de varias zonas, o sea que las protecciones de respaldo se representan por la combinación de varias zonas de protección primaria.

Por tanto, las zonas de protección permiten analizar el efecto de los estados S.

Cabe indicar que los estados R (reparación) y M (mantenimiento) involucra la desconexión del elemento en cuestión únicamente y para conocer su efecto en el sistema, solamente se verifica la continuidad con el elemento respectivo fuera del sistema.

El algoritmo utilizado para la determinación de las zonas de protección se presenta en el siguiente diagrama de flujo simplificado.

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA DETERMINACION DE ZONAS DE PROTECCION.-



- P Identifica a las zonas de protección primaria.
 N Número total de elementos.
 X Número de elementos de cada zona de protección primaria.

Ejemplo

Las zonas de protección primaria del circuito de la Fig. No.2.1 son:

- P = 1 : 1,2,9,13,14 P = 4 : 11,13,14
 P = 2 : 3,2,4,5,10,8,17,18. P = 5 ; 12,15,18
 P = 3 : 6,5,7,14,15.

Identificación de la zona de protección de cada elemento.

ELEMENTO	ZONA DE PROTECCION A QUE PERTECENE
1	1
2	1
3	2
4	2
5	2 , 3
6	3
7	3
8	2
9	1
10	2
11	4
12	5
13	1 , 4
14	1 , 3
15	3 , 5
16	4
17	2
18	2 , 5

2.3.3.2. Determinación de las trayectorias al punto de carga.

El criterio adoptado para determinar los estados de falla del sistema es la interrupción de servicio en una o determinadas barras de carga. Se encontrarán las trayectorias y los cortes mínimos barra por barra.

Los datos de conexión entre los elementos del sistema se utilizan para construir una matriz que represente los caminos de flujo o trayectorias desde las barras de alimentación hasta la barra de carga cuyo estado de falla se evalúa. Esta matriz permite determinar los estados o configuraciones del sistema que constituyen falla del mismo (interrupción de servicio a la barra de carga). Los estados de falla del sistema son las configuraciones en las que todas las "trayectorias mínimas" posibles son interrumpidas.

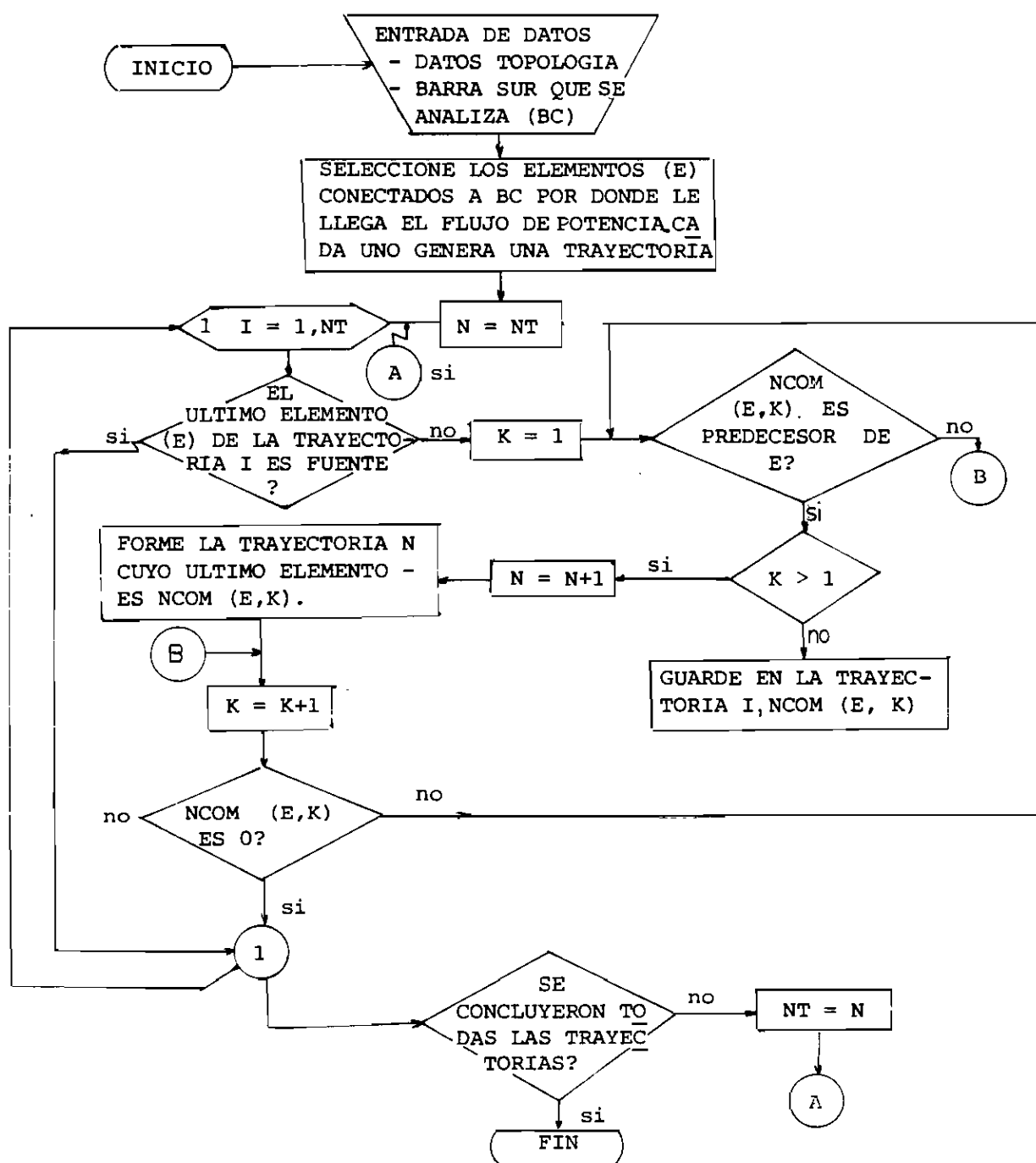
Una trayectoria está compuesta por los elementos que establecen conexión entre las barras de carga (salida) y las barras de alimentación (entrada).

Se ha dicho que las trayectorias de interés en la determinación de los estados de falla son las trayectorias mínimas. Se conocen como trayectorias mínimas los caminos continuos en el diagrama unifilar a través de las cuales se alimenta el punto de carga y en los que se interrumpe el circuito al quitar cualquiera de los elementos de dicha trayectoria.

Para la determinación de las trayectorias mínimas de cada punto de

carga, se encuentran en cadena los predecesores de los componentes, partiendo del punto de carga en cuestion hasta llegar a las barras de alimentación. Las distintas trayectorias se originan en los no dos en los cuales se encuentran varias ramas no consideradas previamente.

DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO.- TRAYECTORIAS DE UN PUNTO DE CARGA.



Ejemplo

Trayectorias mínimas de la barra de carga 1 para el sistema de la Fig. 2.1.

11 y 12 son barras de alimentación

TRAYECTORIA 1: [T1]

1 9 13 11

TRAYECTORIA 2: [T2]

1 9 14 15 12

TRAYECTORIA 3: [T3]

1 2 3 4 10 5 6 7 14 13 11

TRAYECTORIA 4: [T4]

1 2 3 4 10 5 6 7 15 12

TRAYECTORIA 5: [T5]

1 2 3 4 10 8 18 12

TRAYECTORIA 6: [T6]

1 2 3 4 10 8 17 16 11

2.3.3.3. Determinación de vectores "Palabra trayectoria"

Una vez determinadas las trayectorias mínimas del nodo que se analiza, se procede a encontrar el efecto de falla de cada componente del sistema en la continuidad de servicio de la barra de carga, para ello se obtienen el vector palabra trayectoria de cada elemento.

La palabra trayectoria es un vector que indica las trayectorias que

son interrumpidas cuando el componente es retirado del sistema, por tanto es un vector constituido por n dígitos (n es el número de trayectorias mínimas). Los dígitos componentes de dicho vector son los del sistema binario. Se tiene 1 si el componente analizado se encuentra en la trayectoria respectiva y 0 si la trayectoria no se interrumpe al quitar ese componente del sistema.

La palabra trayectoria de cada componente es en sí un indicativo de los estados IR (I representa cualquier componente del sistema) que constituyen falla, puesto que si todas las trayectorias mínimas son interrumpidas se tiene un estado de falla. Para este caso el vector palabra trayectoria está constituido por dígitos 1.

El mismo procedimiento puede ser extendido para la determinación de los distintos estados de falla, es decir se determina la palabra trayectoria de cada estado.

Así, la palabra trayectoria de un estado IS, no es más que la combinación en el sentido Booleano "OR" de las palabras trayectoria de todos los componentes de la zona de protección a la que pertenece el componente I.

El estado IS constituirá falla del sistema si la palabra trayectoria de este estado es un vector de dígitos 1.

La palabra trayectoria de un estado IR JS, es la combinación Booleana OR de las palabras trayectoria de los estados IR y JS.

Ejemplo

Para el circuito de la Fig.2.1.1a "palabra trayectoria" de algunos componentes son:

COMPONENTES	TRAYECTORIAS					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	1	1	1	1
3	0	0	1	1	1	1
15	0	1	0	1	0	0
17	0	0	0	0	0	1
18	0	0	0	0	1	0
9	1	1	0	0	0	0

Palabra trayectoria del estado 3S:

La zona de protección del componente 3 es: 3/2/4/5/10/8/17/18

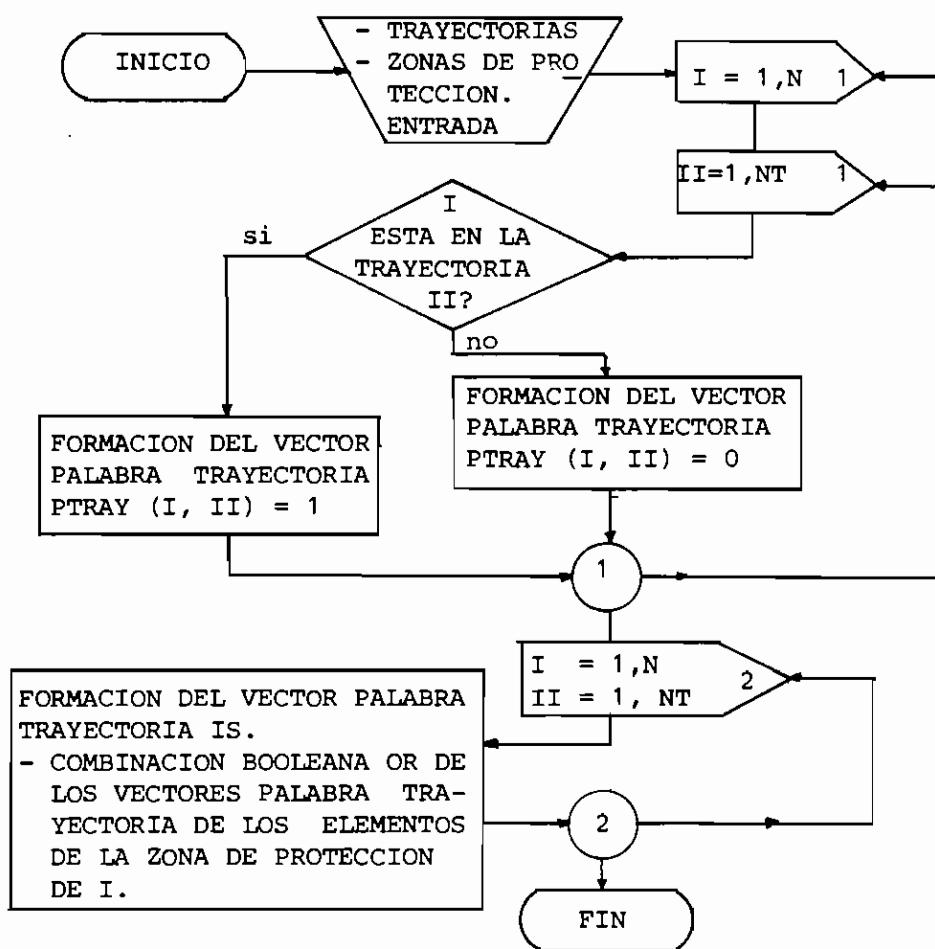
y el vector "Palabra Trayectoria" de 3S se obtiene así:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
3	0	0	1	1	1	1	
2	0	0	1	1	1	1	
4	0	0	1	1	1	1	
5	0	0	1	1	0	0	
10	0	0	1	1	1	1	
8	0	0	0	0	1	1	
17	0	0	0	0	0	1	
18	0	0	0	0	1	0	
<hr/>							
3S	0	0	1	1	1	1	(no es falla del sistema)

La palabra trayectoria del estado 3S 9R:

3S	0	0	1	1	1	1
9R	1	1	0	0	0	0
3S 9R	1	1	1	1	1	1 (falla del sistema).

DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DE LA OBTENCION DE LAS "PALABRA TRAYECTORIAS"



2.3.3.4. Selección de los estados de corte mínimo

a) Condiciones iniciales.-

En la evaluación de los índices de confiabilidad son de interés los

estados de corte mínimo.

Un estado de corte mínimo es un estado de falla del sistema, en el que al regresar al servicio cualquiera de los elementos que en el estado considerado se encuentran fuera, el sistema pasa a un estado de operación. Por tanto, un estado es de corte mínimo si no hay un estado menos severo que también sea falla del sistema.

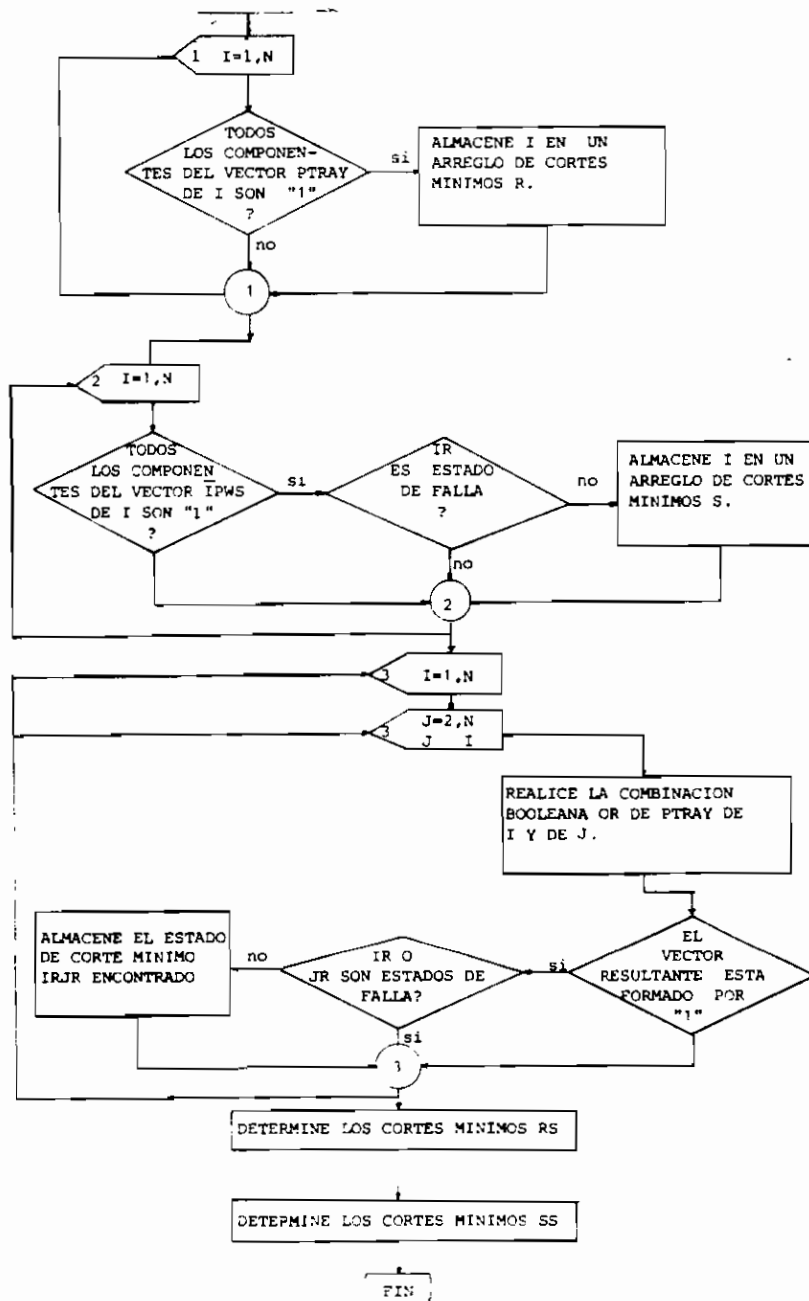
Para considerar únicamente los estados de falla que son cortes mínimos se procede de la siguiente manera:

- Se determinan los estados IR de falla del sistema, los cuales son siempre cortes mínimos (estados menos severos).
- Se determinan los estados IS de falla. Eliminando de este grupo aquellos estados en que IR es falla se tiene los cortes mínimos tipo S.
- Se encuentran los estados de falla doble (IR JR). No será corte mínimo ningún estado de falla IR JR si IR o JR es falla.
- Los estados de falla (IR JS) del sistema son cortes mínimos si los estados correspondientes IR JR, IR, JR y JS son estados de operación.
- Se obtienen los estados SS de falla, eliminado de este grupo aquellos en que cualquiera de los estados correspondientes (R, S, RR o RS) constituyan falla del sistema.

El siguiente diagrama de flujo presenta el método utilizado en el programa para la determinación de los estados de corte mínimo.

Nota: La selección de los conjuntos de corte se realiza mediante la utilización de los vectores palabra trayectoria previamente determinados.

DIAGRAMA DE FLUJO: SELECCION DE CORTES MINIMOS



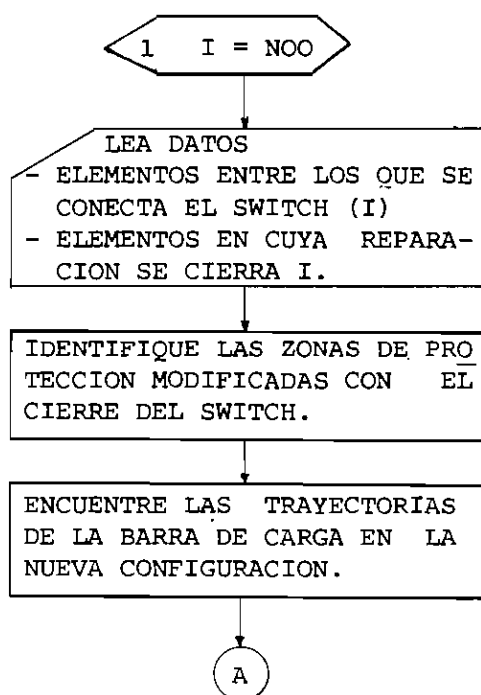
b) Efecto de switches normalmente abiertos.-

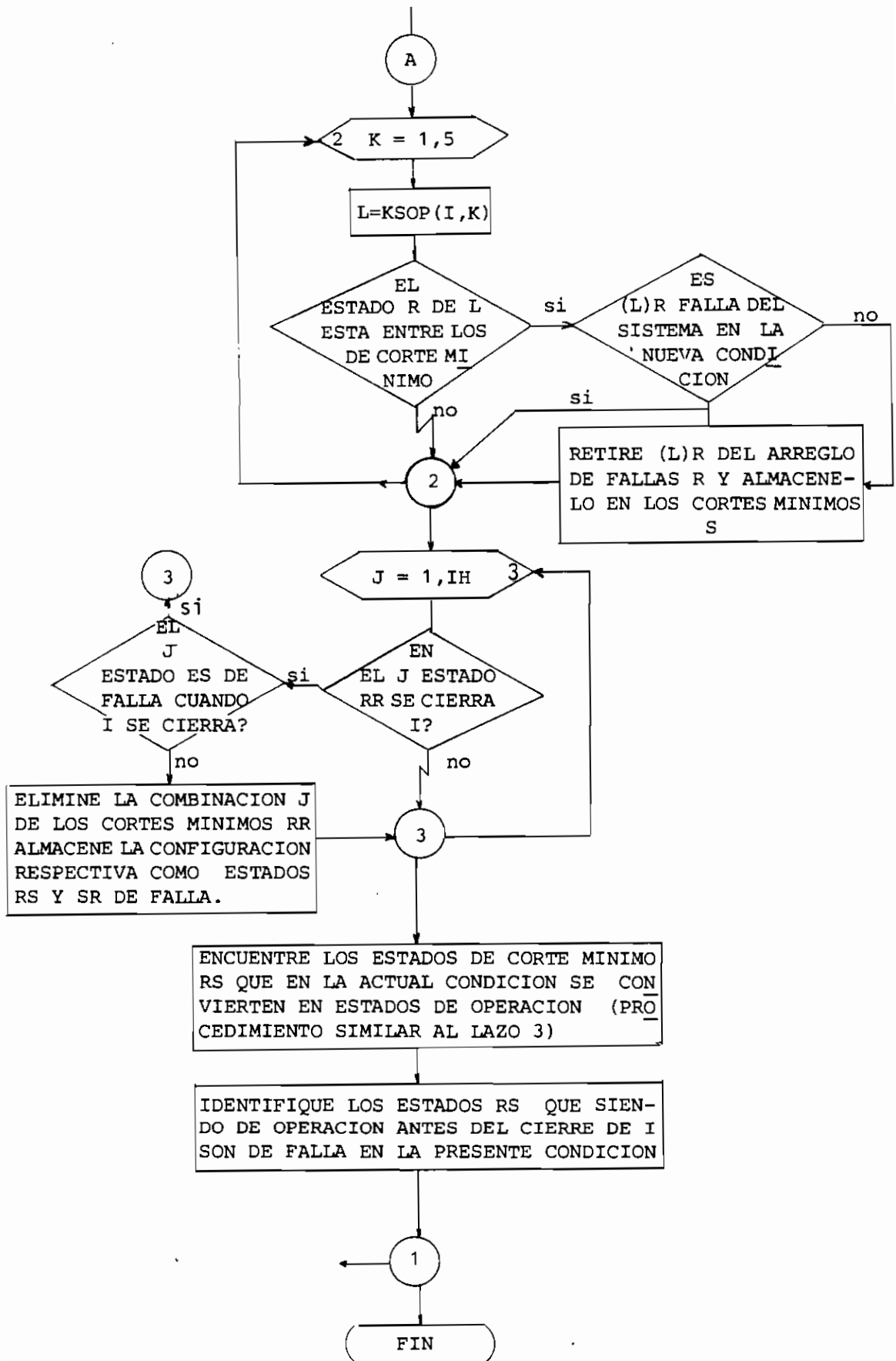
Los interruptores normalmente abiertos afectan directamente en la determinación de estados de falla del sistema, ya que al cerrarse va rían la configuración de éste.

Para el presente estudio se parte del conocimiento de los elementos específicos cuya reparación o mantenimiento conduce al cierre de ca da switch.

En el programa implementado, se determinan los estados de corte mí nimo con las condiciones iniciales (con los switches abiertos) y luego se verifican los estados de falla al cerrarse uno a uno los switches.

DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL PROCESO PARA CONSIDERAR EL EFECTO DE CIERRE DE SWITCHES NOO (NORMALMENTE ABIERTOS)





Puede apreciarse en el diagrama de flujo anterior que la existencia de switches normalmente abiertos, reduce los estados de falla tipo R o M y las combinaciones RS, RM, MS y MR en las que intervienen los elementos cuyo retiro provoca la operación de los switches, y por tanto aumenta la confiabilidad de un sistema. Ya que los switches al cerrarse crean nuevos caminos al flujo de potencia.

No se pretende, sin embargo con este análisis determinar los sucesos que demandarían el cierre de este tipo de elementos. Para propósitos de análisis de confiabilidad se deberán entregar como datos al programa, los sucesos que provocan el cierre de los interruptores normalmente abiertos.

2.3.4. Cálculo de los índices de confiabilidad

Una vez que se han determinado los estados de corte mínimo (fallas simples y dobles) de acuerdo al criterio de confiabilidad asumido: continuidad de servicio en uno o varios puntos de carga, se procede a la aplicación de las fórmulas deducidas y tabuladas en el capítulo anterior para la determinación de la probabilidad y frecuencia de los estados R, S, RR, RS y SS que son cortes mínimos, como también de los estados RM y MS que lo son.

Los estados de corte mínimo RS lo son también de corte mínimo MS; y los estados de corte mínimo RR representa dos estados de corte mínimo debido a mantenimiento preventivo MR y RM.

Los índices de confiabilidad totales del sistema se obtienen mediano

te la suma aritmética de la probabilidad de falla de cada estado - (probabilidad de falla del sistema) y la frecuencia de falla de cada estado (frecuencia de falla del sistema).

Adicionalmente se deberán calcular la probabilidad y frecuencia de fallas tipo BC y BCD. Siendo B un interruptor cualquiera, C los elementos protegidos por dicho interruptor y D un elemento independiente de B .

- Efecto de los distintos modos de falla de interruptores

La dependencia existente entre las fallas de los interruptores y los elementos protegidos por ellos afectan directamente en la probabilidad y frecuencia de fallas de un sistema como pudo verse en la resolución de su modelo matemático.

Para incluir el efecto de los disyuntores se deben determinar primeramente los elementos protegidos por cada disyuntor y luego calcular para este conjunto de elementos (C) la frecuencia (λ_C), duración de reparación (TRC) y switcheo (TSC) equivalentes. Una vez encontrados los estados de corte mínimo BC y BCD se determina el aporte de estos estados a los índices de confiabilidad utilizando las fórmulas respectivas (Tabla No.1.3).

La selección de los cortes mínimos BC y BCD no es igual que para elementos independientes. Así, su estado BR o CR de falla no debe ser excluido de los estados de falla que son de interés a pesar de que BR o CR sean estados de corte mínimo.

Es más, si consideramos que un estado BR o uno CR, si uno de estos últimos es falla del sistema, con mayor razón lo será BRCR y será además un estado a considerar ya que se trata de un estado independiente en sí y no la combinación de dos estados de falla independientes.

Dado el concepto de cortes mínimos empleado en la selección de estados de falla y debido a la configuración de un sistema eléctrico los estados de corte mínimo BC y BCD fueron excluidos del análisis anterior y deberán ser determinados posteriormente. Sin embargo los cortes mínimos previamente seleccionados entregan la información buscada, (sin un análisis adicional de la red) bajo las siguientes consideraciones:

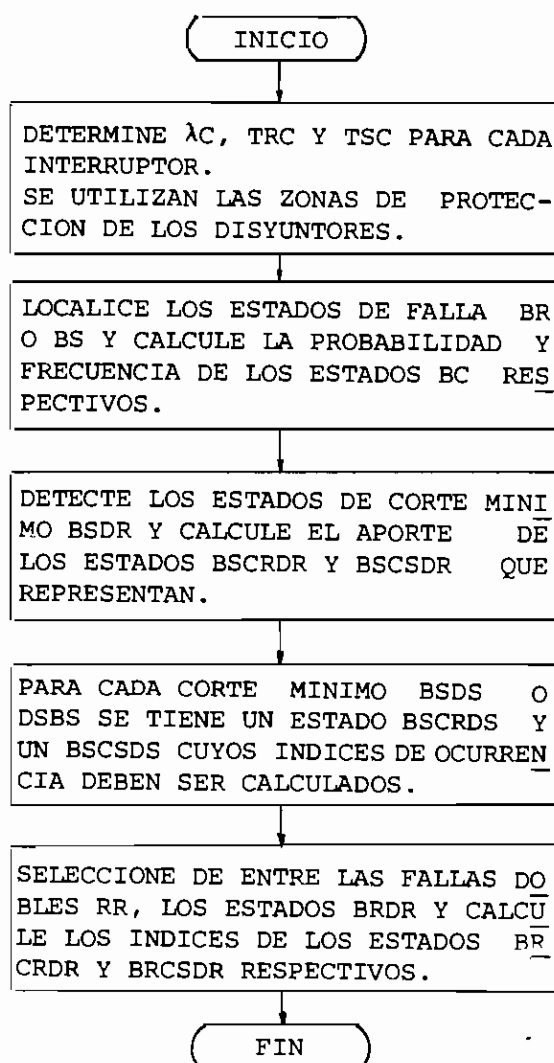
Desde el punto de vista de continuidad, un estado BS es más crítico que un estado de reparación o switcheo (estado de falla anterior a la operación de maniobra) de cualquiera de los componentes por él protegido. La falla de un interruptor supone la operación de la protección de respaldo, lo cual involucra mayor número de componentes fuera de servicio.

Por la misma razón, un estado BC es más o al menos igualmente crítico que un estado B o C correspondiente.

Por tanto, los estados de corte mínimos predeterminados que involucran interruptores representan a nuevos estados BC y BCD que se deben considerar. Lo dicho se explica en el siguiente cuadro:

CORTES MINIMOS INICIALES	ESTADOS BC Y BCD QUE INVOLUCRAN	
BS	BSCR	BSCS
BR	BRCR	BRCS
BSDR	BSCRDR	BSCSDR
BSDS	BSCRDS	BSCSDS
BRDR	BRCRDR	BRCSDR

El algoritmo desarrollado para el cálculo de índices de confiabilidad de estados BC y BCD se resumen en el siguiente diagrama de flujo simplificado.



- Efecto de fusibles

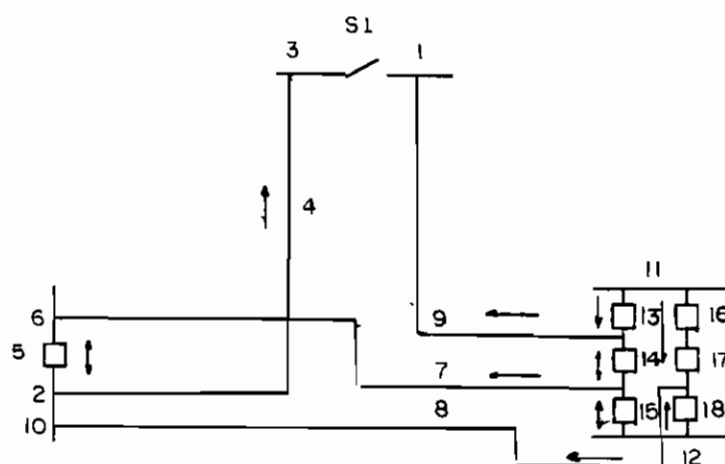
Se consideró a los fusibles como elementos de interrupción no sujetos a falla. Es decir, la zona de cualquier elemento del sistema se extiende hasta un disyuntor o hasta un fusible. Por tanto la presencia de fusibles influye en los efectos de los estados de falla tipo S.

2.4. Ejemplo de aplicación

Determinación de índices de confiabilidad mediante el método de Espacios de Estados.

Análisis Manual.

Sistema de Muestreo: Datos.



S1 se cierra por la salida de 4, 8 o 10.

DATOS DE CONFIABILIDAD

TIPO DE COMPONENTE	CANTIDAD	FRECUENCIA DE SALIDA (fallas / año)		TIEMPOS DE DURACION DE SALIDAS (horas)			PROBABILIDAD DE FALLA AL OPERAR	COMPONENTES DEL TIPO DADO	
		λ_1	λ_2 (INTERRUPTOR).	λ_M	T_R	T_S			T_M
Interruptor A/T	6	0.018	0.026	3	127.7	1	12	0.0015	13,14,....,18
Interruptor B/T	1	0.0030	0.0026	2	127.7	1	8	0.0015	5
Líneas tipo 1	3	0.0051	---	1.5	400.	1	14	---	7,8,9
Líneas tipo 2	1	0.0017	---	0.5	400.	1	14	---	4
Barras alimentación	2			100% confiables					11 y 12
Barras de carga	5			100% confiables					1,3,6,2,10

CRITERIO DE FALLA.-

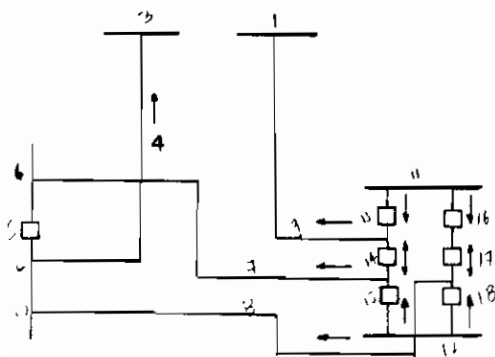
Se considerará falla del sistema la interrupción de continuidad en tre la barra de carga 6 y las barras de alimentación (11 y 12).

ANALISIS DE EFECTOS DE FALLA.-

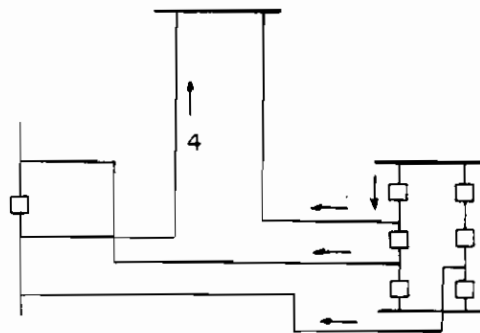
Se pretende encontrar los estados (máximo doble contingencia) que son falla del sistema y seleccionar los estados de corte mínimo.

Para conocer los efectos de las distintas configuraciones de falla, se deberán considerar dos esquemas del circuito dado; el primero in dica la configuración inicial o normal del sistema (con S1 abierto); el segundo representa el circuito existente con S1 cerrado.

ESQUEMA 1



ESQUEMA 2



Las flechas indican la dirección del flujo de potencia activa.

Nótese que el elemento 4 (unidireccional en el esquema (1), es bidireccional cuando S1 se cierra.

El conocimiento de los sentidos de flujo permite encontrar las trayectorias o caminos existentes entre el nodo en estudio (Barra 6) y las barras de alimentación. Esta herramienta facilitará encontrar los estados de falla, que son aquellos en que se interrumpen todas las trayectorias de flujo de potencia.

Los caminos continuos entre la barra 6 y las barras 11 y 12 (trayectorias) son:

PARA EL ESQUEMA (1)

- (1) 6/7/14/13/11
- (2) 6/5/2/10/8/17/16/11
- (3) 6/7/15/12
- (4) 6/5/2/10/8/18/12

PARA EL ESQUEMA (2) (Estado que involucra la reparación de 4, 8 o 10)

Además de las 4 trayectorias anteriores se tienen las siguientes:

- (5) 6/5/2/4/3/1/9/13/11
- (6) 6/5/2/4/3/1/9/14/15/12

También es importante conocer las zonas de protección a que pertenecen cada uno de los elementos. Al presentarse la falla de un elemento cualquiera, antes de su aislamiento para reparación (si se requiere), operan los interruptores más cercanos al elemento falloso, dejando fuera de servicio a todos los componentes de la zona de protec-

ción del mismo (Estado S).

Representamos las principales zonas del sistema (conjunto de elementos limitados por interruptores) con letras mayúsculas:

A : 1; 9; 13 y 14

B : 2; 3; 4; 5; 8; 10; 17; 18

C : 5; 6; 7; 14; 15

D : 13; 11; 16

E : 15; 12; 18

Contamos ya con la suficiente información como para encontrar los estados de falla del sistema. Analizamos primeramente las fallas simples R (aislación de un componente para su reparación). Cualquier falla tipo R es un estado de corte mínimo. La Tabla Ej. 1. condensa este análisis.

Tabla Ej. 1.

FALLA TIPO	TRAYECTORIA INTERRUPTIDA	ESTADO DEL SISTEMA
1R	NINGUNA	OPERACION
2R	(2) y (4)	OPERACION
3R	NINGUNA	OPERACION
4R	(5) y (6)	OPERACION
5R	(2) y (4)	OPERACION
6R	(1), (2), (3) y (4)	FALLA
7R	(1) y (3)	OPERACION
8R	(2) y (4)	OPERACION
9R	NINGUNA	OPERACION
10R	(2) y (4)	OPERACION
11R		
12R		
13R	(1)	OPERACION
14R	(1)	OPERACION
15R	(3)	OPERACION
16R	(2)	OPERACION
17R	(2)	OPERACION
18R	(4)	OPERACION

NOTAS:

- Con excepción de los estados 4R, 8R y 10R, las trayectorias que se consideran son las cuatro primeras.
- El presente estudio, considera 100% confiables a las barras de alimentación, de ahí que estas no requieren ser analizadas.

A continuación seleccionaremos los estados de corte mínimo S (Tabla EJ.2). Puesto que el estado 6R es falla del sistema, las combinaciones que contengan a este elemento en cualquier modo de falla no son de interés.

Tabla Ej. 2.

FALLA TIPO	ZONA DE PROTECCION	TRAYECTORIA INTERRUPTIDA	ESTADO DEL SISTEMA
1 S 9 S	A	(1)	OPERACION
2 S 3 S 4 S 8 S / 10 S	B	(2) y (4)	OPERACION
7 S	C	(1), (2), (3) y (4)	FALLA
5 S	B y C	(1), (2), (3) y (4)	FALLA
13 S	A	(1) [2]	OPERACION
14 S	A y C	(1), (2), (3) y (4)	FALLA
15 S	C	(1), (2), (3) y (4)	FALLA
18 S / 17 S	B	(2) y (4) [3]	OPERACION

Para encontrar los estados de corte mínimo RR, no seguiremos el mis-

mo proceso anterior, puesto que son muchas las combinaciones posibles a analizar, es por esto que utilizamos la Tabla EJ1 y en lo referente a trayectorias interrumpidas, buscaremos las combinaciones que interrumpan las 4 o las 6 trayectorias posibles según el caso. (Se excluye del análisis el estado 6R).

Los resultados que se obtienen son:

TABLA EJ-3

FALLA TIPO	ESTADO DEL SISTEMA
2R - 7R	CORTE MINIMO
5R - 7R	CORTE MINIMO

De igual forma para determinar los estados RS de corte mínimo utilizamos la información de trayectorias interrumpidas en los estados R y S (Tabla EJ1 y EJ2), encontrando de su combinación los estados de corte mínimo. Se excluyen del análisis los estados 6R, 7S, 5S, 14S y 15S y la combinación 2S - 7R.

TABLA EJ-4

CORTES MINIMOS R-S
7 - 3
7 - 4
7 - 8
7 - 10
7 - 17
7 - 18
13 - 18
14 - 18

Con idéntico análisis, se concluye que los cortes mínimos S.S. son

TABLA EJ-5.

CORTES MINIMOS S-S
18 - 1
18 - 9
18 - 16

Los cortes mínimos encontrados consideran ya el efecto de switches normalmente abiertos y sirven también para incluir el efecto de mantenimiento preventivo. Si en los estados de falla encontrados se reemplazan R por M (estado de mantenimiento) se conocen los estados de corte mínimo que incluyen mantenimiento. Recordemos sinembargo que no pueden existir estados de simple contingencia M que representen falla del sistema.

Además, como podrá verse posteriormente, el análisis de efecto de falla realizado es suficiente para calcular el aporte de varios modos de falla de interruptores a los parámetros de confiabilidad buscados.

Por tanto podemos considerar concluído el análisis de efectos de falla.

CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD.-

Aplicando las fórmulas de las Tablas No.1.1 a 1.4 encontramos la probabilidad y frecuencia de cada estado de corte mínimo. (Es importante realizar la correspondiente transformación de unidades).

Estado	$\lambda_A T_A$ h/año	$\lambda_B T_B$ h/año	Probabilidad año/año	Frecuencia 1/1000 años
6R	0	-----	0	0
5S	0.0031x1	-----	3.5×10^{-7}	3.
7S	0.0051	-----	5.82×10^{-7}	5.1
14S	0.018	-----	2.055×10^{-6}	18.0
13S	0.018	-----	2.055×10^{-6}	18.0
2R- 7R	-----	0.0051x400	-----	-----
5R- 7R	0.0031x127.7	2.04	1.0524×10^{-8}	9.52×10^{-4}
7R- 3S	2.04	-----	-----	-----
7R- 4S	2.04	0.0017x1	4.52×10^{-11}	3.96×10^{-4}
7R- 8S	2.04	0.0051	1.35×10^{-10}	1.196×10^{-3}
7R-10S	2.04	-----	-----	-----
7R-17S	2.04	0.018	4.785×10^{-10}	4.23×10^{-3}
7R-18S	2.04	0.018	4.785×10^{-10}	4.23×10^{-3}
18S-13R	0.018	0.018x127.7	5.39×10^{-10}	4.8×10^{-3}
18S-14R	0.018	2.2986	5.39×10^{-10}	4.8×10^{-3}
18S- 9S	0.018	0.018	2.71×10^{-11}	4.8×10^{-4}
18S-16S	0.018	0.018	2.71×10^{-11}	4.8×10^{-4}

Tabla No. (2.3.5.1.) Probabilidad y frecuencia de cada corte mínimo.

Considerando mantenimiento preventivo (aplicación de las fórmulas de la Tabla No. 1.4.) se tiene:

ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1(1000 años)
2M-7R	---	---
2R-7M	---	---
5M-7R	8.34×10^{-9}	9.315×10^{-3}
5R-7M	1.04×10^{-8}	7.19×10^{-3}
7M-4S	4.65×10^{-10}	4.075×10^{-3}
7M-8S	1.395×10^{-9}	1.22×10^{-2}
7M-10S		
7M-17S	4.925×10^{-9}	4.31×10^{-2}
13M-18S	5.85×10^{-9}	9.5×10^{-2}
14M-18S	5.85×10^{-9}	9.5×10^{-2}

- Efecto de los estados BC y BCD.

Para el presente ejemplo, los estados BC y BCD que se obtienen a partir de los estados de corte mínimo encontrados son:

- Los cortes mínimos 5S, 14S, 15S (5, 14 y 15 son disyuntores) indican que para cada B existen los estados BSCR y BSCS que se deben considerar.
- Los cortes mínimos 17S-7R, 18S-7R, 18S-13R, 18S-14R implican también la existencia de estados de falla BS CR DR y BS CS DR en donde B = 17 ó 18 y D = 7,13 y 14. C representa a todos los elementos protegidos por el disyuntor respectivo. Los parámetros de confiabilidad de C (λ_C equivalente y los tiempos medios de reparación y switcheo equivalentes), se calculan a continuación:

$$\lambda_c = \sum \lambda_{ci}$$

$$TRC = \frac{1}{\mu_{RC}}$$

$$TSC = \frac{1}{\mu_{SC}}$$

$$\mu_c = \frac{1}{n} \sum \mu_{ci}$$

n número de elementos protegidos por c.

λ_{ci} y μ_{ci} son tasas de falla y reparación del elemento i protegido por el disyuntor.

DISYUNTOR	ELEMENTOS QUE PROTEJE	T_{RC} h	T_{SC} h	λ_c 1/años
5	6,7,14,15,2,10,18,3,4,17	180.3035	1	0.0839
13	1,9,14	193.595	1	0.0231
14	1,4,13,5,6,7,15	175.52	1	0.0492
17	2,3,4,5,8,10,18	193.595	1	0.0278
18	2,3,4,5,8,10,17,15	177.352	1	0.0458
15	5,6,7,14,18	171.47	1	0.0441

Aplicando las fórmulas tabuladas para estado BC y BCD (Tabla No.1.3) obtenemos los siguientes:

ESTADOS BSCR

INTERRUPTOR BS	$\lambda_1 \lambda_c T_S T_{RC}$ $\frac{h^2}{\text{año}^2}$	$\lambda_1 \lambda_c (T_S + T_{RC})$ $\frac{h}{\text{año}}$	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1/1000años
5	0.0454	0.0457	5.91×10^{-10}	5.2×10^{-3}
14	0.1554	0.1563	2.02×10^{-9}	1.78×10^{-2}
15	0.1361	0.1369	1.77×10^{-9}	1.56×10^{-2}
TOTAL			4.385×10^{-9}	3.86×10^{-2}

ESTADOS BSCS

INTERRUPTOR	$\frac{P_C T_S}{ h/año }$	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1/1000 años
5	1.258×10^{-4}	1.436×10^{-8}	1.258×10^{-1}
14	7.38×10^{-5}	0.842×10^{-8}	7.39×10^{-2}
15	6.61×10^{-5}	0.755×10^{-8}	6.61×10^{-2}
TOTAL		3.033×10^{-8}	2.657×10^{-1}

ESTADOS BSCRDR

INTERRUPTOR BS	$\frac{D}{DR}$	$\lambda_{DR} \lambda_1 \lambda_C T_{RC} T_S T_{RD}$ h ³ /años ³	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1/1000 años
17	7	0.1976248	2.94×10^{-13}	2.59×10^{-6}
18	7	0.298268	4.437×10^{-13}	3.92×10^{-6}
18	13	0.33607	4.99×10^{-13}	4.44×10^{-6}
18	14	0.33607	4.99×10^{-13}	4.44×10^{-6}
TOTAL			1.73×10^{-12}	1.539×10^{-5}

ESTADOS BS CS DR

INTERRUPTOR BS	$\frac{D}{DR}$	$p \lambda_C \lambda_D T_S T_D$ h ² /año ²	$p \lambda_C \lambda_D (T_S + T_D)$ h/año ²	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1/1000 años
17	7	8.507×10^{-5}	8.528×10^{-5}	1.108×10^{-12}	9.76×10^{-6}
18	7	1.40×10^{-4}	1.405×10^{-4}	18.2×10^{-13}	1.604×10^{-5}
18	13	1.58×10^{-4}	1.591×10^{-4}	2.06×10^{-12}	1.817×10^{-5}
18	14	1.58×10^{-4}	1.591×10^{-4}	2.06×10^{-12}	1.817×10^{-5}
TOTAL				7.048×10^{-12}	6.214×10^{-5}

La siguiente tabla resume los índices de confiabilidad del sistema analizado.

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA 1/1000años
R	---	---
S	5.034×10^{-6}	44.1
RR	1.018×10^{-8}	9.21×10^{-4}
RS	2.215×10^{-9}	19.5×10^{-3}
SS	---	---
ST1	5.047×10^{-6}	44.12
MR	1.874×10^{-8}	1.65×10^{-2}
MS	2.85×10^{-8}	2.51×10^{-1}
ST2	4.7×10^{-8}	2.67×10^{-1}
BSCR	4.385×10^{-9}	3.86×10^{-2}
BSCS	3.033×10^{-8}	2.657×10^{-1}
BSCRDR	1.73×10^{-12}	1.539×10^{-5}
BSCSDR	7.048×10^{-12}	6.214×10^{-5}
ST3	3.47×10^{-8}	3.043×10^{-1}
INDICES TOTALES	5.13×10^{-6}	44.69

2.5. CONCLUSIONES.-

El método expuesto en esta tesis para la evaluación de índices de confiabilidad, basado en el procedimiento descrito en el capítulo II de la referencia 5, permite la solución de modelos de espacios de estado de un sistema grande al facilitar su programación en un computador digital.

Las aproximaciones hechas se fundamentan en hipótesis que responden a la operación real de sistemas de transporte de energía eléc-

trica. De igual manera los modelos de los componentes se basan en las formas en que, en la práctica, se producen las salidas de servicio de los mismos.

Se espera que el ejemplo desarrollado haya aclarado el procedimiento que se sigue para la selección de cortes mínimos y el cálculo de índices de confiabilidad.

En dicho ejemplo se ve claramente que los estados de falla simple dominan los resultados lo cual corrobora la suposición hecha de que los estados de triple contingencia o mayores son despreciables.

Aquellos estados S o RS en los cuales el correspondiente estado R o RR no es falla, representa aquellas fallas que se terminan con la operación de maniobra. Es importante notar el alto número de estos estados, los mismos que no habrían sido observados de haberse utilizado el típico modelo de dos estados de cada componentes. La alta probabilidad y frecuencia de los estados S y RS (comparada con los otros sistemas de falla) dice mucho de la importancia de la modelación de los componentes en cuanto al efecto de los elementos de protección.

Se aprecia también que la probabilidad de fallas debidas a mantenimiento de los componentes y de los estados BC de falla son comparables con las debidas a cualquier otro tipo de doble contingencia.

Si bien en el ejemplo presentado se han obtenido los índices de confiabilidad de un sistema pequeño (18 elementos) en forma manual, el trabajo que requiere es largo y tedioso, sujeto a errores. De allí

se concluye que la solución manual de un sistema más grande es impracticable y se justifica la implementación del programa digital.

Las ventajas que presenta el procedimiento presentado (si se cuenta con el programa de computador) son los siguientes:

- Se requiere únicamente de datos básicos: tipo de cada componente, conexiones entre ellos, sus posibles sentidos de flujo y datos básicos de confiabilidad.
- La identificación de los casos de interrupción de servicio y el cálculo de índices de confiabilidad se mantienen separados. Esto hace posible el estudio de confiabilidad sin estadísticas de falla.
- Se conoce la importancia de cada componente sobre la continuidad de cada una de las barras de carga considerados individualmente, además de considerar, si se desea, a varias barras de carga a la vez. Sin embargo, no se detectan los componentes que al fallar provocan la salida de varias barras de carga a la vez.

La limitación más importante del procedimiento radica en que al analizar un determinado nodo no se tiene en cuenta la potencia que debe entregarse a dicho nodo o a los demás nodos de carga del sistema.

C A P I T U L O I I I

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA
QUITO

3.1. SUBTRANSMISION.- CONCEPTO.-

La subtransmisión es una parte del sistema de alimentación de energía eléctrica. La forman los circuitos que suministran la energía a las subestaciones de distribución.

El sistema de subtransmisión se alimenta ya sea de las barras de generación como de las subestaciones de subtransmisión.

Las subestaciones de distribución se localizan, a intervalos, a lo largo del sistema de subtransmisión, cerca a los puntos de carga y en ellas se reduce el voltaje de subtransmisión al voltaje de distribución (voltaje de alimentadores primarios). Se caracterizan por ser pequeños de tamaño y porque presentan facilidades para casos de emergencia.

3.1.1. Subestaciones de subtransmisión

Se define como subestación al conjunto de equipos con objetivos distintos que los de generación o consumo, a través de los cuales la energía es pasada en bloques para seccionamiento o modificación de características ⁽⁵⁾.

Normalmente una subestación está constituida por varios disyuntores, una o más barras de carga y puede o no tener transformadores de fuerza. En ella pueden seccionarse los circuitos alimentadores de energía como también reducirse o elevarse los niveles de voltaje. Es el único punto de unión de varios alimentadores primarios.

En los sistemas de subtransmisión se tienen algunas subestaciones de distribución por cada subestación de subtransmisión. De ahí que debe ser característica de éstas una alta confiabilidad.

Las subestaciones de subtransmisión pueden presentar diversas configuraciones que se diferencian tanto en costo como en grado de confiabilidad. De acuerdo a ello se clasifican en:

a) Barra Principal o Simple

Puesto que en esta clase de arreglos todos los circuitos de salida se conectan a un único punto, la barra principal; una falla de ésta o su desenergización provoca la salida de todos los circuitos que alimenta. No presenta un grado de continuidad de servicio adecuado. Es el arreglo de menor costo de inversión. La Figura 3.1. ilustra este tipo de subestación.

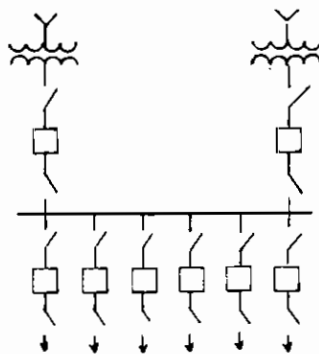


FIG. 3.1.

b) Barra simple con seccionamiento.-

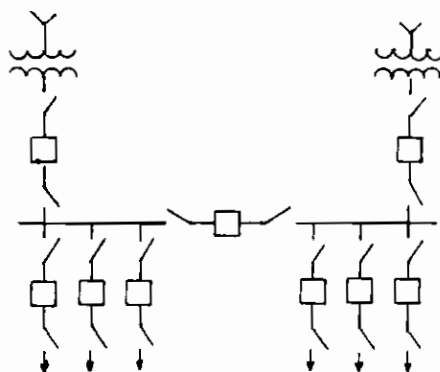


Fig. No. 3.2.

Como puede apreciarse en el esquema de una subestación con barra simple seccionada (Fig. No. 3.2.), la configuración de este tipo de subestación es similar a la anterior, pero en ella se ha dividido a la barra principal en dos o más secciones mediante el uso de disyuntores de seccionamiento.

Presenta la ventaja de permitir la separación de cada sección de barra sin afectar a las otras secciones.

c) Doble barra.-

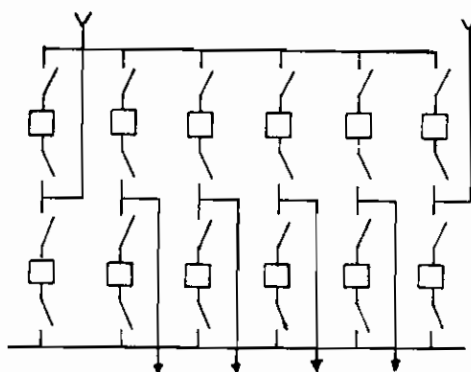


Fig. No. 3.3.

Mediante esta configuración, cualquier circuito de salida puede ser alimentado por cualquier barra. Pero, como puede apreciarse en el

esquema que ilustra este tipo de arreglo (Fig. No. 3.3.) requiere doble equipo de seccionamiento, además de doble barra, si se compara con el esquema de barra simple. Esto implica un doble costo que se justifica cuando la confiabilidad es de primordial interés.

d) Barra principal o transferencia

En esta configuración, una falla en la barra principal o su desenergización provoca la salida de todos los circuitos conectados a la subestación, puesto que la barra de transferencia recibe la energía a través de un disyuntor desde la barra principal.

La barra de transferencia es aquella a la que se transfieren los circuitos desde la barra principal.

El esquema de barra principal y transferencia permite la separación (para mantenimiento o reparación) de uno o más disyuntores, sin provocar la salida de las líneas que a través de ellos llegan o salen de la subestación

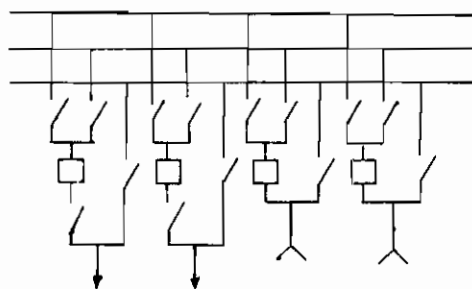


Fig. No. 3.4.

e) Esquema de disyuntor y medio

En este esquema se tienen dos barras principales. Cualquier carga puede ser alimentada por cualquier barra. Es decir, esta configuración presenta las mismas ventajas que un esquema de doble barra, sin embargo, en el esquema de disyuntor y medio se tienen tres disyuntores por cada dos circuitos y por tanto, involucra menor costo que aquel.

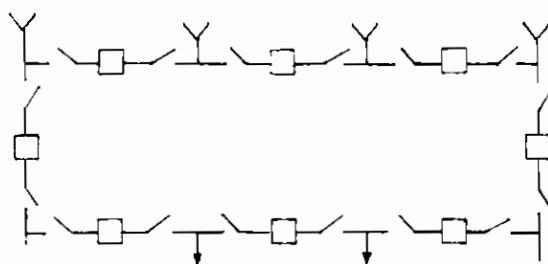


Fig. No. 3.5.

f) Barra en anillo

Con este arreglo se puede remover de servicio cualquier disyuntor sin que se interrumpa la operación del resto del sistema. Requiere un sólo disyuntor por cada circuito de entrada o salida de la subestación, sin embargo, cada derivación tiene dos posibles caminos de alimentación.

Su desventaja es que cuando se tiene alguno de los disyuntores desconectado, la falla en alguna salida puede provocar la interrupción de mayor número de circuitos que los directamente afectados.

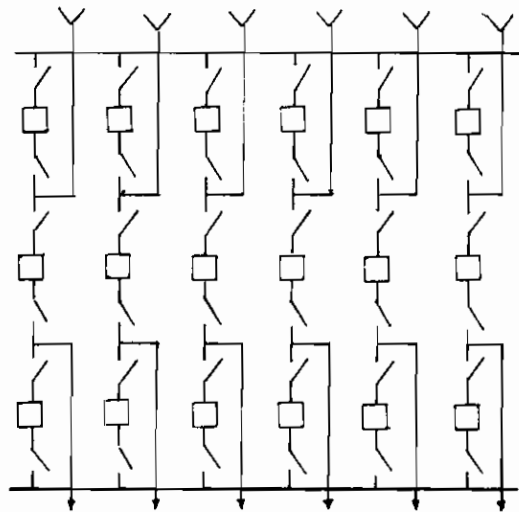


Fig. No. 3.6.

3.1.2. Voltajes de subtransmisión

Puede decirse que la subtransmisión es una porción del sistema eléctrico de potencia cuyo nivel de voltaje es intermedio entre el voltaje de transmisión y el voltaje de distribución. Aunque existen sistemas de subtransmisión que son operados al mismo nivel de voltaje de las barras de transmisión o de las de distribución. Pero en general se utilizan diversos niveles de voltaje para cada sistema. No es práctico ni económico una relación de voltajes entre sistemas demasiado alto o demasiado bajo.

En el Ecuador se tienen sistemas de subtransmisión en el rango de 23 KV a 69 KV. Se trata de unificarlos a 69 KV, con excepción del Sistema Quito que en su mayor parte emplea 46 KV como nivel de voltaje de subtransmisión.

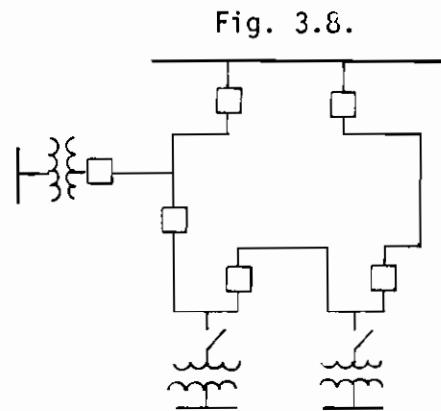
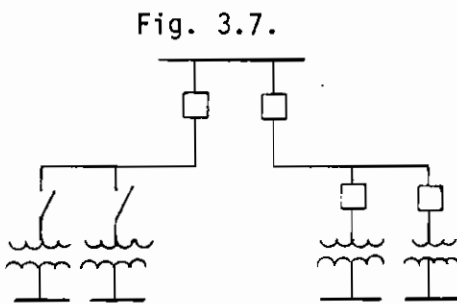
3.1.3. Arreglos de circuitos de subtransmisión

Los factores más importantes que influyen en la selección de arreglos de circuitos de subtransmisión son el costo y la confiabilidad de suministro de potencia a las Subestaciones de Distribución.

Los circuitos de subtransmisión presentan principalmente las siguientes configuraciones:

a) Radiales.- (Fig. 3.7.)

Esta es la más simple configuración de circuitos de subtransmisión, pero presenta una pobre confiabilidad. La falla de un elemento del circuito (disposición de componentes en serie) provoca la salida de todos los puntos de carga, conectados a dicho circuito.



b) Lazo (Fig. 3.8.)

Circuito lazo es aquel que empieza y termina en la misma barra de alimentación, luego de recorrer varios puntos de carga.

En este caso, cada punto de carga cuenta con dos caminos de flujo de potencia. Para que la configuración lazo posibilite una mejor confiabilidad, se debe diseñar el lazo de modo que ninguna sección

se sobrecargue debido a la salida de otra sección.

En un sistema lazo las fallas son aisladas del sistema por apertura de los disyuntores más cercanos a la falla.

c) Anillo.-

Este tipo de arreglo, enlaza a varias barras de alimentación, luego de recorrer varios puntos de carga. Parte del circuito de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito, está configurado en anillo.

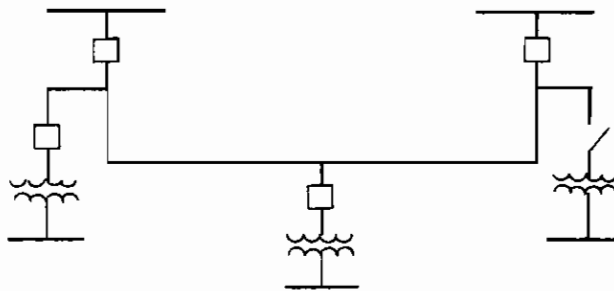


Fig. 3.9.

d) Rejilla.-

Su conformación se muestra en la Fig. No. 3.10. Como puede apreciarse, requiere de una elevada cantidad de disyuntores y cada subestación de distribución debe tener barra colectora en el lado de A/T, por lo que su costo es alto.

Además de la alta confiabilidad este tipo de arreglo permite extender el suministro a subestaciones de distribución adicionales con poca construcción de circuito.

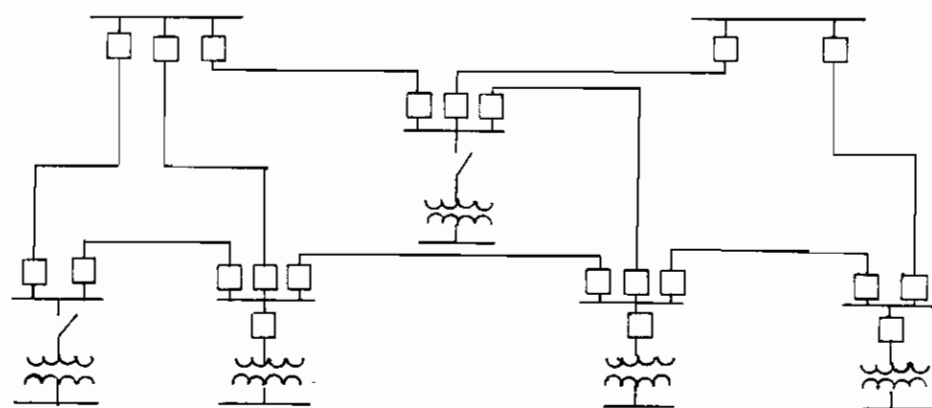


Fig. 3.10.

3.2. EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

La red de la ciudad está conformada básicamente por:

- Las líneas que partiendo de las subestaciones de seccionamiento : Santa Rosa, Vicentina, Norte, Sur, Epiclachima, San Rafael y Guanopolo, alimentan a las 31 subestaciones de distribución localizadas tanto en el área urbana de Quito como en el área periférica y rural de la ciudad (San Rafael, Valle de los Chillos, Machachi, Pomasqui, Calderón).
- Los circuitos que conectan las subestaciones de seccionamiento antes mencionadas con las centrales de generación localizadas en la periferia Oriental de Quito.

El voltaje nominal de operación del sistema de la Empresa Eléctrica Quito es de 46 KV, aunque se mantienen aún en operación líneas y equipos a 22 KV que a poco tiempo serán convertidas al voltaje nominal de subtransmisión. El punto de unión de los dos voltajes es la subestación Sur con su autotransformador de 6/7.5 MVA.

La demanda de potencia y energía registradas en el sistema en el año de 1983 para un área de servicio de alrededor de 150 Km² fue:

Energía bruta anual	992,206 MWH
Potencia Máxima	194,1 MW

Para la alimentación del sistema, la Empresa Eléctrica Quito cuenta con plantas propias tanto hidráulicas como térmicas, aunque gran parte de la energía suministrada provienen del Sistema Nacional Interconectado.

La entrega de energía del Sistema Nacional Interconectado se produce desde la subestación Santa Rosa Inecel y Vicentina Inecel a las barras de 46 KV de las subestaciones Santa Rosa y Vicentina (operadas por la Empresa Eléctrica Quito) a través de transformadores de reducción 138 - 46 KV.

Para el presente estudio de confiabilidad se considerará como parte del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito, las líneas y transformadores equipados a 138 KV por el Sistema Nacional Interconectado y asociadas al sistema, como también las barras de las centrales térmicas destinadas a la alimentación de la ciudad y operadas por Inecel.

3.2.1. Fuentes de energía del sistema Quito

Generación Propia de la Empresa.

En condiciones normales de operación la disponibilidad de potencia proveniente de las centrales de la Empresa es de aproximadamente el 60% de la máxima potencia demandada en el año 1983, es decir al rededor de 125 MW.

De esta potencia 75 MW provienen de las centrales hidráulicas como lo indica el cuadro No. 3.1.

Cuadro No. 3.1. GENERACION HIDRAULICA E.E.Q. AÑO 1985

NOMBRE DE LA CENTRAL	LOCALIZACION	No. de unidades	CAP. INSTALADA [MW]	POTENCIA EFECTIVA [MW]
		cap/unidad		
CUMBAYA	Cumbayá	2 unid. Voith Toshiba	40	36
		2 unid. Voith AEG.		
NAYON	Nayón	4 unid. (10MW c/u)	30	27
		2 unid. Mitsubishi 2 Unid. (15MW c/u)		
GUANGOPOLO HIDRAULICO	Guangopolo	2 unid. AEG (1.7 MW c/u)	9.4	7
		2 unid. Westinghouse (2 MW c/u)		
		1 unid. AEG (2 MW c/u)		
		5 unidades		
PASOCHOA	Pasochoa	2 unid. 2.25 MW c/u	4.5	3
LOS CHILLOS	Valle de Los Chillos	2 unid. 0.88 MW c/u	1.76	1.8
TOTAL			85.66	74.8

Las centrales se conectan a las subestaciones de seccionamiento del Sistema con líneas de alrededor de 8 Km. La central Guangopolo a un nivel de voltaje de 22 KV y las demás a 46 KV.

Las centrales térmicas con que cuenta la Empresa Eléctrica se presentan en el cuadro No. 3.2.

Cuadro No. 3.2. GENERACION TERMICA E.E.Q. AÑO 1985

NOMBRE DE LA CENTRAL	LOCALIZACION	No. de unidades	CAP. INSTALADA [MW]	POTENCIA EFECTIVA
		cap/unidad		[MW]
GUANGOPOLO DIESEL GUALBERTO HERNANDEZ	Guangopolo	6 unidades diesel (57.2 MW)	34	28
CENTRAL DIESEL # 2	Luluncoto	11 unidades:	17.44	24
		8 Gral. Motor 3 MIRRLESS BLACKSTONE 3.025 MW c/u		
			9.075	
			26.515	
TURBINA A GAS	Guangopolo	1 unidad (24.1 MW)	24.1	En reparación
		TOTAL		52

Suministro de Energía por parte de Inecel.-

Para la interconexión del Sistema Nacional Interconectado en el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito, Inecel ha instalado dos subestaciones de subtransmisión: la Subestación Santa Rosa Inecel localizada al Sur de Quito y la Subestación Vicentina Inecel en el borde Oriental, Sector central de la ciudad. Dichas subestaciones se interconectan entre sí por medio de una línea de simple terna de 20 Km y conductor 477 MCM ACSR a 138 KV.

El suministro de energía del Sistema Nacional Interconectado se realiza de la siguiente manera:

a) GENERACION LOCAL.- Inecel opera dos centrales térmicas localizadas en la periferia de Quito, que entregan una potencia efectiva de 43 MW, para una capacidad instalada total de 79.2 MW (Cuadro No. 3.3.).

Cuadro No. 3.3. GENERACION TERMICA LOCAL (INECEL)

NOMBRE DE LA CENTRAL	LOCALIZACION	No. DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA [MW]
SANTA ROSA	Santa Rosa junto a Sub. Santa Rosa - INECEL.	3 unidades	48
GUANGOPOLO DIESEL	Guangopolo	6 unidades	31.2

La Central Santa Rosa se conecta a la barra de 138 KV de la Subestación Santa Rosa, y la central Guangopolo Diesel lo hace a la Subestación Vicentina mediante una línea a 138 KV, simple terna.

b) GENERACION NACIONAL (S.N.I.)

El Sistema Nacional Interconectado alimenta al sistema en estudio a través de una línea radial a 230 KV y una línea a 138 KV proveniente de la Central Pisayambo.

La línea a 230 KV llega a la Subestación Santa Rosa Inecel, en donde se reduce el voltaje al nivel de 138 KV por medio de un banco de tres transformadores monofásicos cuya capacidad total de transformación es de 375 MVA.

La línea que se origina en Pisayambo se interconecta con la Subestación Vicentina Inecel.

La Empresa Eléctrica Quito controla la energía entregada por el Sistema Nacional Interconectado en las barras de 46 KV de sus subestaciones Santa Rosa y Vicentina a través de los transformadores de reducción 230 KV-138 KV y 138 KV - 46 KV. La ubicación y capacidad de estos últimos (138 KV-46 KV) se indica a continuación:

Subestación Santa Rosa Inecel.- 1 unidad trifásica de 46/60/75 MVA.

Subestación Vicentina Inecel.- 2 unidades trifásicas de 33/43 MVA. cada una. Una de estas unidades ha tenido que ser retirado del sistema, por un daño ocurrido en el terciario del transformador el 6 de Enero de 1985.

Por tanto, la potencia máxima que puede suministrar el Sistema Nacional Interconectado está limitada por la capacidad de este último equipo de transformación, siendo ésta de 161 MVA en condiciones normales. Actualmente la máxima capacidad disponible es menor a 120 MVA.

El siguiente cuadro resume las Fuentes de Suministro de Energía al Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito.

Cuadro No. 3.4.

<u>Fuente Hidráulica</u>	Capacidad
Propia (local)	75 MW
SNI	108 MW
 <u>Fuentes Térmicas Locales</u>	
Propia	50 MW
SNI	75 MW
Máximo Local	<hr/> 125 MW
Máximo SNI	181 MW

Nota: En condiciones normales se utiliza la generación hidráulica - tanto local como proveniente del SNI, y como complemento y para cubrir la demanda máxima se utiliza la generación térmica local.

Una falla en el SNI, permite contar con una potencia máxima aproximadamente igual a la máxima demanda, lo cual es una situación crítica (200 MW).

Para este año, 1985, se proyecta la entrada de otra subestación de interconexión con el SNI, la subestación Selva Alegre de una capacidad de 241 MW.

Como puede apreciarse, cada vez es mayor el porcentaje de energía recibido por este sistema del SNI.

3.2.2. Subestaciones

Debido a la configuración de la ciudad y a la dificultad de construir líneas aéreas de 46 KV en zonas densamente pobladas, las subestaciones pertenecientes al sistema se localizan en los bordes oriental y occidental del área urbana.

El circuito de subtransmisión en estudio, básicamente cuenta con dos tipos de subestaciones: Subestaciones de subtransmisión y subestaciones de distribución.

Las subestaciones de subtransmisión son de seccionamiento y maniobra, en ellas no se realiza transformación, sirven para separar los circuitos conectados a ellas permitiendo la debida coordinación de protección de las mismas y para modificar los caminos por donde llega la generación o sale la carga.

Las principales subestaciones de subtransmisión operadas por la Empresa Eléctrica Quito son: Vicentina, Santa Rosa, Epiclachima, Norte y Sur. A éstas llega la energía desde las barras de generación de las centrales locales y desde las barras colectoras del Sistema Nacional Interconectado, para luego alimentar las subestaciones de distribución del sector urbano.

En la zona periférica se tienen dos subestaciones que también realizan seccionamiento: San Rafael y Guangopolo.

Las subestaciones Norte y Sur presentan el esquema de barra princi-

pal y transferencia, las demás subestaciones están dispuestas en la forma de disyuntor y medio.

A continuación se resumen las características principales para cada una de ellas:

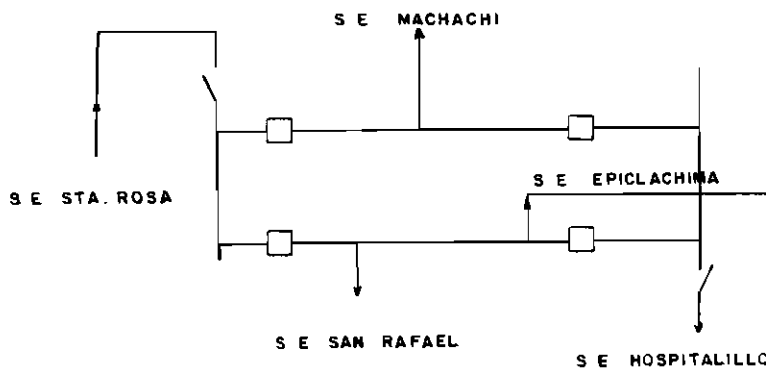
1. Subestación Santa Rosa (46 KV)

Esta subestación se alimenta a través de un transformador de 138-46 KV, 75 MW de la Subestación Santa Rosa Inceel (SNI). De ella salen líneas para alimentar las siguientes subestaciones:

- Epiclachima
- San Rafael
- Machachi
- Mediante un switch normalmente abierto se interconecta con la subestación Hospitalillo.

Esta ubicada al Sur del área urbana de Quito.

Fig. 3.11. S/E Santa Rosa



2. Subestación Epiclachima

Se trata de una subestación de seccionamiento (46 KV) y de reducción (46 KV/22 KV - 6.3 KV), localizada en la Panamericana Sur.

Fuentes de energía : El patio de 46 KV recibe la alimentación proveniente de la Subestación Sur y de la Subestación Santa Rosa.

Puntos que alimenta: S/E No. 3 a 46 KV.

S/E Argelia y Hospitalillo desde su barra de 23 KV.

En su patio de 6.3 KV se conectan dos primarios de distribución.

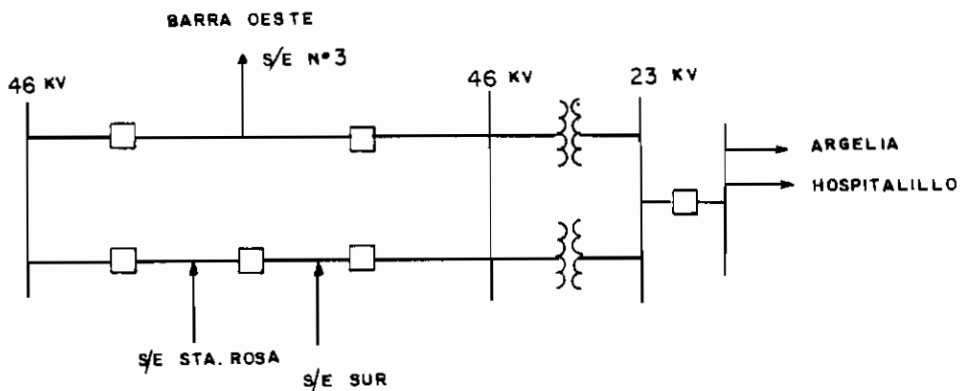


Fig. 3.12.

3. Subestación Sur

La Subestación Sur, se ubica al Sur de Quito en el sector de Luluncoto.

El patio de 46 KV recibe las líneas que conectan esta subestación -

con las subestaciones Vicentina y Epiclachima, al circuito de la Central Guangopolo No. 2, la interconexión con la Central Luluncoto, las líneas de alimentación a las Subestaciones 6 y 8, 4 y Sur Móvil y finalmente la alimentación del autotransformador 46/22 KV, que unifica los voltajes de subtransmisión del sistema.

El patio de 22 KV recibe los dos circuito provenientes de la Central Hidráulica Guangopolo.

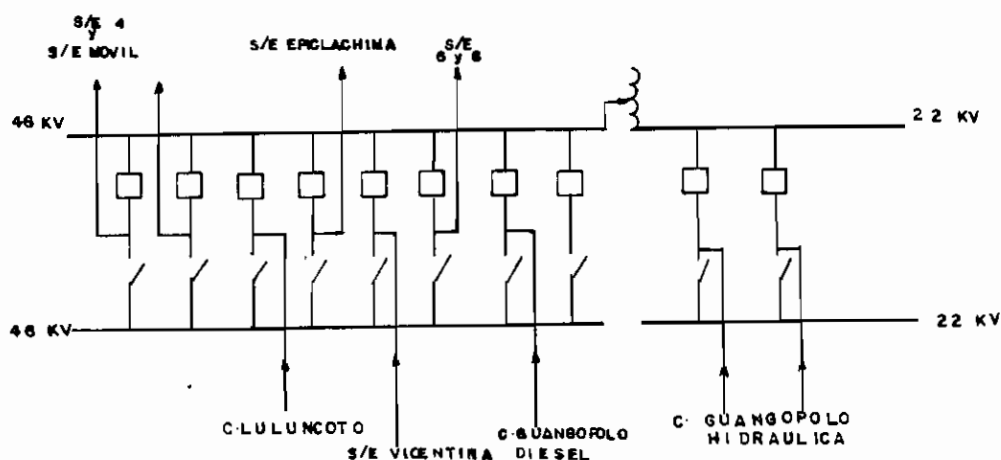


Fig. 3.13.

4. Subestación Vicentina

La Subestación Vicentina está ubicada junto a la central Vicentina - Incel, la misma que entrega parte de la potencia suministrada por el SNI a través de dos unidades transformadoras (138-46 KV) de 33/43 MVA.

Además de los circuitos provenientes del SNI, la subestación Vicentina recibe las líneas provenientes de las siguientes subestaciones de seccionamiento y distribución:

- Subestación Sur
- Subestación Norte
- Subestación No. 12, 14 y Carolina.
- Subestación 10 N, 10 V y 9.

El nivel de voltaje de operación es de 46 KV.

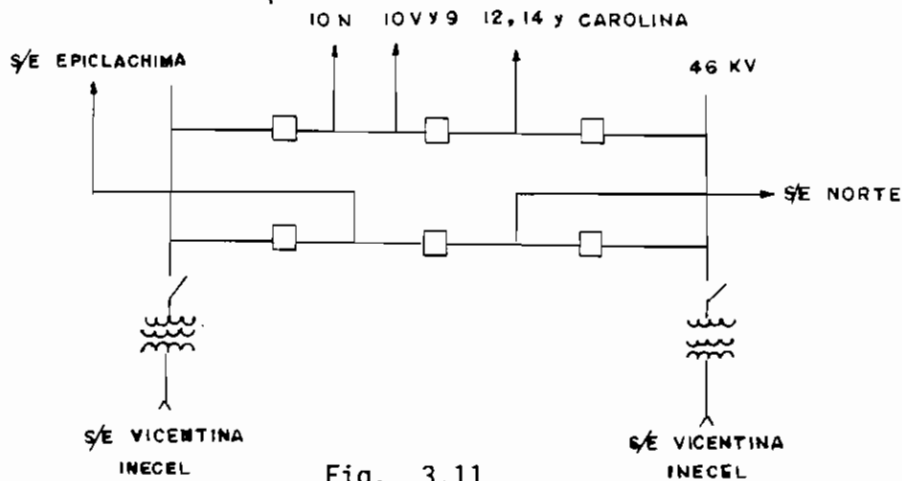


Fig. 3.11.

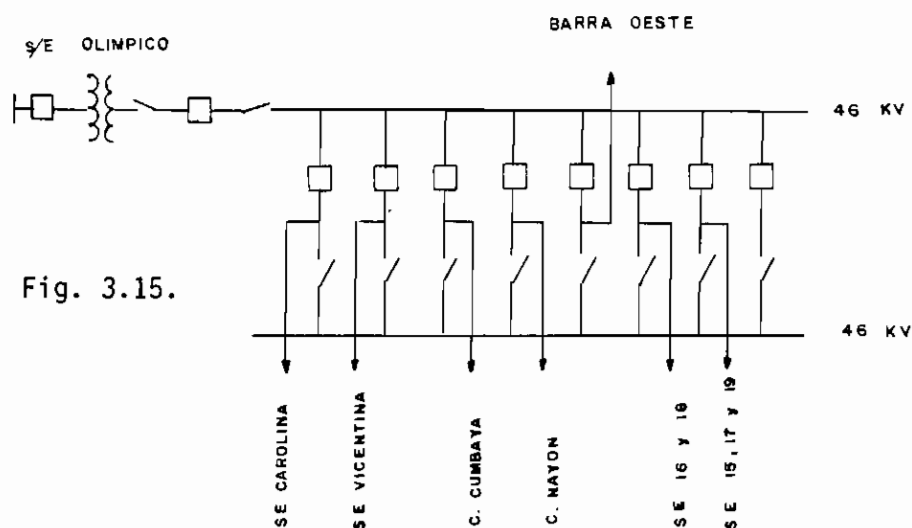
3. Subestación Norte (46 KV)

Se alimenta de la energía proveniente de las centrales Nayón y Cumbayá a 46 KV. También llegan a esta subestación dos líneas que la interconectan con la subestación Vicentina, una de ellas opera con un switch normalmente abierto y se derivan las subestaciones 12, 14 y Carolina.

En la Subestación Norte termina la denominada barra Oeste (interconexión de las subestaciones Epiclachima y Norte) de la que se derivan las subestaciones de distribución No. 13, No. 11 y No. 3.

Además la subestación Norte alimenta en forma radial a las subesta-

ciones 16 y 18, 15, 17 y 19. Por último, a la barra principal se conecta un transformador 46-6.3 KV que entrega energía a dos alimentadores primarios (S/E Olímpico).



En las subestaciones de distribución, por otra parte, se reduce el voltaje de 46 KV a los niveles de voltaje de los alimentadores primarios, esto es 6.3 KV en el área urbana y 13.2 KV en el sector rural.

Por lo general las subestaciones de distribución del Sistema Quito se localizan en el terminal de las líneas de alimentación y puesto que tienen alimentación única en el lado de A/T (las de reciente construcción podrían tener máximo dos alimentaciones), no poseen barras en el lado de llegada de las líneas. En cambio, en el lado de baja tensión, que tiene varias salidas, sí se tienen barras colectoras. Es común a todas las S/E de distribución en estudio la protección de la salida a través de un disyuntor automático, después del transformador de reducción.

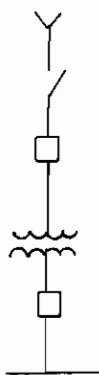
En el lado de alta tensión, sí hay diferencia en cuanto al equipo

instalado para la conexión de las líneas y protección del transformador. Las subestaciones de mayor capacidad poseen interruptor automático. En el esquema más generalizado en el lado de 46 KV se protege al transformador por medio de seccionador-fusible tripolar.

En cuanto a los transformadores de reducción, la mayor parte de las subestaciones cuentan con un sólo transformador.

Distinguiremos dos esquemas tipo:

Esquema A - A



Esquema F - A

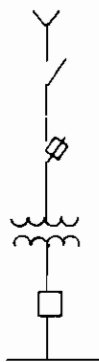


Fig. 3.16.

El cuadro No. 3.5. resume las características de las principales subestaciones de distribución.

3.2.3. Líneas

El Sistema de Redes de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito consta básicamente de tres tipos de líneas de acuerdo con la función que éstas desempeñan. En primer lugar se tienen las líneas que interconectan las fuentes de alimentación del sistema con las

Cuadro No. 3.5.

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO (Abril 1985)

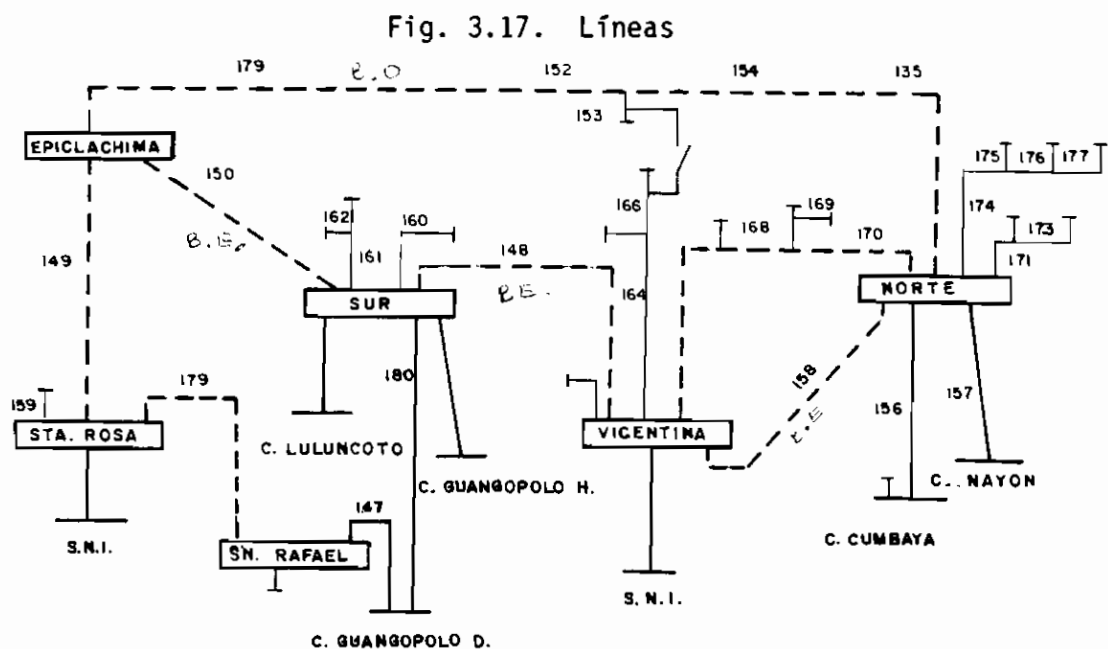
S/E NOMBRE	LOCALIZACION SECTOR	ALIMENTACION ORIGEN	DEMANDA CDINCIDENTE	POTENCIA NOMINAL TR. DE FUERZA	NIVEL DE VOLTAJE A/T - B/T	ESQUEMA TIPO
OLIMPICO (1)	Centro Norte	S/E Norte	6.189 Mw	15 MW	46-6.3	A - A
SUR MOVIL (2)	Centro Sur	S/E Sur	4.29	15	46-6.3	F - A
3	Sur	Barra Oeste	9.17	6.25	46-6.3	F - A
4	Centro Sur	S/E Sur	4.27	5	46-6.3	F - A
6	Centro	S/E Sur	7.46	5	46-6.3	F - A
8	Centro	S/E 6 (Sur)	8.34	8	46-6.3	F - A
9	Centro Norte	Vicentina	9.01	8	46-6.3	F - A2
10V	Centro	Vicentina	4.8	5	46-6.3	F - A
10N	Centro	Vicentina	11.3	15	46-6.3	A - A
11	Centro Norte	*Barra Oeste	9.9	8	46-6.3	F - A
12	Centro Norte	Vicentina	4.9	8	46-6.3	F - A
13	Centro Norte	Barra Oeste	4.3	5	46-6.3	F - A
14	Centro Norte	*Barra Este 1	7.2	8	46-6.3	F - A
15	Norte	Norte	9.4	15	46-6.3	A - A
16	Norte	Norte	16.8	15	46-6.3	A - A2
17	Norte	Norte	10.5	5	46-6.3	F2 - A
18	Norte	Norte	5.7	5	46-23	A - F
19	Norte	Norte	12.3	8	46-13.2	A - A
EPICLACHIMA	Sur	Epíclachima	1.84	3x1.333	22-6.3	F - A
ARGELIA	Sur	Epíclachima	3.9	2.5	22-6.3	F - A
HOSPITALILLO	Sur	Barra Este 1	0.404	1	22-6.3	F - A
CAROLINA	Norte	Vicentina	7.48	15	46-6.3	F - A
SAN RAFAEL	Los Chillos	San Raf. Secc.	3	3	46-13.2	A - A
TUMBACO	Tumbaco	C. Cumbayá	8.22	15	46-22	A - F
MACHACHI	Pan. Sur	Santa Rosa	0.19	6	46-23	A - F
MACHACHI PROV.	Pan. Sur	Santa Rosa	1.19	3x1.33	22-6.3	F - A
ENKADOR	Los Chillos	C. Los Chillos	4.97	5	46/22-13.2	
BOCATOMA	Bocatoma	C. Los Chillos	0.5	0.33	46-13.2	

*Barra Oeste . Línea de Interconexión de las S/E Norte y Epíclachima.

*Barra Este 1. Línea de Interconexión de las S/E Vicentina y Norte.

subestaciones de subtransmisión (seccionamiento). Otro tipo de líneas son aquellas que a 46 KV unen entre sí las subestaciones de seccionamiento y forman el anillo de subtransmisión; y por último están las líneas que partiendo de las S/E de seccionamiento o derivándose de la interconexión de las mismas alimentan a las subestaciones de distribución.

El cuadro No. 3.6. contiene los datos generales de las líneas constituyentes del sistema de subtransmisión, y que se representan en el siguiente esquema simplificado.



1. CONEXION GENERACION - S/E DE SECCIONAMIENTO

Dada la proximidad entre los centros de generación (propios) y los centros de carga, las líneas que llevan la energía desde los puntos de suministro hasta la subestación de seccionamiento la hacen a niveles de voltaje de subtransmisión. La longitud de estas líneas es reducida, variando entre 5 y 16 Kms.

La interconexión del SNI con el sistema Quito se realiza a través de las subestaciones de Subtransmisión Inecel. Estas reciben la energía proveniente de Santo Domingo y Pisayambo a niveles de Transmisión 230 KV y 138 KV respectivamente. La línea Santo Domingo - Santa Rosa Inecel es de una longitud de 78 Km; la línea Pisayambo - Vicentina Inecel es de conductor 477MCM ACSR, 123 Km.

La conexión entre las centrales de generación y las subestaciones principales se realiza a 46 KV en su mayor parte, exceptuando la Central Guangopolo Hidráulica que se une a la S/E Sur mediante una línea doble terna a 22 KV.

Cada Central de generación se conecta a una subestación de seccionamiento.

2. LINEAS QUE INTERCONECTAN LAS S/E DE SECCIONAMIENTO

Se encuentran ubicadas tanto en el área periférica como en los bordes del área urbana Quito. Su nivel de voltaje es de 46 KV.

La "Barra Este" y la "Barra Oeste" forman un anillo mediante la interconexión de las S/E Epiclachima, Sur, Vicentina, Norte y Epiclachima. Las subestaciones de Distribución del Sector Norte, no están incluidas en dicho anillo.

Se conoce como "Barra Este" el conjunto de líneas que unen las subestaciones Epiclachima, Sur, Vicentina y Norte. Esta "barra" está

equipada con dispositivos de seccionamiento ubicados a la salida de las barras.

Por el borde Occidental de la ciudad, se enlaza la subestación Epi clachima y Norte, mediante varios trechos de línea de conductor 477 MCM ACSR, cuya longitud total es de alrededor de 20 Km. También es tas líneas que forman la llamada "Barra Oeste" están equipados con dispositivos de seccionamiento.

3. LINEAS QUE ALIMENTAN A LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

El anillo formado por la "Barra Este" y la "Barra Oeste" opera nor malmente cerrado y a partir de él se derivan las líneas que alimen tan las subestaciones de distribución localizadas en la zona urbana de Quito en el Sector Central y Sur.

Las subestaciones 15, 16, 17, 18 y 19 ubicados en el Sector Norte de la ciudad se alimentan en forma radial desde la S/E Norte de sec cionamiento.

Como se aprecia en la Fig. No. 3.17. tampoco entran en el anillo - las subestaciones de distribución que sirven en el área Periférica y Rural.

La disposición de estas líneas es la siguiente:

De la subestación Santa Rosa y en forma radial se alimenta la subes tación Machachi a 46 KV. La S/E Machachi Provisional se interconec-

Cuadro No. 3.6.

Datos Generales de Líneas

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO (Abril 1985)

NUMERO ASIGNADO	DE/A	LONGITUD Km	NIVEL DE VOLTAJE KV	LIMITE TERMICO KVA	NO. CKT	CONDUCTOR TIPO
a.- Conexión Generación - S/E Seccionamiento						
156	C. Cumbayá Norte	6.1	46	53	2	477 ACSR
157	C. Nayón Norte	6.1 2.8	46	53 53	2 1	477 ACSR
147	C. Guangopolo S/E San Rafael	3.39	46	53	1	477 ACSR
185	C. Pasochoa S/E San Rafael	16	46	24	1	3/0 ACSR
180	C. Guangopolo S/E Sur	8.1	46	53	2	477 ACSR
186	C. Guangopolo H. S/E Sur	6.8	22.8	27 12	1 1	277 ACSR 1/0 CU
149	Santa Rosa Epichachima	9.75	46	53	2	477 ACSR

NUMERO ASIGNADO	DE/A	LONGITUD Km	NIVEL DE VOLTAJE KV	LIMITE TERMICO KVA	No. CKT	CONDUCTOR TIPO
b.- Conformación del anillo						
150	Epiclachima/Sur	5.96	46	53	1	477 ACSR
148	Vicentina/Sur	5.4	46	47	1	397.5 ACSR
158	Vicentina/Norte	6.6	46	53	2	477 ACSR
167	Vicentina/Norte	0.75	46	53	1	477 ACSR
168	S/E # 12 S/E # 14	1.01 1.75	46	47	1 1	477 ACSR 397.5 ACSR
164	S/E # 12 S/E Carolina	0.8	46	21.5	1	2/0 ACSR
170	S/E Norte D S/E Carolina	1.2	46	47	1	397.5 MCM
179	Epiclachima S/E # 13	4	46	53	1	477 ACSR
152	S/E # 13 DERV # 11	9.17	46	53	1	477 ACSR
153	S/E # 11 DERV # 11	1.35	46	37	2	266.8 ACSR
154	DERV. # 11 S/E # 13	2.12	46	53	1	477 ACSR
155	S/E # 13 S/E Norte	3.4	46	53	1	477 ACSR
179	Sta. Rosa Sn. Rafael	13.74	46	53	1	477 ACSR

NUMERO ASIGNADO	DE/A	LONGITUD Km	NIVEL DE VOLTAJE KV	LIMITE TERMICO KVA	No. CKT	CONDUCTOR TIPO
c.- Alimentación de S/E de Distribución.- Forma radial						
160	S/E Sur S/E # 4	1.7	46	37	1	266.8 ACSR
161	S/E Sur S/E # 6	1.3	46	53	1	477 ACSR
162	S/E # 6 S/E # 8	0.56	46	37	1	266.8 ACSR
164	Vicentina 10V	1.3	46	53	1	477 ACSR
166	S/E 10 V S/E # 9	2.1	46	24	1	1/0 CU
171	S/E Norte Deriv. S/E I6	1.8	46	53	1	477 ACSR
173	Deriv. S/E # 16 S/E # 18	6.00	46	53	1	477 ACSR
172	Deriv. S/E # 16 S/E # 16	0.63	46	53	1	477 ACSR
175	Deriv. S/E # 15 S/E # 15	1.2	46	53	1	477 ACSR
174	S/E Norte Der. # 15	2.47 1.92	46	37	1 1	477 ACSR 266.8
176	Deriv. S/E # 15 S/E # 17	2.1	46	37	1	266.8 ACSR
177	S/E 17 S/E 19	4.4	46	37	1	266.8 ACSR
159	Sta. Rosa Machachi	11.77	46	53	1	477 ACSR

ta con el patio de 23 KV de la subestación Santa Rosa.

La Subestación San Rafael recibe las líneas de alimentación desde la subestación Santa Rosa, de la Central Paschoa y se interconecta a 46 KV con la Central Gualberto Hernández.

La subestación Tumbaco recibe alimentación radial desde las barras de la subestación de la Central Cumbayá.

3.2.4. Equipos

Los principales equipos de un sistema de subtransmisión son las barras, disyuntores, líneas, transformadores, seccionadores y equipos de protección.

Parte del equipamiento de la Empresa Eléctrica Quito ha sido ya presentado en los numerales anteriores. Así, en las Tablas 3.1. y 3.2. se indican las centrales de generación operadas por la Empresa. Al hablar de las subestaciones de seccionamiento se presentó en sus respectivos esquemas los principales equipos de fuerza que las conforman (barras, disyuntores y seccionadores). El cuadro No. 3.6. resume las principales características de las líneas. También se ha descrito ya la configuración y por tanto parte del equipo existente en las subestaciones de distribución.

Las características y disposición tanto del equipo de fuerza ya mencionado, como del equipo de protección y medida se encuentra descrito en la referencia (13) de donde fue tomada la información del cu

dro No. 3.7. En dicho cuadro se indica el equipo disponible en va
rias subestaciones de distribución, y permite tener una visión cla
ra del equipamiento de la Empresa.

3.2.5. Diagrama Unifilar (Ver Anexo 1)

Empresa Eléctrica Quito
Equipos por Subestación (sin incluir primarios)

Cuadro No. 3.7.

SUBESTACION	OLIMPICO	MOVIL	15	10 V	10 N
TRANSFORMADOR POR FUERZA: Tipo de enfriamiento Potencia nominal MVA Voltaje nominal KV P/S/T	OA/FA - 15/20 MVA 15 46/6.3	(1) OA:FA 5/6.25 MVA 5 43.8/6.3 (2) OA 6.25 MVA 6.25 43.8/6.3	OA/FA - 15/20 15 46/6.3	OA/FA - 5/6.25 5 43.8/6.3	OA/FA - 15/20 15 46/6.3
INTERRUPTOR AUTOMATICO: Voltaje nominal KV Corriente nominal A Cap. de Inter. KA	(1) 72.5 1250 21.60 (2) 5 2500 31.5	6.3 1.200 235 MVA	46 15 600 2500 500MVA 31.5KA	6 1000 200 MVA	15 1250 31.5 KA
SECCIONADOR TRIPOLAR: Voltaje nominal KV Corriente nominal A	46 1200	46 800	46 1200	46 1200	46 1800
SECCIONADOR FUSIBLE: Voltaje nominal KV Corriente nominal A Cap. de Interrup. Tira fusible	6.3 400 350 MVA 40 A	6.3 400 350 MVA 40 E	6.3 400 350 MVA 40 E	69/72.5 6.3 200 7 KA 250MVA 100 E 25 A	6.3 400 350 MVA 40 E
PARARRAYOS: Voltaje de servicio KV Voltaje nominal KV	(1) 39 46 (2) 6 6.3	39 46	39 6 46 6.3	39 6 46 6.3	39 6 46 6.3
TRANSF. DE SERVICIO AUX. Voltaje nominal Potencia nominal KVA	6300/208/120 75	6300/208/120 75	6300/208/120 75	6300-121/210 10	6300-208/120 75

Cuadro No. 3.7.b. Equipos por Subestación

SUBESTACION	TRANSF. DE CORRIENTE VN KV	TRANSF. DE POTENCIA R. DE TRANSF.	TRANSF. DE POTENCIA VN KV	RELES DE POTENCIA FUNCION	INSTRUMENTOS DE MEDICION MAGNITUD	RELES DE POTENCIA FUNCION	INSTRUMENTOS DE MEDICION MAGNITUD	RELES DE POTENCIA FUNCION	INSTRUMENTOS DE MEDICION MAGNITUD
Olímpico	46	600/300/5	6.3	$\frac{7200}{3} / \frac{120}{3}$	87	KV	0 - 7.2		
	46	1200/600/5			51	MVAR	0 - 14		
	6.3	2400/1200/5			51N	MW	0 - 14		
	6.3	300/500/5				A	0 - 600		
	6.3	300/500/5 1200/5							
Móvil	6.3	1200/600/5	6.3	7.200/120	51	A	0 - 1000		
	6.3	1200/600/5			51N	V	0 - 7200		
15	46	3000/500/5	6.3	$\frac{7200}{3} / \frac{120}{3}$	51	V	0 - 7200		
	46	1200/600/5			51N				
	46	600/300/5			27				
10V	6.3	800/5	6.3	$\frac{6300}{3} / \frac{120}{3}$	51	KV	0 - 8		
	6.3	800/5			50N	A	0 - 800		
	6.3	800/5				MW	0 - 10		
10N	6.3	3000/500/5	6.3	$\frac{7200}{3} / \frac{3}{3}$	51	A	0 - 400		
	6.3	2400/1200/5			50N	MVAR	0 - 14		
	6.3	1200/600/5	6.3	$\frac{7200}{3} / \frac{3}{3}$		MW	0 - 14		
						A	0 - 1200		
						KV	0 - 7.2		

C A P I T U L O I V

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA
ELECTRICA QUITO

Todo estudio de confiabilidad requiere, primeramente, de una completa comprensión del sistema que se analiza. Por esta razón, previo a la evaluación cuantitativa de la confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito se realizó, en el capítulo anterior, su descripción.

- Representación del Sistema.-

Una vez conocido el sistema, se procede a representarlo de modo de facilitar su análisis. En la Fig. No. 4.1. se entrega el esquema del circuito empleado para la presente evaluación, el mismo que se ajusta a los requerimientos del programa de computador desarrollado en esta tesis y expuestos en 2.2.

Los sentidos de flujo de potencia indicados en cada elemento fueron definidos en base a flujos de carga del sistema y considerando tanto la potencia efectiva de las barras de generación como la potencia demandada en las barras de carga. Puesto que el programa digital asume como único criterio de confiabilidad, la continuidad entre el o los puntos de carga y las barras de generación sin tener en cuenta que la energía de estas es limitada, la indicación de posible sentido de flujo de las distintas ramas se emplea como medio para reducir las trayectorias entre las barras de carga y las fuentes

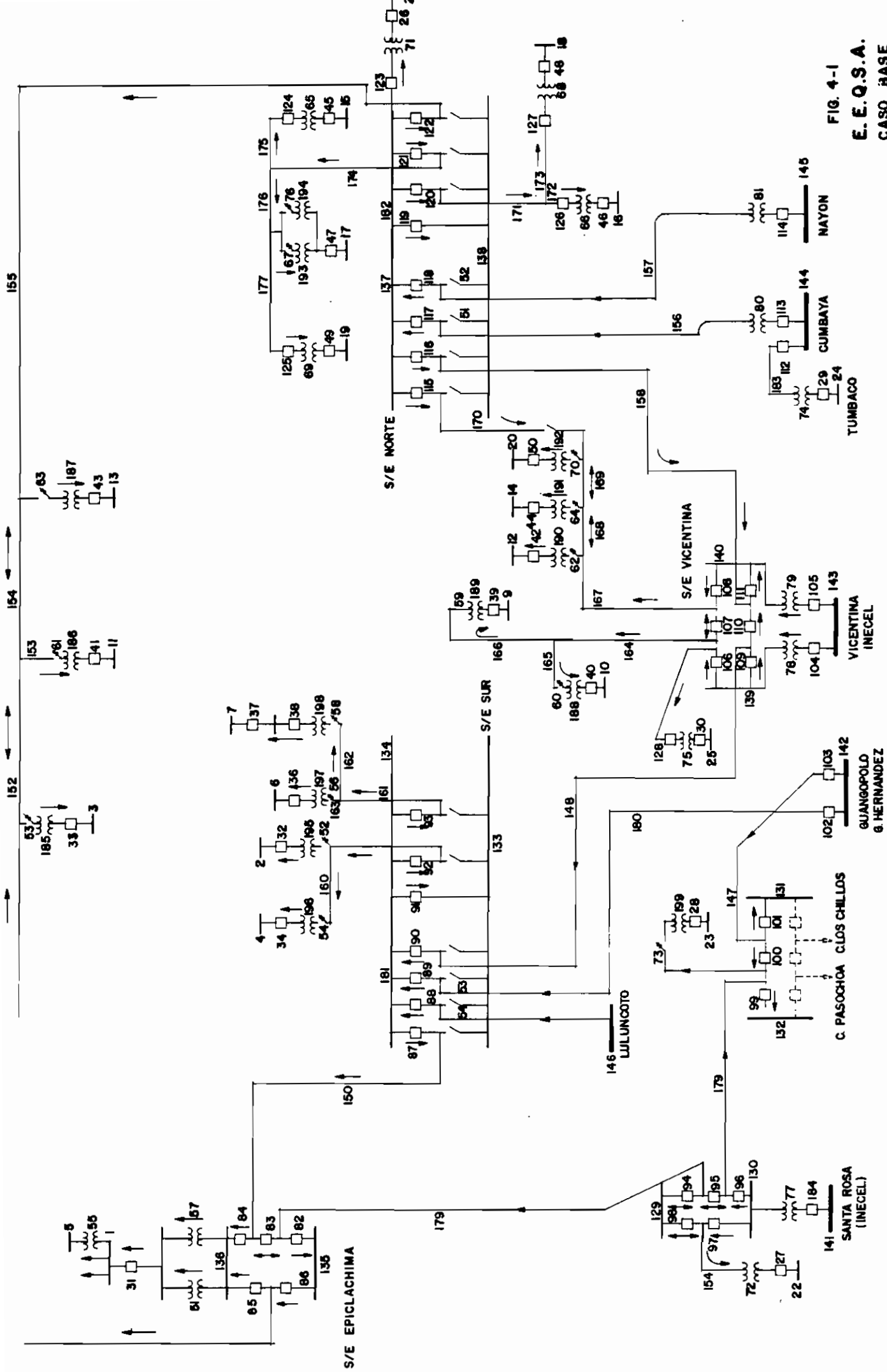


FIG. 4-1
E.E.Q.S.A.
CASO BASE

tes de energía o, dicho de otro modo, para limitar el número de barras de carga que pueden abastecerse de la energía proveniente de una determinada barra de generación. Con el mismo criterio, no se incluyeron en el análisis las centrales cuya potencia efectiva es menor a 15 MW (Pasochoa, Machachi, Los Chillos y Guangopolo Hidráulica).

Los elementos que conforman el sistema se agrupan de la manera que se indica. Cada grupo tiene diferentes valores estadísticos de falla reparación y mantenimiento.

- Barras de Carga (0).- En este grupo se encuentran las barras colectoras de las subestaciones de distribución.
- Barras Intermedias (1).- Las barras de las subestaciones de seccionamiento.
- Disyuntores de B/T (2).- En este grupo se ubicaron a los disyuntores del lado de baja tensión de la S/E de distribución.
- Disyuntores de A/T (3).- Los disyuntores que trabajan a 138 KV o a 46 KV.
- Líneas (4).- Todas las líneas se ubicaron en este grupo, se asume que todas presentan los mismos parámetros de confiabilidad por unidad de longitud.
- Barras de Generación (6).- Además de las barras de generación pro

piamente dichas, se incluyen las de las subestaciones Santa Rosa Incecl y Vicentina Incecl (SNI).

- Transformador de A/T (7).- Los transformadores de las subestaciones de subtransmisión (138/46 KV).
- Transformador de B/T (8).- Los transformadores de las subestaciones de Distribución.
- Fusibles (11).- Elementos de interrupción no sujetos a fallas.

A continuación se presentan los datos de confiabilidad y de topología del sistema entregados al programa digital, como también los resultados del mismo: estados de corte mínimo de cada barra de carga e índices de confiabilidad, obtenidos cuando el criterio de falla asumido es la interrupción de continuidad en cualquiera de las barras de carga consideradas.

Los datos básicos de confiabilidad de cada tipo de componente fueron tomados de las referencias 5 y 6.

- Interpretación de los resultados

Para facilitar la interpretación de los resultados entregados por el programa digital, se ha considerado de importancia, la siguiente explicación:

- a) De los estados de corte mínimo.-

Tenemos como ejemplo uno de los estados de corte mínimo de la barra No. 1, el SR 82-87. (Pág. 137).

De la Fig. No. 4.1. se tiene que:

82 Interruptor S/E Epiclachima

87 Interruptor S/E Sur.

Por tanto, el mencionado estado de corte mínimo indica que si simul táneamente se produce la salida de servicio por reparación o mante nimiento del disyuntor 87 (87 R) y la falla del 82 operando la zona de protección de este último (82 S), se produce la desenergización de la barra No. 1 (Barra a 23 KV de la S/E Epiclachima).

b) De los índices de confiabilidad.-

El programa entrega como resultado la probabilidad, frecuencia y du ración media de fallas del sistema, como también esos parámetros de las estadías del sistema en los diferentes tipos de configuraciones que provocan su falla.

Así, por ejemplo, las fallas del sistema debido a contingencias tri ples, originada por la reparación de dos componentes independientes D y C simultánea a la reparación de un disyuntor B (BR CR DR), tal que C representa al conjunto de elementos protegidos por B (BR CR DR) tiene una probabilidad de ocurrencia de $.272 \times 10^{-8}$ y se espera - una falla de este tipo con una frecuencia de $.46 \times 10^{-5}$ fallas/año.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA
 DEPARTAMENTO DE POTENCIA

TESIS DE GRADO

TITULO: CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA E.E.Q.S.A.

DIRIGIDO POR: ING. ALFREDO MENA P.
 REALIZADO POR: MARIA DE LOS ANGELES PLAZA O.
 MAYO DE 1985

OBJETIVO:

DETERMINAR INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA Y ENTREGAR INFORMACION SOBRE LOS ESTADOS DE FALLA DEL MISMO.

METODO:

PARA EL CALCULO DE INDICATIVOS DE CONFIABILIDAD SE UTILIZA EL METODO DE ESPACIOS DE ESTADO. SE REQUIERE PARA ELLO DE VARIOS ALGORITMOS QUE ANALIZAN LOS ESTADOS DE INTERES (COMBINACIONES DE CIERTOS COMPONENTES EN OPERACION OTROS EN REPARACION, ETC.) Y SELECCIONAN LOS DE CORTE MINIMO.
 CADA COMPONENTE PRESENTA LOS SIGUIENTES ESTADOS DE FALLA:
 R: COMPONENTE EN REPARACION,
 M: COMPONENTE EN MANTENIMIENTO.
 S: COMPONENTE EN ESTADO DE FALLA ANTERIOR A LA OPERACION DE MANIOBRA.

SISTEMA ANALIZADO:

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA E.E.Q.S.A

DATOS DE ENTRADA:

TIPO DE COMPONENTE

CODIGO	EQUIVALENCIA
0	BARRAS DE CARGA
1	BARRAS INTERMEDIAS
2	INTERRUPTORES A/T
3	INTERRUPTORES B/T
4	LINEAS TIPO 1
6	BARRAS DE ALIMENTACION
7	TRANSFORMADORES A/T
8	TRANSFORMADORES B/T
11	FUSIBLES

 DATOS DE FALLA DE COMPONENTES

TIPO DE COMPONENTE	CANTIDAD	F (1/año)	TR (hr)	TS (hr)	FM (1/año)	TM (hr)
1	16	0.0029	21.10	1.00	1.0000	10.00
2	48	0.0030	70.00	1.00	1.0000	10.00
3	25	0.0037	27.00	1.00	1.0000	8.00
4	35	0.0051	50.40	1.00	1.0000	12.00
6	6	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.00
7	5	0.0120	168.00	1.00	1.0000	10.00
8	26	0.0800	168.00	1.00	1.0000	10.00

 DATOS ADICIONALES PARA INTERRUPTORES:

TIPO DE COMPONENTE	FZ (1/año)	P
2	0.0260	0.0015
3	0.0150	0.0015

 DATOS DE TOPOLOGIA DEL SISTEMA

ELEMENTO NUMERO	DIRECCION DE FLUJO	ELEMENTOS CON QUE SE CONECTA			EXTREMO B			TIPO DE COMPONENTE
		EXTREMO A						
1	0	31	0	0	0	0	0	0
2	1	32	0	0	0	0	0	0
3	1	33	0	0	0	0	0	0
4	1	34	0	0	0	0	0	0
5	1	35	0	0	0	0	0	1
6	1	36	0	0	0	0	0	0
7	1	37	0	0	0	0	0	1
8	0	38	0	0	0	0	0	0
9	1	39	0	0	0	0	0	0
10	1	40	0	0	0	0	0	0
11	1	41	0	0	0	0	0	0
12	1	42	0	0	0	0	0	0
13	1	43	0	0	0	0	0	0
14	1	44	0	0	0	0	0	0
15	1	45	0	0	0	0	0	0
16	1	46	0	0	0	0	0	0
17	1	47	0	0	0	0	0	0
18	1	48	0	0	0	0	0	0
19	1	49	0	0	0	0	0	0
20	1	50	0	0	0	0	0	0
21	1	26	0	0	0	0	0	0
22	1	27	0	0	0	0	0	0
23	1	28	0	0	0	0	0	0
24	1	29	0	0	0	0	0	0
25	1	30	0	0	0	0	0	0
26	0	71	0	0	31	0	0	3
27	0	72	0	0	22	0	0	3
28	0	73	0	0	23	0	0	3
29	0	74	0	0	24	0	0	3
30	0	75	0	0	25	0	0	3
31	0	51	57	0	1	0	0	3
32	0	195	0	0	2	0	0	3
33	0	185	0	0	3	0	0	3
34	0	196	0	0	4	0	0	3
35	0	55	0	0	5	0	0	3
36	0	197	0	0	6	0	0	3
37	0	0	0	0	7	0	0	3
38	0	198	0	0	8	0	0	3
39	0	189	0	0	9	0	0	3
40	0	188	0	0	10	0	0	3
41	0	186	0	0	11	0	0	3
42	0	190	0	0	12	0	0	3
43	0	187	0	0	13	0	0	3
44	0	191	0	0	14	0	0	3
45	0	65	0	0	15	0	0	3
46	0	66	0	0	16	0	0	3
47	0	193	194	0	17	0	0	3
48	0	68	0	0	18	0	0	3
49	0	69	0	0	19	0	0	3
50	0	192	0	0	20	0	0	3
51	0	136	0	0	31	57	0	8
52	0	160	92	0	195	0	0	11
53	0	151	152	0	185	0	0	11
54	0	160	0	0	196	0	0	11
55	0	0	0	0	35	0	0	8
56	0	163	0	0	197	0	0	11

57	0	136	0	0	31	51	0	8
58	0	162	0	0	198	0	0	11
59	0	166	178	0	189	0	0	11
60	0	165	0	0	188	0	0	11
61	0	153	0	0	186	0	0	11
62	0	167	168	0	190	0	0	11
63	0	154	155	0	187	0	0	11
64	0	168	169	0	191	0	0	11
65	0	124	0	0	45	0	0	8
66	0	126	0	0	46	0	0	8
67	0	176	76	177	193	0	0	11
68	0	127	0	0	48	0	0	8
69	0	125	0	0	49	0	0	8
70	0	169	0	0	192	0	0	11
71	0	123	0	0	26	0	0	8
72	0	159	0	0	27	0	0	8
73	0	179	100	0	28	0	0	8
74	0	183	0	0	29	0	0	8
75	0	128	0	0	30	0	0	8
76	0	176	177	67	194	0	0	11
77	0	184	0	0	130	0	0	7
78	0	104	0	0	139	0	0	7
79	0	105	0	0	140	0	0	7
80	0	113	0	0	156	0	0	7
81	0	114	0	0	157	0	0	7
82	0	149	83	0	135	0	0	2
83	1	82	149	0	84	150	0	2
84	0	83	150	0	136	0	0	2
85	0	86	151	0	136	0	0	2
86	0	135	0	0	151	85	0	2
87	0	134	0	0	150	0	0	2
88	0	146	0	0	181	0	0	2
89	0	180	0	0	181	0	0	2
90	0	148	0	0	181	0	0	2
91	0	134	0	0	133	0	0	2
92	0	134	0	0	160	52	0	2
93	0	134	0	0	161	0	0	2
94	0	95	149	0	129	0	0	2
95	0	96	179	0	149	94	0	2
96	0	130	0	0	179	95	0	2
97	0	130	0	0	159	98	0	2
98	1	129	0	0	159	97	0	2
99	0	100	73	179	132	0	0	2
100	0	101	147	0	99	73	179	2
101	0	100	147	0	131	0	0	2
102	0	142	0	0	180	0	0	2
103	0	142	0	0	147	0	0	2
104	0	143	0	0	78	0	0	2
105	0	143	0	0	79	0	0	2
106	0	139	0	0	128	107	164	2
107	1	106	128	164	108	167	0	2
108	0	140	0	0	107	167	0	2
109	0	139	0	0	110	148	0	2
110	0	109	148	0	111	158	0	2
111	1	140	0	0	110	158	0	2
112	0	144	0	0	183	0	0	2
113	0	144	0	0	80	0	0	2
114	0	145	0	0	81	0	0	2
115	0	137	0	0	170	0	0	2
116	1	158	0	0	137	0	0	2
117	0	156	0	0	137	0	0	2
118	0	157	0	0	137	0	0	2
119	0	182	0	0	138	0	0	2
120	0	182	0	0	171	0	0	2

121	0	182	0	0	174	0	0	2
122	0	182	0	0	155	0	0	2
123	0	182	0	0	71	0	0	2
124	0	175	0	0	65	0	0	2
125	0	177	0	0	69	0	0	2
126	0	172	0	0	66	0	0	2
127	0	173	0	0	68	0	0	2
128	0	106	107	164	75	0	0	2
129	1	98	94	0	0	0	0	1
130	1	96	97	77	0	0	0	1
131	1	101	0	0	0	0	0	1
132	1	99	0	0	0	0	0	1
133	1	91	0	0	0	0	0	1
134	1	87	91	92	93	181	0	1
135	1	82	86	0	0	0	0	1
136	1	85	84	0	0	0	0	1
137	1	116	117	118	115	182	0	1
138	1	119	0	0	0	0	0	1
139	1	106	109	78	0	0	0	1
140	1	108	111	79	0	0	0	1
141	0	0	0	0	184	0	0	6
142	0	0	0	0	102	103	0	6
143	0	0	0	0	104	105	0	6
144	0	0	0	0	183	113	0	6
145	0	0	0	0	114	0	0	6
146	0	0	0	0	88	0	0	6
147	0	103	0	0	100	101	0	4
148	0	109	110	0	90	0	0	4
149	0	94	95	0	82	83	0	4
150	0	87	0	0	83	84	0	4
151	0	85	86	0	152	53	0	4
152	1	151	53	0	153	154	0	4
153	0	152	154	0	61	0	0	4
154	1	152	153	0	63	155	0	4
155	0	122	0	0	63	154	0	4
156	0	80	0	0	117	0	0	4
157	0	81	0	0	118	0	0	4
158	1	110	111	0	116	0	0	4
159	0	98	97	0	72	0	0	4
160	0	92	52	0	54	0	0	4
161	0	93	0	0	163	162	0	4
162	0	161	163	0	58	0	0	4
163	0	161	162	0	56	0	0	4
164	0	106	107	128	166	165	0	4
165	0	166	164	0	60	0	0	4
166	0	165	164	0	59	178	0	4
167	0	107	108	0	62	168	0	4
168	0	167	62	0	64	169	0	4
169	0	168	64	0	70	0	0	4
170	0	115	0	0	0	0	0	4
171	0	120	0	0	172	173	0	4
172	0	171	173	0	126	0	0	4
173	0	171	172	0	127	0	0	4
174	0	121	0	0	175	176	0	4
175	0	174	176	0	45	0	0	4
176	0	174	175	0	177	67	76	4
177	0	176	67	76	125	0	0	4
178	0	166	59	0	0	0	0	4
179	0	95	96	0	99	100	73	4
180	0	102	0	0	89	0	0	4
181	1	88	89	90	134	0	0	1
182	1	119	137	120	121	122	123	1
183	0	112	0	0	74	0	0	4
184	0	141	0	0	77	0	0	2

185	0	53	0	0	33	0	0	8
186	0	41	0	0	41	0	0	8
187	0	63	0	0	43	0	0	8
188	0	40	0	0	40	0	0	8
189	0	59	0	0	39	0	0	8
190	0	62	0	0	42	0	0	8
191	0	64	0	0	44	0	0	8
192	0	70	0	0	50	0	0	8
193	0	67	0	0	47	0	0	8
194	0	76	0	0	47	0	0	8
195	0	52	0	0	32	0	0	8
196	0	54	0	0	34	0	0	8
197	0	56	0	0	36	0	0	8
198	0	58	0	0	38	0	0	8

RESULTADOS:

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 1

R

1 31 136

S

51 57 83 84 85

RR

51- 57	77- 87	77-134	77-150	77-181	82- 84	84- 85	84- 86	84-135
87- 95	87- 96	87-130	87-149	87-184	95-134	95-150	95-181	96-134
96-150	96-181	130-134	130-150	130-181	134-149	134-184	149-150	149-181
150-184	181-184							

SR

82- 87	82-134	82-150	82-181	87- 82	87- 85	87- 86	87-135	88- 77
88- 95	88- 96	88-130	88-149	88-184	89- 77	89- 95	89- 96	89-130
89-149	89-184	90- 77	90- 95	90- 96	90-130	90-149	90-184	91- 77
91- 95	91- 96	91-130	91-149	91-184	92- 77	92- 95	92- 96	92-130
92-149	92-184	93- 77	93- 95	93- 96	93-130	93-149	93-184	94- 84
94- 87	94-134	94-150	94-181	95- 84	97- 87	97-134	97-150	97-181
99- 87	99-134	99-150	99-181	100- 87	100-134	100-150	100-181	122- 84
149- 84	150- 82	150- 85	150- 86	150-135	151- 84	152- 84	153- 84	154- 84
155- 84	179- 87	179-134	179-150	179-181				

SS

82- 88	82- 89	82- 90	82- 91	82- 92	82- 93	87-122	87-151	87-152
87-153	87-154	87-155	88- 94	88- 97	88- 99	88-100	88-179	89- 94
89- 97	89- 99	89-100	89-179	90- 94	90- 97	90- 99	90-100	90-179
91- 94	91- 97	91- 99	91-100	91-179	92- 94	92- 97	92- 99	92-100
92-179	93- 94	93- 97	93- 99	93-100	93-179	122-150	150-151	150-152
150-153	150-154	150-155						

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 2

R

2	32	92	134	181	195
---	----	----	-----	-----	-----

S

87	88	89	90	91	93	160
----	----	----	----	----	----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 3

R

3	33	185
---	----	-----

S

85	86	122	151	152	153	154	155
----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

82-122	82-137	82-152	82-154	82-155	82-182	86-122	86-137	86-152
86-154	86-155	86-182	122-135	122-151	135-137	135-152	135-154	135-155
135-182	137-151	151-152	151-154	151-155	151-182			

SR

83-122	83-137	83-152	83-154	83-155	83-182	94-122	94-137	94-152
94-154	94-155	94-182	95-122	95-137	95-152	95-154	95-155	95-182

115- 82	115- 86	115-135	115-151	116- 82	116- 86	116-135	116-151	117- 82
117- 86	117-135	117-151	118- 82	118- 86	118-135	118-151	119- 82	119- 86
119-135	119-151	120- 82	120- 86	120-135	120-151	121- 82	121- 86	121-135
121-151	123- 82	123- 86	123-135	123-151	149-122	149-137	149-152	149-154
149-155	149-182							

SS

83-115	83-116	83-117	83-118	83-119	83-120	83-121	83-123	94-115
94-116	94-117	94-118	94-119	94-120	94-121	94-123	95-115	95-116
95-117	95-118	95-119	95-120	95-121	95-123	115-149	116-149	117-149
118-149	119-149	120-149	121-149	123-149				

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 4

R

4	34	92	134	160	181	196
---	----	----	-----	-----	-----	-----

S

87	88	89	90	91	93
----	----	----	----	----	----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 6

R

6	36	93	134	161	163	181	197
---	----	----	-----	-----	-----	-----	-----

S

87	88	89	90	91	92	162
----	----	----	----	----	----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 8

R

8	38	93	134	161	162	181	198
---	----	----	-----	-----	-----	-----	-----

S

87	88	89	90	91	92	163
----	----	----	----	----	----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 9

R

9	39	164	166	189
---	----	-----	-----	-----

S

105	106	107	128	165	178
-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

78-107	78-108	78-140	104-107	104-108	104-140	106-107	106-108	106-140
107-139	108-139	139-140						

SR

79- 78	79-104	79-106	79-139	104- 80	104-111	104-113	104-116	104-117
104-137	104-156	104-158	109-107	109-108	109-140	111- 78	111-104	111-106
111-139	167- 78	167-104	167-106	167-139	168- 78	168-104	168-106	168-139
169- 78	169-104	169-106	169-139					

SS

79-109	104-110	104-112	104-115	104-118	104-119	104-120	104-121	104-122
104-123	104-182	104-183	109-111	109-167	109-168	109-169		

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 10

R

10	40	164	165	188
----	----	-----	-----	-----

S

105	106	107	128	166	178
-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

78-107	78-108	78-140	104-107	104-108	104-140	106-107	106-108	106-140
107-139	108-139	139-140						

SR

 79- 78 79-104 79-106 79-139 104- 80 104-111 104-113 104-116 104-117
 104-137 104-156 104-158 109-107 109-108 109-140 111- 78 111-104 111-106
 111-139 167- 78 167-104 167-106 167-139 168- 78 168-104 168-106 168-139
 169- 78 169-104 169-106 169-139

SS

 79-109 104-110 104-112 104-115 104-118 104-119 104-120 104-121 104-122
 104-123 104-182 104-183 109-111 109-167 109-168 109-169

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 11

R

 11 41 153 186

S

 85 86 122 151 152 154 155

RR

 82-122 82-137 82-154 82-155 82-182 86-122 86-137 86-154 86-155
 86-182 122-135 122-151 122-152 135-137 135-154 135-155 135-182 137-151
 137-152 151-154 151-155 151-182 152-154 152-155 152-182

SR

 83-122 83-137 83-154 83-155 83-182 94-122 94-137 94-154 94-155
 94-182 95-122 95-137 95-154 95-155 95-182 115- 82 115- 86 115-135
 115-151 115-152 116- 82 116- 86 116-135 116-151 116-152 117- 82 117- 86
 117-135 117-151 117-152 118- 82 118- 86 118-135 118-151 118-152 119- 82
 119- 86 119-135 119-151 119-152 120- 82 120- 86 120-135 120-151 120-152
 121- 82 121- 86 121-135 121-151 121-152 123- 82 123- 86 123-135 123-151
 123-152 149-122 149-137 149-154 149-155 149-182

SS

 83-115 83-116 83-117 83-118 83-119 83-120 83-121 83-123 94-115
 94-116 94-117 94-118 94-119 94-120 94-121 94-123 95-115 95-116
 95-117 95-118 95-119 95-120 95-121 95-123 115-149 116-149 117-149
 118-149 119-149 120-149 121-149 123-149

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 12

R									

12	42	167	190						
S									

105	107	108	168	169					
RR									

78-108	78-140	104-108	104-140	106-108	106-140	107-108	107-140	108-139	
139-140									
SR									

79- 78	79-104	79-106	79-107	79-139	104- 80	104-111	104-113	104-116	
104-117	104-137	104-156	104-158	109-108	109-140	111- 78	111-104	111-106	
111-107	111-139	128-108	128-140	164-108	164-140	165-108	165-140	166-108	
166-140	178-108	178-140							
SS									

79-109	79-128	79-164	79-165	79-166	79-178	104-110	104-112	104-115	
104-118	104-119	104-120	104-121	104-122	104-123	104-182	104-183	109-111	
111-128	111-164	111-165	111-166	111-178					

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 13

R							

13	43	187					
S							

85	86	122	151	152	153	154	155

RR

82-122	82-137	82-155	82-182	86-122	86-137	86-155	86-182	122-135
122-151	122-152	122-154	135-137	135-155	135-182	137-151	137-152	137-154
151-155	151-182	152-155	152-182	154-155	154-182			

SR

83-122	83-137	83-155	83-182	94-122	94-137	94-155	94-182	95-122
95-137	95-155	95-182	115- 82	115- 86	115-135	115-151	115-152	115-154
116- 82	116- 86	116-135	116-151	116-152	116-154	117- 82	117- 86	117-135
117-151	117-152	117-154	118- 82	118- 86	118-135	118-151	118-152	118-154
119- 82	119- 86	119-135	119-151	119-152	119-154	120- 82	120- 86	120-135
120-151	120-152	120-154	121- 82	121- 86	121-135	121-151	121-152	121-154
123- 82	123- 86	123-135	123-151	123-152	123-154	149-122	149-137	149-155
149-182								

SS

83-115	83-116	83-117	83-118	83-119	83-120	83-121	83-123	94-115
94-116	94-117	94-118	94-119	94-120	94-121	94-123	95-115	95-116
95-117	95-118	95-119	95-120	95-121	95-123	115-149	116-149	117-149
118-149	119-149	120-149	121-149	123-149				

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 14

R

14	44	167	168	191
----	----	-----	-----	-----

S

105	107	108	169
-----	-----	-----	-----

RR

78-108	78-140	104-108	104-140	106-108	106-140	107-108	107-140	108-139
139-140								

SR

79- 78	79-104	79-106	79-107	79-139	104- 80	104-111	104-113	104-116
--------	--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------

104-117	104-137	104-156	104-158	109-108	109-140	111- 78	111-104	111-106
111-107	111-139	128-108	128-140	164-108	164-140	165-108	165-140	166-108
166-140	178-108	178-140						

SS

79-109	79-128	79-164	79-165	79-166	79-178	104-110	104-112	104-115
104-118	104-119	104-120	104-121	104-122	104-123	104-182	104-183	109-111
111-128	111-164	111-165	111-166	111-178				

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 15

R

15	45	65	121	124	137	174	175	182
----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

S

115	116	117	118	119	120	122	123	125	176
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

177

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 16

R

16	46	66	120	126	137	171	172	182
----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

S

115	116	117	118	119	121	122	123	127	173
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 17

R

17	47	121	137	174	176	182			
----	----	-----	-----	-----	-----	-----	--	--	--

S

45	115	116	117	118	119	120	122	123	125
175	177	193	194						

RR

193-194

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 18

R

18	48	68	120	127	137	171	173	182
----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

S

115	116	117	118	119	121	122	123	126	172
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 19

R

19	49	69	121	125	137	174	176	177	182
----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

S

45	115	116	117	118	119	120	122	123	175
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 20

R

20 50 167 168 169 192

S

105 107 108

RR

78-108 78-140 104-108 104-140 106-108 106-140 107-108 107-140 108-139
139-140

SR

79- 78 79-104 79-106 79-107 79-139 104- 80 104-111 104-113 104-116
104-117 104-137 104-156 104-158 109-108 109-140 111- 78 111-104 111-106
111-107 111-139 128-108 128-140 164-108 164-140 165-108 165-140 166-108
166-140 178-108 178-140

SS

79-109 79-128 79-164 79-165 79-166 79-178 104-110 104-112 104-115
104-118 104-119 104-120 104-121 104-122 104-123 104-182 104-183 109-111
111-128 111-164 111-165 111-166 111-178

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 21

R

21 26 71 123 137 182

S

115 116 117 118 119 120 121 122

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 22

R

22 27 72 77 130 159 184

S

96 97 98

RR

94- 97 95- 97 96- 97 97- 98 97-129

SR

28- 97 73- 97 82- 97 83- 97 100- 97 149- 97 179- 97

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 23

R

23 28 73

S

95	96	100	179
----	----	-----	-----

RR

77-100	77-103	77-147	96-100	96-103	96-147	100-130	100-179	100-184
103-130	103-179	103-184	130-147	147-179	147-184			

SR

97-100	97-103	97-147	101- 77	101- 96	101-130	101-179	101-184	102- 77
102- 96	102-130	102-179	102-184					

SS

97-101	97-102
--------	--------

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 24

R

24	29	74	112	183
----	----	----	-----	-----

S

113

RR

SR

SS

ESTADOS DE CORTE MINIMO

CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE CARGA 25

R

25 30 75 128

S

105 106 107 164 165 166 178

RR
----78-107 78-108 78-140 104-107 104-108 104-140 106-107 106-108 106-140
107-139 108-139 139-140SR
----79- 78 79-104 79-106 79-139 104- 80 104-111 104-113 104-116 104-117
104-137 104-156 104-158 109-107 109-108 109-140 111- 78 111-104 111-106
111-139 167- 78 167-104 167-106 167-139 168- 78 168-104 168-106 168-139
169- 78 169-104 169-106 169-139SS
----79-109 104-110 104-112 104-115 104-118 104-119 104-120 104-121 104-122
104-123 104-182 104-183 109-111 109-167 109-168 109-169ESTADOS DE CORTE MINIMO DEL SISTEMA

CRITERIO DE CONFIABILIDAD:

CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LAS BARRAS: 1 2 3 4 6 8
9 10 11 12 13 14
15 16 17 18 19 20
21 22 23 24 25R
---1 2 3 4 6 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 36 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49

50 65 66 68 69 71 72 73 74 75 77 92 93 112 120
 121 123 124 125 126 127 128 130 134 136 137 153 159 160 161
 162 163 164 165 166 167 168 169 171 172 173 174 175 176 177
 181 182 183 184 185 186 187 188 189 190 191 192 195 196 197
 198

S

51 57 83 84 85 86 87 88 89 90 91 95 96 97 98
 100 105 106 107 108 113 115 116 117 118 119 122 151 152 154
 155 178 179 193 194

RR

51- 57 78-107 78-108 78-140 82- 84 82-122 82-152 82-154 82-155
 84- 85 84- 86 84-135 86-122 86-152 86-154 86-155 87- 95 87- 96
 87-149 94- 97 95- 97 95-150 96- 97 96-100 96-103 96-147 96-150
 97- 98 97-129 100-179 103-179 104-107 104-108 104-140 106-107 106-108
 106-140 107-108 107-139 107-140 108-139 122-135 122-151 122-152 122-154
 135-152 135-154 135-155 139-140 147-179 149-150 151-152 151-154 151-155
 152-154 152-155 154-155 193-194

SR

79- 78 79-104 79-106 79-107 79-139 82- 87 82- 97 82-150 94- 84
 94- 87 94-122 94-150 94-152 94-154 94-155 101- 96 101-179 102- 96
 102-179 104- 80 104-111 104-113 104-116 104-117 104-156 104-158 109-107
 109-108 109-140 111- 78 111-104 111-106 111-107 111-139 149- 84 149- 97
 149-122 149-152 149-154 149-155 150- 82 150- 85 150- 86 150-135

SS

79-109 104-110 109-111

Tabla 4.1. Empresa Eléctrica Quito
Condiciones Normales

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.344E-01	.207E 04	.146E 03
S	.671E-04	.587E 03	.100E 01
RR	.504E-05	.600E 00	.735E 07
RS	.450E-08	.401E-01	.983E 00
SS	.704E-12	.123E-04	.500E 00
SUBTOTAL1	.345E-01	.266E 04	.114E 03
MR	.593E-05	.548E 01	.948E 01
MS	.196E-06	.171E 01	.100E 01
SUBTOTAL2	.612E-05	.719E 01	.746E 01
BRCR	.215E-04	.437E 02	.432E 01
BSCR	.661E-08	.652E-01	.889E 00
BSCS	.363E-05	.318E 02	.100E 01
BRCRDR	.273E-08	.468E-02	.532E-02
BRCRDS	.104E-10	.626E-03	.248E 01
BSCRDR	.261E-12	.237E-05	.964E 00
BSCRDS	.284E-11	.105E-01	.237E-02
BSCSDR	.227E-10	.800E-04	.248E 01
BSCSDS	.258E-13	.452E-06	.500E 00
SUBTOTAL3	.252E-04	.756E 02	.292E 01
INDICES TOTALES	.345E-01	.274E 04	.110E 03

Como puede verse, la incidencia de las fallas triples BCD es despreciable en el caso del sistema analizado.

Análisis de Resultados

Si bien los datos de falla y reparación de los componentes con los que se calculó la confiabilidad del Sistema Quito no fueron obtenidos a partir de datos de campo del sistema, son valores que representan el comportamiento estadístico de componentes del mismo tipo. Por tanto, si se acepta que los datos asumidos son representativos del sistema, los índices encontrados muestran que el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Quito es poco confiable. Su disponibilidad es de 0.9655, la frecuencia de falla es 2.69 falla/año y la duración media de las fallas 113 horas. Esto a pesar de que los índices mencionados no toman en cuenta las fallas de la generación y tampoco consideran las configuraciones que, por no brindar la calidad de servicio adecuada, también constituyen falla del sistema.

En el cuadro de índices de confiabilidad, se nota un claro dominio de las fallas simples tipo R, es decir de aquellas provocadas por la salida de un componente por vez.

Los cortes mínimos R encontrados están constituidos en su mayor parte por los disyuntores y transformadores de las subestaciones de distribución, elementos que al fallar provocan la salida de un punto de carga solamente, la barra de la subestación a la que pertenecen. Pero, existen otros elementos cuya falla R ocasiona la interrupción de servicio en varios puntos de carga a la vez y por tanto

son de mayor importancia en el adecuado funcionamiento del sistema. Este es el caso de las barras de las subestaciones Norte y Sur y de las líneas Norte - S/E 15 (174), Norte - S/E 16 (171), Vicentina - S/E 10 (164) y Vicentina - S/E 14 (167).

La probabilidad y frecuencia con que ocurren las fallas tipo S es mucho menor que la probabilidad y frecuencia de las fallas R, pero no por esto despreciables en el diagnóstico del sistema. En ciertas barras de carga tampoco son despreciables las contingencias dobles. Así, si observamos los cortes mínimos de las barras 3, 11 y 13, los estados R representan las contingencias que ocasionan la salida de la barra respectiva solamente (fallas del transformador, del disyuntor o de la barra de la subestación correspondiente) pero, los estados S, RR, RS y SS entregan información sobre las contingencias que aíslan del sistema a todos los puntos de carga conectados a la "Barra Oeste".

Al considerar como criterio de falla la interrupción de cualquier barra de carga, se pierde esta información en los índices de confiabilidad. Por esta razón, se ha creído de interés evaluar la confiabilidad del Sistema Quito en varias corridas del programa digital, asumiendo como criterio de falla la interrupción de servicio de una de las siguientes barras de carga:

- Barra No. 3 en la que se encuentran representadas las barras conectadas a la "Barra Oeste".

- Barra No. 6 que representa a los puntos conectados a la S/E Sur.

- Barra No. 9 representativa de las barras conectada a la S/E Vicentina.
- Barra No. 15 representativa de los puntos de carga que, en forma radial se alimentan de la S/E Norte.

Los valores de confiabilidad entregados por el programa digital se presentan en las tablas No. 4.2. a 4.5.

Los índices de confiabilidad de las barras antes mencionadas muestran que:

- Las subestaciones que abastecen al sector norte de la ciudad, representadas por la barra No. 15 tienen la mayor probabilidad y frecuencias de fallas.
- La barra No. 3 se presenta como la más confiable de las analizadas ya que en ella es menor la incidencia de fallas R que son las que dominan los resultados.
- Tanto para la barra No. 3 como para la barra No. 15 las configuraciones tipo S son más frecuentes que los estados R de falla aunque menos probables.
- En las barras No. 6 y No. 9 existe también la influencia de fallas R de líneas y barras por donde les llega la alimentación, aunque en menor escala que en la barra No. 15.

Tabla 4.2. Empresa Eléctrica Quito S/E 3

Caso Base.

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.155E-02	.837E 02	.162E 03
S	.127E-04	.111E 03	.100E 01
RR	.808E-07	.282E-01	.251E 07
RS	.360E-08	.322E-01	.980E 00
SS	.183E-10	.320E-03	.500E 00
SUBTOTAL1	.156E-02	.195E 03	.700E 02
MR	.151E-05	.144E 01	.923E 01
MS	.182E-06	.159E 01	.100E 01
SUBTOTAL2	.169E-05	.303E 01	.490E 01
BRCR	.341E-06	.161E 01	.185E 01
ESCR	.176E-08	.186E-01	.828E 00
BSCS	.160E-05	.140E 02	.100E 01
BRCRDR	.383E-09	.515E-03	.194E 01
BRCRDS	.980E-11	.544E-03	.230E 01
BSCRDR	.675E-12	.625E-05	.947E 00
BSCRDS	.114E-09	.487E 00	.205E-02
BSCSDR	.107E-09	.407E-03	.230E 01
BSCSDS	.314E-11	.156E-04	.176E 01
SUBTOTAL3	.195E-05	.162E 02	.105E 01

INDICES TOTALES .156E-02 .214E 03 .639E 02

Tabla 4.3. Empresa Eléctrica Quito S/E 6

Caso Base.

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AND)	DURACION MEDIA (HR)
R	.164E-02	.102E 03	.141E 03
S	.238E-05	.209E 02	.100E 01
SUBTOTAL1	.164E-02	.122E 03	.117E 03
BRCR	.221E-05	.467E 01	.415E 01
ESCR	.815E-09	.791E-02	.902E 00
ESCS	.387E-06	.339E 01	.100E 01
SUBTOTAL3	.260E-05	.807E 01	.282E 01
INDICES TOTALES	.164E-02	.130E 03	.110E 03

Tabla 4.4. Empresa Eléctrica Quito S/E 9

Caso Base.

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000ANO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.165E-02	.101E 03	.142E 03
S	.451E-05	.395E 02	.100E 01
RR	.157E-07	.369E-02	.372E 02
RS	.144E-08	.127E-01	.990E 00
SS	.302E-11	.529E-04	.500E 00
SUBTOTAL1	.165E-02	.141E 03	.103E 03
MR	.110E-06	.112E 00	.860E 01
MS	.283E-07	.248E 00	.100E 01
SUBTOTAL2	.138E-06	.360E 00	.337E 01
BRCR	.341E-06	.161E 01	.185E 01
BSCR	.145E-08	.159E-01	.800E 00
BSCS	.159E-05	.140E 02	.100E 01
BRCRDR	.124E-08	.361E-02	.339E-01
BRCRDS	.517E-11	.281E-03	.124E 01
BSCRDR	.771E-13	.697E-06	.970E 00
BSCRDS	.140E-10	.703E-01	.174E-02
BSCSDR	.638E-11	.450E-04	.124E 01
BSCSDS	.401E-12	.686E-05	.512E 00
SUBTOTAL3	.194E-05	.157E 02	.108E 01
INDICES TOTALES	.165E-02	.157E 03	.923E 02

Tabla 4.5. Empresa Eléctrica Quito S/E 15

Caso Base.

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.177E-02	.123E 03	.126E 03
S	.689E-05	.604E 02	.100E 01
SUBTOTAL1	.177E-02	.184E 03	.846E 02
BSCR	.436E-05	.649E 01	.589E 01
BSCR	.209E-08	.203E-01	.902E 00
BSCS	.991E-06	.868E 01	.100E 01
SUBTOTAL3	.535E-05	.152E 02	.309E 01
INDICES TOTALES	.178E-02	.199E 03	.784E 02

- En cualquier caso son despreciables los estados de falla BCD.

Si se considera que un estado de falla es más crítico cuanto mayor es el número de abonados que se deja de servir, podemos ver la necesidad de contar con al menos dos fuentes de energía para las barras que actualmente se conectan en forma radial a las subestaciones de seccionamiento. Pues se ha visto que en un sistema radial (Barra No. 15) la probabilidad de interrumpir varias barras de carga en forma simultánea tiene influencia de los estados R y es del orden de 15×10^{-2} , en tanto que para configuraciones en anillo (Barra No.3) dicho parámetro es del orden de $.2 \times 10^{-4}$ (incidencia de estados S y de doble contingencia).

COMPARACION DE DOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS DE OPERACION DEL SISTEMA

A partir del daño sufrido por uno de los transformadores (138/46 KV) de la S/E Vicentina Inecel, ocurrido el 6 de Enero de 1985, se ha reducido notablemente la energía que el Sistema Nacional Interconectado (SNI) suministra al Sistema de la Empresa Eléctrica Quito.

Ante esta situación emergente, se opera el Sistema Quito con diferentes configuraciones que pretenden un mejor reparto de la carga e impedir la sobrecarga del otro transformador de 43 MW de la S/E Vicentina Inecel.

En la Fig. 4.2. se representa uno de los esquemas de operación en las actuales condiciones, para cuyo caso se entregan los índices de confiabilidad calculados por el programa de computador, para cada una

Tabla 4.6. Empresa Eléctrica Quito S/E 3

Caso 1

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.172E-02	.113E 03	.133E 03
S	.206E-04	.180E 03	.100E 01
RR	.140E-06	.421E-01	.290E 02
RS	.571E-08	.510E-01	.982E 00
SS	.437E-10	.766E-03	.500E 00
SUBTOTAL1	.174E-02	.293E 03	.519E 02
MR	.182E-05	.172E 01	.927E 01
MS	.276E-06	.242E 01	.100E 01
SUBTOTAL2	.210E-05	.414E 01	.444E 01
BRCR	.367E-05	.943E 01	.341E 01
BSCR	.422E-08	.449E-01	.823E 00
BSCS	.397E-05	.348E 02	.100E 01
BRCRDR	.831E-09	.179E-03	.110E 02
BSCRDR	.655E-11	.147E-03	.176E 01
BSCDRS	.104E-11	.102E-04	.895E 00
BSCDRD	.224E-09	.443E 01	.443E-03
BSCSDR	.455E-09	.226E-02	.176E 01
BSCSDS	.136E-10	.142E-03	.834E 00
SUBTOTAL3	.765E-05	.487E 02	.138E 01
INDICES TOTALES	.175E-02	.346E 03	.443E 02

Tabla 4.7. S/E 6 Empresa Eléctrica Quito

Caso 1

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.101E-03	.215E 02	.412E 02
S	.115E-04	.101E 03	.100E 01
SUBTOTAL1	.113E-03	.122E 03	.807E 01
ERCR	.221E-05	.467E 01	.415E 01
BSCR	.815E-09	.791E-02	.902E 00
BSCS	.387E-06	.339E 01	.100E 01
SUBTOTAL3	.260E-05	.807E 01	.282E 01
INDICES TOTALES	.115E-03	.130E 03	.775E 01

Caso 1

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.174E-02	.118E 03	.130E 03
S	.140E-04	.122E 03	.100E 01
RR	.207E-06	.681E-01	.266E 02
RS	.662E-08	.591E-01	.981E 00
SS	.518E-10	.908E-03	.500E 00
SUBTOTAL1	.175E-02	.240E 03	.640E 02
MR	.331E-05	.314E 01	.925E 01
MS	.319E-06	.279E 01	.100E 01
SUBTOTAL2	.363E-05	.593E 01	.536E 01
BRCK	.341E-06	.161E 01	.185E 01
BSCR	.362E-08	.392E-01	.809E 00
BSCS	.375E-05	.328E 02	.100E 01
BRCKDR	.430E-08	.507E-02	.523E 00
BSCRDR	.319E-10	.289E-02	.225E 01
BSCDRS	.197E-11	.185E-04	.932E 00
BSCSDR	.303E-09	.568E 01	.467E-03
BSCSDS	.482E-09	.188E-02	.225E 01
BSCSDS	.871E-11	.949E-04	.804E 00
SUBTOTAL3	.410E-05	.402E 02	.894E 00
INDICES TOTALES	.176E-02	.286E 03	.539E 02

Tabla 4.9. S/E 15 Empresa Eléctrica Quito

Caso 1

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.177E-02	.123E 03	.126E 03
S	.689E-05	.604E 02	.100E 01
RR	.249E-06	.563E-01	.388E 02
RS	.880E-09	.781E-02	.987E 00
SUBTOTAL1	.177E-02	.184E 03	.846E 02
MR	.171E-05	.154E 01	.971E 01
MS	.256E-07	.224E 00	.100E 01
SUBTOTAL2	.174E-05	.177E 01	.861E 01
BRCR	.436E-05	.649E 01	.589E 01
BSCR	.144E-08	.136E-01	.932E 00
BSCS	.462E-06	.404E 01	.100E 01
BRCRDR	.793E-09	.145E-03	.000E 00
BRCRDS	.980E-12	.243E-04	.175E 01
BSCRDR	.119E-12	.108E-05	.968E 00
BSCRDS	.101E-10	.508E-04	.175E 01
SUBTOTAL3	.483E-05	.105E 02	.401E 01
INDICES TOTALES	.178E-02	.196E 03	.796E 02

de las barras de carga representativas del sistema (Tablas 4.6. a 4.9.).

Los índices encontrados muestran un deterioro de la confiabilidad ante la modificación del circuito de subtransmisión. La variación de la probabilidad de falla, en esta nueva condición de operación se resume en la Tabla 4.10.

ESQUEMA DE OPERACION	BASE	CASO 1	VARIACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLA %
Barra 3	$.156 \times 10^{-2}$	$.175 \times 10^{-2}$	12 %
Barra 6	$.164 \times 10^{-2}$	$.164 \times 10^{-2}$	----
Barra 9	$.165 \times 10^{-2}$	$.176 \times 10^{-2}$	6.6 %
Barra 15	$.178 \times 10^{-2}$	$.178 \times 10^{-2}$	----

Tabla 4.10. Probabilidad de falla del sistema de la Empresa Eléctrica Quito en dos condiciones de operación.

La salida del transformador de la S/E Vicentina (78) representa en realidad la pérdida de una fuente de energía del sistema.

Como puede apreciarse, los puntos conectados a la Barra Oeste reduce notablemente su confiabilidad ante la pérdida del componente (78) y es que en esta condición ya no se encuentra cerrado el anillo. El sistema ha pasado a operar con diversos circuitos radiales. Cada uno de ellos con similares probabilidades de falla.

En el esquema de operación CASO 1, la barra No. 9 se incluye en los puntos que se alimentan de la "Barra Oeste". Se justifica que la

probabilidad de falla de la misma sea mayor a la de la barra No. 3 dado que la primera se encuentra más alejada de la alimentación que en este caso se realiza a través de la subestación Epiclachima.

Se evaluó la confiabilidad del sistema en diversos esquemas de operación (en condiciones emergentes) encontrándose poca diferencia entre ellos. El cualquier caso se apreció el aumento de la probabilidad y frecuencia de falla en los puntos de carga representados por las barras No. 3 y No. 9 con relación a la operación del sistema en condiciones normales. Sinembargo, cualquier condición que mantenga la conexión de la Barra Oeste tanto a la subestación Norte como a la Epiclachima es más recomendable ya que afecta en menor proporción, a la confiabilidad de la Barra No. 3. Lo dicho se justifica en la tabla 4.11. que contiene los índices de confiabilidad de la Barra No. 3 cuando se opera el sistema de acuerdo al esquema 2 (Fig. 4.3.). En esta configuración las demás barras muestran los mismos índices de confiabilidad que en el CASO 1.

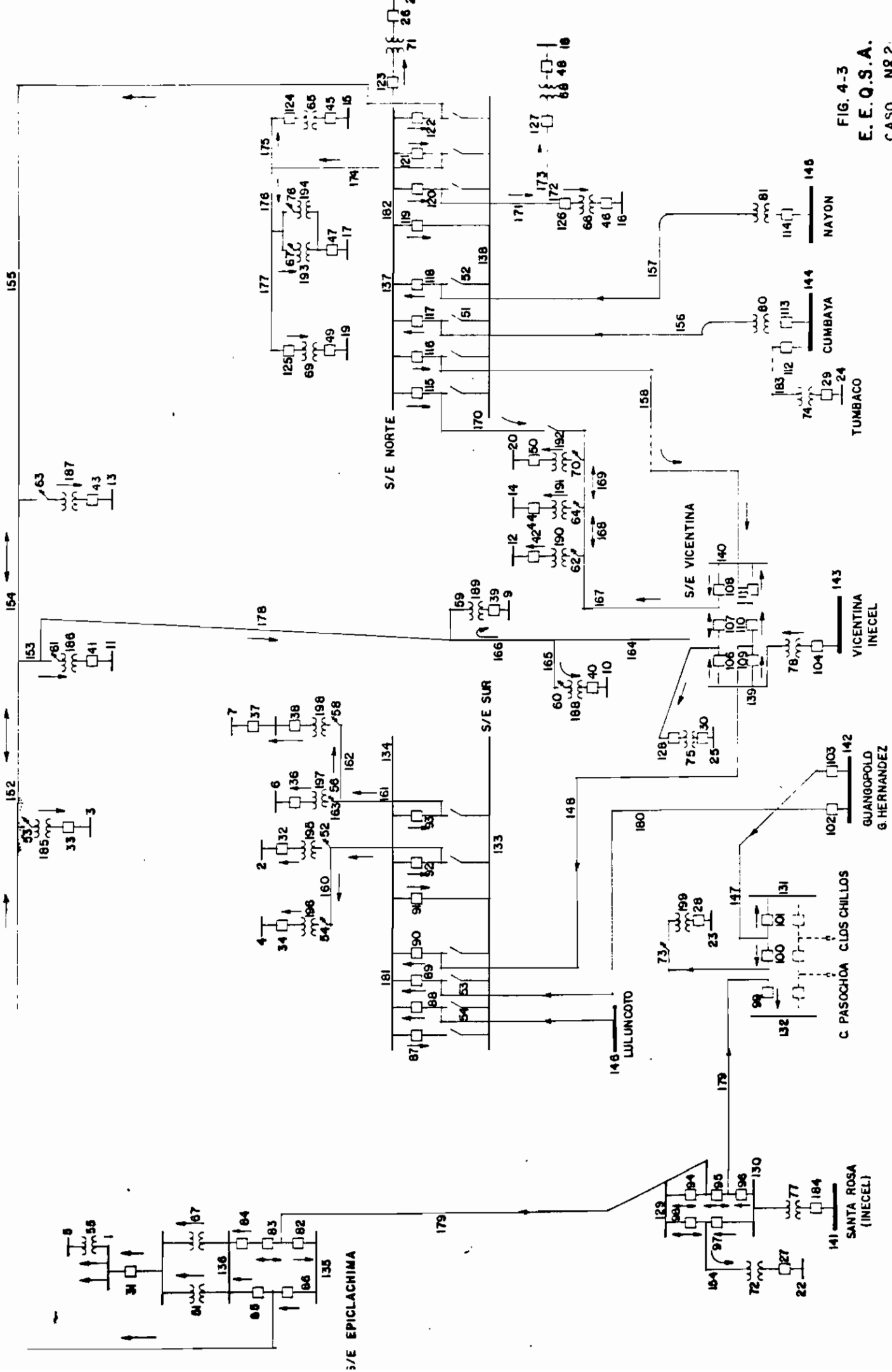


FIG. 4-3
E. E. Q. S. A.
CASO Nº 2

10. S/E 3 Empresa Eléctrica Quito

Caso 2

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
R	.155E-02	.837E 02	.162E 03
S	.179E-04	.156E 03	.100E 01
RR	.359E-06	.112E 00	.280E 02
RS	.110E-07	.980E-01	.981E 00
SS	.518E-10	.908E-03	.500E 00
SUBTOTAL1	.156E-02	.240E 03	.570E 02
MR	.509E-05	.475E 01	.939E 01
MS	.522E-06	.457E 01	.100E 01
SUBTOTAL2	.562E-05	.933E 01	.528E 01
BRCR	.341E-06	.161E 01	.185E 01
BSCR	.362E-08	.392E-01	.809E 00
BSCS	.375E-05	.328E-02	.100E 01
BRCRDR	.498E-08	.511E-02	.519E 00
BRCRDS	.319E-10	.289E-04	.192E 01
BSCRDR	.197E-11	.183E-04	.941E 00
BSCRDS	.303E-09	.573E-01	.464E-03
BSCSDR	.392E-09	.179E-02	.192E 01
BSCSDS	.871E-11	.949E-04	.804E 00
SUBTOTAL3	.410E-05	.402E 02	.893E 00
INDICES TOTALES	.157E-02	.290E 03	.476E 02

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES

En esta tesis se ha expuesto la forma de evaluar tres índices básicos de confiabilidad de sistemas de transporte de energía eléctrica, frecuencia de falla, duración media e indisponibilidad, utilizando - varios juegos de ecuaciones derivadas de la modelación del S.E.P., conforme al método de espacios de estado. La modelación de los componentes del sistema responde a la manera de actuación real de los mismos. Las ecuaciones se utilizan en conjunción con un método de reducción de red, el método de cortes mínimos, con lo cual se logran resultados suficientemente confiables para algún rango de sistemas prácticos y no está limitado para sistemas radiales.

Del análisis de estados de corte mínimo se han determinado no sólo los índices de confiabilidad del sistema sino las contribuciones hechas por los varios modos de falla a dichos índices. Esta información es de mucha importancia en un análisis debidamente estructurado. Se ha visto que permite identificar áreas más débiles del sistema y sugiere donde se lo debe reforzar. Este tipo de información no se obtiene por ningún otro método de reducción de red.

Sin embargo, se ha podido apreciar que la metodología empleada es compleja. No se recomienda su desarrollo manual, se necesita de un programa digital que facilite su solución, sobre todo si se trata de analizar sistemas relativamente grandes.

Y así, al método aproximado expuesto lo acompaña la descripción del programa de computador desarrollado en el que se han incorporado los criterios considerados. El programa requiere de gran capacidad de memoria del computador, pero es capaz de realizar un análisis de efectos de falla, selecciona los estados de corte mínimo y calcula los índices de confiabilidad deseados.

Una vez concluida la sustentación teórica del método y la explicación de los algoritmos utilizados en el programa, se evaluó la confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito, cuyo circuito es una combinación de las configuraciones radial y en anillo. Los resultados que se obtuvieron arrojan las siguientes conclusiones en cuanto al método empleado:

- Los índices de confiabilidad están dominados por cortes mínimos de orden bajo, por lo tanto se logra suficiente precisión al considerar, como máximo, estados de corte mínimo de segundo orden.
- En casos de configuraciones radiales simples en las que los componentes que forman cortes mínimos de primer orden presentan la misma confiabilidad o similares parámetros de frecuencia y duración media de fallas que los componentes que forman cortes mínimos de segundo orden o más, bastaría con modelarlos de acuerdo a la rutina OPERACION - FALLA y considerar únicamente contingencias de primer orden.
- En sistemas en anillo o más complejos, la modelación de los componentes expuestos en este trabajo cobra importancia ya que entonces, los índices están dominados por fallas simples tipo S y los estados

de doble contingencia son también representativos.

En cuanto a la confiabilidad del Sistema Quito, se encontró que su principal debilidad la constituyen las subestaciones de distribución provistas con un sólo equipo de transformación y de interrupción como también aquella región del Sistema conectada radialmente a las subestaciones de seccionamiento. El sistema queda conformado en forma radial ante la pérdida de alimentación proveniente del SNI de allí la importancia de reforzar también esta alimentación, ya sea mediante redundancia de equipos en las subestaciones 138/46 KV o a través de nuevas interconexiones.

La identificación de λ y μ para los distintos tipos de componentes es de enorme beneficio para decidir el área o el componente que necesita ser reconsiderado o cual de las alternativas de mejores resultados. Debido a la inexistencia de datos estadísticos de falla de los componentes del Sistema de la Empresa no fue posible, como se hubiera deseado, un análisis técnico más representativo del mismo.

Una de las principales limitaciones del programa implementado es que asume como único criterio de confiabilidad la servicio, es decir no toma en cuenta las fallas causadas por la pérdida de calidad. Se cree que esta tesis y el programa digital descrito son un paso inicial muy importante en el desarrollo de esta técnica cuyas ventajas se espera hayan sido apreciadas.

Los requerimientos de servicio en un área específica están sujetos a

extensión. El programa que se entrega es una herramienta apta para incluir el concepto de confiabilidad en la selección de alternativas de solución viable. El contar con los datos estadísticos necesarios haría posible un análisis posterior de costos cuando las alternativas presentan costos de inversión diferentes y diferentes estados de confiabilidad. Es por esto que se recomienda a las Empresas de energía del país el recopilar información sobre las fallas de los sistemas, orientadas no solamente a las interrupciones de servicio a los consumidores, que es lo que usualmente se tiene, sino, orientadas hacia las fallas de los componentes.

Por último, se ha querido recordar que la evaluación de confiabilidad, al ser una herramienta de importancia en la selección de alternativas principalmente, debe ser llevada a cabo en la fase de planificación y evitar de este modo gastos mayores en la corrección de sistemas ya construídos.

A P E N D I C E A

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA DIGITAL PARA EL CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD POR EL METODO DE ESPACIOS DE ESTADO

1. OBJETIVO:

El programa digital implementado analiza efectos de falla, selecciona estados de corte mínimo y calcula índices de confiabilidad de sistemas de transporte de energía eléctrica, teniendo como criterio de falla la pérdida de continuidad entre las barras de alimentación y las de carga.

Los modelos de confiabilidad utilizados y a los que responde este programa, permiten considerar tres estados posibles de los componentes sujetos a falla (operación - maniobra y reparación) como también analizar la presencia de switches normalmente abiertos e incluir el efecto del mantenimiento preventivo y el de los distintos modos de falla de interruptores (fallas a tierra, fallas al operar y falsas operaciones) sobre la confiabilidad del sistema, medida a través de los tres índices básicos que se calculan, probabilidad de falla (indisponibilidad), frecuencia de falla y duración media.

2. METODO

El programa desarrollado está basado en el método de espacios de estado, en conjunción con el método de cortes mínimos.

En base a una configuración dada del sistema de transporte de energía eléctrica en estudio, en el cual se han indicado los posibles sentidos de flujo de potencia, el programa simula la salida de servicio, tanto para reparación (R) o mantenimiento (M) como por falla anterior a la operación de maniobra (S) de los componentes, tomados de a uno o de a dos del circuito en condiciones normales. Luego reanaliza los estados de falla encontrados de modo de excluir los que al simular el cierre de cada uno de los switches normalmente abiertos se transforman en estados de operación.

Esta selección de estados de corte mínimo la realiza para cada una de las barras de carga cuya interrupción significa falla del sistema y al final de cada iteración incorpora los nuevos estados de corte mínimos a los anteriores, una vez efectuada la purificación necesaria.

El siguiente paso consiste en determinar, a partir de los cortes mínimos encontrados los índices de confiabilidad de los distintos estados de falla, incluidos los estados BC y BCD de falla que se detectan.

Para simular el efecto de los estados S de cada componente el programa encuentra las zonas de protección del sistema.

Para detectar las configuraciones que son falla del sistema encuentra las TRAYECTORIAS del nodo analizado y los VECTORES PALABRA TRAYECTORIA y realiza la combinación Booleana "OR" correspondiente.

3. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El algoritmo de solución esta constituido por el programa principal en el que se distinguen 5 bloques y 36 subrutinas.

El proceso de operación es el siguiente:

1. Bloque 1

En este bloque se leen los datos indicadores del programa y los datos básicos de confiabilidad y de topología del sistema. Se incluye en él la subrutina PCONF.

1.1. Subrutina PCONF

Lee y escribe los datos básicos de confiabilidad del sistema.

2. Bloque 2

Este sector del programa digital determina los estados de corte mínimo en las condiciones iniciales del sistema. Se analizan las contingencias de hasta segundo orden. El criterio de falla es la interrupción de servicio en una barra de carga por vez. La barra de carga analizada varía en el proceso iterativo.

Las subrutinas incluidas en este bloque son:

2.1; 2.2 Subrutinas ENCER1 y ENCER.

Sirven para encerrar arreglos de una y dos dimensiones respectivamente.

2.3. Subrutina ZONA.-

La función de esta subrutina es encontrar las distintas zonas de protección del sistema e indicar la zona a la que pertenece cada elemento del mismo. Esta subrutina llama a su vez a las siguientes subrutinas:

2.3.1. Subrutina ZONA1.-

Determina los elementos adyacentes de cada componente considerado, detecta los elementos de interrupción.

2.3.2. Subrutina CAMV

Almacena en un vector auxiliar los elementos encontrados en ZONA1 que no son interruptores (o fusibles).

2.3.3. Subrutina ENCAM

En ella se encuentran los elementos adyacentes a cada componente, almacenada en el vector auxiliar en la anterior subrutina y se continúa el encadenamiento hasta encontrar elementos de interrupción en todas las direcciones.

2.3.4. Subrutina 1GZON

Una vez detectados los componentes de una zona de protección i (almacenados en $Z(i)$), se asigna a cada componente de la misma el valor de i en ZOP. De esta manera se identifica la zona de protección a que pertenece cada componente (No interruptor). Este trabajo lo realiza la subrutina IGZON.

2.3.5. Subrutina BREZON

Encuentra las zonas de protección a que pertenecen los interruptores.

2.4. Subrutina TRAYEC

Esta se utiliza para determinar las trayectorias a la barra de carga analizada. En esta es de fundamental importancia una consecuente indicación de sentido de flujo por cada componente.

2.5. Subrutina PTRAY

Se utiliza para determinar el vector palabra trayectoria de cada componente (estados IR). Se requiere de los resultados de TRAYEC.

2.6. Subrutina AMINCR

Determina y almacena los estados de falla R , en base a su respectivo vector palabra trayectoria.

2.7. Subrutina AMINCS

En ésta se encuentran los vectores palabra trayectoria de los estados IS. Se los obtiene al relacionar los vectores palabra trayectoria de los elementos que pertenecen a la zona de protección de I, mediante el conectivo OR.

2.8. Subrutina MINCS

Sirve para seleccionar los estados de corte mínimo IS.

2.9. Subrutina ACMRR

Esta subrutina se utiliza para obtener los estados de corte mínimo RR.

2.10. Subrutina ACMRS

Mediante la utilización de los vectores palabra trayectoria IR e IS se encuentran los estados de falla RS (combinación de estados R y S para dos componentes) y luego conociendo los estados de falla R, S y RR se selecciona los estados de corte mínimo RS. Este trabajo lo realiza la subrutina ACMRS.

2.11. Subrutina ACMSS

Obtiene los estados de falla SS y selecciona los estados de corte mínimo.

3. Bloque 3

Cuando existen switches normalmente abiertos, los estados de corte mínimo se modifican, ya que si éstos se cierran (cuando se cumplen las condiciones especificadas) hay ciertos estados que pasan a ser de operación.

Esta parte del programa principal, se utiliza cuando se quiere considerar el efecto de los switches normalmente abiertos en el sistema. La función de este bloque es modificar la configuración del sistema ante el cierre de un switch por vez y detectar los estados que pasan a ser de operación. Corrigiendo por tanto los estados de corte mínimo, en varias iteraciones (de acuerdo al número de switches en estudio).

Este bloque incluye las siguientes subrutinas:

3.1. Subrutina REASIG

Esta subrutina modifica los datos correspondientes a la topología del sistema, representando el cierre del switch.

3.2. Subrutina NUZOP

En esta se modifican los indicativos de la zona de protección a que pertenecen los elementos a los que se conecta el switch.

3.3. Subrutina ENCER (Su función ya fue indicada).

3.4. Subrutina TRAYEC.- (Su función ya fue indicada).

3.5. Subrutina PTRAY.- (Su función ya fue indicada).

3.6. Subrutina WORKR

Una vez conocidas las nuevas trayectorias y vectores palabra trayec toria (de la nueva configuración del sistema). En esta subrutina se detectan de entre los estados de falla R aquellos que en las nue vas condiciones son estados de operación. Se eliminan dichos esta dos de falla y se los almacena como estados de falla S.

3.7. Subrutina WORRR

Realiza una función similar a la anterior pero para estados de fa-
lla RR. Los estados de falla eliminados se los almacena como esta
dos de falla RS y SR, correspondientes.

3.8. Subrutina WORRS

Elimina los estados RS de falla que se convierten en estados de ope
ración por el cierre del switch y se los almacena como estados de
falla SS.

3.9. Subrutina NWORS

Encuentra los estados RS que, ante la modificación de la configura
ción del sistema por el cierre del switch, se convierten en estados
de falla. Se seleccionan los cortes mínimos.

3.10. Subrutina INCOM

Vuelve a los datos iniciales de topología del sistema.

3.11. Subrutina INZOP

Realiza el proceso contrario a la subrutina NUZOP, ésto es, se tienen en cuenta las zonas de protección de la configuración inicial.

3.12. Subrutina ESCRI1

Una vez encontrados los estados de corte mínimo definitivos de cada barra de carga, en esta subrutina se escriben las contingencias que representan falla de esa barra. Un indicativo del programa - permite eliminar esta escritura, si no se desea este tipo de información.

4. Bloque 4

Este bloque está destinado a reunir ordenadamente los estados de corte mínimo obtenidos para cada barra de carga con los resultados de las iteraciones anteriores, cuando el criterio de confiabilidad es la continuidad en varias barras de carga consideradas en conjunto.

Las subrutinas que se utilizan para cumplir con este objetivo son:

4.1. Subrutina Simple.-

Reúne los estados de corte mínimo R.

4.2. Subrutina SIMPLS.-

Acopla los estados de corte mínimo S de la iteración n con los estados almacenados para la n-1 iteraciones. Un estado R que sea de falla para cualquiera de las iteraciones no debe constituir corte mínimo S del sistema.

4.3. Subrutina DOBLE

Se seleccionan adecuadamente los estados de corte mínimo RR en base a los resultados obtenidos en la última iteración y los cortes mínimos antes almacenados para las n-1 barras de estudio.

4.4. Subrutina DOBRS

Encuentra los estados de corte mínimo que se modifican al considerar una nueva barra de carga.

4.5. Subrutina DOBSS

Cumple una función similar que las anteriores pero con estados de falla SS. En este caso, no serán corte mínimos SS (totales) si los correspondientes estados S, RR, RS o SR constituyen falla de cualquiera de los nodos considerados hasta la iteración respectiva.

4.6. Subrutina ESCRI1.-

Se utiliza para escribir los estados de corte mínimo del sistema.

5. Bloque 5

Una vez que se han obtenido los estados de corte mínimo definitivos, se calculan los índices de confiabilidad del sistema. Este bloque contiene las subrutinas implementadas con este propósito. En este bloque se detectan y evalúan los estados BC y BCD.

5.1. Subrutina PROBSI

Calcula los índices de confiabilidad de los estados R y S que son cortes mínimos.

5.2. Subrutina PROBDR

Calcula la probabilidad y frecuencia de los estados de falla doble (RR, RS, SS, MR, MS).

5.3. Subrutina DACZP

En esta subrutina se seleccionan los cortes mínimos BC y BCD en base a los estados de corte mínimo de simple y doble contingencia. Luego se determinan los datos de confiabilidad de C (frecuencia y duración equivalentes) y por último utilizando las fórmulas respectivas se encuentran los índices de confiabilidad de estos estados de falla.

5.4. Subrutina ESCRIB

Esta subrutina sirve para escribir los índices de confiabilidad en contrados. Calcula los resultados parciales y totales de confiabilidad.

4. VARIABLES DE ENTRADA

BC1.- Arreglo de una dimensión en que se almacenan las barras de carga cuya interrupción se considerará falla del sistema.

EN .- Arreglo de una dimensión que contiene el indicador del tipo de elemento.

EN EQUIVALENCIA

- 0 Barra de carga.
- 1 Barra intermedia.
- 2 Interruptor de A/T.
- 3 Interruptor de B/T.
- 4 Línea o cable.
- 5 Línea o cable (distintas características de confiabilidad que 4).
- 6 Barra de alimentación (nodo 100% confiable).
- 7 Transformadores tipo A.
- 8 Transformadores tipo B.
- 9 Otros.
- 11 Fusibles (elementos de interrupción que no están sujetos a falla).

En EN 4, 5, 7, 8 o 9 puede representarse cualquier otro tipo de elementos (reactores, condensadores, etc.).

FF .- Frecuencia de falla.- Este dato se da para los distintos tipos de componentes. Sus unidades son (fallas /año) o (fallas /año y unidad de longitud) en caso de líneas.

FM .- Frecuencias de mantenimiento del tipo de componente, en (fallas/año) o (fallas/año y unidad de longitud) para líneas.

F1 .- Frecuencias de falsas operaciones de cada tipo de interruptor (fallas/año).

ID .- Arreglo de una dimensión. Indicador de sentido de flujo a través del elemento: (0) si el flujo de potencia posible es unidireccional. (1) si el flujo de potencia puede ser en los dos sentidos. Para barras de alimentación ID es siempre 0. Para los otros tipos de barras ID es 1.

IDK.- Arreglo de una dimensión indica los elementos que con el cierre del switch correspondiente deben modificar ID.

IPC.- Indicador de alternativas: (1) caso en que se especificarán como datos las barras cuya interrupción constituirá falla del sistema. (2) caso en que en el estudio se quiera considerar como falla del sistema la interrupción de cualquiera de las barras de carga del mismo.

LONG.- Factor de corrección de frecuencia de falla de cada componente. (1) si no existe corrección. En caso de que el componente sea una línea en esta variable se indicará la longitud de la línea en (unidades de longitud).

KS .- Elementos a que se conecta el switch normalmente abierto.

KSOP.- Elementos cuyo retiro del sistema (máximo 5) provoca la operación del switch.

N .- Número de elementos del sistema (sin contar los switches normalmente abiertos).

NCOM.- Elementos conectados a cada componentes del sistema.

NOO .- Número de switches normalmente abiertos.

LPC .- Indicador de alternativas de escritura de resultados. (0) si se quiere como salida únicamente los cortes mínimos del sistema en general. (1) caso en que se quiera información sobre los estados de corte mínimo de cada una de las barras individualmente consideradas además de los cortes mínimos del sistema.

P1 .- Probabilidad de falla al operar. Para interruptores.

TM .- Arreglo de una dimensión que contiene los tiempos medios de mantenimiento para los distintos tipos de componentes.

TR .- Arreglo de una dimensión de los tiempos medios de reparación del componente tipo.

TS .- Arreglo de una dimensión de los tiempos medios de maniobra de los componentes tipo.

5. VARIABLES DE SALIDA

FAR y FAS.- Arreglos de una dimensión en donde se almacenan los estados R y S de corte mínimo del sistema.

FARRF-FARRC; FARSF-FARSC y FASSF-FASSC.- Son arreglos de una dimensión en que se almacenan los componentes de los estados de falla (cortes mínimos) R-R; S-R ; y S-S respectivamente. Se refiere a los cortes mínimos totales del sistema.

IMINCR e IMINCS.- Arreglos de una dimensión que contienen información de los estados R y S de corte mínimos de una barra de carga (resultados de cada iteración).

IMRRF-IMRRC; IMRSF-IMRSS y IMSSF-IMSSC.- Arreglos de una dimensión que contienen los estados de corte mínimo R-R; S-R y S-S de cada barra de carga (varían en cada iteración).

PROB-FREC; PROBC-FREBC.- Arreglo de una dimensión que guardan la probabilidad y frecuencia de los distintos

estados del sistema. De acuerdo a la siguiente asignación:

(I)	PROB FREC (I)	PROBC FREBC (I)
1	R	BRCR
2	S	BRCS
3	RR	BSCR
4	SS	BSCS
5	RS	BRCSDR
6	MR	BRCSDS
7	MS	BSCRDR
8	BRCRDR	BSCRDS
9	BRCRDS	BSCSDR
10	--	BSCSDS

UR.- Contiene la indisponibilidad total del sistema.

US.- Frecuencia de falla del sistema.

AUX.- Duración media de fallas.

NFAR, NFAS, NEARR, NFARS, NFASS.- Variables enteras en donde se almacena el número de falla R, S, RR, RS y SS del sistema, respectivamente.

IH.- Número de estados RR de cada barra. (Varía en cada iteración).

IFRS.- Variable que almacena el número de estados RS de cada barra

de carga (Varía en cada iteración).

IFSS.- Número de estados SS en cada iteración.

6. OTRAS VARIABLES IMPORTANTES

PTR.- Arreglo de dos dimensiones que contiene las trayectorias de la barra de carga analizada (Varía en cada iteración y también por la inclusión del efecto de switches normalmente abiertos).

ZP .- Arreglo de dos dimensiones que contiene las zonas de protección del sistema.

ZOP.- Arreglo de dos dimensiones que indica la zona de protección a la que pertenece cada elemento.

IPATRA.- Arreglo de dos dimensiones que contiene los VECTORES PALABRA TRAYECTORIA de los estados R de cada componente.

IPWS.-Arreglo de dos dimensiones que contiene los vectores palabra trayectoria de los estados S de cada componente.

7. FORMA DE PROPORCIONAR DATOS AL PROGRAMA

El orden en que se deberán proporcionar los datos al sistema es el siguiente:

1. Tarjetas tipo A (1 tarjeta)

Se lee el número total de componentes del sistema - N - (sin contar con los switches normalmente abiertos) y el número de switches normalmente abiertos que se tomarán en cuenta - N00 -.

FORMATO : 2 I 3

2. Tarjetas tipo B (El número de tarjetas depende del número de componentes).

Se leen, por cada componente, una tarjeta que contiene lo siguiente:

- a. Índice del sentido de flujo de potencia activa (ID).
- b. 6 elementos adyacentes (NCOM).
- c. Código del tipo de elemento (EN).
- d. Factor de modificación de la frecuencia de falla. En caso de que el componente sea una línea se leerá en este punto la longitud de la línea (LONG).

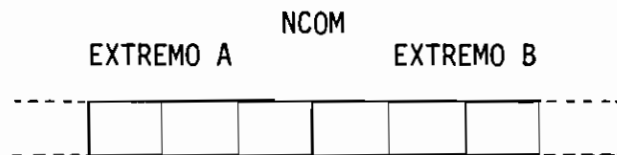
FORMATO: ID , NCOM . EN , LONG
I , 6I3 , I2 , F5.3

Notas:

- Las tarjetas deberán ingresar en orden al número asignado al componente. Esto es, la primera tarjeta tipo B contiene los datos correspondientes al componente 1, la segunda los datos del componente 2, etc.

- Los datos "elementos adyacentes" (b), se proporcionan de acuerdo con el tipo de elementos y con el valor de ID.

Si los 6 casilleros separados para los mismos NCOM se dividen así:



tenemos:

Para las Barras de carga o intermedias.-

En este caso ID es siempre 1.

Se llena los espacios separados para los elementos adyacentes desde el primer casillero con los elementos conectados a la barra de carga. Si sobran espacios se los deja en blanco.

Para Barras de Alimentación.-

En este caso ID = 0.

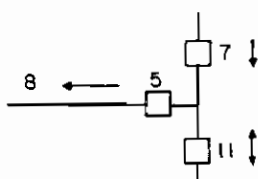
Se dejan en blanco los 3 primeros espacios (Extremo A). Desde el cuarto casillero se colocan los números asignados a los elementos conectados a la barra correspondiente.

Para los otros tipos de elementos.-

- Si ID = 0 (elementos unidireccionales).

Los tres primeros casilleros están destinados para indicar los elementos que se conectan hacia el lado de entrada de flujo de potencia al componente respectivo. Los otros tres casilleros contienen los números asignados a los elementos conectados al otro extremo.

Ejemplo:



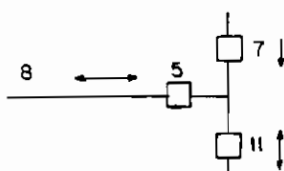
La tarjeta correspondiente al elemento 5 será:

ID	N COM						EN	LONG	
0	7	1	1			8	2	1	.

- Si ID = 1 (elemento bidireccional)

Se colocan indistintamente, en los tres primeros casilleros los elementos conectados a un extremo y a partir del cuarto casillero los elementos conectados al otro extremo.

Ejemplo:



Para 5 se tiene adicionalmente:

ID	N COM						EN	LONG	
1	8			1	1	7	2	1	.

3. Tarjetas tipo C (10 tarjetas)

Se lee una tarjeta por cada tipo de componente (excepción de fusibles) y contiene los datos básicos de confiabilidad que se indican a continuación:

a. Frecuencia de fallas en fallas/año. Si se trata de líneas en fa

- fallas/año . unidad de longitud. (FF)
- b. Tiempo medio de reparación en horas. (TR)
- c. Tiempo medio de switcheo en horas. (TS)
- d. Frecuencia de mantenimiento en horas. (FM)
- e. Tiempo medio de duración de mantenimiento en horas (TM)

Las tarjetas 3 y 4 de este tipo (interruptores) tienen los siguientes datos adicionales:

- f. Probabilidad de fallas al operar (P1).
- g. Frecuencia de falsas operaciones (F1) . fallas/año.

FORMATOS: 5F10.6 y 7F10.6 (Interruptores).

Nota: Estas tarjetas se proporciona para los 10 primeros "tipos de elementos" considerados en variables de entrada. En caso de no existir elementos de alguna de las clases indicadas, se coloca en su lugar una tarjeta en blanco.

4. Tarjetas Tipo D (depende del número de switches normalmente abiertos).

Estas tarjetas se incluyen únicamente si N00 \neq 0 y contienen uno a continuación de otro, los siguientes datos:

- a. Los números representativos de los elementos a que se conecta el switch. (KS).
- b. Los elementos cuyo estado de reparación o mantenimiento producen

el cierre del switch. KSOP

- c. Los elementos que con el cierre del switch respectivo deben modificar el valor de ID (indicador de sentido de flujo) IDK

FORMATO: 12I3

KS	KSOP	IDK
2I3	5I3	5I3

5. Tarjetas tipo E (1 tarjeta)

Se leen indicador del programa, uno a continuación de otro:

- Indicador del criterio de confiabilidad asumido (IPC).
- Indicador de opciones de escritura de cortes mínimos (LPC).

FORMATO: 2I1

Las siguientes tarjetas se incluyen en caso de que IPC sea 1:

Tarjetas tipo F

Se lee el número de barras de carga cuya interrupción significa falla del sistema. (NBC).

FORMATO: 1I3, A3

NBC	NBC
I3	A3

Tarjetas tipo G (su número varía con el número de barras de carga que se consideren).

- Se lee una a continuación de otra las barras de carga que definen el estado de falla del sistema (BC1).

FORMATO: NBCI3

BC1(1) BC1(2)

I3	I3
----	----

8. FORMA DE UTILIZAR EL PROGRAMA GRABADO EN CINTA

La secuencia de tarjetas de control que se requieren están descritas en la Tabla A.1.

9. RESTRICCIONES

Para el computador de INECCEL:

- 1) El número máximo de componentes del sistema es 200.
2. El número máximo de switches normalmente abiertos es 10.
3. Se ha considerado que existen máximo 5 elementos que al ser retirados del sistema provocan la operación de los switches normalmente abiertos.

4. El número máximo de elementos que pueden variar ID (indicador del sentido de flujo) debido al cierre de un switch es 5.
5. El número máximo de barras de carga es 100.
6. El programa considera hasta 3 componentes conectados a cada ex tremo de un elemento.
7. El número máximo de trayectorias que encuentra el programa es 50.
8. El número máximo de elementos que forman una trayectoria es 100.
9. Pueden almacenarse como máximo 500 estados de corte mínimo de doble contingencia.
10. Se considera que las barras de generación son 100% confiables.
11. Una de las principales limitaciones del programa es el criterio de falla asumido. El sistema se considera satisfactorio si exis te continuidad entre las fuentes y las barras de carga, es de- cir, no se contempla la capacidad de generación, la demanda de carga en las barras ni los límites de cargabilidad de los comp nentes.

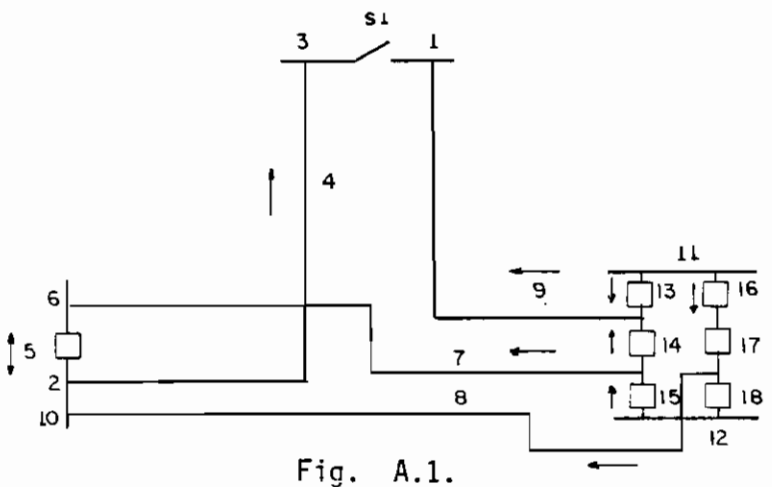
Para el computador de la E.P.N.:

1. Sistemas de hasta 100 elementos.

2. 3. 4. Las mismas que para el computador de INECEL.
5. El número máximo de barras de carga es 50.
6. 7. 8. Ver restricciones para el computador de INECEL.
9. Se considera hasta 200 estados de doble contingencia que representan fallas del sistema.
10. 11. Igual que para el computador de INECEL.

10. CODIFICACION DE UN EJEMPLO

Para entender mejor la forma de dar los datos al programa se ha codificado el ejemplo descrito en el capítulo II (Fig. No. A.1.). Ver hoja de codificación.



S1 se cierra por reparación de 4, 8 o 10.

TARJETAS DE CONTROL PARA UTILIZAR EL PROGRAMA GRABADO EN CINTA - TABLA A-1

```

// JOB1
// PAUSE OPERADOR CARGAR LA CINTA DE ELECTRICA N° _____
// MTC FSF, X'280'
// ASSGN SYSIPT, X'2B0
// OPTION LINK, NOLIST
// ACTIO CANCEL, NOMAP
// EXEC FFORTAN
// EXEC LNKEDT
// ASSGN SYSIPT, X'QOC'
// EXEC

```

[DATOS]

```

/*
/ 8 MTC REW, X'280'
* 88 EOJ

```


A P E N D I C E B

METODO DE OBTENCION DE DATOS BASICOS DE CONFIABILIDAD

Para el presente estudio se requiere de los siguientes datos de confiabilidad:

1. Frecuencia de Falla.- Causa Persistente.

Es la frecuencia de falla de un componente que para retornar a servicio deberá ser reparado o reemplazado.

2. Frecuencia de Salida Especificada.- Mantenimiento.

Es el resultado de sacar de servicio deliberadamente a un componen-
te, en un tiempo seleccionado para mantenimiento.

3. Tiempo Medio de Reparación.-

Es el tiempo medio de duración de salidas por falla. La duración de una salida es el período de tiempo desde la iniciación de la falla hasta la reparación o reemplazo del componente falloso.

4. Tiempo Medio de Mantenimiento.-

Es la duración media de una salida programada para mantenimiento.

5. Tiempo de Switcheo.-

Es el período desde el momento en que se produce una falla y se requiere una operación de maniobra, hasta que ésta es completada. Se refiere también a tiempos medios de switcheo.

6. Distribuciones de períodos de tiempo entre salidas y de duraciones de falla.-

Para propósitos de cálculo de índices de confiabilidad los métodos generalmente utilizados y el método empleado en la presente tesis asumen que los períodos entre salidas y la duración de fallas están exponencialmente distribuidos.

El presente artículo, tomado del estudio presentado por ALTON D. PATTON en el volumen PAS. 87, No. 1, Enero 1968 de la IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, se describe la forma de estimar los parámetros antes indicados a partir de los datos de campo.

En el cálculo de indicativos de confiabilidad, un componente es un elemento o grupo de elementos visto como un total.

En un sistema de transmisión, subtransmisión o distribución, los componentes son bloques constitutivos del sistema: líneas, barras, transformadores, interruptores, reactores, etc.

B.1. LINEAS DE TRANSMISION

Datos de Campo requeridos:

- Voltaje, tipo de construcción, localización geográfica.
- Longitud total de exposición de cada línea.
- Número total de salidas de cada tipo de cada línea por año.
- Lista de duraciones de salida de cada tipo de salida por cada línea.

Estimación de la Frecuencia de Salida.-

Las frecuencias de salida de una línea depende de su longitud de exposición.

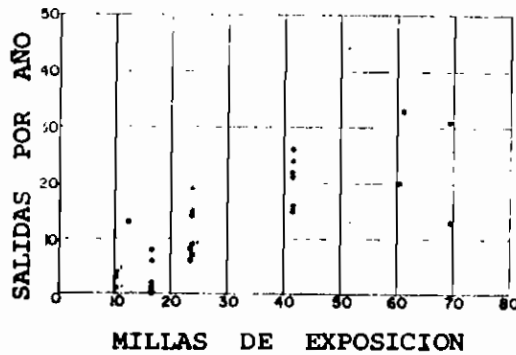
Además las frecuencias de salida forzada puede ser dividida en dos categorías:

- a) Debidas al clima.
- b) No causadas por el clima.

Para estimar las futuras frecuencias de salida se siguen los siguientes pasos (para cada categoría):

1. Separación de las líneas en grupos de acuerdo a las características de las mismas, esto es, de acuerdo a su nivel de voltaje, al tipo de estructura, etc. (no por la longitud).
2. Se grafica el número de salidas de un tipo dado de líneas versus las millas de exposición de cada línea del grupo.

El comportamiento observado para líneas es del siguiente tipo:



De la interpretación visual se asume una relación lineal entre las exposiciones de la línea y las salidas por año. Utilizando la ecuación de regresión lineal se tiene:

$$Y = b_0 + b_1X$$

Y = salida por año de una línea.

X = Millas de exposición de la línea.

b_0 = Punto de interconexión con el eje Y .

b_1 = Pendiente de la recta.

Mediante el método de mínimos cuadrados se tiene:

Para n datos de un grupo particular:

$$b_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \qquad b_0 = \bar{Y} - b_1\bar{X}$$

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \qquad \bar{Y} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i}{n}$$

Otro método comunmente empleado para estimar las frecuencias de fa lla consiste en dividir el número de salidas observadas durante el período por el número de millas-año de exposición durante ese período.

El análisis por medio de diagramas de regresión presenta ciertas ventajas sobre este último método:

- Permite la inclusión o exclusión en el grupo supuesto homogéneo de las líneas que se alejen significativamente de la tendencia ge neral, mediante su reanálisis.
- No asume que las salidas/año (frecuencia de salida) son directamente proporcionales a la longitud de exposición.
- Provee de un significado a la obtención de límites de los pará metros estimados.

El valor de salidas por año que se obtiene de la línea de regresión es una estimación de la futura frecuencia de salida de cada línea. Puede ser vista como:

- a) Una estimación de la frecuencia media anual de salida.
- b) La estimación de la frecuencia de salida en un año futuro indi vidual.

De acuerdo a la interpretación dada a la frecuencia estimada, puede

definirse los intervalos de predicción o los límites de confianza del parámetro obtenido.

Tiempo medio de duración de fallas

Al igual que para estimar la frecuencia de salida, lo primero que debe hacerse es separar las salidas en grupos de acuerdo a las características - debidos al clima y no debidos al clima - y de acuerdo al voltaje.

El tiempo medio se calcula con la siguiente ecuación:

$$TR = \frac{\sum_{i=1}^n T_{mi}}{n}$$

Donde T_{mi} es la duración de salidas de cada tipo y n el número de salidas de la muestra.

En este punto se aconseja no tomar en cuenta los datos en los que las duraciones son inusualmente altas o bajas con relación a los otros datos encontrados o, si no hay razones válidas para ello, se pueden definir otro tipo de salidas aparte de las originales. Por ejemplo, salidas de corta duración y salidas de larga duración, y calcular separadamente los parámetros para cada tipo de salidas.

DISTRIBUCION DE PERIODOS DE TIEMPO ENTRE SALIDAS.-

De los resultados de investigaciones realizadas se concluye que es razonable asumir una distribución exponencial de estos períodos,

ya que en cierta extensión ha sido confirmado con la examinación de datos de campo de varios sistemas.

Si bien la investigación fue limitada a salidas de tipo transitorio y ya que para salidas forzadas es casi imposible chequear la distribución de tiempo de operación se acepta que estos últimos muestran la misma tendencia que las salidas transitorias.

DISTRIBUCION DE DURACIONES DE SALIDA.-

Se han realizado también investigaciones de la distribución de salida de líneas de transmisión, tanto para salidas debidas al clima como para las no causadas por el clima, obteniéndose en los dos casos comportamiento de tipo exponencial. Pese a la dificultad de datos en caso de salidas forzadas de causa persistente, también se los ha estudiado.

B.2. COMPONENTES DE SUBESTACIONES Y OTROS APARATOS

Ya que este artículo se restringe a la porción del SEP comprendida entre las barras de generación hasta los alimentadores de distribución, los demás componentes (no líneas) se encuentran en las subestaciones.

Un componente, transformador, interruptor, etc. se considera que es una unidad de operación trifásica. Esta definición es apropiada ya que los aparatos de protección trifásica son los que dominan en esta porción del sistema en estudio ya que se requiere de

flujo trifásico de potencia para una operación aceptable.

No es el mismo caso en los sistemas de distribución en los que dominan los aparatos de protección, transformación y las cargas monofásicas.

Los componentes a estudiarse son: transformadores de subestaciones, interruptores, switches y barras.

Cada uno de los bloques mencionados se definen para indicar todos los componentes que pueden provocar su salida.

1. Transformadores de subestación.- Cualquiera de las partes de los transformadores en sí, fusibles, switches de puesta a tierra o los aparatos de protección diferencial.
2. Interruptores.- Cualquier parte del mismo interruptor, los relés asociados a los instrumentos transformadores.
3. Switches de Aire.- Cualquier parte de este elemento.
4. Barras.- Barras estructurales, pararrayos, relé diferencial de barra que provoca despeje de la barra.

DATOS DE CAMPO REQUERIDOS.-

El primer paso en la recopilación de datos es la determinación de las clases de componentes dentro de cada tipo en base a las carac

terísticas que se crea influyen en las frecuencias y duraciones de salida.

En la mayoría de los casos, basta separarlos de acuerdo al voltaje.

Los datos de campo requeridos para la estimación de frecuencia y duración de salida son los siguientes:

1. Número total de unidades - año sometidos a análisis durante el período de observación para cada clasificación de componentes.
2. Número total de salidas de cada tipo para cada clase de componentes durante el período de observación.
3. Lista de duración de salidas de cada tipo de salida para cada clase de componente.

Estimación de frecuencia de salida.-

En este caso ya no es necesaria la consideración del clima como un factor que influya en la salida de componentes, como en el caso de líneas.

Se requiere un análisis mucho más simple, puesto que tampoco influye la longitud de exposición.

Unicamente ciertas barras, más complicadas, requieren de un apropiado factor de escala que individualice su frecuencia de salida.

El factor de escala puede depender del número de terminales o de conexiones a la barra.

Por otra parte, las fallas de los interruptores deben ser clasificados así:

- fallas al operar.
- falsas operaciones.
- fallas a tierra.

La frecuencia de salida puede ser establecida solo para los dos últimos casos de falla citados. La frecuencia de fallas al operar - es función de la frecuencia de falla de los otros componentes.

Asumiendo que las duraciones de los períodos de tiempo entre salidas de un tipo están exponencialmente distribuidos, la frecuencia estimada de salida λ (salidas de un componente por año) pero un tipo de salida y clase de componente puede encontrarse como:

$$\lambda = \frac{f}{T}$$

donde: f es el número de salida de un tipo dado observados durante la recopilación de datos para la clase de componentes en consideración y T es el número de unidades año en operación sometidas a experimentación de esa clase de componentes durante ese mismo período (año).

Para un buen análisis es recomendable el combinar datos de varias

fuentes.

DURACION DE LAS SALIDAS.-

La distribución de las duraciones de salida forzada debido a causa persistente de alguna clase de bloques de componentes se estudiaron a partir de los datos de TESCO. Esta distribución aparece aproximadamente exponencial, confirmando los supuestos de varios artículos anteriores.

Los métodos de cálculo de la duración media estimada y los límites de confianza de este valor encontrado es exactamente igual al que se requiere para el caso de líneas de transmisión.

Tiempos de Switcheo Manual

La distribución de tiempos requeridos para realizar un switcheo normal y la distribución de tiempos de reemplazo de fusibles se ha observado que son aproximadamente exponenciales.

Los datos de campo requeridos son una lista de los tiempos requeridos para realizar switcheo manual o recolocación de fusibles. Los tiempos son medidos desde que la operación es requerida hasta que ésta es completada.

El método para el cálculo de la duración media de estos tiempos de salida es exactamente igual al anteriormente descrito para el caso de las líneas de transmisión.

A P E N D I C E C

COMPROBACION DEL PROGRAMA DIGITAL

El programa ha sido probado en algunos ejemplos mediante comparación con con soluciones manuales o con los resultados expuestos en los artículos de donde se obtuvieron los ejercicios. Se comprobó tanto la apropiada identificación de los cortes mínimos como el correcto cálculo de la probabilidad, frecuencia y duración media de fallas.

Los ejemplos corridos para varias configuraciones del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito y los dos casos que se presentan a continuación prueban la validez del programa.

CASO A

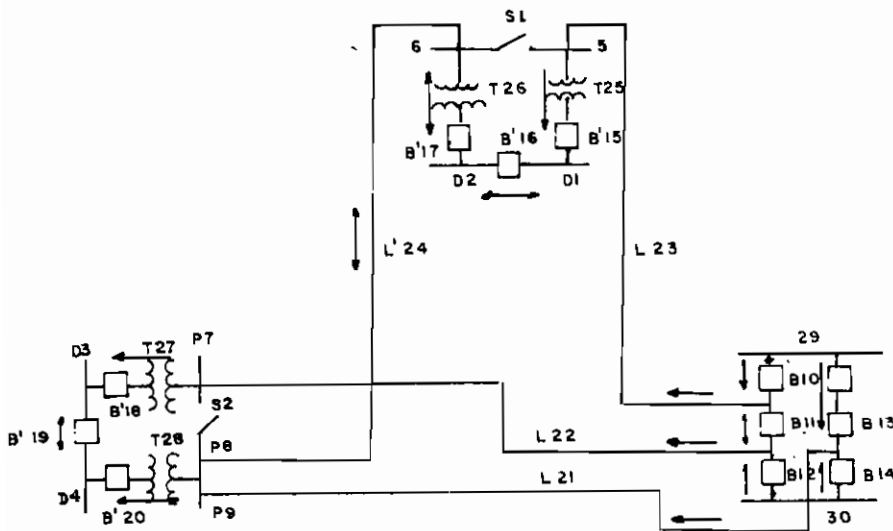


Fig. C.A. Circuito de Muestra (Ref. 5)

S1 se cierra durante la reparación de 23, 24 u 8.

S2 se cierra durante la reparación de 21, 22 o 9.

Se requiere continuidad en todas las barras de carga D (1 - 4).

Datos de confiabilidad (Ver Tabla C.A.1.).

Tanto el circuito presentado como los datos básicos de confiabilidad de los elementos corresponden al ejemplo 11.3. de la Ref. 5. En dicho ejemplo, se tabulan el número de cortes mínimos de las posibles combinaciones de estado (por tipo de componente) y se entregan índices de confiabilidad del sistema indicando el aporte de los estados de simple y doble contingencia, sin considerar mantenimiento preventivo y teniendo en cuenta un único modo de falla de interruptores, las fallas a tierra.

Tabla C.A.1. DATOS DE COMPONENTES

COMPONENTE	λ 1/año	TR hr	TS hr
B	0.012	70	1
B'	0.0032	27	1
L	0.0051	504	1
L'	0.0017	504	1
T	0.0012	168	1
P	0.007	3.5	1

A continuación se coloca la salida del programa desarrollado en es

CIRCUITO

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000AÑO)	DURACION MEDIA (HR)
S	.219E-05	.192E 02	.100E 01
RR	.158E-06	.314E-01	.441E 02
RS	.157E-07	.139E 00	.994E 00
SS	.323E-10	.567E-03	.500E 00
SUBTOTAL1	.237E-05	.194E 02	.107E 01
MR	.535E-08	.511E-01	.917E 00
MS	.163E-07	.143E 00	.100E 01
SUBTOTAL2	.217E-07	.194E 00	.978E 00
BSCR	.163E-09	.153E-02	.933E 00
BSCRDR	.683E-12	.650E-05	.920E 00
BSCRDS	.391E-10	.304E 01	.113E-03
SUBTOTAL3	.203E-09	.304E 01	.585E-03
INDICES TOTALES	.239E-05	.226E 02	.925E 00

ta tesis para el presente caso.

Si comparamos los resultados obtenidos en la Tesis con los de la Ref. 5 vemos:

Tabla C.A.2. COMPARACION DEL NUMERO DE ESTADOS DE CORTE MINIMO DE LAS COMBINACIONES DE FALLA.

COMBINACION	Número de Cortes Mínimos			
	S/RS	Ref. 5 R/RR	S/RS	Tesis R/RR
B'	6	-	6	-
Otras fallas simples	-	-	-	-
BB	2	-	-	-
B'B'	-	6	-	6
LL	3	-	3	-
TT	2	2	2	2
PP	6	3	5	3
BB'	-	-	-	-
B'B	16	-	16	-
BL	-	-	-	-
LB	6	-	6	-
BL'	-	-	-	2
L'B	2	-	4	-
BP	-	-	-	-
PB	10	-	10	-
BT	-	-	-	-
TB	8	-	8	-
B'L	8	-	8	-
LB'	-	-	-	-
B'L'	6	-	4	-
L'B'	-	-	-	-
B'T	4	8	4	8
TB'	-	8	-	8
B'P	8	8	8	8
PB'	-	8	-	8
LL'	2	1	2	1
L'L	-	1	-	1
LT	9	-	9	-
TL	4	-	4	-
LP	10	2	10	2
PL	3	2	3	2
L'T	2	-	2	-
TL'	2	-	2	-
L'P	1	1	2	1
PL'	2	1	2	1
TP	4	5	4	5
PT	4	5	4	5
Total	131	35	132	35

La diferencia existente en el número de cortes mínimos de ciertas combinaciones se justifica ya que en la Ref. 5 se consideran ciertas restricciones para el cierre de los switches normalmente abiertos, las mismas que no contemplan el programa de esta tesis. La influencia en los índices de confiabilidad de esas diferencias es mínima como puede verse en la Tabla C.A.3.

Tabla C.A.3. COMPARACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DEL CASO A OBTENIDOS POR EL PROGRAMA DE LA TESIS Y LOS TABULADOS EN LA REF. 5.

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD (1/10)		FRECUENCIA (1/1000 años)		DURACION MEDIA (hr)	
	REF 5.	TESIS	REF. 5	TESIS	REF. 5	TESIS
R	----	----	----	----	----	----
S	2.19	2.19	19.2	19.2		1
RR	0.156	0.158	0.0313	0.0314		44.1
RS	0.015	0.0157	0.129	0.139	1	0.994

CASO B

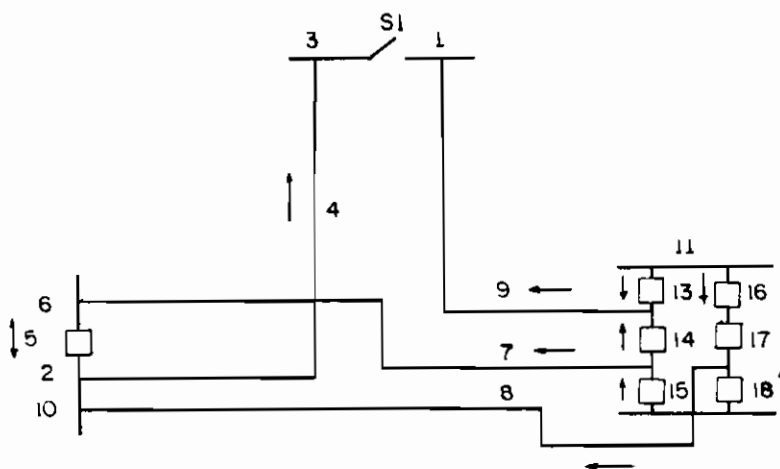


Fig. C.B.

Los listados de la salida del programa digital (DATOS Y RESULTADOS) que se adjuntan muestran una total coincidencia tanto de los cortes mínimos seleccionados como de los índices de confiabilidad calculados manualmente en el Capítulo II y los obtenidos mediante el uso del programa.

 DATOS DE FALLA DE COMPONENTES

TIPO DE COMPONENTE	CANTIDAD	F (1/año)	TR (hr)	TS (hr)	FM (1/año)	TH (hr)
2	6	0.0180	127.70	1.00	3.0000	12.00
3	1	0.0030	127.70	1.00	2.0000	8.00
4	1	0.0017	400.00	1.00	0.5000	14.00
5	3	0.0051	400.00	1.00	1.5000	14.00
6	2	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.00

 DATOS ADICIONALES PARA INTERRUPTORES:

TIPO DE COMPONENTE	F2 (1/año)	P
2	0.0260	0.0015
3	0.0026	0.0015

CIRCUITO C.B.

RESULTADOS:

ESTADOS DE CORTE MINIMO DEL SISTEMA

CRITERIO DE CONFIABILIDAD:

CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LAS BARRAS: 6

R

6

S

5 7 14 15

RR

2- 7 5- 7

SR

3- 7 4- 7 8- 7 10- 7 17- 7 18- 7 18- 13 18- 14

SS

1- 18 9- 18 16- 18

INDICES DE CONFIABILIDAD

TIPO DE ESTADO	PROBABILIDAD	FRECUENCIA (1/1000ANO)	DURACION MEDIA (HR)
S	.503E-05	.441E 02	.100E 01
RR	.102E-07	.922E-03	.968E 02
RS	.222E-08	.195E-01	.995E 00
SS	.542E-11	.949E-04	.500E 00
SUBTOTAL1	.505E-05	.441E 02	.100E 01
MR	.187E-07	.165E-01	.992E 01
MS	.286E-07	.251E 00	.100E 01
SUBTOTAL2	.473E-07	.267E 00	.155E 01
BSCR	.421E-08	.371E-01	.994E 00
BSCS	.303E-07	.266E 00	.717E 01
BSCRDR	.172E-11	.153E-04	.989E 00
BSCSDR	.705E-11	.621E-04	.994E 00
BSCSDS	.270E-13	.473E-06	.500E 00
SUBTOTAL3	.346E-07	.303E 00	.100E 01
INDICES TOTALES	.513E-05	.447E 02	.101E 01

A P E N D I C E D

A continuación se presenta el listado del programa desarrollado en el computador de PRIME 550 de Inecel (MEMORIA 850, unidad CPU: C450, Unidad de Disco 300 DATA GENERAL).

El programa está escrito en FORTRAN IV y utiliza memoria virtual (modo 64V) lo cual permite utilizar el disco como memoria auxiliar ya que se excede la memoria dada por el computador al usuario.


```

C          ración.
C
C          FAR,FAS,FARRF-FARRC,FARSF-FARSC,FASSF-FASSC: Arreglos de una di-
C          mension que contiene los cortes mínimos (doble contingencia)
C          del sistema.
C
C          FREC(1),PROB(1): Frecuencia y probabilidad de estados de falla R.
C
C          FREC(2),PROB(2): Frecuencia y probabilidad de estados de falla S.
C
C          FREC(3),PROB(3): Frecuencia y probabilidad de estados de falla RR.
C
C          FREC(4),PROB(4): Frecuencia y probabilidad de estados de falla SS.
C
C          FREC(5),PROB(5): Indices de confiabilidad debido a fallas RS.
C
C          FREC(6),PROB(6): Indices de confiabilidad debidos a estados MS.
C
C          FREC(7),PROB(7): Frecuencia y probabilidad de estados de falla MR.
C
C          FREC(8),PROB(8): Indices de confiabilidad debidos a estados BRCRDR.
C
C          FREC(9),PROB(9): Frecuencia y probabilidad de estados de falla BRCSOR
C
C          FREBC-PROBC: Arreglos de una dimension que contienen la frecuencia
C          y probabilidad de estados de falla BC y BCD.
C
C
C          INTEGER*2 L,IR,K,BC1(100),IS,P,ZD, II,J,NA,L1,L2,K1,K2,NN,NR, ISS
C          INTEGER*4 FORMTO(3)
C          INTEGER*2 IPC,LPC,KK,KI, IDK(10,5)
C          REAL LONG
C          DIMENSION FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),P1(3),F1(3), PROB(10)
C          1,FREC(10),LONG(200),PROBC(10),FREBC(10)
C          INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
C          1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
C          2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
C          3IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INDD,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
C          4,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARSF(500),FARSC(500),
C          5NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND
C          COMMON      N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
C          1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
C          2KS,INDD,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARSF,FARSC,
C          3NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND, P
C          COMMON /A/FF,TS,TR,FM,TM,P1,F1,PROB, FREC, LONG, PROBC, FREBC
C          COMMON/C/BC1
C          COMMON/D/ISS
C          COMMON/E/IDK
C          DATA FORMTO /12H(          I3) /
8      READ(1,80) N,NOO
      KK=3
      IF(N.GT.200) GO TO 1
      IF(NO0.GT.10) GO TO 2
      GO TO 3
1      WRITE(KK,11) N
      GO TO 111
2      WRITE(KK,12) NOO
      GO TO 111
3      CONTINUE
C

```



```

C      BLOQUE1 *Lectura de datos de topología del sistema, datos básicos
C      de confiabilidad y datos indicadores del programá
DO 10 I=1,N
  READ(1,110) ID(I),(NCOM(I,J),J=1,6), EN(I), LONG(I)
10  CONTINUE
18  CALL PCONF
    WRITE(KK,555)
555 FORMAT(1H1//10X,'RESULTADOS:'//)
    IF(ISS.EQ.1) GO TO 111
    IF(NOO.EQ.0) GO TO 40

C
C      Lectura de datos correspondientes a switches normalmente abiertos
C
DO 20 I=1,NOO
  READ(1,30) (KS(I,J),J=1,2),(KSOP(I,JJ),JJ=1,5),(IDK(I,K),K=1,5)
  IF(KS(I,1).EQ.0) GO TO 45
  IF(KS(I,2).EQ.0) GO TO 45
20  CONTINUE
    GO TO 40
45  WRITE(KK,35)
    GO TO 111
40  READ(1,120)IPC,LPC
    GO TO (50,60),IPC

C
C      Se leen las barras de carga cuya falta de continuidad de servicio
C      constituye falla del sistema.
C
50  READ(1,90)NBC,FORMTO(2)
30  FORMAT(12I3)
    IF(NBC.GT.100) GO TO 4
    NBB=NBC
    READ(1,FORMTO) (BC1(I),I=1,NBC)
    DO 5 I=1,NBC
5    IF(BC1(I).GT.200) GO TO 6
    GO TO 7
4    WRITE(KK,13)NBC
    GO TO 111
6    WRITE(KK,14)BC1(I)
    GO TO 111
7    GO TO 130
60  II3=0
    DO 70 II=1,N
      IF(EN(II).NE.0) GO TO 70
      II3=II3 +1
      BC1(II3)=II
70  CONTINUE
    NBC=II3
    NBB=NBC

130  IH=0
    NFAR=0
    NFAS=0
    NFARR=0
    NFARS=0
    NFASS=0
    IFRS=0
    IFSS=0
    CALL ENCER1(500,FARRF)
    CALL ENCER1(200,FAR)
    CALL ENCER1(200,FAS)

```

```

CALL ENCR1(500,FASSF)
CALL ENCR1(500,FASSC)
CALL ENCR1(500,FARSC)
CALL ENCR(200,3,ZOP)
CALL ENCR(100,30,ZP)
CALL ENCR1(500,FARRC)

C
C   BLOQUE 2 * Determinación de los estados de corte mínimo en las
C             condiciones iniciales del sistema. Se considera falla
C             del sistema la falta de continuidad de servicio en una
C             barra de carga.*
C
CALL ZONA

C
DO 230 I=1,NBC
  BC=BC1(I)
  CALL ENCR(50,100,PTR)
  CALL ENCR1(500,IMRRF)
  CALL ENCR1(500,IMRRC)
  CALL ENCR1(500,IMRSF)
  CALL ENCR1(500,IMRSC)
  CALL ENCR1(500,IMSSF)
  CALL ENCR1(500,IMSSC)
  CALL ENCR1(200,IMINCR)
  CALL ENCR1(200,IMINCS)
  CALL ENCR(200,50,IPWS)
  CALL ENCR(200,50,IPATRA)
  CALL TRAYEC

C
C   Se prueba la validez de datos de topología.
C
  IF(NT.NE.0) GO TO 140
  WRITE(KK,15) BC
  GO TO 111
140  CALL PTRAY
     CALL AMINCR
     CALL AMINCS
     CALL MINCS
     CALL ACMRR
     CALL ACMRS
     CALL ACMSS
     IF(N00.EQ.0) GO TO 170
C   BLOQUE 3 *Se modifican los estados de corte mínimo obtenidos para
C             condiciones iniciales del sistema, debido al efecto del cierre
C             del switch correspondiente.
C
DO 160 IN00 =1,N00
  CALL REASIG
  CALL NUZOP
  CALL ENCR(50,100,PTR)
  CALL ENCR(200,50,IPWS)
  CALL ENCR(200,50,IPATRA)
  CALL TRAYEC

C
C   Comprobación de validez de datos de topología.
C
  IF(NT.NE.0) GO TO 150
  WRITE(KK,15) BC
  GO TO 111
150  CALL PTRAY

```

```

        CALL WORKR
        CALL AMINCS
        CALL WORRR
        CALL WORRS
        CALL INCOM
        CALL INZOP
160     CONTINUE
170     IF(NBC,EQ.1) GO TO 180
        IF(LPC,EQ.0) GO TO 180
        CALL ESCRI1
C
C     BLOQUE 4 * Se acoplan los estados de corte mínimo obtenidos para
C           n barras de carga(en n procesos iterativos),con los es-
C           tados de corte mínimo correspondientes a la nueva barra
C           de carga considerada.*
C
180     CALL SIMPLE
        CALL SIMPLS
        CALL DOBLE
        CALL DOBRs
        CALL DOBSS
230     CONTINUE
C     Escritura de los estados de corte mínimo del sistema
        CALL ESCRI2
C
C     BLOQUE 5 * Cálculo de los índices de confiabilidad del sistema
C
        IF(NBC,EQ.1) GO TO 240
        IND=1
240     CALL PROBSI
        CALL PROBDR
        CALL DACZP
250     CONTINUE
        CALL ESCRI3
80     FORMAT (2I3)
90     FORMAT(1I3,A3)
100    FORMAT (I4,5F10.6)
110    FORMAT (1I1,6I3,I2,1F5.3)
120    FORMAT (2I1)
11     FORMAT(/!ERROR! * SE HA SOBREPASADO EL NUMERO MAXIMO DE ELEMENT
20S * N= 'I3)
12     FORMAT(/!ERROR! * EL NUMERO DE SWITCHES NORMALMENTE ABIERTOS ES
2MAYOR QUE 10 * NOO=,I3)
13     FORMAT(/!ERROR! * EL NUMERO DE BARRAS DE CARGA QUE CONSTITUIRAN
ZEL CRITERIO DE CONFIABILIDAD ES MAYOR A 100 * NBC=',I3)
14     FORMAT(!ERROR! * UNA DE LAS BARRAS DE CARGA DADAS SE HA DESIGNA
3DO CON UN NUMERO MAYOR A 200 * BC='I3)
15     FORMAT (!ERROR! * NO HAY CONTINUIDAD ENTRE LA BARRA ',I3,'Y NIN
1GUNA BARRA DE GENERACION. CHEQUAR LOS DATOS CORRESPONDIENTES A TO
2POLOGIA. SI ESTOS NO TIENEN ERRORES EXCLUIR LA BARRA EN CUESTION
3DEL ANALISIS DE CONFIABILIDAD. * ')
35     FORMAT(!ERROR!* NO SE HA INDICADO LOS ELEMENTOS A QUE SE CONEC
ZTA UN SWITCH * ')
111    CONTINUE
        STOP
        END
C
        SUBROUTINE PCONF
C

```

C Esta subrutina sirve para leer, escribir y comprobar validez de
 C datos de topología y confiabilidad
 C

```

  INTEGER*2 KNE(10), ISS
  INTEGER*2 N, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), KK, KI
  COMMON N, NCOM, ID, EN
  COMMON/A/FF(10), TS(10), TR(10), FM(10), TM(10), P1(3), F1(3)
  COMMON/D/ISS
  KK=3
  KI=1
  
```

C
 C Se lee una tarjeta conteniendo datos básicos de confia-
 C bilidad por cada tipo de componente. Se han considerado
 C 10 tipos de componente. La primera tarjeta contiene
 C datos correspondientes a los puntos de carga, la segunda
 C de barras intermedias, la tercera y cuarta tarjetas los
 C datos de confiabilidad de los disyuntores de A/T y B/T
 C respectivamente. Las siguientes pueden tener indistin-
 C tamente los datos de líneas, transformadores, reactores,
 C capacitores, etc. con excepción de la sexta que es nece-
 C sariamente una tarjeta en blanco. Representa a las bar-
 C rras de generación.
 C

```

10 READ(KI,350) FF(10), TR(10), TS(10), FM(10), TM(10)
20 READ(KI,350) FF(1), TR(1), TS(1), FM(1), TM(1)
30 READ(KI,340) FF(2), TR(2), TS(2), FM(2), TM(2), P1(2), F1(2)
40 READ(KI,340) FF(3), TR(3), TS(3), FM(3), TM(3), P1(3), F1(3)
50 READ(KI,350) FF(4), TR(4), TS(4), FM(4), TM(4)
  READ(KI,350) FF(5), TR(5), TS(5), FM(5), TM(5)
  READ(KI,350) FF(6), TR(6), TS(6), FM(6), TM(6)
60 READ(KI,350) FF(7), TR(7), TS(7), FM(7), TM(7)
  READ(KI,350) FF(8), TR(8), TS(8), FM(8), TM(8)
  READ(KI,350) FF(9), TR(9), TS(9), FM(9), TM(9)
  WRITE(KK,15)
  WRITE(KK,16)
  WRITE(KK,17)
  C WRITE(KK,18)
  WRITE(KK,360)
  WRITE(KK,240)
  IF(FF(1).NE.0) WRITE(KK,250)
  IF(FF(2).NE.0) WRITE(KK,260)
  IF(FF(3).NE.0) WRITE(KK,270)
  IF(FF(4).NE.0) WRITE(KK,280)
  IF(FF(5).NE.0) WRITE(KK,290)
  WRITE(KK,300)
  IF(FF(7).NE.0) WRITE(KK,310)
  IF(FF(8).NE.0) WRITE(KK,320)
  IF(FF(9).NE.0) WRITE(KK,330)
70 DO 70 I=1,10
  KNE(I)=0
  WRITE(KK,440)
  ISS=0
  DO 190 I=1,N
    WRITE(KK,450) I, ID(I), (NCOM(I,J), J=1,6), EN(I)
    DO 80 II=1,6
      IF(NCOM(I,II).LE.200) GO TO 80
      WRITE(KK,460)
      ISS=1
80 CONTINUE
  IF(EN(I).EQ.0) GO TO 90
  
```

```

          GO TO (100,110,120,130,140,150,160,170,180), EN(I)
90      KNE(10)=KNE(10)+1
          GO TO 190
100     KNE(1)=KNE(1)+1
          GO TO 190
110     KNE(2)=KNE(2)+1
          GO TO 190
120     KNE(3)=KNE(3)+1
          GO TO 190
130     KNE(4)=KNE(4)+1
          GO TO 190
140     KNE(5)=KNE(5)+1
          GO TO 190
150     KNE(6)=KNE(6)+1
          GO TO 190
160     KNE(7)=KNE(7)+1
          GO TO 190
170     KNE(8)=KNE(8)+1
          GO TO 190
180     KNE(9)=KNE(9)+1
190     CONTINUE
        WRITE(KK,370)
        OO 200 I=1,9
          IF(KNE(I),EQ.0)GO TO 200
          WRITE(KK,380)I,KNE(I),FF(I),TR(I),TS(I),FM(I),TM(I)
200     CONTINUE
        WRITE(KK,410)
        WRITE(KK,390)
        OO 210 I=2,3
          IF(KNE(I),EQ.0) GO TO 210
          WRITE(KK,400) I, F1(I),P1(I)
210     CONTINUE
        WRITE(KK,420)
15      FORMAT(/10X,'ESCUELA POLITECNICA NACIONAL'/10X,'FACULTAD DE ING
1ENIERIA ELECTRICA'/10X,'DEPARTAMENTO DE POTENCIA'//10X,'TESIS DE G
2RADO'//10X,'TITULO: CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE
2 LA E.E.Q.S.A.'//10X,'DIRIGIDO POR: ING. ALFREDO MENA P.'/10X,
3'REALIZADO POR: MARIA DE LOS ANGELES PLAZA O.'/10X,'MAYO DE 1985'/
4/10X,'OBJETIVO:'/20X,'DETERMINAR INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTE
5MAS DE TRANSPORTE'/20X,'DE ENERGIA ELECTRICA Y ENTREGAR INFORMACIO
6N SOBRE LOS ESTADOS'/20X,'DE FALLA DEL MISMO.'//10X,'METODO:'/20X,
7'PARA EL CALCULO DE INDICATIVOS DE CONFIABILIDAD SE UTILIZA EL'/20
8X,'METODO DE ESPACIOS DE ESTADO. SE REQUIERE PARA ELLO DE VARIOS'/
920X,'ALGORITMOS QUE ANALIZAN LOS ESTADOS DE INTERES (COMBINACIO-'
16      FORMAT(20X,'NES DE CIERTOS COMPONENTES EN OPERACION OTROS EN REPAR
1ACION,'/20X,'ETC.) Y SELECCIONAN LOS DE CORTE MINIMO.'/20X,'CADA
2COMPONENTE PRESENTA LOS SIGUIENTES ESTADOS DE FALLA:'/20X,'R: COM
3PONENTE EN REPARACION,'/20X,'M: COMPONENTE EN MANTENIMIENTO.'/20X
4,'S: COMPONENTE EN ESTADO DE FALLA ANTERIOR A LA OPERACION DE'/24
5X,'MANIOBRA.'/)
17      FORMAT(///10X,'DATOS DE ENTRADA:'////)
18      FORMAT(/20X,'FAVOR CHEQUEAR LOS DATOS ENTREGADOS AL PROGRAMA.'/20X
1,'RECUERDE QUE LOS COMPONENTES QUE NO SON BARRAS TIENEN'/20X,'ELEM
2ENTOS ADYACENTES A SUS DOS EXTREMOS,LAS BARRAS DE'/20X,'ALIMENTACI
3ON LOS TIENE UNICAMENTE EN EL EXTREMO B.'/20X,'SI EL ELEMENTO SE D
4EFINIO COMO UNIDIRECCIONAL(ID=0),EN'/20X,'EL EXTREMO A SE INDICAN
5SUS ANTECESORES(ELEMENTOS MAS'/20X,'CERCANOS A LA FUENTE).'/20X,'C
6OMPUEBE SI LOS DATOS DE CONFIABILIDAD CORRESPONDEN'/20X,'AL TIPO
7DE COMPONENTE. LA SIGUIENTE TABLA LE SERA DE'/20X,'UTILIDAD.'////)
240     FORMAT(/26X,'0',10X,'BARRAS DE CARGA')

```

```

250     FORMAT(/26X,'1',10X,'BARRAS INTERMEDIAS')
260     FORMAT(/26X,'2',10X,'INTERRUPTORES A/T')
270     FORMAT(/26X,'3',10X,'INTERRUPTORES B/T')
280     FORMAT(/26X,'4',10X,'LINEAS TIPO 1')
290     FORMAT(/26X,'5',10X,'LINEAS TIPO 2')
300     FORMAT(/26X,'6',10X,'BARRAS DE ALIMENTACION')
310     FORMAT(/26X,'7',10X,'TRANSFORMADORES A/T')
320     FORMAT(/26X,'8',10X,'TRANSFORMADORES B/T')
330     FORMAT(/26X,'9',10X,'OTROS')
340     FORMAT(7F10.6)
350     FORMAT(5F10.6)
360     FORMAT(/26X,'TIPO DE COMPONENTE'///22X,'CODIGO',9X,
1     'EQUIVALENCIA'//)
370     FORMAT(///40X,'DATOS DE FALLA DE COMPONENTES'/40X,29('-')////1
10X,,92('-')/14X,'TIPO DE',22X,'F',12X,'TR',11X,'TS',11X,'FM',11X,'
2TM'/12X,'COMPONENTE',5X,'CANTIDAD',6X,
3     '(1/ano)',8X,'(hr)',10X,'(hr)',8X,'(1/ano)',7X,'(hr)',/10X,
4     92('-'),/)
380     FORMAT(17X,I1,12X,I2,9X,F6.4,7X,F6.2,7X,F6.2,7X,F6.4,7X,F6.2)
390     FORMAT(/10X,'DATOS ADICIONALES PARA INTERRUPTORES:'/10X,37('-'
x)///11X,36('
1-'')/14X,'TIPO DE',9X,'F2',11X,'p'//12X,'COMPONENTE',6X,'(1/ano)'/1
21X,36('-')//)
400     FORMAT(16X,I1,11X,F6.4,7X,F6.4,/)
410     FORMAT(/10X,92('-'),/)
420     FORMAT(11X,36('-'),/)
440     FORMAT (///35X,'DATOS DE TOPDLOGIA DEL SISTEMA'/35X,30('-')//
1     17X,65('-')/18X,'ELEMENTO',2X,'DIRECCION',2X,'ELEMENTOS CON QUE
2 SE CONECTA',3X,'TIPO DE'/19X,'NUMERO',3X,'DE FLUJO',4X,'EXTREMO A
3',6X,'EXTREMO B',5X,'COMPONENTE'/17X,65('-')//)
450     FORMAT(20X,I3,9X,I1,7X,3(I3,1X),3X,3(I3,1X),6X,I1)
460     FORMAT('!ERROR! * SE HA DESIGNADO A UNO DE LDS ELEMENTOS ADYA
1CENTES CDN UN NUMERO MAYOR QUE 200 * ')
      RETURN
      END

C
      SUBROUTINE ESCRI1
C
C
C     Subrutina para la escritura de los cortes mínimos,tomando como
C     falla del sistema la falta de continuidad entre una barra de carga
C     y las barras de alimentación.
C
C     Las fallas dobles tipo RR o RS implican la existencia de cor-
C     tes mínimos tipo MR,RM y MS. Donde R es un estado de Repara-
C     ción,S el estado de falla de un componente antes de la opera-
C     ción de maniobra y M es un estado de mantenimiento.
C
C
      INTEGER*2 J,JJ,I,K,KK,FAULR(10), ICC
      INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
3IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INOO,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS
      KK=6
      ICC=0

C
C     Rotulado.
C

```

```

WRITE(KK,10) BC
CALL ENCER1(10,FAULR)
DO 20 I=1,N
C
C     Escritura de los cortes mínimos R.
C
      IF(IMINCR(I).EQ.1)GO TO 171
20  CONTINUE
      IF(ICC.EQ.0) GO TO 173
      WRITE(KK,180)(FAULR(J),J=1,ICC)
      CALL ENCER1(10,FAULR)
      ICC=0
C
C     Escritura de los estados de falla S.
C
173  WRITE(KK,30)
      DO 40 I =1,N
          IF(IMINCS(I).EQ.1) GO TO 191
40  CONTINUE
      IF(ICC.EQ.0)GO TO 193
      WRITE(KK,180)(FAULR(J),J=1,ICC)
C
C     Escritura de fallas dobles tipo RR
C
193  WRITE(KK,50)
      NN=0
      IF(IH,LT,9) GO TO 80
      NN=IH/9
      DO 70 I=1,NN
          J=9*(I-1) +1
          JJ=J+8
          WRITE(KK,60)(IMRRF(K),IMRRC(K),K=J,JJ)
70  CONTINUE
80  J=NN*9+1
      JJ=IH
      IF(JJ,EQ,(J-1)) GO TO 90
      WRITE(KK,60)(IMRRF(K),IMRRC(K),K=J,JJ)
C
C     Se escriben los corte mínimos SR.
C
90  WRITE(KK,100)
      NN=0
      IF(IFRS,LT,9) GO TO 120
      NN=IFRS/9
      DO 110 I=1,NN
          J=9*(I-1)+1
          JJ=J+8
          WRITE(KK,60)(IMRSF(K),IMRSC(K),K=J,JJ)
110 CONTINUE
120 J=NN*9+1
      JJ=IFRS
      IF(JJ,EQ,(J-1)) GO TO 130
      WRITE(KK,60)(IMRSF(K),IMRSC(K),K=J,JJ)
C
C     Escritura de fallas SS.
C
130  WRITE(KK,140)
      NN=0
      IF(IFSS,LT,9) GO TO 160
      NN=IFSS/9

```

```

DO 150 I=1,NN
  J=9*(I-1)+1
  JJ=J+8
  WRITE(KK,60)(IMSSF(K),IMSSC(K),K=J,JJ)
150 CONTINUE
160 J=N*9+1
  JJ=IFSS
  IF(JJ.EQ.(J-1))GO TO 200
  WRITE(KK,60)(IMSSF(K),IMSSC(K),K=J,JJ)
  GO TO 200

C
171 ICC=ICC+1
  FAULR(ICC)=I
  IF(ICC.GE.10)GO TO 170
  GO TO 20
170 WRITE(KK,180)(FAULR(J),J=1,ICC)
  ICC=0
  GO TO 20
191 ICC=ICC+1
  FAULR(ICC)=I
  IF(ICC.GE.10)GO TO 190
  GO TO 40
190 WRITE(KK,180)(FAULR(J),J=1,ICC)
  ICC=0
  GO TO 40
200 WRITE(KK,181)
181 FORMAT(1H1)
10  FORMAT(/40X,'ESTADOS DE CORTE MINIMO'/40X,23('-')//22X,
1CRITERIO DE CONFIABILIDAD: CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA BARRA DE
2CARGA ',I3//13X,'R'/12X,3('-')/)
30  FORMAT(/13X,'S'/12X,3('-')/)
50  FORMAT(/13X,'RR'/12X,4('-')/)
60  FORMAT(12X,9(I3-'I3,5X)/)
100 FORMAT(/13X,'SR'/12X,4('-')/)
140 FORMAT(/13X,'SS'/12X,4('-')/)
180 FORMAT(/12X,10(I4,5X))
  RETURN
  END

C
  SUBROUTINE ESCRI2

C
C
C  Esta subrutina escribe los estados de falla del sistema que son
C  corte mínimo.
C
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
3IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INDD,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
4,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARSF(500),FARSC(500),
5NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND,P,BC1(100), J, JJ, K, I
  COMMON N,NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR,
1IPWS, IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS,
2KS, INDD, KSOP, FAR, NFAR, FAS, NFAS, FARRF, FARRC, NFARR, FARSF, FARSC,
3NFARS, FASSF, FASSC, NFASS, IND, P
  COMMON/C/BC1
  NBC=NBB
  KK=6

C
C  Rotulado

```



```

C
20  IF(NBC.GT.6) GO TO 40
    WRITE(KK,30)(BC1(I),I=1,NBC)
    GO TO 80
40  WRITE(KK,30)(BC1(I),I=1,6)
    NN=NBC/6
    IF(NN.EQ.1) GO TO 70
    DO 60 I=2,NN
        J=6*(I-1)+1
        JJ=J+6
        WRITE(KK,50)(BC1(I),I=J,JJ)
60  CONTINUE
70  J=6*NN +1
    JJ=NBC
    IF(NBC.EQ.(J-1))GO TO 80
    WRITE(KK,50)(BC1(I),I=J,JJ)

C
C      Escritura de los cortes mínimos R.
C
80  WRITE(KK,90)
    NN=0
    IF(NFAR.LT.15) GO TO 120
    NN=NFAR/15
    DO 110 I=1,NN
        J=15*(I-1) +1
        JJ=J+14
        WRITE(KK,100)(FAR(K),K=J,JJ)
110 CONTINUE
120 J=NN*15+1
    JJ=NFAR
    IF(JJ.EQ.(J-1)) GO TO 130
    WRITE(KK,100)(FAR(I),I=J,JJ)

C
C      Se escriben las fallas S.
C
130 WRITE(KK,140)
    NN=0
    NFAS=NFAS
    IF(NFAS.LT.15) GO TO 160
    NN=NFAS/15
    DO 150 I=1,NN
        J=15*(I-1)+1
        JJ=J+14
        WRITE(KK,100)(FAS(K),K=J,JJ)
150 CONTINUE
160 J=NN*15+1
    JJ=NFAS
    IF(JJ.EQ.(J-1)) GO TO 170
    WRITE(KK,100)(FAS(K),K=J,JJ)

C
C      Se escriben los cortes mínimos RR. Estos representan también
C      estados de falla MR y RM
C
170 WRITE(KK,180)
    NN=0
    IF(NFARR.LT.9) GO TO 210
    NN=NFARR/9
    DO 200 I=1,NN
        J=9*(I-1) +1
        JJ=J+8

```

```

        WRITE(KK,190)(FARRF(K),FARRC(K),K=J,JJ)
200  CONTINUE
210  J=NN9+1
      JJ=NFARR
      IF(JJ.EQ.(J-1)) GO TO 220
      WRITE(KK,190)(FARRF(K),FARRC(K),K=J,JJ)
C
C      Fallas RS.
C
220  WRITE(KK,230)
      NN=0
      IF(NFARS.LT.9) GO TO 250
      NN=NFARS/9
      DO 240 I=1,NN
        J=9*(I-1)+1
        JJ=J+8
        WRITE(KK,190)(FARSF(K),FARSC(K),K=J,JJ)
240  CONTINUE
250  J=NN9+1
      JJ=NFARS
      IF(JJ.EQ.(J-1))GO TO 260
      WRITE(KK,190)(FARSF(K),FARSC(K),K=J,JJ)
C
C      Se escriben los estados de corte mínimo SS.
C
260  WRITE(KK,270)
      NN=0
      NFARS=NFARS
      NFASS=NFASS
      IF(NFASS.LT.9) GO TO 290
      NN=NFASS/9
      DO 280 I=1,NN
        J=9*(I-1)+1
        JJ=J+8
        WRITE(KK,190)(FASSF(K),FASSC(K),K=J,JJ)
280  CONTINUE
290  J=NN9+1
      JJ=NFASS
      IF(JJ.EQ.(J-1)) GO TO 300
      WRITE(KK,190)(FASSF(K),FASSC(K),K=J,JJ)
30  FORMAT(35X,'ESTADOS DE CORTE MINIMO DEL SISTEMA'/35X,37('-')//
112X,'CRITERIO DE CONFIABILIDAD:'/12X,'CONTINUIDAD DE SERVICIO EN
2LAS BARRAS:',1X,6(I3,3X))
50  FORMAT(/50X,6(I3,3X))
90  FORMAT(/13X,'R'/12X,3('-')/)
100  FORMAT(/12X,15(I3,3X))
140  FORMAT(/13X,'S'/12X,3('-')/)
180  FORMAT(/13X,'RR'/12 X,4('-')/)
190  FORMAT(/12X,9(I3,'-',I3,5X)/)
230  FORMAT(/13X,'SR'/12X,3('-')/)
270  FORMAT(/13X,'SS'/12X,4('-')/)
300  RETURN
      END
C
      SUBROUTINE ENCR(M,N,A)
C
      INTEGER*2 A(M,N)
      DO 1 I = 1,M
      DO 1 J = 1,N
1  A(I,J) = 0

```

```

RETURN
END
C
SUBROUTINE ENCIER(M,A)
C
INTEGER*2 A(M)
DO 1 I =1,M
1 A(I)=0
RETURN
END
C
SUBROUTINE ZONA
C
C
C La subrutina ZONA se utiliza para determinar las zonas de protección
C del sistema e identificar a cual/cuales de ellas pertenece cada ele-
C mento del sistema.
C
INTEGER*2 ZONPR(200,100),RAMAL(30,30),I,NN,IX
INTEGER*2 IR,K,K3,K2,JI(200),IQ(200),K11,IP,J,I1,NR,II,NA,INC,P
INTEGER*2 L,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
*,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
*,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
*,IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INOO,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
*,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARSF(500),FARSC(500),
*,NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND,P
COMMON L,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
*,IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
*,KS,INOO,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARSF,FARSC,
*,NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND,P
COMMON /B/I,ZONPR,K,K1,K2,JI,RAMAL,L1,L2,INC,NR,K3,K11,I1,J,IR
*,IQ
P=0
CALL ENCIER(200,100,ZONPR)
CALL ENCIER1 (100,IQ)
CALL ENCIER(30,30,RAMAL)
L1 = 2
L2 = 3
C
C A continuación se encuentran los elementos que forman la zona
C de protección de cada componente del sistema. Se exceptúan de
C este proceso los interruptores y los componentes cuya zona de
C protección fue identificada en el análisis de un elemento an-
C terior.
C
107 DO 33 I = 1,L
CALL ENCIER1 (20,IQ)
1230 IX=EN(I)
1231 IF (IX.LT.L1) GO TO 11
1232 IF (IX.GT.L2) GO TO 11
1233 GO TO 33
11 IF(ZONPR(I,1).NE.0) GO TO 33
NN=0
IR=0
CALL ZONA1
IF(K1.EQ.0) GO TO 34
DO 27 IP =1,K1
IR=NN+IR+1
C
C En IQ se guardan los componentes, que no son disyuntores y

```

```

C      forman parte de la zona de proteccion de I.
C
      IQ(IR) = RAMAL(K2,IP)
27  CONTINUE
      NN=IR
C      CALL CAMV(I,K1,K,K2,ZONPR,RAMAL)
      CALL CAMV
      8  K11=0
111 CONTINUE
      DO 40 J=1,K1
      I1=1
      NR = RAMAL(K2,J)
      II=JI(K2)
      IF(ID(NR).EQ.1) GO TO 28
      DO 60 J1=1,3
      NA=NCOM(NR,J1)
      IF(NA,EQ.II) GO TO 13
      I1 =I1+1
60  CONTINUE
      I1=1
      GO TO 50
28  I1=1
      GO TO 20
13  I1=2
      I1 =I1+1
      I1=I1+1
50  INC=2
      INC=INC+1
C      CALL ENCAM(I,INC,NCOM,NR,K,ZONPR,K3,K2,K11,RAMAL,L1,L2,JI,I1,J,
      CALL ENCAM
C      *K1,EN)
      GO TO 40
C      20 CALL ENCAM(I,6,NCOM,NR,K,ZONPR,K3,K2,K11,RAMAL,L1,L2,JI,I1,J,K1,
      20 INC=6
      CALL ENCAM
C      *EN)
      40 CONTINUE
      IF (K11,EQ.0) GO TO 3
      DO 10 IP=1,K11
      IR=IR+1
      IQ(IR)=RAMAL(K3,IP)
10  CONTINUE
      NN=IR
      K1=K11
      K2=K3
7432 CONTINUE
      GO TO 8
      34 IR=1
C
C      Una vez que se ha detectado la zona de proteccion, a partir del
C      componente I, se indica los elementos que pertenecen a esta zona,
C      evitando que en una iteración posterior se repita, sin necesidad,
C      el proceso.
C
      3  CALL IGZON
      I=I
      33 CONTINUE
C      CALL BREZON(L,L1,L2,ZONPR,ZOP,ZP,EN)
      IX =28
      CALL BREZON

```

```

RETURN
END
C
C
SUBROUTINE ZONA1
C
C   Esta subrutina localiza los elementos conectados al componente
C   cuya zona de protección se busca en la iteración correspondiente.
C
INTEGER*2 ION(200,100),JI(200),I,IAM(30,30),K1,K2,K, L,L1,L2
INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(30,30),NBB
COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB
COMMON /B/I,ION,K,K1,K2,JI,IAM,L1,L2
ION(I,1)=I
K=1
K1=0
K2=0
JI(1)=I
II=I
DO 1 I1 =1,6
IF (NCOM(I,I1).EQ.0) GO TO 1
IX=EN(NCOM(I,I1))
IF(EN(NCOM(I,I1)).LT,L1) GO TO 12
IF(EN(NCOM(I,I1)).GT,L2) GO TO 12
K=K+1
ION(I,K)=NCOM(I,I1)
GO TO 1
12 K1 = K1+1
K2=1
IAM(K2,K1)=NCOM(I,I1)
1 CONTINUE
RETURN
END
C
C
SUBROUTINE CAMV
C
C
INTEGER*2 ION(200,100),IAM(30,30),K1,K2,K, I,JI(200)
COMMON /B/I,ION,K,K1,K2,JI,IAM
DO 1 II=1,K1
K=K+1
1 ION(I,K)=IAM(K2,II)
RETURN
END
C
C
SUBROUTINE ENCAM
C
C
C   En este subprograma se encuentran en cadena los componentes
C   enlazados entre sí. La concatenación termina cuando se detectan
C   disyuntores.
C
C
INTEGER*2 I,ION(200,100),K,K1,K2,JI(200),IAM(30,30),L1,L2,NIK
*,INC,NR,K3,K11,I1,JJ,IR
INTEGER*2 N1,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
COMMON N1,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB
COMMON /B/I,ION,K,K1,K2,JI,IAM,L1,L2,INC,NR,K3,K11,I1,JJ,IR
DO 1 N=1,INC
NA=NCOM(NR,I1)
IF(NA.EQ.0) GO TO 1
IF(NA.EQ.JI(K2)) GO TO 1

```

```

DO 44 NIK=1,K
IF(NA.EQ.ION(I,NIK)) GO TO 1
44 CONTINUE
DO 11 NN=1,K1
IF (NN.EQ.JJ) GO TO 11
IF (NA.EQ.IAM(K2,NN)) GO TO 1
11 CONTINUE
IF (EN(NA).LT.L1) GO TO 2
IF (EN(NA).GT.L2) GO TO 2
K=K+1
ION(I,K)=NCOM(NR,I1)
1 I1=I1+1
GO TO 3
2 K=K+1
ION(I,K)=NCOM(NR,I1)
K11=K11+1
K3=K2+1
IAM(K3,K11)=NCOM(NR,I1)
JI(K3)=NR
300 CONTINUE
GO TO 1
3 RETURN
END

C
SUBROUTINE IGZON
C
INTEGER*2 I,K,K1,K2,JI(200),L1,L2,INC,NR,K3,K11,I1,J,IR, Z0
x,ZONPR(200,100),RAMAL(30,30), IS, IQ(200)
INTEGER*2 L,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
x,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
x,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
x,IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INDD,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
x,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARSF(500),FARSC(500),
x,NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND,P
COMMON L,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
x,IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
x,KS,INDD,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARSF,FARSC,
x,NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND,P
COMMON /B/I,ZONPR,K,K1,K2,JI,RAMAL,L1,L2,INC,NR,K3,K11,I1,J,IR
x,IQ
KKK=1
P=P+1
ZOP(I,1)=P
IF(IR.EQ.0) IR = 1
DO 9 M=1,IR
2 DO 9 M1=1,K
IS=IQ(M)
IF (IS.EQ.0) GO TO 25
ZOP(IS,1)=P
ZONPR(IS,M1)=ZONPR(I,M1)
25 ZP(P,M1)=ZONPR(I,M1)
IF(M.NE.1) GO TO 9
Z0= ZONPR(I,M1)
IF(EN(Z0).LT.L1) GO TO 9
IF(EN(Z0).GT.L2)GO TO 9
IF(ZOP(Z0,1).EQ.0) GO TO 51
IF(ZOP(Z0,2).EQ.0) GO TO 52
ZOP(Z0,3)=P
GO TO 9
51 ZOP(Z0,1)=P

```

```

      GO TO 9
52 ZOP(ZO,2)=P
   9 CONTINUE
      RETURN
      END

```

C

```

      SUBROUTINE BREZON

```

C

C

C

C

C

C

C

```

      Utilizando la zonas de protección del sistema encontradas
      previamente, se determinan los elementos que quedan fuera de
      servicio por acción del sistema de protecciones en caso de fa-
      lla de disyuntores.

```

```

      INTEGER*2 Z1,ZONPR(200,100),KS,KS1,KS2,JI(200),RAMAL(30,30),L1,L2
      INTEGER*2 L,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
      COMMON L,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB
      COMMON /B/Z1,ZONPR,KS,KS1,KS2,JI,RAMAL,L1,L2
      DO 201 I=1,L
      IF(EN(I).LT.L1) GO TO 201
      IF(EN(I).GT.L2) GO TO 201
      ZONPR(I,1)=I
      K1=2
      DO 23 J=1,3
      IP =ZOP(I,J)
      IF (IP.EQ.0) GO TO 201
      K=1
24 IF (ZP(IP,K).EQ.I) GO TO 22
      IF(ZP(IP,K).EQ.0) GO TO 23
      ZONPR(I,K1)=ZP(IP,K)
      K1=K1+1
22 K=K+1
      GO TO 24
23 CONTINUE
201 CONTINUE
      RETURN
      END

```

C

```

      SUBROUTINE TRAYEC

```

C

C

C

C

C

C

C

```

      Esta subrutina determina todos los caminos posibles entre una
      barra de carga y las barras de alimentación del sistema. Esto es,
      encuentra en cadena los elementos que al unirse conectan los no-
      dos de entrada y los de salida.

```

```

      INTEGER*2 L, IAM(50,50),K1,K,IONT,ICONT,J,MM,K2,N,IBC,IAEC
      INTEGER*2 Z1,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),
1NBB,BC,PTR(50,100),NT
      COMMON Z1,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT
      CALL ENCR(50,50,IAM)
      KK=6
      K1=1
      K=2
      IONT=0
      NT=0
      PTR(1,1)=BC
      DO 10 LL=1,6
          IBC=NCOM(BC,LL)
          IF(IBC.EQ.0) GO TO 10

```

```

        NT=NT + 1
        PTR(NT,K)=IBC
        PTR(NT,1)=BC
        IF(EN(IBC).EQ.6) GO TO 10
        IONT=IONT +1
        IAM(K1,IONT)=NT
10     CONTINUE
20     IF(IONT.NE.0) GO TO 40
        DO 30 I=1,NT
30     PTR(I,1)=BC
        GO TO 260
40     ICONT=0
        J=K+1
        MM=K-1
        K2=K1+1
C
C     El siguiente segmento impide el formar lazos cerrados de flujo.
C
        DO 31 JJ=1,IONT
        N=IAM(K1,JJ)
        KPR=PTR(N,K)
        IF(KPR.EQ.BC)GO TO 33
        DO 32 IK=1,MM
32     IF(KPR.EQ.PTR(N,IK))GO TO 33
31     CONTINUE
        GO TO 41
33     IAM(K1,JJ)=0
        DO 34 I=1,K
34     PTR(N,I)=0
        I=2
36     IF(PTR(NT,I).EQ.0)GO TO 35
        PTR(N,I)=PTR(NT,I)
        PTR(NT,I)=0
        I=I+1
        GO TO 36
35     NT=NT-1
        IF(N.EQ.(NT+1))GO TO 31
        DO 38 I=1,IONT
        IF(IAM(K1,I).NE.(NT+1))GO TO 38
        IAM(K1,I)=N
        GO TO 31
38     CONTINUE
C
C
        GO TO 31
41     DO 80 JJ=1,IONT
        N=IAM(K1,JJ)
        IF(N.EQ.0) GO TO80
        LL=1
        IABC=PTR(N,K)
        M=3
        IF(ID(IABC).NE.0) GO TO 90
82     IBC=NCOM(IABC,LL)
C
C     Se chequea consistencia de los datos entregados al programa.
C
        IF(IBC.EQ.0) GO TO 83
C
C     El siguiente segmento impide encontrar continuidad hacia el
C     lado de la carga. No almacena los elementos conectados al
C     último elemento de la trayectoria, si estos reciben el flu-

```



```

C      jo de potencia a través de dicho componente.
C
      IF(ID(IBC).NE.0) GO TO 50
      DO 81 KP=1,3
      IF(NCOM(IBC,KP).NE.IABC)GO TO 81
      LL=LL+1
      GO TO 82
83     NBB=IABC
      WRITE(KK,1000)NBB
      NT=0
      GO TO 401
81     CONTINUE
91     CONTINUE
50     PTR(N,J)=I&C
      PTR(N,K)=IABC
      LL=LL+1
      IF (EN(IBC).EQ.6) GO TO 60
      ICONT=ICONT +1
      IAM(K2,ICONT)=N
60     IF(LL.GT.M) GO TO 80
      IBC=NCOM(IABC,LL)
      IF(IBC.EQ.0) GO TO 80
      IF(ID(IBC).NE.0) GO TO 61
      DO 62 KP=1,3
      IF(NCOM(IBC,KP).NE.IABC) GO TO 62
      LL=LL+1
      GO TO 60
62     CONTINUE
61     NT=NT+1
      DO 70 J1=2,K
70     PTR(NT,J1)=PTR(N,J1)
      N=NT
      GO TO 50
80     CONTINUE
      K1=K2
      IONT=ICONT
      K=K+1
      GO TO 20
90     IF(EN(IABC).LT.2) GO TO 230
      DO 110 KP =1,3
      IBC=NCOM(IABC,KP)
      IF(IBC.EQ.PTR(N,K1)) GO TO 120
      IF(IBC.EQ.BC) GO TO 120
110    CONTINUE
      LL=1
      M=3
      GO TO 130
120    LL=4
      M=6
130    NQ=0
140    IBC=NCOM(IABC,LL)
150    IF(IBC.EQ.0) GO TO 84
      IF(ID(IBC).NE.0) GO TO 170
      DO 160 I =1,3
      IF(NCOM(IBC,I).EQ.IABC) GO TO 220
160    CONTINUE
170    IF (NQ.EQ.0) GO TO 190
      NN=N
      NT=NT+1
      N=NT

```

```

DO 180 JP=2,K
180 PTR(N,JP)=PTR(NN,JP)
190 PTR(N,J)=IBC
   NQ=NQ+1
200 LL=LL+1
   IF(EN(IBC).EQ.6) GO TO 210
   ICONT=ICONT+1
   IAM(K2,ICONT)=N
210 IF(LL.GT.M) GO TO 80
   IF (EN(IABC).LT.2) GO TO 240
   GO TO 140
84  IF(NQ.NE.0)GO TO 80
C   WRITE(KK,85)IABC
220 LL=LL+1
   GO TO 210
230 NQ=0
   LL=1
   M=6
   MM=K-1
240 IBC=NCOM(IABC,LL)
   IF(PTR(N,MM).NE.IBC) GO TO 150
   LL=LL+1
250 CONTINUE
   GO TO 210
260 NN=NT
   DO 300 J=1,NT
     K=2
270   IF(PTR(J,K).EQ.0)GO TO 280
     K=K+1
     GO TO 270
280   K=K-1
     IP=PTR(J,K)
     IF(EN(IP).EQ.6) GO TO 300
     DO 290 I=1,K
290     PTR(J,I)=0
300   CONTINUE
   DO 340 J=1,NT
     IF(PTR(J,1).NE.0) GO TO 340
310     IF(PTR(NN,1).EQ.0) GO TO 330
     K=1
320     PTR(J,K)=PTR(NN,K)
     PTR(NN,K)=0
     K=K+1
     IF(PTR(NN,K).EQ.0)GO TO 331
     GO TO 320
330     NN=NN-1
     GO TO 310
331     NN=NN-1
340   NT=NN
   DO 360 J4=1,NT
360   CONTINUE
85  FORMAT ('  NOTA '/'  ----'/,8X,'LA BARRA £ ',I3,' ESTA AISLADA
1000 1DE LA ALIMENTACION.'//)
1000 FORMAT(/'!ERROR! x  INCONSISTENCIA DE DATOS DE TOPOLOGIA DEL SIST
1EMA.  DEBEN CHEQUEARSE LOS DATOS RELACIONADOS CON EL COMPONENTE ',
2I3, ' x  ')
401 RETURN
   END
C
SUBROUTINE PTRAY

```

```

C
C
C   Subrutina PTRAY encuentra y almacena los vectores palabra tra-
C   yectoria de cada componente, en una arreglo de dos dimensiones.
C   Para ello se detecta la presencia del componente respectivo en
C   cada una de las trayectorias previamente encontradas.
C
  INTEGER*2 L,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50)
  COMMON L,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA
  DO 60 IQ=1,L
    IF(EN(IQ).EQ.6) GO TO 60
    DO 40 J=1,NT
      K=1
20     IF(IQ.EQ.PTR(J,K))GO TO 50
30     K=K+1
      IF(PTR(J,K).EQ.0) GO TO 40
      GO TO20
40     CONTINUE
      GO TO60
50     IPATRA(IQ,J)=1
      GO TO 40
60  CONTINUE
  RETURN
  END

```

```

C
C   SUBROUTINE AMINCR
C
C   Realiza la combinación booleana OR de los dígitos que forman
C   el vector palabra trayectoria de cada componente. El resultado se
C   almacena en el vector IMINCR.

```

```

C
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200)
  COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR
  DO 30 IQ=1,N
    IF(EN(IQ).EQ.6) GO TO30
    DO 10 J=1,NT
10     IF(IPATRA(IQ,J).EQ.0) GO TO 30
      IMINCR(IQ)=1
      GO TO 30
30  CONTINUE
  RETURN
  END

```

```

C
C   SUBROUTINE MINCS
C
C   Al realizar la combinación Booleana OR entre los dígitos de cada
C   vector palabra trayectoria de los estados IS,detecta los estados
C   S que son falla del sistema. Además esta subrutina elimina de
C   los estados de falla aquellos que son falla R,seleccionando por
C   tanto los estados de corte mínimo S.

```

```

  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
2,IMINCS(200)
  COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS

```

```

DO 40 IQ=1,N
  IF(EN(IQ).EQ.6) GO TO40
  DO 10 J=1,NT
10  IF(IPWS(IQ,J).EQ.0) GO TO 40
    IF (IMINCR(IQ).EQ.1) GO TO 30
    IMINCS(IQ)=1
    GO TO 40
30  IMINCS(IQ)=0
40  CONTINUE
    RETURN
    END

C
SUBROUTINE AMINCS
C
C
C  Esta subrutina encuentra el vector palabra trayectoria del estado
C  S de cada componente. Realiza la operación OR entre los vectores
C  palabra trayectoria de los elementos que pertenecen a su misma
C  zona de protección .El resultado se almacena en IMINCS.
C
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
  INTEGER*2 IS,P
  COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS
  DO 40 I=1,N
    DO 40 J=1,NT
      IF(EN(I).EQ.6 ) GO TO40
      DO 20 I1=1,3
        IS=1
        P=ZOP(I,I1)
        IF(P.EQ.0)GO TO40
10      IZP=ZP(P,IS)
        IF(IZP.EQ.0) GO TO 20
        IF(IPATRA(IZP,J).EQ.1) GO TO 30
        IS=IS+1
        GO TO 10
20      CONTINUE
        GO TO 40
30      IPWS(I,J)=1
40  CONTINUE
    RETURN
    END

C
SUBROUTINE ACMRR
C
C
C  Subrutina para determinar los estados de corte mínimo RR.
C
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),HI
  INTEGER*2 IPWRR(200),IH
  COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH
  IH=0

C
C  IH es un contador de los estados de falla RR (para una barra).
C
  L11=N-1
  DO 30 HI=1,NT

```

```

30  IPWRR(HI)=0
    DO 110 I=1,L11
      IF(EN(I).EQ.6) GO TO 110
      IF(IMINCR(I).EQ.1) GO TO 110
      J=I+1
      DO 100 II=J,N
        IF(EN(II).EQ.6) GO TO 100
        IF(IMINCR(II).EQ.1) GO TO 100
        DO 40 JJ=1,NT
          IF(IPATRA(I,JJ).EQ.1)GO TO 50
          IF (IPATRA(II,JJ).EQ.1) GO TO 50
40    CONTINUE
      GO TO 60
50    IPWRR(JJ)=1
      GO TO 40
60    DO 70 J=1,NT
70    IF(IPWRR(J).EQ.0) GO TO 80
      IH=IH+1
      IMRRF(IH)=I
      IMRRC(IH)=II
80    DO 90 HI=1,NT
90    IPWRR(HI)=0
100   CONTINUE
110  CONTINUE
      RETURN
      END

```

C

SUBROUTINE ACMRS

C

C

C

C

C

C

Esta subrutina obtiene los posibles estados RS, detecta aquellos que constituyen falla de la barra de carga respectiva y almacena los que son cortes mínimos.

C

```

      INTEGER*2 L, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
      1BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
      2(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS
      COMMON L, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
      1IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS
      IFRS=0

```

```

      DO 100 I=1,L
        IF(EN(I).EQ.6) GO TO 100
        IF (IMINCR(I).EQ.1) GO TO 100
        IF(IMINCS(I).EQ.1) GO TO 100
        DO 90 II=1,L
          IF(EN(II).EQ.6) GO TO 90
          IF(II.EQ.I) GO TO 90
          IF(IMINCR(II).EQ.1) GO TO 90
          IF(I.GT.II) GO TO 40
          DO 20 J=1,IH
            IF(IMRRF(J).GT.I) GO TO 70
            IF (IMRRF(J).EQ.I) GO TO 30
20    CONTINUE
          GO TO 70
30    IF(IMRRC(J).GT.II) GO TO 70
          IF(IMRRC(J).EQ.II) GO TO 90
          GO TO 20
40    DO 50 J=1,IH
          IMRRF(J)=IMRRF(J)
          IMRRC(J)=IMRRC(J)

```

```

                IF(IMRRF(J),GT,II) GO TO 70
                IF(IMRRF(J),EQ,II) GO TO 60
50             CONTINUE
                GO TO 70
60             IF(IMRRC(J),GT,I) GO TO 70
                IF(IMRRC(J),EQ,I) GO TO 90
                GO TO 50
70             DO 80 J1=1,NT
                IF (IPWS(I,J1),EQ,1) GO TO 80
                IF(IPATRA(II,J1),EQ,1) GO TO 80
                GO TO 90
80             CONTINUE
                IFRS = IFRS+1
                IMRSF(IFRS)=I
                IMRSC(IFRS)=II
90             CONTINUE
100            CONTINUE
                RETURN
                END
C
C             SUBROUTINE ACMSS
C
C             La subrutina ACMSS obtiene los estados SS de corte mínimo.
C
                INTEGER*2 L, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
                1BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
                2(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS, IMSSF(
                3500), IMSSC(500), IFSS
                COMMON L, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
                1IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS
                LL =L-1
                IFSS=0
                DO 180 I=1,LL
                IF(EN(I),EQ,6) GO TO 180
10             IF (IMINCR(I),EQ,1) GO TO 180
20             IF(IMINCS(I),EQ,1) GO TO 180
                I7=I+1
                DO 170 II=I7,L
                IF(EN(II),EQ,6) GO TO 170
30             IF(IMINCR(II),EQ,1) GO TO 170
40             IF(IMINCS(II),EQ,1) GO TO 170
                DO 70 JJ=1,IFRS
50                 IF(IMRSF(JJ),EQ,I) GO TO 80
60                 IF(IMRSC(JJ),EQ,I) GO TO 90
70             CONTINUE
                GO TO 100
80             IF(IMRSC(JJ),EQ,II) GO TO 170
                GO TO 70
90             IF(IMRSF(JJ),EQ,II) GO TO 170
                GO TO 70
100            DO 130 J=1,IH
110                IF(IMRRF(J),GT,I) GO TO 150
120                IF (IMRRF(J),EQ,I) GO TO 140
130            CONTINUE
                GO TO 150
140            IF(IMRRC(J),GT,II) GO TO 150
                IF(IMRRC(J),EQ,II) GO TO 170
                GO TO 130
150            DO 160 J1=1,NT

```

```

                IF (IPWS(I,J1),EQ,1) GO TO 160
                IF (IPWS(II,J1),EQ,1) GO TO 160
                GO TO 170
160             CONTINUE
                IFSS = IFSS+1
                IMSSF(IFSS)=I
                IMSSC(IFSS)=II
170             CONTINUE
180             CONTINUE
                RETURN
                END
C
C             SUBROUTINE REASIG
C
C
C             Modifica el vector de elementos adyacentes(NCOM(i,j))de los com-
C             ponentes a que se encuentra conectado el switch cuyo efecto sea-
C             naliza.
C
                INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF(
3500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),IN00,IDK(10,5)
                COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KS,
2IN00
                COMMON/E/IDK
                KS1=KS(IN00,1)
                KS2=KS(IN00,2)
                DO 11 I=1,5
                NP=IDK(IN00,I)
                IF(NP,EQ,0) GO TO 12
                IF(ID(NP),EQ,1) GO TO 13
                ID(NP)=1
                GO TO 11
13             ID(NP)=0
11             CONTINUE
12             DO 10 I=1,6
                IF(NCOM(KS1,I),NE,0) GO TO 10
                NCOM(KS1,I)=KS2
                GO TO 20
10             CONTINUE
20             DO 30 I =1,6
                IF(NCOM(KS2,I),NE,0) GO TO30
                NCOM(KS2,I)=KS1
                GO TO 40
30             CONTINUE
40             RETURN
                END
C
C             SUBROUTINE NUZOP
C
C
C             En esta subrutina se simula la variación de las zonas de protección
C             debidas al cierre del switch normalmente abierto.En el vector ZOP
C             del elemento conectado a un extremo del switch se incluyen los
C             elementos del vector ZOP del elemento al otro extremo del switch y
C             viceversa.
C             ZOP indica las zonas de protección a la que pertenece cada compo-
C             nente.

```

C

```

    INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
    1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
    2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF
    3(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),IN00

```

```

    INTEGER*2 P1,P2,K1,K2,K

```

```

    COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
    1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KS,
    2IN00

```

```

    K1=KS(IN00,1)

```

```

    K2=KS(IN00,2)

```

```

    P1=ZOP(K1,1)

```

```

    P2=ZOP(K2,1)

```

```

    DO 50 I=1,N

```

```

        DO 20 J=1,3

```

```

            IF(ZOP(I,J).EQ.P1) GO TO 30

```

```

            IF(ZOP(I,J).EQ.P2) GO TO 40

```

20

```

        CONTINUE

```

```

        GO TO 50

```

30

```

        K =J+1

```

```

        IF(ZOP(I,K).NE.0) K=K+1

```

```

        ZOP(I,K)=P2

```

```

        GO TO 50

```

40

```

        K=J+1

```

```

        IF(ZOP(I,K).NE.0)K=K+1

```

```

        ZOP(I,K)=P1

```

50

```

    CONTINUE

```

```

    RETURN

```

```

    END

```

C

```

    SUBROUTINE WORKR

```

C

C

C

C

C

C

C

C

C

C

Esta subrutina verifica si los estados R de falla para las condiciones anteriores del sistema, son también de falla ante el cierre del switch analizado en la iteración correspondiente. Son de interés únicamente los estados en los que se cumple las condiciones en las que se produce el cierre del switch. Los estados R que se modifican se guardan como estados de corte mínimo S y RR.

C

```

    INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
    1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
    2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF
    3(500),IMSSC(500),IFSS,KKS(30,2),IN00,KSOP(30,5), KS

```

```

    COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
    1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KKS,
    2IN00,KSOP

```

```

    DO 30 I=1,5

```

```

        IF(KSOP(IN00,I).EQ.0) GO TO 40

```

```

        KS=KSOP(IN00,I)

```

```

        IF(IMINCR(KS).NE.1) GO TO 30

```

```

        DO 10 J=1,NT

```

10

```

            IF(IPATRA(KS,J).EQ.0) GO TO 20

```

```

            GO TO 30

```

20

```

            IMINCR(KS)=0

```

```

            IMINCS(KS)=1

```

30

```

    CONTINUE

```

40

```

    CONTINUE

```

```

    RETURN

```

```

    END

```



```

C
C      SUBROUTINE WORRR
C
C      Modifica los estados de corte mínimo RR que se constituyen en
C      estados de operación debido a la nueva configuración del sistema
C      (cierre de un switch normalmente abierto). Los estados que dejan
C      de ser falla RR se los almacena como estados de corte mínimo RS.
C
      INTEGER*2 L, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
18C, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
2(200), IVF(500), IVC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS, IMSSF(500),
3IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INOO, KSOP(30,5)
      INTEGER*2 MM, M, K1
      COMMON L, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
1IMINCS, IVF, IVC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS, KS, INOO,
2KSOP
      M = 0
      MM = 0
      DO 30 I = 1, 5
          K1 = KSOP(INOO, I)
          IF(K1.EQ.0) GO TO 80
          DO 20 J = 1, IH
              IV = IVC(J)
              IF(IVF(J).EQ.K1) GO TO 40
              IV = IVF(J)
              IF(IVC(J).EQ.K1) GO TO 40
20          CONTINUE
30          CONTINUE
          GO TO 80
40          DO 70 JJ = 1, NT
              IF(IPATRA(K1, JJ).EQ.1) GO TO 70
              IF(IPATRA(IV, JJ).EQ.1) GO TO 70
              KF = IVF(J)
              IF(IMINCS(KF).EQ.1) GO TO 50
              IFRS = IFRS + 1
              IMRSF(IFRS) = IVF(J)
              IMRSC(IFRS) = IVC(J)
50              KF = IVC(J)
              IF(IMINCS(KF).EQ.1) GO TO 60
              IFRS = IFRS + 1
              IMRSF(IFRS) = IVC(J)
              IMRSC(IFRS) = IVF(J)
60              IVF(J) = 0
              IVC(J) = 0
              GO TO 20
70          CONTINUE
          GO TO 20
80          CONTINUE
          J = 1
90          IF(J.GT.IH) GO TO 120
          IF(IVF(J).NE.0) GO TO 110
          IP = IH - 1
          DO 100 I = J, IP
              JJ = I + 1
              IVF(I) = IVF(JJ)
              IVC(I) = IVC(JJ)
100         CONTINUE
          IH = IP
          GO TO 90
110         J = J + 1

```

```

GO TO 90
120 CONTINUE
RETURN
END

C
SUBROUTINE MORRS

C
C
C Se reanalizan los estados de falla RS en los que se produce cierre
C del switch, eliminando aquellos que en la nueva condicion son de o-
C peracion. Dichos estados se almacenan como corte minimos SS.
C

INTEGER*2 L,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,3),NBB,
1BC, PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IVF(500),IVC(500),IFRS,IMSSF(500),
3IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INOO,KSOP(30,5)
INTEGER*2 MM, M,K1
COMMON L,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IVF,IVC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KS,INOO,
2KSOP
M =0
L=L
INOO=INOO
IVF(1)=IVF(1)
MM=0
DO 20 I =1,5
K1=KSOP(INOO,I)
IF(K1.EQ.0) GO TO 60
DO 10 J =1,IFRS
IV=IVC(J)
IFF=IVF(J)
IF(IVC(J).EQ.K1) GO TO 30
GO TO 10
30 DO 50 JJ=1,NT
IF(IPATRA(IV,JJ).EQ.1) GO TO 50
IF (IPWS(IFF,JJ).EQ.1.) GO TO 50
IF(IMINCS(IV).EQ.1) GO TO 40
IFSS=IFSS+1
IMSSF(IFSS)=IVF(J)
IMSSC(IFSS)=IVC(J)
40 IVF(J)=0
IVC(J)=0
GO TO 10
50 CONTINUE
10 CONTINUE
20 CONTINUE
60 DO 80 J=1,IFRS
IF(IVF(J).NE.0) GO TO 80
IP=IFRS -1
DO 70 I=J,IP
JJ=I+1
IVF(J)=IVF(JJ)
IVC(J)=IVC(JJ)
70 CONTINUE
IF(J.EQ.IP) GO TO 71
80 CONTINUE
71 RETURN
END
C

```

SUBROUTINE NWORS

```

C
C
C   Se reanalizan los estados de falla SR que incluyen los elementos
C   que producen el cierre del switch, encontrandose los estados que en
C   la nueva condicion son estados de corte minimo.
C
  INTEGER*2 L, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
1BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
2(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IVF(500), IVC(500), IFRS, IMSSF(500),
3IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INOO, KSOP(30,5)
  INTEGER*2 MM, M, K1
  COMMON L, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
1IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IVF, IVC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS, KS, INOO,
2KSOP
  M = 0
  L = L
  MM = 0
  DO 20 I = 1, 5
    K1 = KSOP(INOO, I)
    IF(K1.EQ.0) GO TO 60
    IF(IMINCR(K1).EQ.1) GO TO 20
    DO 21 II = 1, L
      IF(EN(II).EQ.6) GO TO 21
      IF(EN(II).EQ.0) GO TO 21
      IF(EN(II).EQ.0) GO TO 21
      IF(IMINCS(II).EQ.1) GO TO 21
      IF(II.EQ.K1) GO TO 21
      DO 22 II1 = 1, 3
        IF(NCOM(K1, II1).EQ.0) GO TO 22
        IF(NCOM(K1, II1).EQ.II) GO TO 21
22      CONTINUE
        DO 50 JJ = 1, NT
          IF(IPATRA(K1, JJ).EQ.1) GO TO 50
          IF(IPWS(II, JJ).EQ.1) GO TO 50
          GO TO 21
50      CONTINUE
        DO 10 J = 1, IFRS
          IF(IVC(J).NE.K1) GO TO 10
          IF(IVF(J).NE.II) GO TO 10
          GO TO 21
10      CONTINUE
        DO 15 J1 = 1, IH
          IF(IMRRF(J1).NE.K1) GO TO 16
          IF(IMRRC(J1).NE.K1) GO TO 17
          GO TO 21
16      IF(IMRRF(J1).NE.II) GO TO 15
17      IF(IMRRC(J1).NE.K1) GO TO 15
          GO TO 21
15      CONTINUE
        IFRS = IFRS + 1
        IVC(IFRS) = K1
        IVF(IFRS) = II
        DO 51 J2 = 1, IFSS
          IF(IMSSC(J2).NE.K1) GO TO 26
          IF(IMSSF(J2).NE.II) GO TO 27
          IMSSC(J2) = 0
          IMSSF(J2) = 0
          GO TO 21
26      IF(IMSSC(J2).NE.II) GO TO 51

```

```
27          IF(IMSSF(J2),NE,K1)GO TO 51
           IMSSC(J2)=0
           IMSSF(J2)=0
           GO TO 21
51          CONTINUE
21          CONTINUE
20          CONTINUE
60          CONTINUE
           DO 80 J=1,IFSS
           IF(IMSSF(J),NE,0) GO TO 80
           IP=IFSS -1
           DO 70 I=J,IP
               JJ=I+1
               IMSSF(J)=IMSSF(JJ)
               IMSSC(J)=IMSSC(JJ)
70          CONTINUE
           IF(J,EQ,IP) GO TO 71
80          CONTINUE
71          RETURN
           END
```

SUBROUTINE INCOM

C
C
C
C
C
C

Vuelve a las condiciones iniciales los vectores NCOM(i,j) modificado en la subrutina REASIG. Los vectores que se modifican corresponden a los componentes a los que se conecta el switch.

```
INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF(
3500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),IN00, IDK(10,5)
```

```
INTEGER*2 KS1,KS2
```

```
COMMON N, NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KS,
2IN00
```

```
COMMON/E/IDK
```

```
KS1=KS(IN00,1)
```

```
KS2=KS(IN00,2)
```

```
DO 11 I=1,5
```

```
NP=IDK(IN00,I)
```

```
IF(NP,EQ,0)GO TO 12
```

```
IF(ID(NP),EQ,1) GO TO 13
```

```
ID(NP)=1
```

```
GO TO 11
```

```
13 ID(NP)=0
```

```
11 CONTINUE
```

```
12 DO 10 I=1,6
```

```
10 IF(NCOM(KS1,I),EQ,KS2)NCOM(KS1,I)=0
```

```
DO 20 I=1,6
```

```
20 IF(NCOM(KS2,I),EQ,KS1) NCOM(KS2,I)=0
```

```
RETURN
```

```
END
```

C

SUBROUTINE INZOP

C
C
C
C
C
C
C
C

Realiza el proceso contrario a la subrutina NUZOP. Del vector que contiene la identificación de las zonas de protección a las que pertenece cada elemento al extremo de switch borra aquellas a las que pertenece el otro.

```
INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF
3(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),IN00
```

```
INTEGER*2 P1,P2,K1,K2,K
```

```
COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
2KS,IN00
```

```
K1=KS(IN00,1)
```

```
K2=KS(IN00,2)
```

```
P1=ZOP(K1,1)
```

```
P2=ZOP(K2,1)
```

```
DO 40 I=1,N
```

```
DO 10 J=1,3
```

```
IF(ZOP(I,J),EQ,P1) GO TO20
```

```
IF(ZOP(I,J),EQ,P2) GO TO 30
```

```
10 CONTINUE
```

```
GO TO 40
```

```
20 K =J+1
```

```

        IF(ZOP(I,K).NE.P2)K =K+1
        ZOP(I,K)=0
        GO TO 40
30      K=J+1
        IF(ZOP(I,K).NE.P1)K=K+1
        ZOP(I,K)=0
40     CONTINUE
        RETURN
        END

```

```

C
SUBROUTINE SIMPLE

```

```

C
C
C     La subrutina SIMPLE acopla, después de cada iteración, los estados
C     de corte mínimo R encontrados en ésta, con los existentes debido
C     a las anteriores iteraciones. Es decir permite incluir los esta-
C     dos de falla de la nueva barra de carga considerada.
C

```

```

        INTEGER*2 NU,IS,I
        INTEGER*2 N, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB
1      BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50)
2      IMINCS(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS,
3      IMSSF(500), IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INDD, KSOP(30,5), FAR(200), NFAR
4      FAS(200), NFAS, FARRF(500), FARRC(500), NFARR, FARSF(500), FARSC(500),
5      NFARS, FASSF(500), FASSC(500), NFASS, IND
        COMMON      N, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR,
1      IPWS, IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS,
2      ZKS, INDD, KSOP, FAR, NFAR
        NU=0
        DO 30 I=1, NFAR
            IS=FAR(I)
30      IMINCR(IS)=1
        DO 40 I=1, N
            IF(EN(I).EQ.6) GO TO 40
            IF(IMINCR(I).EQ.0) GO TO 40
            NU=NU+1
            FAR(NU)=I
40     CONTINUE
        NFAR = NU
        DO 50 I=1, NU
50     CONTINUE
        RETURN
        END

```

```

C
SUBROUTINE SIMPLS

```

```

C
C
C     Almacena y ordena los estados de falla S(cortes mínimos) obtenidos
C     para la nueva barra de carga y además elimina los estados S antes
C     almacenados en el caso que constituyan falla R para la última barra.
C

```

```

        INTEGER*2 N, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
1      BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
2      (200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS, IMSSF(
3      3500), IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INDD, KSOP(30,5), FAR(200), NFAR, FAS(20
4      40), NFAS
        INTEGER*2 NN , IS
        COMMON N, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
1      IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS, KS, INDD,
2      ZKSOP, FAR, NFAR, FAS, NFAS

```

```

NN=0
DO 20 I=1,NFAS
  IS=FAS(I)
20  IMINCS(IS)=1
  DO 30 I=1,N
    IF(EN(I).EQ.6) GO TO 30
    IF(IMINCS(I).EQ.0) GO TO 30
    IF(IMINCR(I).EQ.1) GO TO 30
    NN=NN+1
    FAS(NN)=I
30  CONTINUE
  NFAS = NN
  DO 40 I=1,NFAS
40  CONTINUE
  RETURN
  END
C
  SUBROUTINE DOBLE
C
C
C  Acopla los resultados de cortes mínimos RR de las n-1 interacciones
C  con los resultados de corte mínimo de la iteración n. En cada ite-
C  ración se encuentran los corte mínimos teniendo como falla del sis-
C  tema la falla de una barra de carga.
C
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB,
1BC, PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),IMINCS
2(200),IVF(500),IVC(500),IP,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,IMSSF(500),
3IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INDD,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR,FAS(200),
4NFAS,FADF(500),FADC(500),NFAD
  INTEGER*2 MATRIZ(200,200),Z1
  COMMON Z1,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,IPWS,
1IMINCS,IVF,IVC,IP,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,KS,INDD,
2KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FADF,FADC,NFAD
  N=0
  CALL ENCR(200,200,MATRIZ)
  CALL ENCR1(200,IMINCR)
  DO 20 I=1,NFAR
    IV=FAR(I)
20  IMINCR(IV)=1
    DO 30 I=1,IP
      IF=IVF(I)
      IC=IVC(I)
30  MATRIZ(IF,IC)=1
      DO 40 I=1,NFAD
        IF=FADF(I)
        IC=FADC(I)
40  MATRIZ(IF,IC)=1
      DO 50 I=1,Z1
        DO 50 J=1,Z1
          IF(MATRIZ(I,J).EQ.0) GO TO 50
          IF(IMINCR(I).EQ.1) GO TO 50
          IF(IMINCR(J).EQ.1) GO TO 50
          N=N+1
          FADF(N)=I
          FADC(N)=J
50  CONTINUE
  NFAD=N
  RETURN
  END

```

C
C
C
C
C

SUBROUTINE DOBR8

Reune los cortes mínimos encontrados para el nuevo nodo de estudio con los anteriores. Los estados añadidos serán aquellos que no se tengan como previamente almacenados en los estados menos severos.

```

      INTEGER*2 N, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB,
      1BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50), IMINCS
      2(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS, IMSSF(50
      30), IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INDO, KSOP(30,5), FAR(200), NFAR, FAS(200)
      4, NFAS, FARRF(500), FARRC(500), NFARR, FADF(500), FADC(500), NFAD
      INTEGER*2 MATRIZ(200,200), Z1
      COMMON Z1, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR, IPWS,
      1IMINCS, IMRRF, IMRRC, IH, IMRSF, IMRSC, IFRS, IMSSF, IMSSC, IFSS, KS, INDO,
      2KSOP, FAR, NFAR, FAS, NFAS, FARRF, FARRC, NFARR, FADF, FADC, NFAD
      N=0
      DO 10 I=1, Z1
        DO 10 J=1, Z1
10     MATRIZ(I, J)=0
        DO 20 I=1, IFRS
          IF=IMRSF(I)
          IC=IMRSC(I)
20     MATRIZ(IF, IC)=1
        DO 30 I=1, NFAD
          IF=FADF(I)
          IC=FADC(I)
30     MATRIZ(IF, IC)=1
        DO 40 I=1, Z1
40     IMINCS(I)=0
        DO 50 I=1, NFAS
          IV=FAS(I)
50     IMINCS(IV)=1
        DO 60 I=1, Z1
          DO 60 J=1, Z1
            IF(MATRIZ(I, J).EQ.0) GO TO 60
            IF(IMINCS(I).EQ.1) GO TO 60
            IF(IMINCR(J).EQ.1) GO TO 60
            IF(IMINCR(I).EQ.1) GO TO 60
            N=N+1
            FADF(N)=I
            FADC(N)=J
60     CONTINUE
      NFAD=N
      RETURN
      END

```

SUBROUTINE DOB8S

Acopla adecuadamente los estados de corte mínimo almacenados en FASSF y FASSC con los últimos valores de corte mínimo encontrados.

```

      INTEGER*2 N, NCOM(200,6), ID(200), EN(200), ZOP(200,3), ZP(100,30), NBB
      1, BC, PTR(50,100), NT, IPATRA(200,50), IMINCR(200), IPWS(200,50)
      2, IMINCS(200), IMRRF(500), IMRRC(500), IH, IMRSF(500), IMRSC(500), IFRS,
      3IMSSF(500), IMSSC(500), IFSS, KS(30,2), INDO, KSOP(30,5), FAR(200), NFAR
      4, FAS(200), NFAS, FARRF(500), FARRC(500), NFARR, FARSF(500), FARSC(500),
      5NFARS, FASSF(500), FASSC(500), NFASS, IND, NN
      COMMON N, NCOM, ID, EN, ZOP, ZP, NBB, BC, PTR, NT, IPATRA, IMINCR,

```



```

1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
2KS,INOO,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARF,FARSC,
3NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND
  INTEGER*2 MATRIZ(200,200)
  NN=0
  DO 10 I=1,N
    DO 10 J=1,N
10  MATRIZ(I,J)=0
    DO 20 I=1,IFSS
      IF=IMSSF(I)
      IC=IMSSC(I)
20  MATRIZ(IF,IC)=1
    DO 30 I=1,NFASS
      IF=FASSF(I)
      IC=FASSC(I)
30  MATRIZ(IF,IC)=1
    DO 40 I=1,N
      DO 40 J=1,N
        IF(MATRIZ(I,J).EQ.0) GO TO 40
        IF(IMINCR(I).EQ.1) GO TO 40
        IF(IMINCR(J).EQ.1) GO TO 40
        IF(IMINCS(I).EQ.1) GO TO 40
        IF(IMINCS(J).EQ.1) GO TO 40
        NN=NN+1
        FASSF(NN)=I
        FASSC(NN)=J
40  CONTINUE
    NFASS=NN
    RETURN
  END

C
  SUBROUTINE PROBSI
C
C  Subrutina para el cálculo de probabilidad y frecuencia de fallas
C  Simples
C
  REAL LONG
  DIMENSION FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),P1(3),F1(3),PROB(10)
1, FREC(10),LONG(200)
  INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
3IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INOO,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
4,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARF(500),FARSC(500),
5NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND
  COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
2KS,INOO,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARF,FARSC,
3NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND
  COMMON /A/FF,TS,TR,FM,TM,P1,F1,PROB,FREC,LONG
C
C  Se calcula la probabilidad y frecuencia de ocurrencia de cada
C  estado de falla R previamente determinado. Se almacena en
C  PROB(1) y FREC(1).
  PROB(1) =0
  FREC(1)=0
  DO 10 I=1,N
    IF(LONG(I).EQ.0)LONG(I)=1.
10  CONTINUE
  DO 20 II =1,NFAR
    I1=FAR(II)

```

```

      I=EN(I1)
      IF(I.EQ.0) I= 10
      PROB(1)=FF(I)*LONG(I1)*TR(I)+PROB(1)
      FREC(1)=FREC(1)+FF(I)*LONG(I1)
20  CONTINUE
      PROB(1)=PROB(1)/8760.
      FREC(1)=FREC(1)*1000.
      PROB(2) =0
      FREC(2) =0
      DO 30 II =1,NFAS
        I1=FAS(II)
        I=EN(I1)
        IF(I.EQ.0) I=10
        PROB(2)=FF(I)*LONG(I1)*TS(I)+PROB(2)
        FREC(2)=FREC(2)+FF(I)*LONG(I1)
30  CONTINUE
      PROB(2)=PROB(2)/8760.
      FREC(2)=FREC(2)*1000.
      RETURN
      END

C
      SUBROUTINE PROBDR
C
C      La subrutina PROBDR calcula los índices de confiabilidad de cada
C      estado de doble contingencia considerado, estos es, de los estados
C      RR,MR,SR,MS y SS en base a las fórmulas obtenidas mediante el
C      modelo de espacios de estados.
C
      REAL LONG
      DIMENSION FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),P1(3),F1(3), PROB(10)
1, FREC(10),LONG(200)
      INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,30),NBB
1,BC, PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50)
2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
3IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INOO,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
4,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARF(500),FARSC(500),
5NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND, P
      COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
1IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
2KS,INOO,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARF,FARSC,
3NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND, P
      COMMON /A/ FF,TS,TR,FM,TM,P1,F1,PROB,FREC, LONG
C      Cálculo de la probabilidad y frecuencia de fallas RR y MR cuyos es-
C      tados de corte mínimo son los mismos.
      PROB(3)=0
      FREC(3)=0
      PROB(7)=0
      FREC(7)=0
      DO 10 I =1, NFARR
        IVF=FARRF(I)
        IVC=FARRC(I)
        IV=EN(IVF)
        IC=EN(IVC)
        IF(IV.EQ.0)IV=10
        IF(IC.EQ.0)IC=10
        FF(IV)=FF(IV)
        IF((TM(IC)+TR(IV)).EQ.0)GO TO 10
        IF((TM(IV)+TR(IC)).EQ.0) GO TO 10
        PROB(3)=FF(IV)*LONG(IVF)*LONG(IVC)*FF(IC)*TR(IV)*TR(IC) + PROB(

```

```

      FREC(3)=FF(IV)*LONG(IVF)*LONG(IVC)*FF(IC)*(TR(IV)+TR(IC)) +FREC
1(3)
      PROB(7)=FF(IV)*LONG(IVF)*LONG(IVC)*FM(IC)*TM(IC)*TR(IV)*TM(IC)/
1  (TM(IC)+TR(IV)) + PROB(7) + FF(IC)*LONG(IVC)*FM(IV)*LONG(IVF)*
2  TM(IV)*TR(IC)*TM(IV)/(TM(IV)+TR(IC))
      FREC(7)=FREC(7) + FM(IC)*FF(IV)*TM(IC)*LONG(IVC)*LONG(IVF)+
1  FM(IV)*FF(IC)*TM(IV)*LONG(IVC)*LONG(IVF)
10  CONTINUE
      PROB(3)=PROB(3)/(8760.* *2)
      PROB(7)=PROB(7)/(8760.* *2)
      FREC(3)=FREC(3)*1000./8760.
      FREC(7)=FREC(7)*1000./8760.
C    Cálculo de la probabilidad y frecuencia de los estados de falla
C    SS.
      PROB(4)=0
      FREC(4)=0
      DO 20 I =1, NFASS
          IVF=FASSF(I)
          IVC=FASSC(I)
          IV=EN(IVF)
          IC=EN(IVC)
          IF(IV.EQ.0)IV=10
          IF(IC.EQ.0)IC=10
          PROB(4)=FF(IV)*LONG(IVF)*LONG(IVC)*FF(IC)*TS(IV)*TS(IC) + PROB(
14)
          FREC(4)=FF(IV)*LONG(IVF)*LONG(IVC)*FF(IC)*(TS(IV)+TS(IC)) +FREC
1(4)
20  CONTINUE
      PROB(4)=PROB(4)/(8760.* *2)
      FREC(4)=FREC(4)*1000./8760.
      PROB(5)=0
C    Cálculo de índices de confiabilidad de estados RS y MS.
      FREC(5)=0
      PROB(6)=0
      FREC(6)=0
      DO 40 I=1,NFARS
          IVF=FARF(I)
          IVC=FARSC(I)
          IV=EN(IVF)
          IC=EN(IVC)
          IF(IV.EQ.0)IV=10
          IF(IC.EQ.0)IC=10
          PROB(5)=FF(IC)*LONG(IVC)*LONG(IVF)*FF(IV)*TR(IC)*TS(IV)+ PROB(5
1)
          FREC(5)=FF(IC)*LONG(IVC)*LONG(IVF)*FF(IV)*(TR(IC)+TS(IV))+FREC(
15)
          PROB(6)=FM(IC)*LONG(IVC)*FF(IV)*LONG(IVF)*TM(IC)*TS(IV)+PROB(6)
          FREC(6)=FM(IC)*FF(IV)*LONG(IVC)*LONG(IVF)*TM(IC)+FREC(6)
40  CONTINUE
      PROB(5)=PROB(5)/(8760.* *2)
      PROB(6)=PROB(6)/(8760.* *2)
      FREC(5)=FREC(5)*1000./8760.
      FREC(6)=FREC(6)*1000./8760.
      RETURN
      END
C
C    SUBROUTINE DACZP
C
C    Subrutina para cálculo de índices de confiabilidad de estados BC
C    y BCD. Donde B representa un interruptor,C representa a los ele-
```

```

C      mentos protegidos por dicho interruptor y D a un elemento indepen-
C      diente.
C
      REAL LONG
      DIMENSION FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),P1(3),F1(3),PROB(10)
1     1,FREC(10),LONG(200),PROBC(10),FREBC(10)
      DIMENSION UR(100),US(100),PRZP(100)
      INTEGER*2 N,NCOM(200,6),ID(200),EN(200),ZOP(200,3),ZP(100,3),NBB
1     1,BC,PTR(50,100),NT,IPATRA(200,50),IMINCR(200),IPWS(200,50),PP,Z
2     2,IMINCS(200),IMRRF(500),IMRRC(500),IH,IMRSF(500),IMRSC(500),IFRS,
3     3,IMSSF(500),IMSSC(500),IFSS,KS(30,2),INDD,KSOP(30,5),FAR(200),NFAR
4     4,FAS(200),NFAS,FARRF(500),FARRC(500),NFARR,FARFS(500),FARSC(500),
5     5,NFARS,FASSF(500),FASSC(500),NFASS,IND,NEZP(30),P,NE
      INTEGER*2 IK,NO
      COMMON N,NCOM,ID,EN,ZOP,ZP,NBB,BC,PTR,NT,IPATRA,IMINCR,
1     1,IPWS,IMINCS,IMRRF,IMRRC,IH,IMRSF,IMRSC,IFRS,IMSSF,IMSSC,IFSS,
2     2,KS,INDD,KSOP,FAR,NFAR,FAS,NFAS,FARRF,FARRC,NFARR,FARFS,FARSC,
3     3,NFARS,FASSF,FASSC,NFASS,IND,PP
      COMMON /A/FF,TS,TR,FM,TM,P1,F1,PROB,FREC, LONG, PROBC,FREBC
C      Cálculo de de probabilidad y tiempos medios de reparación y manio-
C      bra del conjunto de elementos de las zonas del sistema limitadas
C      por interruptores.
      DO 50 I=1,PP
          IK=1
          NO=0
          AUR=0
          AUS=0
          APR=0
10         Z=ZP(I,IK)
          IF(Z.EQ.0) GO TO 40
          I1=EN(Z)
          IF(I1.EQ.0)I1=10
          TR(I1)=TR(I1)
          IF(TR(I1).EQ.0) GO TO 20
          AUR=AUR+1/TR(I1)
          AUS=AUS+1/TS(I1)
          APR=APR+FF(I1)*LONG(Z)
          GO TO 30
20         NO=NO+1
30         IK=IK+1
          GO TO 10
40         NEZP(I)=IK-NO-1
          UR(I)=AUR
          US(I)=AUS
          PRZP(I)=APR
50         CONTINUE
          PBR=0
          DO 60 I =1,10
              PROBC(I)=0
60         FREBC(I)=0
C      Cálculo de (lambda)C ,TRC y TSC , C representa al conjunto de
C      elementos protegidos por el interruptor.
C      Se calculan también los índices de los estados BC.
      DO 70 I=1,N
          I1=EN(I)
          IF(EN(I).EQ.2) GO TO 80
          IF(EN(I).EQ.3) GO TO 80
70         CONTINUE
          GO TO 270
80         AUR=0

```

```

AUS=0
APR =0
NN=0
DO 90 J=1,3
  IF(ZOP(I,J).EQ.0) GO TO 100
  P=ZOP(I,J)
  NN=NN+NEZP(P) -1
  AUS=US(P)+AUS -1/TS(I1)
  AUR=UR(P)+AUR-1/TR(I1)
90  APR=PRZP(P)+APR-FF(I1)*LONG(I)
100 IF(NN.EQ.0)GO TO 70
  AUR=AUR/NN
  AUS=AUS/NN
  PRBRCS=APR*(FF(I1)*LONG(I)+F1(I1)+P1(I1)*APR*TR(I1)/(TR(I1)
1+1/AUS))
  FRBRCS=PRBRCS*(TR(I1)+1/AUS)
  PRBRCS=PRBRCS*TR(I1)/AUS
  FRBRCR=P1(I1)*APR
  PRBRCR=FRBRCR*(TR(I1)/AUR)/(TR(I1)+1/AUR)
  FRBSCR=APR*FF(I1)*(1/AUR)*TS(I1)*LONG(I)
  FRBSCS= P1(I1)*APR*TS(I1)
  FRBSCR=APR*FF(I1)*(TS(I1)+1/AUR)*LONG(I)
  FRBSCS=P1(I1)*APR
C      Calculo de aporte a indices de confiabilidad de los cortes mi-
C      nimos BRCR
  IF(NFAR,EQ.0) GO TO 111
  DO 110 II=1,NFAR
    IF(FAR(II),EQ.I) GO TO 180
110  CONTINUE
111  CONTINUE
C      Calculo de indices de estados BSCR y BSCS
120  IF(NFAS,EQ.0) GO TO 131
  DO 130 II=1,NFAS
    IF(FAS(II),EQ.I) GO TO 190
130  CONTINUE
131  CONTINUE
C      Calculo de aporte indicativos de confiabilidad de estados BRCRDR y
C      BRCSOR
140  DO 150 II=1,NFARR
    IV=FARRF(II)
    IC=FARRC(II)
    IF(IV,EQ.I)GO TO 250
    IF(IC,EQ.I)GO TO 240
    GO TO 150
240  IV=FARRC(II)
    IC=FARRF(II)
250  DO 260 JJ=1,3
260  IF(ZOP(IC,1),EQ.ZOP(I,JJ)) GO TO 150
    IVC=EN(IC)
    IF(IVC,EQ.0)IVC=10
    PROB(8)=PROB(8)+FRBRCR*FF(IVC)*LONG(IC)*TR(IVC)
    FREC(8)=FREC(8)+FRBRCR*FF(IVC)*LONG(IC)/(TR(I1)+1/AUR)*(TR(I1)*1
1/AUR+TR(I1)*TR(IVC)+TR(I1)/AUR)
150  CONTINUE
C      Indices de confiabilidad de estados BSCRDR y BSCSDR
  DO 160 JJ=1,NFARS
    IV=FARF(JJ)
    IC=FARSC(JJ)
    IF(IV,EQ.I) GO TO 200
    IF(IC,EQ.I) GO TO 211

```

```

      GO TO 160
211  IC=FARF(JJ)
      IV=FARF(JJ)
      IVC=EN(IC)
      IF(IVC.EQ.0)IVC=10
      GO TO 210
200  IVC=EN(IC)
      IF(IVC.EQ.0)IVC=10
      PROBC(7)=PROBC(7)+PRBSCR*FF(IVC)*TR(IVC)*LONG(IC)
      PROBC(9)=PROBC(9)+PRBSCS*FF(IVC)*TR(IVC)*LONG(IC)
      FREBC(7)=FREBC(7)+(PRBSCR+FRBSCR*TR(IVC))*FF(IVC)*LONG(IC)
      FREBC(9)=FREBC(9)+FRBSCS*FF(IVC)*LONG(IC)*(TR(IVC)+TS(EN(IV)))
      GO TO 160
210  PROB(9)=PROB(9)+PRBRCR*FF(IVC)*LONG(IC)*TS(IVC)
      FREC(9)=FREC(9)+FRBRCR*FF(IVC)*LONG(IC)/(TR(I1)+1/AUR)*(TR(I1)/
1AUR+TR(I1)*TR(IVC)+TR(I1)/AUR)
160  CONTINUE
C     Probabilidad y frecuencia de ocurrencia de estados BSCRDS y
C     BSCSDS
      DO 170 II=1,NFASS
      IV=FASSF(II)
      IC=FASSC(II)
      IF(IC.EQ.I) GO TO 220
      IF(IV.EQ.I) GO TO 230
      GO TO 170
220  IC=FASSF(II)
      IV=FASSC(II)
230  IVC=EN(IC)
      IF(IVC.EQ.0)IVC=10
      PROBC(8)=PROBC(8)+PRBSCR*FF(IVC)*TS(IVC)*LONG(IC)
      PROBC(10)=PROBC(10)+PRBSCS*FF(IVC)*TS(IVC)*LONG(IC)
      FREBC(8)=FREBC(8)+(PRBSCR+FRBSCR*TS(IVC))*FF(IVC)*LONG(IC)
      FREBC(10)=FREBC(10)+FRBSCS*FF(IVC)*LONG(IC)*(TS(IVC)+TS(EN(IV)))
170  CONTINUE
      GO TO 70
180  PROBC(1)=PROBC(1)+PRBRCR
      FREBC(1)=FREBC(1)+FRBRCR
      GO TO 120
190  PROBC(3)=PRBSCR +PROBC(3)
      PROBC(4)=PRBSCS + PROBC(4)
      FREBC(3)=FRBSCR +FREBC(3)
      FREBC(4)=FRBSCS + FREBC(4)
      GO TO 140
C     Conversion de unidades. Probabilidad(sin dimension),frecuencia
C     (1/1000 anos).
70  CONTINUE
270  PROBC(1)=PROBC(1)/(8760.)
      FREBC(1)=FREBC(1)*1000.
      PROBC(2)=PROBC(2)/(8760.* *2)
      FREBC(2)=FREBC(2)*1000./8760.
      PROBC(3)=PROBC(3)/(8760.* *2)
      FREBC(3)=FREBC(3)*1000./8760.
      PROBC(4)=PROBC(4)/8760.
      FREBC(4)=FREBC(4)*1000.
      PROBC(8)=PROBC(8)/(8760.* *2)
      FREBC(8)=FREBC(8)*1000./8760.
      PROBC(9)=PROBC(9)/(8760.* *2)
      FREBC(9)=FREBC(9)*1000./8760.
      PROB(8)=PROB(8)/(8760.* *2)
      FREC(8)=FREC(8)*1000./8760.

```

```
PROB(9)=PROB(9)/(8760.* x2)
FREC(9)=FREC(9)*1000./8760.
PROBC(5)=PROBC(5)/(8760.* x3)
FREBC(5)=FREBC(5)*1000./(8760.* x2)
PROBC(6)=PROBC(6)/(8760.* x3)
FREBC(6)=FREBC(6)*1000./(8760.* x2)
PROBC(7)=PROBC(7)/(8760.* x3)
FREBC(7)=FREBC(7)*1000./(8760.* x2)
PROBC(10)=PROBC(10)/(8760.* x2)
FREBC(10)=FREBC(10)*1000./(8760.)
RETURN
END
```

SUBROUTINE ESCRI3

```

C
C   Subrutina para el cálculo de índices de confiabilidad parciales y
C   totales. Escritura de los mismos.
C
   REAL LONG
   DIMENSION FF(10),TS(10),TR(10),FM(10),TM(10),P1(3),F1(3),PROB(10),
1FREC(10),LONG(200),PROBC(10), FREBC(10)
   COMMON /A/FF,TS,TR,FM,TM,P1,F1,PROB,FREC,LONG,PROBC, FREBC
   KK=3
C TOTAL DE FALLAS SIMPLES Y DOBLES SIN CONSIDERAR MANTENIMIENTO NI
C VARIOS MODOS DE FALLA DE INTERRUPTORES
   PRBSCS=PROB(1)+PROB(2)+ PROB(3)+PROB(4)+PROB(5)
   FRBSCS=FREC(1)+FREC(2)+FREC(3)+FREC(4)+FREC(5)
C INDICES DEBIDO A FALLAS TIPO MR Y MS
   PRBRCS=PROB(6)+PROB(7)
   FRBRCS=FREC(6)+FREC(7)
C TOTAL DE FALLAS BC
   PRBSCR=PROBC(1)+PROBC(2)+PROBC(3)+PROBC(4)
   FRBSCR=FREBC(1)+FREBC(2)+FREBC(3)+FREBC(4)
C TOTAL DE FALLAS BCD
   PRBRCR=PROB(8)+PROB(9)+PROBC(5)+PROBC(6)+PROBC(7)+PROBC(8)+
1PROBC(9)+PROBC(10)
   FRBRCR=FREC(8)+FREC(9)+FREBC(5)+FREBC(6)+FREBC(7)+FREBC(8)+
1FREBC(9)+FREBC(10)
C INDICES TOTALES
   UR=PRBSCS+PRBRCS+PRBSCR+PRBRCR
   PFBC=PRBSCR+PRBRCR
   FFBC=FRBSCR+FRBRCR
   US=FRBSCS+FRBRCS+FRBSCR+FRBRCR
   WRITE(KK,20)
20  FORMAT(1H1,44X,'INDICES DE CONFIABILIDAD'/44X,24('-')///16X,80('-'
1)/20X,'TIPO DE',27X,'FRECUENCIA',7X,'DURACION MEDIA'/20X,'ESTADO',
210X,'PROBABILIDAD',7X,'(1/1000AND)',10X,'(HR)'/16X,80('-')//)
   IF(FREC(1).EQ.0) GO TO 40
   AUX=(8760.*PROB(1)/FREC(1))*1000
   WRITE(KK,30) PROB(1),FREC(1),AUX
30  FORMAT(23X,'R',13X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
40  IF(FREC(2).EQ.0)GO TO 60
   AUX=(8760.*PROB(2)/FREC(2))*1000
   WRITE(KK,50) PROB(2),FREC(2),AUX
50  FORMAT(23X,'S',13X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
60  IF(FREC(3).EQ.0) GO TO 80
   AUX=(8760.*PROB(3)/FREC(3))*1000
   WRITE(KK,70) PROB(3),FREC(3),AUX
70  FORMAT(23X,'RR',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
80  IF(FREC(5).EQ.0) GO TO 100
   AUX=(8760.*PROB(5)/FREC(5))*1000
   WRITE(KK,90)PROB(5),FREC(5),AUX
90  FORMAT(23X,'RS',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
100 IF(FREC(4).EQ.0) GO TO 120
   AUX=(8760.*PROB(4)/FREC(4))*1000
   WRITE(KK,110)PROB(4),FREC(4),AUX
110 FORMAT(23X,'SS',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
120 WRITE(KK,130)
130 FORMAT(28X,68('-')/)
   IF(FRBSCS.EQ.0) GO TO 150
   AUX=(8760.*PRBSCS/FRBSCS)*1000
   WRITE(KK,140) PRBSCS,FRBSCS,AUX
140 FORMAT(19X,'SUBTOTAL1',9X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3//)

```



```

150  IF(FREC(7),EQ,0) GO TO 170
      AUX=(8760.*PROB(7)/FREC(7))*1000
      WRITE(KK,160)PROB(7),FREC(7),AUX
160  FORMAT(23X,'MR',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
170  IF(FREC(6),EQ,0) GO TO 190
      AUX=(8760.*PROB(6)/FREC(6))*1000
      WRITE(KK,180)PROB(6),FREC(6),AUX
180  FORMAT(23X,'MS',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
190  WRITE(KK,200)
200  FORMAT(28X,6B('-'))/
      IF(FRBRCS,EQ,0) GO TO 220
      AUX=(8760.*PRBRCS/FRBRCS)*1000
      WRITE(KK,210)PRBRCS,FRBRCS,AUX
210  FORMAT(19X,'SUBTOTAL2',9X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3//)
220  IF(FREBC(1),EQ,0)GO TO 240
      AUX=(8760.*PROBC(1)/FREBC(1))*1000
      WRITE(KK,230)PROBC(1),FREBC(1),AUX
230  FORMAT(21X,'BRCR',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
240  IF(FREBC(2),EQ,0) GO TO 260
      AUX=(8760.*PROBC(2)/FREBC(2))*1000
      WRITE(KK,250)PROBC(2),FREBC(2),AUX
250  FORMAT(21X,'BRCS',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
260  IF(FREBC(3),EQ,0) GO TO 280
      AUX=(8760.*PROBC(3)/FREBC(3))*1000
      WRITE(KK,270)PROBC(3),FREBC(3),AUX
270  FORMAT(21X,'BSCR',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
280  IF(FREBC(4),EQ,0) GO TO 330
      AUX=(8760.*PROBC(4)/FREBC(4))*1000
      WRITE(KK,290) PROBC(4),FREBC(4),AUX
290  FORMAT(21X,'BSCS',12X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
330  IF(FREC(8),EQ,0) GO TO 350
      AUX=(8760.*PROBC(8)/FREC(8))*1000
      WRITE(KK,340) PROB(8),FREC(8),AUX
340  FORMAT(20X,'BRCRDR',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
350  IF(FREBC(9),EQ,0) GO TO 370
      AUX=(8760.*PROBC(9)/FREBC(9))*1000
      WRITE(KK,360)PROB(9),FREC(9),AUX
360  FORMAT(20X,'BRCRDS',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
370  IF(FREBC(5),EQ,0) GO TO 390
      AUX=(8760.*PROBC(5)/FREBC(5))*1000
      WRITE(KK,380)PROBC(5),FREBC(5),AUX
380  FORMAT(20X,'BRCSDR',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
390  IF(FREBC(6),EQ,0) GO TO 410
      AUX=(8760.*PROBC(6)/FREBC(6))*1000
      WRITE(KK,400)PROBC(6),FREBC(6),AUX
400  FORMAT(20X,'BRCSDS',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
410  IF(FREBC(7),EQ,0) GO TO 430
      AUX=(8760.*PROBC(7)/FREBC(7))*1000
      WRITE(KK,420)PROBC(7),FREBC(7),AUX
420  FORMAT(20X,'BSCRDR',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
430  IF(FREBC(8),EQ,0) GO TO 450
      AUX=(8760.*PROBC(8)/FREBC(8))*1000
      WRITE(KK,440)PROBC(8),FREBC(8),AUX
440  FORMAT(20X,'BSCRDS',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
450  IF(FREBC(9),EQ,0) GO TO 470
      AUX=(8760.*PROBC(9)/FREBC(9))*1000
      WRITE(KK,460)PROBC(9),FREBC(9),AUX
460  FORMAT(20X,'BSCSDR',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
470  IF(FREBC(10),EQ,0) GO TO 490
      AUX=(8760.*PROBC(10)/FREBC(10))*1000

```

```
WRITE(KK,480)PROBC(10),FREBC(10),AUX
480  FORMAT(20X,'BSCSDS',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3/)
490  WRITE(KK,500)
500  FORMAT(28X,68('-'))/
      IF(FFBC.EQ.0) GO TO 520
      AUX=(8760.*PFBC/FFBC)*1000
      WRITE(KK,510) PFBC,FFBC,AUX
510  FORMAT(19X,'SUBTOTAL3',9X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3//)
      WRITE(KK,131)
131  FORMAT(/16X,80('-'))/
520  IF(US.EQ.0) GO TO 540
      AUX=(8760.*UR/US)*1000
      WRITE(KK,530) UR,US,AUX
530  FORMAT(/19X,'INDICES'/19X,'TOTALES',11X,E8.3,10X,E8.3,11X,E8.3//16
1X,80('-'))
540  RETURN
      END
```

C I T A S

1. NEIRA J., "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos", Tesis de Grado E.P.N. 1977, pág.
2. BILLINTON R., "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers Inc., Nueva York, 1970. Pág. 39.
3. BILLINTON R. and ALLAN R., "Reliability Evaluations of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Pitman Advanced Publishing Program, Gran Bretaña, 1983. Pág. 85.
4. RIVERA J., GARCES F. y MERCADO P., "Estudios de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos", ELECTROTECNIA, Asociación Electrotécnica Argentina, Enero / Febrero 1982. Pág. 14.
5. NORMA ANSI, C42-1941. Sección 35-40, 240.

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

1. ENDRENYI J., MAENHAUT P. C., PAYNE L. E., "Reliability Evaluation of Transmission Systems with Switching After Faults - Approximations and a Computer Program", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 92, pp. 1863-1875, November / December 1973.
2. GUERTIN M. B., LAMARRE Y., "Reliability Analysis of Substations with Automatic Modelling of Switching Operations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 94, pp. 1599 - 1607, September / October 1975.
3. RINGLEE R. J., GOODE S. D., "On Procedures for Reliability of Transmission Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 89, pp 527 - 537, April 1970.
4. GROVER M. J., BILLINTON R., "A Computerized Approach to Substation and Switching station Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 93, pp. 1488 - 1497 , September / October 1974.
5. ENDRENYI J., "Reliability Modelling in Electric Power Systems", CAP. XI, Chichester, 1978.
6. ENDRENYI J. and BILLINTON R., "Reliability Evaluation of Power Transmission Networks-Models and Methods", CIGRE Paper No. 32-06, 1974.

7. PATTON A. D., "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VO1. PAS - 87, pp. 84 - 100, January 1968.
8. BILLINTON R. and ALLAN R., "Reliability Evaluations of Engineering Systems: Concepts and Techniques", Pitman Advanced Publishing Program, Gran Bretaña, 1983.
9. BILLINTON R., "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers Inc., Nueva York, 1970.
10. RIVERA J., GARCÉS F. y MERCADO P., "Estudios de Confiabilidad - en Sistemas Eléctricos", ELECTROTECNIA, Asociación Electrotécnica Argentina, Enero / Febrero 1982.
11. ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK, Distribution Systems, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, EEUU , First Edition (1959).
12. MENA A., "Confiabilidad de Sistemas de Potencia", Colección Escuela Politécnica Nacional, 1983.
13. INELIN, "Informe Preliminar, Fase B, Diagnóstico de las Condiciones Actuales y Análisis de Pérdidas de la Empresa Eléctrica Quito", (1984).
14. NEIRA J., "Confiabilidad de Sistemas Eléctricos", Tesis de Grado, E.P.N., 1977.

15. SANCHEZ S., "Metodología para el Diagnóstico de Subestación", Te
sis de Grado, EPN, (1980).
16. NORMA ANSI, C42-1941.
17. GAUDENCIO ZOPPETTI, "Estaciones Transformadoras y de Distribución"
Barcelona, Ed. Gustavo Gili S.A., 1972.