

01170
2es.6.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**"EVALUACION DE CONFIABILIDAD DE
SISTEMAS DE TRANSMISION DE
ENERGIA ELECTRICA"**

TESIS DE POSGRADO

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
**MAESTRO EN INGENIERIA
(E L E C T R I C A)**

P R E S E N T A :

MIGUEL VEGA ORTIZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULOS	
I LA CONFIABILIDAD Y LOS SISTEMAS DE POTENCIA	7
1.0 LA CONFIABILIDAD, LA PLANEACION Y LOS SISTEMAS DE POTENCIA	7
1.1 LAS TECNICAS DE CONFIABILIDAD SON NECESARIAS PARA UTILIZAR MEJOR LOS RECURSOS	13
1.2 LA CONFIABILIDAD Y LA CALIDAD DE SERVICIO	14
1.3 COSTO DE LAS INTERRUPCIONES O SALIDAS	15
1.4 COSTO DE MANTENER UNA ALTA CONFIABILIDAD DE SERVICIO..	18
1.5 COSTOS GLOBALES	18
1.6 PLANEACION DE LA EXPANSION DE SISTEMAS DE TRANSMISION A CORTO Y LARGO PLAZO	20
1.7 DEFINICION DEL PROBLEMA	22
II INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	24
2.0 INTRODUCCION	24
2.1 COLECCION, REPORTES Y ANALISIS DE SALIDAS	25
2.1.1 CAUSAS DE LAS SALIDAS	27
2.1.2 COLECCION Y REPORTES DE SALIDAS	28
2.1.3 ANALISIS DE DATOS DE SALIDAS	31
2.2 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE GENERACION	38

2.2.1 INDICES DETERMINISTICOS	39
2.2.2 INDICES PROBABILISTICOS	40
2.3 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION	51
2.3.1 INDICES DETERMINISTICOS	51
2.3.2 INDICES PROBABILISTICOS	56
2.3.2 INDICES DE CORTE DE CARGA	59
2.4 INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION .	63
III METODOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD DE REDES DE	
TRANSMISION	65
3.0 INTRODUCCION	65
3.1 METODO DE ENUMERACION DE CONTINGENCIAS	66
3.1.1 SELECCION DE CONTINGENCIAS	68
3.1.2 PRUEBA DE CONTINGENCIAS - SOLUCIONES DE LA RED	71
3.1.3 PRUEBA DE CONTINGENCIAS - ACCION CORRECTIVA	71
3.1.4 ACUMULACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD	73
3.1.5 METODO DEL PROBLEMA DEL SISTEMA	76
3.1.6 METODO DE CORTE/CAPACIDAD	76
3.1.7 METODO DE SIMULACION	77
3.2 METODO DE SIMULACION MONTE CARLO	78
3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	82
3.4 METODOS BASADOS EN LA DESCOMPOSICION DE ESTADOS	83
3.4.0 GENERALIDADES	83
3.4.1 ALGORITMO DE FLUJO MAXIMO/CORTE MINIMO	86
3.4.2 DETERMINAR LOS ESTADOS CRITICOS X_n Y X_1	88

3.4.3 DESCOMPONER EL ESPACIO ENTERO DE ESTADOS	90
3.4.4 DESCOMPOSICION PARA EL CALCULO DE LA LOLP DEL SISTEMA	80
3.4.5 DESCOMPOSICION PARA EL CALCULO DE LA EDNS DEL SISTEMA	81
3.4.6 DESARROLLOS BASADOS EN EL MISMO METODO	93
3.4.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	87
3.5 PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV	98
3.5.1 CONCEPTOS GENERALES	98
3.5.2 EVALUACION DE PROBABILIDADES DEPENDIENTES DEL TIEMPO	102
3.5.3 EVALUACION DE LAS PROBABILIDADES LIMITE DE ESTADOS ..	103
3.5.4 EVALUACION DE LAS DISPONIBILIDADES DEL SISTEMA	104
3.6 METODO DE LA TASA PROMEDIO DE INTERRUPCION	105
3.7 METODO DE LA FRECUENCIA Y DURACION	107
3.7.1 EVALUACION DE LOS INDICES INDIVIDUALES DE ESTADO ...	108
3.7.2 EVALUACION DE LOS INDICES ACUMULADOS DE ESTADO	109
3.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	111
3.9 METODOS PARA EVALUAR SISTEMAS COMPLEJOS	111
3.9.1 APROXIMACION DE PROBABILIDAD CONDICIONAL	112
3.9.2 METODO DE LOS CORTES MINIMOS	114
IV ALGORITMO PROPUESTO PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD DE	
REDES DE TRANSMISION	118
4.0 INTRODUCCION	118
4.1 DESCRIPCION DEL ALGORITMO PROPUESTO PG/JVM	119
4.1.1 MODELADO DE LA RED	120
4.1.1.1 CREACION DEL GRAFO	120

4.1.1.2 ASIGNACION DE PARAMETROS A LOS ELEMENTOS DEL GRAFO	123
4.1.2 OBTENCION DE CORTES MINIMOS CON EL ALGORITMO DE CICLOS EN EL GRAFO DUAL	125
4.1.2.1 REDUCCION DEL GRAFO	127
4.1.2.2 DETERMINACION DE TODOS LOS P-CORTES MINIMOS EN EL GRAFO REDUCIDO	130
4.1.2.2.1 CONSTRUCCION DEL GRAFO DUAL	130
4.1.2.2.2 BUSQUEDA DE POLIANGULOS EN EL GRAFO DUAL	131
4.1.2.3 DETERMINACION DE TODOS LOS P-CORTES MINIMOS EN EL GRAFO ORIGINAL	136
4.1.3 CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD	140
4.1.3.1 FALTA DE CAPACIDAD	146
 V PROGRAMA DIGITAL PARA ANALIZAR LA CONFIABILIDAD DE REDES DE TRANSMISION Y APLICACIONES	 148
5.0 INTRODUCCION	148
5.1 DESCRIPCION DEL PROGRAMA DIGITAL	148
5.2 APLICACION A SISTEMAS IEEE Y COMPARACION CON OTROS METODOS	159
5.3 REQUERIMIENTOS COMPUTACIONALES	210
CONCLUSIONES	212
BIBLIOGRAFIA	216

TABLAS

Tabla 1.1	Variables Aleatorias que Afectan los Estudios de Ingeniería	11
Tabla 1.2	Costos de Interrupción Reportados	17
Tabla 2.1	Clasificación de las salidas	26
Tabla 2.2	Desagregación de salidas de unidad	33
Tabla 2.3	Ecuaciones para Indices de Confiabilidad de Sistemas de Transmisión	61
Tabla 3.1	Indices de Estado para un Sistema de Dos Componentes	109
Tabla 4.1	Modelación de un Sistema de Transmisión	121
Tabla 4.2	Notación Utilizada en el Algoritmo de Ciclos en el Grafo Dual	126
Tabla 4.3	Formación de Cadenas y sus Componentes para el Grafo del Ejemplo	130
Tabla 4.4	Poliángulos de hasta Tercer Grado Encontrados en un Grafo Dual	134
Tabla 4.5	Cortes en el Grafo Original a Partir del Reducido para el Nodo 5	137
Tabla 4.6	P-cortes Mínimos para los Nodos del G^* en G	138
Tabla 4.7	P-Cortes Mínimos para los Nodos Intermedios de Cadenas	139

Tabla 4.8 P-Cortes Mínimos para Nodos Tipo Arbol	140
Tabla 5.1 Datos de Entrada al Programa CONTRA del Sistema de Prueba No. 1	162
Tabla 5.2 Parámetros de Confiabilidad de los Generadores del Sistema No. 1	163
Tabla 5.3 P-cortes Mínimos para el Sistema de Prueba No. 1 ...	164
Tabla 5.4 Índices de Confiabilidad del Sistema de Prueba No. 1 sin Evaluar Capacidad	165
Tabla 5.5 Índices de Confiabilidad Totales para el Sistema de Prueba No. 1	166
Tabla 5.6 Datos del Sistema de Prueba No. 2	168
Tabla 5.7 P-cortes Mínimos e Índices de Confiabilidad del Sistema de Prueba No. 2	169
Tabla 5.8 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 3	171
Tabla 5.8 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 4	174
Tabla 5.10 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 5	176
Tabla 5.11 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 6	179
Tabla 5.12 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 7	184
Tabla 5.13 Índices de Confiabilidad del Sistema No. 7 con 10% de Pérdidas	188
Tabla 5.14 Datos del Sistema de Prueba No. 8	192
Tabla 5.15 Resultados para el Sistema de Prueba No. 8	202
Tabla 5.16 Nodos más Afectados del Sistema de Prueba No. 8 ...	209
Tabla 5.17 Comparación de Tiempos de Ejecución	211

FIGURAS

Figura 1.1 Relación de la Confiabilidad con el Sistema en Estudio y otras Funciones Ingenieriles	9
Figura 2.1 Análisis de Regresión Aplicado a la Tasa de Salidas de un Sistema de Transmisión	37
Figura 3.1 Método de Enumeración de Contingencias	67
Figura 3.2 Calculando los límites de la probabilidad de falla de un sistema	74
Figura 3.3 Posible Secuencia Computacional para el Método Monte Carlo	80
Figura 3.4 Sistema de una sola componente	99
Figura 3.5 Relación entre la $A(t)$ y la $R(t)$	101
Figura 3.6 Sistema de Dos Componentes	103
Figura 3.7 Red Tipo Puente	112
Figura 3.8 División de la Red Tipo Puente	113
Figura 4.1 Sistema de Transmisión y su Representación (GRAFO)	121
Figura 4.2 Conversión de un Grafo No-planar a un Grafo Planar	123
*Figura 4.3 Reducción de Nodos de Grado 1 de un Grafo	127
Figura 4.4 Eliminación de Nodos de Grado 2 de un Grafo	128

Figura 4.5 Reducción del Grafo Original G del Ejemplo	129
Figura 4.6 Construcción del Grafo Dual del Ejemplo	131
Figura 4.7 Sistema Equivalente para Obtención de Indices de Confiabilidad de un Nodo Pozo en base a P-cortes Mínimos	141
Figura 5.1 Organigrama del Programa Digital CONTRA	149
Figura 5.2 Sistema de Prueba No. 1 de 6 Buses	161
Figura 5.3 Grafo del sistema de Prueba No. 1	162
Figura 5.4 Sistema de Prueba No. 2 de 6 Buses y su Grafo	168
Figura 5.5 Sistema de Prueba No. 3 de 3 Buses y su Grafo	171
Figura 5.6 Sistema de Prueba No. 4 del IEEE de 5 Buses y su Grafo	173
Figura 5.7 Sistema de Prueba No. 5 del SPC y su Grafo Asociado	176
Figura 5.8 Sistema de Prueba No. 6 de 5 Buses y su Grafo	178
Figura 5.9 Sistema de Prueba No. 7 del IEEE de 25 Buses	182
Figura 5.10 Grafo del Sistema de Prueba No. 7	183
Figura 5.11 Sistema de Prueba No. 8 del IEEE de 140 Buses	190
Figura 5.12 Grafo del Sistema de Prueba No. 8	191

INTRODUCCION

Es de conocimiento general, el alto desarrollo industrial, comercial y en casi todos los sectores productivos, que un país en crecimiento como el nuestro tiene y de su dependencia en la gran mayoría de las actividades de la energía eléctrica. De acuerdo a esto, los sistemas eléctricos de potencia, cuya función es suministrar dicha energía a la gran carga del sistema nacional, tan económicamente como sea posible y con una calidad y continuidad razonables, han seguido también esa tendencia de crecimiento y se han ido tornando cada vez más complejos. Esto ha sucedido no sólo en el ámbito nacional, sino en todo el mundo.

Sobre la base anterior, los sistemas eléctricos de potencia deberán ser planeados y diseñados de acuerdo a la probabilidad de que su funcionamiento tenga un valor aceptable de fallas, ya que no es posible eliminarlas por completo. La determinación de un nivel de riesgo aceptable es un problema bastante complejo, en el que habrá que balancear entre la calidad necesaria y el costo de la inversión involucrado.

Como consecuencia, en el ámbito de la ingeniería de los sistemas de potencia, se requieren nuevas técnicas o métodos modernos que auxilien al ingeniero a predecir el comportamiento de un sistema frente a las indisponibilidades de sus componentes, causadas por diversos factores como la vida útil de ellas, manejo inadecuado del sistema y todas las causas internas y externas que

son completamente aleatorias. Aquí, nace también la necesidad de el uso de una gran herramienta que es la computadora digital, debido a las grandes dimensiones de los sistemas y su complejidad, con programas especializados y que resuelvan de manera rápida los problemas relacionados con ellos.

Todos estas causas son las que han traído como consecuencia que en los últimos años se haya desarrollado un gran interés por la Confiabilidad. La confiabilidad es una forma de medir o evaluar cuantitativamente la disponibilidad de un sistema para desarrollar sus funciones, durante un cierto tiempo y en las condiciones en que se encuentre. El término confiabilidad cubre aspectos básicos de un sistema de potencia: adecuado y seguro.

Adecuado, se refiere a la existencia de suficiente capacidad para satisfacer la demanda de carga. Esto incluye la capacidad necesaria para generar la suficiente energía y la asociada con las redes de transmisión y distribución que se requiere para llevar la energía hasta los puntos de carga. Esta adecuación se asocia a las condiciones estáticas que no involucran disturbios en el sistema.

Seguro, se refiere a la habilidad del sistema para responder a disturbios que se originan dentro de él. Por lo que la seguridad se asocia con la respuesta del sistema a las perturbaciones a las que está sujeto, incluyendo las condiciones asociadas con los

disturbios locales, externos y las pérdidas de generación o transmisión.

La teoría de confiabilidad se ha aplicado a los sistemas de potencia según su clasificación establecida: Generación, Transmisión y Distribución; aunque últimamente se ha tratado de trabajar con sistemas compuestos, con el fin de obtener una evaluación más real, como en el caso del sistema generación-transmisión.

Esta tesis está enfocada directamente al estudio de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, proponiendo un nuevo algoritmo para la evaluación de estos sistemas, que servirá de herramienta en la planeación y optimización de su diseño o expansión.

El objetivo de la planeación de la transmisión a largo plazo es seleccionar la red más deseable para cada año, a partir de los patrones de expansión de generación que se establecieron; ya que la localización de estas futuras capacidades de generación influye directamente los requerimientos y costos asociados con los sistemas de transmisión, características que debieron tomarse en cuenta al definir estas localizaciones.

El análisis de confiabilidad puede llegar a ser la actividad principal en algunos trabajos de planeación y en otros servirá de forma suplementaria. Para ilustrar la variedad de beneficios que

puede dar un análisis de confiabilidad en la planeación de la transmisión, se pueden considerar tres puntos clave:

- 1) Identificación de los puntos débiles del sistema.
- 2) Comparación de alternativas de diseños del sistema.
- 3) Justificación de inversiones.

El análisis de confiabilidad probabilístico puede proporcionar un juicio fuerte adicional en la justificación de inversiones, identificar las debilidades del sistema y comparar diseños de alternativas propuestos.

En esta tesis se desarrollaron los siguientes temas:

La Confiabilidad y los Sistemas de Potencia.- Capítulo donde se muestra la relación de la confiabilidad con otras áreas de la ingeniería y su importancia. Su influencia en el diseño de un sistema, su relación con el mejor uso de los recursos y el costo que ocasiona al consumidor el tener una confiabilidad pobre (reportado por algunos países). El costo que involucra aumentar la confiabilidad del sistema y el compromiso con los beneficios a obtener. Por último, se define formalmente el problema a tratar referente a los sistemas de transmisión.

Índices de Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia.- En este capítulo se hace una descripción de las

cualidades que debe poseer un índice de confiabilidad. También se informa sobre la manera de hacer la colección de datos de salidas de las componentes del sistema y algunos de los análisis efectuados para obtener un reporte veraz y lo más cercano al comportamiento de dichas componentes, con el objeto de disponer de parámetros confiables que puedan usarse en el análisis de confiabilidad. Después se muestran los índices de confiabilidad de los sistemas de generación, transmisión y distribución, así como las fórmulas para obtenerlos.

Métodos para Evaluar la Confiabilidad de Redes de Transmisión.-

En el capítulo tres, se ilustran los diferentes métodos desarrollados hasta ahora, desde los años 60's, con el de enumeración de contingencias hasta el método propuesto en esta tesis, para la evaluación de la confiabilidad de un sistema de transmisión, así como algunas de las ventajas y desventajas más importantes de cada uno. Esto hace importante al presente documento, ya que no hay otro en donde se describan todos los métodos.

Es conveniente mencionar que los métodos se clasifican en determinísticos y probabilísticos, ambos tienen sus cualidades y las aplicaciones donde su uso es más correcto, el método propuesto y descrito también en este capítulo es netamente probabilístico.

Algoritmo Propuesto para Evaluar la Confiabilidad de Redes de Transmisión. - En esta parte de la tesis se propone un algoritmo nuevo para la evaluación de redes de transmisión en base al método de cortes mínimos. El algoritmo se desarrolla en tres grandes pasos: Modelado, Obtención de cortes mínimos y Cálculo de índices de confiabilidad, de acuerdo a la conexidad y capacidad del sistema, los que se describen ampliamente con un ejemplo sencillo.

Programa Digital para Analisar la Confiabilidad de Redes de Transmisión y Aplicaciones . - En este último capítulo se presenta el programa digital implementado en una computadora personal con el algoritmo descrito en el capítulo anterior. Se hace una breve descripción de las funciones de cada una de las subrutinas del programa y su relación con el método. Se presentan también los análisis realizados con este método a varios sistemas reportados en la literatura y sistemas clasificados como del IEEE. Los resultados obtenidos se comparan con los proporcionados por los otros métodos y también se hace la comparación de los requerimientos computacionales -como tiempos de ejecución de los programas, con los ejemplos más representativos- para mostrar la validez, rapidez y capacidad del nuevo algoritmo para manejar sistemas grandes y complejos.

CAPITULO I

LA CONFIABILIDAD

y

LOS SISTEMAS DE POTENCIA

1.0 LA CONFIABILIDAD, LA PLANEACION Y LOS SISTEMAS DE POTENCIA.

La energía eléctrica ha venido desarrollándose de tal modo que al principio era solo para el alumbrado y uso de unos cuantos, después se hizo de uso común y cotidiano. Ha llegado a convertirse en un elemento indispensable en muchas de las actividades de la vida humana, en las que no puede faltar ni escasos segundos de tiempo, pues puede causar grandes pérdidas económicas o hasta de vidas humanas.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia en nuestra época juegan un papel central por proporcionar el medio más importante y a gran escala de conversión, transporte y distribución de la energía.

En el ámbito de la ingeniería de los sistemas eléctricos de potencia se ha venido introduciendo la teoría de probabilidad a través del concepto de Confiabilidad, para ayudar en la evaluación de la calidad del servicio, a la vez que optimizar los recursos económicos disponibles.

La importancia de la Confiabilidad se ha venido incrementando cada vez más y consiste esencialmente en la aplicación de la teoría de probabilidad para calcular la oportunidad de que el sistema funcionará por un tiempo establecido de manera satisfactoria. Un aspecto central en la teoría de confiabilidad es el uso de matemáticas especializadas de probabilidad, que incluyen:

- Análisis: predicción de la confiabilidad del sistema a partir de la confiabilidad de sus partes.
- Diseño confiable de sistemas a costo mínimo.
- Optimización de inventario (partes de reserva).
- Análisis de fallas físicas.
- Planeación de Mantenimiento.
- Desarrollo acelerado de pruebas.
- Análisis de errores humanos.

Las facilidades que nos da el análisis de confiabilidad para evaluar el comportamiento aleatorio o probabilístico de los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P), hacen que la confiabilidad sea una gran herramienta para el ingeniero. Así sus aplicaciones van unidas fuertemente con el análisis de ingeniería económica, análisis de sistemas, estadística, control de calidad, productividad y análisis de seguridad.

La fig. 1.1 muestra la interrelación entre el análisis de confiabilidad y el proceso de colección de datos y otras funciones de ingeniería (planeación, diseño, operación y mantenimiento). Básicamente, las funciones son: primero recolectar los datos de falla y reparación del sistema, segundo estimar estadísticamente las tasas de falla y reparación promedio; el análisis de confiabilidad combina éstos para predecir el funcionamiento del sistema, usándose sus resultados en otras funciones ingenieriles.

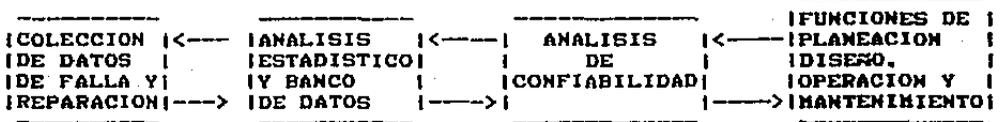
⊗ AMBIENTE DE OPERACION

⊗ CARGA O DEHANDA

OPCIONES DE CONFIGURACIONES, DISEÑO DE EQUIPO, POLITICAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, ETC

DATOS NECESARIOS

DATOS NECESARIOS



EXPOSICION DE LAS COMPONENTES (HRS. EN OPERACION, AMBIENTE.)

TASAS DE FALLA PROMEDIO DE LAS COMPONENTES

⊗ INDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

⊗ FALLAS

⊗ TIEMPOS PROMEDIO DE REPARACION DE LAS COMPONENTES

- ⊗ VARIABLES ALEATORIAS
- ⊗ VARIABLES DETERMINISTICAS

Figura 1.1 Relación de la Confiabilidad con el Sistema en Estudio y Otras Funciones Ingenieriles

" La Confiabilidad de un sistema es la probabilidad de que el sistema componente o subsistema funcione adecuadamente durante el periodo de tiempo establecido y en el ambiente de operación en que se encuentra" [1].

Es poco factible o antieconómico construir un sistema que no pueda fallar. Una empresa eléctrica trabaja con equipo que falla debido a efectos de manufactura, operación impropia, envejecimiento o sobreuso y causas externas como el ambiente (tormentas, rayos, nieve y contaminación) [1].

Una mejora real en el funcionamiento del sistema no puede llevarse a cabo simplemente con la prevención de fallas, pero es una medida para mantener una probabilidad baja de interrupción de servicio , mientras se minimizan los costos de operación y mantenimiento esperados. Aunque la naturaleza y el tiempo exacto de una falla no se pueden predecir, la información estadística de las fallas de equipo, carga y ambiente de operación pueden usarse para calcular la probabilidad de que un equipo falle o que el servicio a un consumidor será interrumpido.

Los ingenieros de las empresas eléctricas se enfrentan con diversos fenómenos aleatorios o probabilísticos en las actividades de planeación, diseño operación y mantenimiento. Algunas de ellas se enlistan en la tabla no. 1.1 Nótese que no sólo el funcionamiento de las componentes es de naturaleza probabilística,

sino también la carga, el medio, los estudios a largo plazo, el financiamiento y los costos de operación.

Las leyes de probabilidad pueden usarse para tratar todos estos factores, sin embargo, en esta tesis nos enfocaremos sólo al estudio de las variables aleatorias relacionadas con las fallas de equipo y la carga.

Tabla 1.1 Variables Aleatorias que Afectan los Estudios de Ingeniería.

EN EL CONTEXTO DE PLANEACION (1 - 20 años)

- 1.- Magnitud de la futura carga conectada (depende de la actividad económica, sustitución de la electricidad por otra forma de energía)
- 2.- Extensión de otros medios de cogeneración (solar, eólica), administración de carga, almacenamiento de energía.
- 3.- Forma de la curva de duración de carga.
- 4.- Localización de las cargas futuras.
- 5.- Funcionamiento de equipos futuros (tiempos de reparación).
- 6.- Tecnologías nuevas en equipo de generación, transmisión y distribución.
- 7.- Cambios en los costos y disponibilidad de combustible.
- 8.- Cambios en los costos del dinero.
- 9.- Cambios ecológicos, sociales y políticos

EN EL CONTEXTO DE LA PLANEACION (1 día - 1 año)

- 1.- Degradación del funcionamiento de la mayoría de las unidades con tiempo ya en operación.
- 2.- Ocurrencia de fallas por causas ambientales.
- 3.- Número de refacciones disponibles de inmediato.
- 4.- Variación de las cargas sensibles al medio o al periodo anual.
- 5.- Tiempo de lluvias (agua disponible para las hidroeléctricas).
- 6.- Interrupciones debido al suministro de combustible.
- 7.- Tiempos para localizar y reparar una falla y restaurar el servicio.
- 8.- Equipo dañado por temperaturas muy altas o muy bajas.
- 9.- Inflación y escasez de productos.
- 10.- Tiempo necesario para importar un producto.

EN EL CONTEXTO DEL TIEMPO REAL (pocos minutos a un día)

- 1.- Tiempos de falla del equipo.
- 2.- Salidas de equipo causadas por el medio o por fallas, dentro de su periodo de vida útil.
- 3.- Salidas de equipo por fallas del equipo de protección.
- 4.- Localización y magnitud horaria de la carga.
- 5.- Potencia o energía disponible desarrollada por equipos solares o eólicos.
- 6.- Flujo de potencia reactiva.
- 7.- Tiempos de reparación y restauración de servicio completos.

La importancia de la confiabilidad, en las funciones de ingeniería, puede ilustrarse también considerando los costos de las interrupciones al consumidor y los costos de la empresa eléctrica para mantener un servicio confiable.

1.1 LA CONFIABILIDAD Y LA OPTIMACION DE RECURSOS.

Anteriormente los ingenieros habían utilizado los conceptos de confiabilidad implícitamente, dando márgenes de seguridad en los parámetros de funcionamiento de los equipos considerando valores promedio o límites arbitrarios. Con esto se prevenen errores en la predicción de la carga, defectos en materiales, mantenimiento pobre, procedimientos de operación y efectos de ambiente no usuales. Ahora existen métodos cuantitativos que utilizan la función de distribución de probabilidad de capacidad o limitación de una componente, su carga y parámetros ambientales, para estimar con más precisión su funcionamiento.

Otros dos factores importantes nos forzan a usar los criterios de confiabilidad. El advenimiento de las computadoras, con las que se pueden manejar gran cantidad de datos requeridos para este tipo de análisis y otro más importante, el que los recursos son limitados y deben utilizarse más efectivamente. El Ingeniero debe diseñar, operar y mantener sistemas que trabajen adecuadamente, con menos materiales, energía, mano de obra e inversión de capital por unidad de salida [2]. Así, la confiabilidad va adquiriendo mayor

fuerza como herramienta esencial del ingeniero para optimizar el diseño y operación de los sistemas eléctricos, considerando las variables aleatorias que afectan a la empresa.

1.2 LA CONFIABILIDAD Y LA CALIDAD DE SERVICIO.

La calidad del servicio es el factor primordial entre la compañía eléctrica y el usuario, puesto que de ella depende la apariencia de la empresa ante el cliente. Pero son más importantes los beneficios que el consumidor obtiene, ya que puede planear un mejor desarrollo de su producción confiando en un buen suministro de energía. Entre los elementos que componen la calidad del servicio del suministro de electricidad pueden mencionarse:

- 1) Continuidad de suministro.
- 2) Nivel constante de voltaje.
- 3) Magnitud constante de frecuencia.

De estos tres elementos, en lo que se refiere al sistema de transmisión, la frecuencia constante depende de la disponibilidad del sistema para manejar sobrecargas y las salidas forzadas de las componentes involucradas en la continuidad y control de carga-frecuencia. Regularmente el control de la frecuencia no se incluye en un gran rango de los estudios de planeación.

Los niveles y variaciones de voltaje se revisan después de establecer opciones de transmisión viables. Además se pueden utilizar las técnicas de optimización de potencia reactiva, para asegurar que los niveles de voltaje deseados se mantengan.

En lo que se refiere a la continuidad del suministro, este es el factor que más afecta al consumidor, dependiendo de su duración y de la sensibilidad del usuario a la falta de energía. Una interrupción puede no significar nada para algunos, pero para otros una gran pérdida económica o hasta de vidas humanas.

1.3 COSTO DE LAS INTERRUPCIONES O SALIDAS.

Una medida de gran importancia y de influencia aleatoria es el costo de las interrupciones de servicio al usuario. En general no existe un estándar o un método que pueda evaluar con exactitud el daño o los costos en que se incurra por una interrupción, pues esto depende de cada caso en particular: industria, comercio, tránsito, alumbrado público, hospitales, teatros, casas habitación, transporte, centros de cómputo, etc. En la ref. [3] se describen tres métodos para calcular los costos de los daños y pérdidas debido a salidas, pero el problema sigue siendo la incertidumbre de los valores de las variables de los costos de salida.

Algunas empresas tratando de estimar estos costos han realizado

inspecciones o encuestas, como por ejemplo en el reporte del IEEE [4] en 1974, los resultados fueron:

TIPO DE CONSUMIDOR	COSTO DE SALIDA
EDIFICIOS DE OFICINAS	8.86 \$/Kwh NO ENTREGADOS
TODOS LOS EDIFICIOS COMERCIALES	7.21 \$/Kwh NO ENTREGADOS
PLANTAS INDUSTRIALES	1.88 \$/Kwh INTERRUMPIDOS + 2.68 \$/Kwh NO ENTREGADOS.

Una compañía canadiense calificó en 1968 [5] las salidas en un sistema de distribución, con un costo de 0.2 \$/kw interrumpido + 0.5 \$/kwh no entregado. Se hace una aproximación dividiendo el Producto Nacional Bruto entre el consumo total de electricidad en el mismo año. El resultado para E.U.A. fue de 0.60 \$/kwh.

En otra encuesta realizada por la Ontario Hydro (Canadá), a sus consumidores industriales (> 5 Mw) [6], dió los siguientes resultados promedio de costos de interrupciones:

Un minuto de interrupción	0.68 \$/Kw (U.S. DLLS)
Una hora de interrupción	2.68 \$/Kw
100 horas de interrupción	60.00 \$/Kw

Aunque las respuestas variaron ampliamente, algunos clientes cotizaron hasta más de 8 \$/Kw por una hora de interrupción. Cerca

del 80% dijeron que ellos podrian aceptar un 5% de reducci3n de voltaje y 3nicamente el 20% dijeron que era aceptable una reducci3n del 10%.

En un art3culo m3s reciente tambi3n de la Ontario Hydro en 1982 [7], se obtuvieron los resultados presentados en la tabla no. 1.2.

Los costos de interrupci3n no son inmediata o directamente demandados a la empresa el3ctrica; pero de una manera u otra, las insatisfacciones del consumidor son sentidas por la empresa, o en la p3rdida de negocios o en restricciones adicionales puestas a la compa1a. Como resultado, las empresas el3ctricas han demostrado gran diligencia en resolver los problemas de interrupciones de servicio.

COSTOS EN \$/Kw en d3lares de 1980

Duraci3n de la Interrup.	Grandes	Peque1os	Comerciales				
	Usuarios > 5 Mw	Usuarios Indust.	Residen- c3nciales	Grandes Granjas	Ventas Menudeo	Edif Ofnas.	Institu- ciones
1 minuto	1.03	1.15	-	122.0	0.38	3.25	0.03
20 minutos	2.46	3.08	-	174.0	1.93	6.72	0.25
1 hora	3.97	6.31	0.04	275.7	7.32	14.33	1.01
4 horas	9.02	17.48	0.07	275.7	37.35	46.83	4.44
8 horas	13.26	32.26	-	351.8	98.21	81.16	7.63

Tabla 1.2 Costos de Interrupci3n Reportados

1.4 COSTO DE MANTENER UNA ALTA CONFIABILIDAD DE SERVICIO

Las compañías eléctricas esperan variaciones de la carga y fallas en los equipos, no obstante que el servicio al consumidor continúe ininterrumpido. El costo de estas medidas es difícil de calcular, pero naturalmente es alto. Es necesario mantener una capacidad instalada de generación más alta que la carga pico anual, la red de transmisión ser un tanto redundante, el sistema de distribución que posea anillos, transformadores no cargados a su capacidad nominal, equipo disponible de reserva y mantenimiento para mejorar la confiabilidad. Pero todas estas fuentes de reserva requieren de una inversión de capital que no incrementa el rédito obtenido.

En la operación del sistema los costos también se incrementan debido a efectos aleatorios, por ejemplo: cuando una unidad de bajo costo falla, deberá ser reemplazada por otra unidad tal vez vieja o que consuma más combustible, ya que la demanda debe satisfacerse aunque no sea con la misma eficiencia, lo que incrementará el costo de producción. En el sistema de transmisión, las salidas de equipo pueden causar sobrecargas de líneas y transformadores, enviando potencia a través de líneas de transmisión más largas e incrementando así las pérdidas de energía.

1.5 COSTOS GLOBALES

La pregunta: ¿ qué tanta confiabilidad se justifica ? No puede responderse examinando sólo al sistema. Puesto que para la empresa eléctrica puede ser más redituable tener un costo de producción más barato, aunque una confiabilidad pobre, lo que visto desde el punto de vista del usuario puede ser completamente opuesto y que una confiabilidad pobre signifique un costo muy alto para su producción, justificándose el mejoramiento de la confiabilidad.

Surge así la necesidad de hacer un análisis de beneficio-costo como los presentados en [7] y [8], en los que se evalúan los beneficios obtenidos, el costo de ir elevando el nivel de confiabilidad y el nivel de confiabilidad obtenido. Con ésto se llega a obtener un nivel aceptable de confiabilidad a un costo mínimo y con los beneficios esperados.

A nivel general en el ambiente de los sistemas eléctricos de potencia, los proyectos de confiabilidad son los de mayor prioridad y sobre todo en lo que se refiere a los sistemas de transmisión-generación, como lo demuestra el reporte EPRI [9]. Los resultados más relevantes en este reporte, por votación de las diferentes industrias en orden de mayor importancia, fueron:

En Planeación:

- 1) Herramientas para el Estudio de Voltaje y Potencia Reactiva.
- 2) Programas Automatizados de la Expansión de la Transmisión.

En Confiabilidad:

- 1) Determinación del costo de interrupciones.
- 2) Costo de la Confiabilidad contra Beneficios.
- 3) Programas de Cómputo de Confiabilidad en Sistemas de Generación y Transmisión.
- 4) Mejor Definición de los Indices de Confiabilidad.
- 5) Efectos de la Capacidad de Importación/Exportación en la Confiabilidad de la Transmisión.

Además de Otras Prioridades como:

- 1) Técnicas Analíticas Rápidas.
- 2) Compatibilidad de los Métodos de Solución con la Tecnología Avanzada de las Computadoras.
- 3) Aplicación de las Microcomputadoras a la Planeación.

**1.6 PLANEACION DE LA EXPANSION DE SISTEMAS DE TRANSMISION
A CORTO Y LARGO PLAZO.**

En general, los sistemas de potencia son un capital grande y de intenso movimiento. Esta característica llega a ser más dominante como resultado del incremento del tamaño de las unidades, nuevas tecnologías (adquisición, descubrimiento o invención) y automatización. La alta inversión necesaria requiere del auxilio de herramientas cuantitativas para la determinación óptima o casi óptima de los planes de desarrollo o expansión de los sistemas de potencia.

Un plan de desarrollo de la red de transmisión debe contemplar el corto y largo plazo. La planeación a largo plazo debe proporcionar el orden de magnitud y trabajo general, dejando libertad de acción para adoptar cambios posibles a las circunstancias. Al mismo tiempo, debe proveer suficiente información para hacer los preparativos necesarios de carácter general para satisfacer la demanda en un tiempo futuro.

Por otro lado, la planeación a corto plazo es mucho más detallada y específica. Esta requiere de precisión y necesita consideraciones de elementos estocásticos (salidas forzadas), cambios de la curva de carga semanales o aún diarios para pronóstico de carga [10], [11] y [12], esquemas de mantenimiento y sobretodo la consideración de cada unidad o línea separadamente. La herramienta más apropiada para tratar un problema de este tipo es la simulación digital, debido a la complejidad y tamaño de las redes de transmisión [13]. El programa digital no produce una solución particular óptima; solamente evalúa cualquier plan que se alimenta a él y el Ingeniero escoge entre las opciones propuestas. En contraste con los requerimientos de la planeación a largo plazo, se permite la agregación de unidades, uso de la curva de duración de carga y uso de los promedios para representar salidas forzadas y esquemas de mantenimiento. De aquí, el problema puede ser cambiado como determinístico y atacarse con un método matemático adecuado.

1.7 DEFINICION DEL PROBLEMA.

En el sentido más amplio de la planeación de la expansión de la transmisión, el objetivo es seleccionar la mejor red de entre varias propuestas, dado un patrón de generación y demanda proyectada. Esta selección deberá ser evaluada a conciencia para poder implementarse. Por tanto, antes de aceptar un plan deberá probarse exhaustivamente y aplicar al sistema en estudio todas las fallas o disturbios que pudieran suceder. De esta manera se podrán prever las fallas para mejorar la protección del sistema y mejorar su funcionamiento.

El problema de protección puede subdividirse en tres, puesto que los disturbios se desarrollan en tres fases: subcíclica, cíclica y estado estable. Los disturbios subcíclicos están asociados con las descargas atmosféricas y los switcheos que crean grandes ondas de voltaje en el sistema de transmisión. Si no existe la protección adecuada (en este caso apartarrayos) puede crearse un corto circuito y el disturbio se extenderá al rango transitorio o cíclico. Los, disturbios transitorios son críticos porque su duración es tal que activa la dinámica tanto eléctrica como mecánica y si no se tiene o se construye la protección adecuada, pueden sucederse grandes oscilaciones de flujo de potencia, voltaje y frecuencia que seguramente dañarán al sistema.

En esta tesis, nos concentraremos en los efectos de estado estable del sistema. En particular usando técnicas para saber si el estado del sistema es aceptable después de un disturbio y que ha llegado a su estado estable. El término aceptable significa que ninguna componente del sistema esta sobrecargada y que todas las demandas se satisfacen, estando los voltajes dentro de un rango dado.

De esta manera, se puede decir que un problema básico en la planeación de la transmisión es la determinación de la capacidad de reserva adecuada, que soportará las salidas forzadas de una o varias componentes simultáneamente (contingencia), sin afectar la calidad del servicio. El uso de un criterio cuantitativo de confiabilidad proporciona una aproximación consistente a este respecto.

La siguiente pregunta lógica que se nos presenta es: ¿ como evaluar la confiabilidad de un sistema de transmisión y cuales serán los índices de comparación para decidir que una opción de expansión será mejor que otra ? En respuesta a estas preguntas, anticipadamente se puede decir que existen varios métodos para la evaluación de la confiabilidad y que se han tratado de unificar los criterios sobre los índices para evaluación de un sistema, todos estos se dan a conocer detalladamente en los capítulos siguientes.

CAPITULO II

INDICES DE CONFIABILIDAD

DE LOS

SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

2.0 INTRODUCCION

La evolución de los criterios de planeación para los sistemas de generación, transmisión y distribución ha guiado el desarrollo de índices de confiabilidad que son los responsables de los parámetros básicos de la planeación. El propósito principal de los índices de confiabilidad es servir de base para planear un sistema eléctrico de potencia.

En general un magnífico y útil índice de confiabilidad debe poseer tres propiedades básicas:

- 1) Ser medible a partir de los datos históricos de operación de un sistema.
- 2) Ser calculable para un sistema propuesto, usando los datos disponibles de la confiabilidad de las componentes de un sistema.
- 3) Ser responsable de manera consistente y predecible de las diferencias en el estudio de alternativas.

Si un índice puede demostrar las características anteriores será útil en las decisiones dentro del proceso de planeación.

El incremento del costo de los nuevos proyectos, la escasez de capital y los cambios ambientales han guiado a un intenso interés en el desarrollo de índices de confiabilidad que midan el impacto

de los disturbios hasta en el último consumidor. Una ventaja de los índices de confiabilidad es que sirven como base de comparación para evaluar las configuraciones de alternativas de expansión.

Para evaluar los índices de confiabilidad que nos proporcionan las características del sistema en estudio, es de suma importancia la información clave que nos servirá de base para obtener dichos índices y que se obtienen a partir de los reportes de salidas de los elementos del sistema.

2.1 COLECCION, REPORTES Y ANALISIS DE SALIDAS

La información clave para la evaluación cuantitativa de un S.E.P comprende la probabilidad, frecuencia y duración de los eventos que causan problemas al sistema, ocasionando salidas de elementos que pueden ser o no la causa de una interrupción del servicio a un consumidor.

Por definición: "una salida describe el estado o circunstancia de una componente cuando no está disponible para ejercer sus funciones, debido a algún evento asociado a esa componente" [14,15].

Las salidas se clasifican como se muestra en la tabla 2.1. Las últimas de la tabla, las salidas programadas son el resultado de sacar deliberadamente una componente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, sustitución de equipo que llegó al fin de su vida útil o recalibración. Este tipo de salidas

Todas las salidas tienen una relación con las condiciones del ambiente, por lo que se ha clasificado como tiempo normal y adverso. Tiempo adverso se le denomina a las condiciones ambientales que provocan una frecuencia de salidas anormal.

Otro modo de salida es el de causa común, en el que ocurren múltiples salidas debidas a un solo evento, aunque es poco frecuente.

2.1.1 CAUSAS DE LAS SALIDAS

Las causas de las salidas de una componente son variadas, como por ejemplo:

- a) Descargas atmosféricas.
- b) Contacto de una línea con cuerpos extraños.
- c) Contaminación y condiciones atmosféricas.
- d) Manejo inadecuado del sistema.
- e) Mantenimiento.
- f) Vandalismo
- g) Sobrecargas
- h) Operaciones de maniobra, etc.

Estas causas se toman en cuenta suponiendo que la componente se encuentra funcionando durante su periodo de vida útil y no en el inicial o en el periodo de fallas por desgaste o envejecimiento.

Definamos ahora que una interrupción [14] es la pérdida de suministro de energía eléctrica de uno o más puntos de carga. Las interrupciones pueden ser también forzadas o programadas, según sea el tipo de salida que las cause.

Como veremos más adelante todos los índices de confiabilidad de un sistema se calculan en base a parámetros de confiabilidad de cada una de las componentes del sistema, tales como la frecuencia de salida y el tiempo de reparación. Veremos en forma breve los pasos a seguir para la obtención de estos parámetros.

2.1.2 COLECCION Y REPORTES DE SALIDAS

En lo que se refiere a la recolección de datos, lo primero es saber de que componentes o unidades del sistema deberán colectarse y en segundo lugar los datos que son de importancia para su análisis y reporte.

En las referencias [14], [15], [16] y [17] se dan algunas sugerencias sobre esto, que tienen la misma idea y van de acuerdo a las necesidades de cálculo de índices de confiabilidad. Se tiene por ejemplo, que para el sistema de transmisión, las componentes más importantes a reportar son:

En sistemas de transmisión de ultralto voltaje (≥ 1000 KV), de extralto voltaje ($345 \leq KV \leq 1000$ KV) y normales ($115 \leq KV \leq 345$):

1) Por unidad:

- a) Circuitos
- b) Estaciones
 - 1) Transformadores
 - 2) Switches
 - 3) Convertidores/Inversores

2) Por componente [18a]:

- a) Línea o sección de línea de transmisión
- b) Cable
- c) Transformador
- d) Equipo de seccionamiento (interruptor, cuchilla, fusible, etc.)
- e) Switch interruptor de falla
- f) Bus o sección de bus
- g) Compensador sincrónico
- h) Compensador estático
- i) Protección de línea
- j) Restaurador de línea
- k) Protección de cable
- l) Protección de transformador
- m) Protección de bus
- n) Otras protecciones
- ñ) Equipo especial
- o) Regulador de tensión
- p) Banco de reactores en derivación
- q) Banco de capacitores derivación y en serie

En el reporte de cada uno de estos equipos se requiere de:

- 1) Tipo, diseño, manufactura y otras descripciones para propósitos de aplicación.
- 2) Fecha de instalación, localización en el sistema y longitud si se trata de una línea.
- 3) Modo de salida (forzada, programada, permanente, activa o pasiva).
- 4) Causa de la salida.
- 5) Tiempo en servicio y fuera de servicio.
- 6) Condiciones del ambiente cuando sucedió la salida.

Con estos datos los parámetros de salidas forzadas activas se calculan de la siguiente manera:

Periodo de servicio = tiempo que inicia desde la fecha de instalación y termina en la fecha de eliminación o fin del periodo de estudio.

$$\text{Frecuencia de salidas (f)} = \frac{\text{No. de salidas atribuidas a las fallas activas de la componente}}{\text{Periodo de servicio}}$$

$$\text{Tasa de salidas } (\lambda) = \frac{\text{No. de salidas atribuidas a las fallas activas de la componente}}{\text{Tiempo total en que la componente estuvo expuesta a la falla (= periodo de servicio - duración total de salida)}}$$

$$\text{Tiempo promedio de reparación o duración media de salida (r)} = \frac{\text{Duración total de salidas}}{\text{No. de salidas}}$$

$$\text{Tasa de reparación (u)} = \frac{1}{r}$$

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\text{Duración total de salidas}}{\text{Periodo de servicio}}$$

$$\text{y así: } \frac{1}{f} = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{u}$$

Generalmente las tasas y frecuencias se expresan en una base por año y la duración en horas, pero pueden expresarse en las mismas unidades (años).

Estrictamente la salida de una componente deberá registrarse sea o no la causa de una interrupción de servicio, pues las interrupciones dependen de la confiabilidad de las componentes y si no hay registro de todas las salidas, la frecuencia de fallas quedaría subestimada, con lo que no se obtendría un parámetro real y firme de las componentes para el análisis del sistema. Por otro lado, estas frecuencias que no se forman con todos los datos porque a veces son ignorados al no causar interrupciones o pasan desapercibidos sin registrarse, pueden considerarse aceptables, pero no correctas [20].

2.1.3 ANALISIS DE DATOS DE SALIDAS

El propósito de los análisis de los datos de salida es predecir el funcionamiento futuro de las salidas de las componentes del sistema. El proceso incluye el análisis de los datos históricos y la determinación de la medidas como probabilidad, frecuencia y

duración de los diferentes tipos de salidas, como se vio en el punto anterior (2.1.2).

Al principio, los primeros métodos no tomaban en cuenta la variabilidad de los índices de cada unidad (modelado del sistema de transmisión) debido a la diferencia de componentes de que se formaban, las diferencias de las causas de las salidas y las diferentes condiciones a que estaban expuestos. Más adelante se adicionaron las salidas forzadas y tasas de salidas por línea de transmisión. En modelos desarrollados últimamente, se consideran la longitud de la línea y efectos terminales separadamente, la tasa de salidas se expresa como una recta $y = ax+b$, donde "x" es la longitud, "a" la tasa de salidas de terminal por año y b es la tasa de salidas por unidad de longitud de la línea por año. Estas aproximaciones suponen que las tasas de salidas son aplicables a cada unidad de transmisión. La tasa de reparación es tomada como el recíproco de la duración promedio de salida.

Entre los diferentes métodos de análisis, ya sea en la aproximación por componente o por unidad, se tienen dos técnicas de análisis estadístico: desagregación y regresión, los que se han aplicado para desarrollar modelos que predicen más exactamente el proceso de salida y reparación [18b], [19].

Desagregación.— Esta técnica involucra la separación de una población de datos en conjuntos de características comunes. La separación de una unidad en sus componentes, por ejemplo. Esta técnica también ha sido aplicada a los procesos de salida, en donde los datos de salida de unidad base se han categorizado en los conjuntos de línea y terminal referidas, dependiendo de la localización de la causa de la salida. Adicionalmente, las salidas han sido divididas en dos categorías probabilísticas, primaria (en modo independiente y común) y secundaria (dependiente). La selección de estas categorías se basa en un juicio intuitivo que reconoce las condiciones físicas de exposición, los procesos de salida y la aplicabilidad de las matemáticas probabilísticas. La tabla 2.2 resume las categorías físicas en que las salidas de una unidad han sido desagregadas.

Tabla 2.2 Desagregación de salidas de unidad

Desagregación probabilística

I. Primaria

A. Independiente

B. Modo común

1. Traslapadas

2. Simultáneas

II. Secundaria

A. Exposición directa

B. Exposición indirecta

Desagregación por Localización del Problema

- I. Línea
- II. Terminal
 - A. Componentes terminales que llevan potencia
 - 1. Bus
 - 2. Interruptor de circuito
 - 3. Transformador
 - B. Componentes de protección
- III. Localización desconocida

Desagregación Ambiental

- I. Tiempo normal
- II. Tiempo adverso
 - A. Tormenta
 - B. Lluvia
 - C. Nieve
 - D. Hielo, lluvia helada
 - E. Niebla o neblina
- III. Tormenta mayor
 - A. Tornado
 - B. Huracán

Desagregación por proceso de Duración y Restauración

- I. Momentánea (restaurada por switcheo automático)
- II. Permanente (restaurada por switcheo manual o reparación)
- III. Catastrófica (restaurada por reemplazo o retiro)

Desagregación por Efecto en el Sistema de Potencia

- I. Falla
- II. No hay falla
- III. Desconocido

Desagregación por Tipo de Unidad

- I. Unidades Lineas
- II. Unidades Transformadores
- III. Unidades Buses
- IV. Unidades Generadores

Regresión.- Uno de los métodos más empleados es la regresión lineal: la relación lineal adecuada entre una variable dependiente (como la tasa de salidas) y una o más variables independientes (como la longitud de la línea) de una manera óptima. La técnica de optimación escogida clásicamente es minimizar la suma de los cuadrados de los errores de predicción (residuales) de todas las observaciones. La regresión es útil en ambas, para examinar las relaciones entre variables dependientes y explicativas, así como para predecir variables dependientes, para combinaciones particulares de variables independientes.

El objeto es relacionar el índice de funcionamiento observado en un periodo de tiempo con variables independientes; las variables independientes deben haber sido constantes en ese periodo. Si es necesario una simple observación debe subdividirse en periodos

cortos de tiempo, dentro de los cuales las condiciones son constantes.

Los coeficientes estimados con un modelo de regresión pueden interpretarse de la siguiente manera. El coeficiente de una variable independiente continua es la derivada parcial de la variable dependiente con respecto a la variable independiente. El coeficiente para una variable "falsa" (una variable que tiene dos valores correspondientes en la presencia o ausencia de alguna condición) es el incremento en la variable dependiente atribuida a la presencia de la condición. La intersección es el valor de la variable dependiente cuando todas las variables independientes son cero. Un ejemplo se muestra en la fig. 2.1 con la tasa de salidas de una línea de transmisión.

Los modelos de regresión se pueden aplicar a subpoblaciones desagregadas como las vistas anteriormente.

Una manera de hacer este análisis es tomar como variable dependiente la tasa de salidas; después suponer que hay una salida dependiente posible que es condicional en una salida independiente particular. Las tasas, en que un evento salida múltiple primaria/secundaria o salida simple ocurra, se obtienen multiplicando la tasa de salidas independiente por la probabilidad condicional de la salida dependiente y su complemento, respectivamente. Finalmente, si la tasa de salidas se incrementa

linealmente con una variable independiente como la longitud, el tiempo medio de salida o su recíproco, es una función no lineal decreciente de la longitud. En este caso los algoritmos de regresión lineal serían inaplicables al análisis del tiempo de salida.

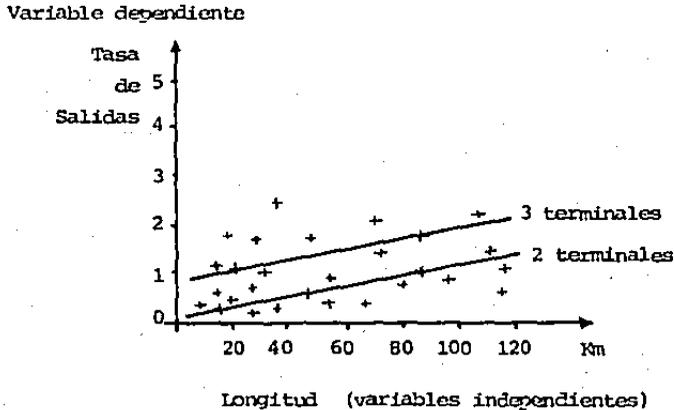


Figura 2.1 Análisis de Regresión Aplicado a la Tasa de Salidas de un Sistema de Transmisión.

Alton D. Patton en 1968 [17] aplicó estas técnicas de regresión lineal para predicciones de tasas de salidas. Hizo la desagregación de salidas de líneas de transmisión por localización, causa y otras características. Encontró que las tasas de salidas de las líneas referidas (como opuesto a las terminales referidas) estaban bien

correlacionadas con una función lineal de la longitud de la línea. El ajuste fue perceptiblemente mejor, especialmente en líneas cortas, que un modelo proporcional pasando por el origen. Si se incluyen todas las salidas independientes, ya sea de una línea o terminal referida, se espera una significativa intersección. Dado que hay paquetes de programas de computadora ampliamente disponibles para la aplicación de las técnicas de regresión lineal, es bastante sencillo obtener los resultados deseados. Una aplicación puede observarse en la referencia [18b] [18c] de estas técnicas. Otros métodos como el que se muestra en la referencia [21], utilizan una función exponencial.

Después de describir brevemente algunas de las técnicas usadas para determinar los parámetros de confiabilidad, se describirán ahora los índices que se utilizan en la evaluación de un sistema.

2.2 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE GENERACION

En esta sección se presentan los índices usados en la industria y las fórmulas analíticas para evaluarse [22].

Como ya se dijo en el capítulo anterior, estos cálculos dependen del pronóstico de carga y de los datos del programa de despacho de generación (características y confiabilidad).

2.2.1 INDICES DETERMINISTICOS

Existen dos índices comúnmente usados: porcentaje de reserva y número de unidades mayores.

Porcentaje de reserva.- Es la relación de la capacidad total de generación instalada menos el pico anual de carga pronosticada, divididos entre el pico de carga pronosticado. Los resultados tienen un valor como del 19.5%. Este índice puede calcularse de dos formas; como porcentaje del pico de carga o como porcentaje de la capacidad instalada. La primera es la más común, pero es menos específica, sobretodo cuando se comparan alternativas. Las dos fórmulas son:

$$\% \text{ RESERVA} = \frac{C - L}{L} \dots\dots\dots(2.1)$$

$$\% \text{ RESERVA} = \frac{C - L}{C} \dots\dots\dots(2.2)$$

donde: C = capacidad total instalada.

L = pico anual de carga.

Unidades mayores.- Este índice compara la capacidad total instalada de generación menos el pico anual de carga (la reserva), con las unidades instaladas mayores en el sistema. Por ejemplo, un sistema con una reserva de 555 MW y dos unidades grandes de 400 MW se expresarían como si se tuviera la unidad mayor más 155/400 de la segunda unidad de 400 MW. Este índice requiere que la capacidad de

reserva sea igual a la suma de las capacidades de un número dado de las unidades mayores en el sistema. Este método es similar al de contingencias usado en la planeación de transmisión. Este criterio expresado analíticamente es:

$$R = C - L \geq \sum_{i=1}^N C_i \quad \dots\dots\dots(2.3)$$

donde: R = reservas instaladas del sistema

N = criterio de unidades mayores

C_i = capacidad de la i-ésima unidad, con C₁ > C₂ > ... C_n

2.2.2 INDICES PROBABILISTICOS

Los índices de confiabilidad basados en la probabilidad matemática [22] [23] pueden dividirse en dos categorías:

1. Aquellos concernientes con la probabilidad de existencia de salida de un generador, "r".
2. Aquellos concernientes con la tasa de fallas λ, y la tasa de reparación "u" de un generador.

Las dos se relacionan através de la ecuación:

$$r = \frac{1/u}{1/\lambda + 1/u} \quad \dots\dots\dots(2.4)$$

el periodo de tiempo:

$$T = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu} \dots\dots\dots(2.5)$$

y el inverso es la frecuencia de falla f:

$$f = 1 / T \dots\dots\dots(2.6)$$

Esperanza o Probabilidad de Pérdida de carga (LOLE).- Este índice muy común pero incorrectamente llamado probabilidad de pérdida de carga (LOLP), mide el número de días esperados en que la capacidad es menor que el pico diario de carga.

Si $p(x)$ es la probabilidad de que exactamente "x" MW estén fuera, entonces:

$$\text{LOLE (1 carga)} = \sum_{x=C-L}^C p(x) \dots\dots\dots(2.7)$$

donde: C = Capacidad total instalada, que no está en mantenimiento.

L = pico de carga diaria.

combinando las ecs. (2.7) y:

$$P(x) = \sum_{x=x}^C p(x) \dots\dots\dots(2.8)$$

se tiene que:

$$\text{LOLE (1 carga)} = P(C-L) \dots\dots\dots(2.9)$$

La LOLE para una carga es una probabilidad actual, pero generalmente se calcula para un periodo de tiempo más que para una simple carga. Los dos tipos de cargas usados son la diaria pico y la horaria. La forma más común de expresarla es en días/periodo. Cuando se usan cargas horarias el resultado es en horas por periodo. Generalmente se suman los resultados sobre un número de periodos y se expresan en una base anual. Es importante reconocer que las cargas horaria y diaria dan un origen completamente diferente a las interpretaciones de la LOLE. Usando los picos diarios, se hace una estimación del número de salidas por año. Usando las cargas horarias, se determina la duración total de salidas dentro de un año. Bajo ninguna circunstancia es correcto convertir la LOLE en hrs./año a LOLE en días/año usando un factor de 24 hrs./día.

LOLE Modelo de Carga Pico Diaria. - Cuando se examinan curvas de carga pico diarias la ec. (2.8) se expande a:

$$\text{LOLE (periodo)} = \sum_{j=1}^n \sum_{x=C-L_j}^C P(x) \quad [\text{picos diarios}] \dots (2.10)$$

$$= \sum_{j=1}^n P(C-L_j) \quad [\text{picos diarios}] \dots (2.11)$$

donde: n = no. de días en el periodo.

L_j = pico de carga en el día j.

C = capacidad total instalada, que no está en mantenimiento.

Las dimensiones de la LOLE son picos diarios, sin embargo, tradicionalmente se maneja como días. Además, se indica el periodo sobre el que el cálculo toma lugar usualmente, dividiendo la dimensión del intervalo. Por ejemplo, las dimensiones de la ec. 2.11 serán "días/periodo".

Esos periodos de la LOLE pueden sumarse para todos los periodos de un año, dando:

$$\text{LOLE (anual)} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \frac{C_i}{\sum_{x=C_i-L_{i,j}} P_i(x)} \quad [\text{días/año}] \dots \dots \dots (2.12)$$

$$= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} P_i(C_i - L_{i,j}) \quad [\text{días/año}] \dots \dots \dots (2.13)$$

donde: m = no. de periodos de un año.

n_i = no. de días en el periodo i .

$L_{i,j}$ = carga pico del día j en el periodo i .

C_i = capacidad instalada total que no está en el periodo i de mantenimiento planeado.

$p_i(x)$ = tabla exacta de salidas de capacidad para el periodo i .

$P_i(x)$ = tabla acumulativa de salidas de capacidad para el periodo i .

Otra técnica usada por Watchorn [24] es definir las cargas como una distribución de probabilidad acumulativa $P(l)$, donde:

$$P_L(i) = \text{Probabilidad (Carga } \geq i) \dots\dots\dots (2.14)$$

La ecuación 2.9 puede modificarse para dar:

$$\text{LOLE(anoal)} = \sum_{i=1}^m n_i \sum_{x=0}^{C_i} p(x) P_{L_i}(C_i - x) \text{ [días/año]....(2.15)}$$

Como en la ec. 2.13 en la ec. 2.15 también se elimina una de las sumatorias. Sin embargo, el número de días en un periodo "n_i", será mucho menor que la suma de las capacidades, así que la ec. 2.13 es más eficiente y reduce el tiempo de cálculo requerido.

LOLE Modelo de Carga Pico Horario. - en la literatura los términos LOLE y LOLP se usan intercambiamente para denotar el número de días u horas esperados por año con falta de capacidad. Para evitar esta confusión, se usará LOLE para la diaria y HLOLE para la horaria.

Así tenemos para HLOLE de 2.12 y 2.13:

$$\text{HLOLE(periodo)} = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{24} E P(x) \text{ [horas/periodo]....(2.16)}$$

$x=C-L_{j,k}$

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{24} E P(C - L_{j,k}) \text{ [horas/periodo]....(2.17)}$$

donde: $L_{j,k}$ = carga en la hora k, del día j.

y para el periodo anual de 2.12 y 2.13:

$$\text{HLOLE}(\text{anual}) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} \sum_{x=C_i-L_{i,j,k}}^{C_i} P_i(x) \text{ [horas/año]} \dots (2.18)*$$

$$= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} P_i(C_i - L_{i,j,k}) \text{ [horas/año]} \dots (2.19)$$

Cuando se usa una distribución de carga acumulativa:

$$\text{HLOLE}(\text{anual}) = 24 \sum_{i=1}^m \sum_{x=0}^{C_i} n_i P_i(x) P_{L_i}(C_i - x) \text{ [horas/año]} \dots (2.20)$$

donde: $P_{L_i}(C_i - x)$ es la distribución de probabilidad de las cargas horarias dentro del periodo i .

Probabilidad de Margen Positivo (POMP),— el índice POMP se define como la probabilidad de capacidad disponible suficiente para abastecer el pico anual de carga. La expresión básica usada es:

$$\text{POMP} = 1 - \sum_{x=C-L}^C P(x) \dots (2.21)$$

$$= 1 - P(C - L) \dots (2.22)$$

donde: L = carga pico anual.

Aunque la carga es una incertidumbre en cualquiera de los

índices de confiabilidad, generalmente se incluye en la expresión para la POMP. Así la ec. anterior se puede modificar a:

$$POMP = 1 - \int_{L_{min}}^{L_{max}} p_{exata}(L) P(C-L) dL \dots\dots\dots (2.23)$$

donde: $p_{exata}(L)$ = es la función de densidad de probabilidad exacta para el pico anual y L_{min} y L_{max} son los valores mínimo y máximo de la carga pico.

Calidad (Q).- el índice calidad se calcula multiplicando las probabilidades o 365 diarias o 8760 horarias de no-salidas de capacidad para el año. Por esto la expresión general para Q es:

$$Q = \prod_{i=1}^m \prod_{j=1}^{n_i} (1 - \sum_{x=C_i-L_{i,j}}^{C_i} p_i(x)) \dots\dots\dots (2.24)$$

$$= \prod_{i=1}^m \prod_{j=1}^{n_i} (1 - P_i(C_i - L_{i,j})) \dots\dots\dots (2.25)$$

donde: m es el número de periodos y n_i es el número de cargas en un periodo. Cuando se multiplican probabilidades de eventos independientes, el resultado es también una probabilidad.

Probabilidad de Pérdida de Carga (PLOL).- el índice PLOL es el complemento del índice de calidad Q y así PLOL puede calcularse en base diaria u horarias

$$P = 1 - Q$$

$$= 1 - \prod_{i=1}^m \prod_{j=1}^{n_i} \left(1 - \sum_{x=C_i-L_{i,j}}^{C_i} p_i(x) \right) \dots\dots\dots(2.26)$$

$$= 1 - \prod_{i=1}^m \prod_{j=1}^{n_i} \left(1 - P_i(C_i - L_{i,j}) \right) \dots\dots(2.27)$$

Energía Esperada No Suministrada (EENS).- el índice EENS, también conocido como Probabilidad de Pérdida de Energía (LOEP), se define como la cantidad esperada no suministrada de energía debido a salidas de generación. Para un estado de salida de capacidad, la energía no servida es la eficiencia de capacidad por la probabilidad de pasar a ese estado:

$$\text{Energía no servida} = [x - (C - L)] p(x) \dots\dots\dots(2.28)$$

donde: x = MW en salida.

C = capacidad instalada

L = carga

$p(x)$ = probabilidad de que " x " MW estén fuera.

Para una carga horaria, la energía no servida es la suma de todos los estados de capacidad que resultan con capacidad deficiente.

$$\text{Energía no servida} = \sum_{x=C-L}^C (x - (C - L)) p(x) \text{ [MWh]} \dots\dots(2.29)$$

Esta energía no servida puede sumarse para todas las cargas horarias en un periodo constante y en todos los periodos del año para dar:

$$ENS(\text{anual}) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} E_{i,j,k} (x - (C_i - L_{i,j,k})) P_i(x) \text{ [MWh/año]} \dots (2.30)$$

Otro índice que se puede obtener de aquí es el porcentaje de pérdida de energía (PEL):

$$PEL = EENS / \text{Energía Total de Carga} \dots (2.31)$$

donde:

$$\text{Energía Total de Carga} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} E_{i,j,k} \text{ [MWh]} \dots (2.32)$$

y el índice de confiabilidad de energía (EIR):

$$EIR = 1 - PEL/100 \dots (2.33)$$

Pérdida de Carga Esperada (XLOL).—el índice XLOL se define como la magnitud esperada de deficiencia de capacidad, dado que exista una deficiencia. Este índice puede calcularse para cada intervalo y determinarse un valor promedio aumentado para el año. La expresión para el promedio anual es:

$$XLOL = \frac{\text{Energía Esperada No Suministrada (MWh/año)}}{\text{Esperanza de Pérdida de Carga Horaria (Hr/año)}}$$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} \sum_{x=C_i-L_{i,j,k}}^{C_i} (x - (C_i - L_{i,j,k})) p_i(x) \\
 = & \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} \sum_{x=C_i-L_{i,j,k}}^{C_i} p_i(x)}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} \sum_{x=C_i-L_{i,j,k}}^{C_i} p_i(x)} \quad [MN] \dots (2.34)
 \end{aligned}$$

Frecuencia y Duración (f & d). - La pérdida de carga esperada LOLE considera solo la probabilidad de salida del generador. Una extensión de este método es el que considera la frecuencia y la duración de las salidas del generador. La ecuación para la frecuencia o el número de ocurrencias de deficiencias de capacidad en un año es:

$$f(\text{anual}) = \sum_{i=1}^m \sum_{\text{todas las } x} p_i(x) \left((f_{+i}(x) - f_{-i}(x)) P_{L_i}(C_i - x) + F_{L_i}(C_i - x) \right) \dots (2.35)$$

donde: $p_i(x)$ = tabla exacta de probabilidad de tener "x" MW fuera para el periodo "i".

$f_{+i}(x)$ = tasa de desviación efectiva de un estado de capacidad exacta x a estados con menos capacidad en salida para el periodo "i".

$f_{-i}(x)$ = tasa de desviación efectiva de un estado de capacidad exacta x a estados con más capacidad en salida para el periodo "i".

$P_{L_i}(C-x)$ = probabilidad acumulativa de carga siendo C-X o mayor para el periodo "i".

$F_{L_i}(C-x)$ = frecuencia del estado de carga mayor o igual a C - X para el periodo "i".

La duración de salidas definida en una base anual es:

$$d \text{ (anual)} = \frac{\text{HLOLE (anual)}}{f \text{ (anual)}} \quad \text{[horas/ocurrencia]} \quad \dots\dots\dots (2.36)$$

que viene a ser:

$$d \text{ (anual)} = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{k=1}^{24} P_i(C_i - L_{i,j,k})}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \left[P_i(C_i - L_{i,j,k}) + \frac{1}{24} \sum_{k=1}^{24} F_i(C_i - L_{i,j,k}) \right]} \quad \text{[hrs/ocurrencia]} \quad \dots\dots\dots (2.37)$$

Un índice adicional usado por la compañía Ontario Hydro es llamado Minutos-Sistema, que es la relación entre la Energía Esperada No Suministrada a la demanda pico pronosticada (FPD):

$$S.M. = \frac{\text{EENS}}{\text{FPD}} \quad \text{[minutos]} \quad \dots\dots\dots (2.38)$$

Otro índice sería el No. de MW - Horas por ocurrencia de una salida de generación, el cual puede calcularse dividiendo la Energía Esperada No Suministrada entre la frecuencia, obteniéndose el resultado en MWh/ocurrencia.

En la referencia [22], los autores indican otros refinamientos para incluir mantenimiento, incertidumbre en la carga, unidades multi-estado, márgenes de estado y procedimientos de operación de emergencia, capacidad de energía limitada y dispositivos de operación intermitentes.

2.3 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION

Los indices para sistemas de transmisi3n tambi3n pueden considerarse de dos formas: probabilisticos y deterministicos. Los indices deterministicos registran un valor m3ximo, asociado con el proceso o el n3mero de veces que un evento ocurre u otras estadisticas similares. La propiedad clave de los indices deterministicos es que registran informaci3n en forma de datos toscos y no resumen el proceso entero.

Por el contrario, los indices probabilisticos reflejan el proceso entero y resumen las caracteristicas del proceso.

2.3.1 INDICES DETERMINISTICOS

Debido a la escasez de datos significativos y de programas de computadora para calcular indices de confiabilidad probabilisticos, los indices deterministicos se han usado m3s ampliamente.

Los indices que se ver3n a continuaci3n est3n definidos suponiendo que no es posible o factible que se eval3en todas las contingencias y sus combinaciones.

Carga M3xima No Suministrada. - este indice involucra determinar la cantidad mayor de MW no suministrados debido a un conjunto

particular de contingencias estudiadas. Matemáticamente se puede definir como:

$$\text{Carga Máxima No Suministrada} = \text{Máx} \left[\sum_{k=1}^{NB} Z_{k,i}, \sum_{k=1}^{NB} Z_{k,m}, \dots, \sum_{k=1}^{NB} Z_{k,m} \right] \dots (2.39)$$

donde: $Z_{k,i}$ = carga cortada en el bus "k" durante el estado "i".

NB = no. de buses en el sistema.

m = no. de contingencias estudiadas.

La magnitud de la carga cortada depende del método de evaluación escogido, por lo que en un estudio particular deberá especificarse claramente. Algunos métodos, como el de Capacidad de Suministro de Carga, permiten calcular este índice para un sistema base, sin requerir explícitamente de la suma de Z para todo el no. de buses.

Energía Máxima No Suministrada. - Este índice es similar al anterior, sólo que en este caso el punto de interés es la energía:

$$\text{Energía Máxima No Suministrada} = \text{Máx} \left[\sum_{k=1}^{NB} Z_{k,i} D_{k,i}, \sum_{k=1}^{NB} Z_{k,m} D_{k,m}, \dots, \sum_{k=1}^{NB} Z_{k,m} D_{k,m} \right] \dots (2.40)$$

donde: $D_{k,i}$ = duración de la pérdida de carga en el bus "k" debido a la contingencia "i".

En este índice se requiere además, la duración de salida, cantidad que es muy difícil calcular, puesto que se requiere un modelo de carga en función del tiempo para cada bus. Algo más fácilmente disponible sería el promedio o los valores históricos de duración, que también podrían usarse.

Capacidad Mínima de Suministro de Carga (MLSC). - La capacidad de suministro de carga (LSC) de un sistema de potencia está definida como la carga máxima que el sistema puede suministrar sin sobrecargar una línea. La LSC se calcula variando el despacho en los generadores y elevando las cargas en los buses, hasta que no se pueda despachar más potencia sin sobrecargar una línea de transmisión. A este punto en el que el sistema está en el límite, se le denomina LSC del sistema. Un requisito para este cálculo es especificar la manera en que se incrementan las cargas en los buses. La manera en que se incrementan afectará los resultados, ya que la distribución de carga afectará los flujos en las líneas y asimismo el punto en el que la transmisión llegue al límite.

La LSC puede calcularse usando la teoría de optimización estándar. El cálculo con programación lineal puede escribirse como:

$$\begin{array}{l} \text{Maximizar } \sum_{k=1}^N P_{Gk} \\ \text{Sujeto a: } \text{Flujos en las Líneas} < \text{Límites de Transmisión} \\ \text{Salidas de Generación} < \text{Límites de Generación} \end{array}$$

donde:

P_{Gk} = Potencia real de generación en el bus k.

Las restricciones de flujo en la línea pueden modelarse por ecuaciones de flujo lineales o no-lineales. Para reducir los requerimientos de computadora, se usan los flujos de potencia linealizados en las ecuaciones de restricción de flujo, donde se incluye la distribución de cargas para el cálculo.

Si se repite el cálculo de la LSC para cada contingencia estudiada, los resultados indican la relativa severidad de los eventos y así la confiabilidad de la red. Matemáticamente este índice se expresa así:

$$\text{Min LSC} = \text{Min } [\text{LSC}_1, \text{LSC}_2, \dots, \text{LSC}_J] \dots \dots \dots (2.41)$$

donde:

LSC_i = Capacidad de Suministro de Carga para la contingencia "i".

Capacidad Mínima Simultánea de Intercambio SIC. - la SIC de un sistema de potencia se define como la máxima potencia que puede importarse a un sistema en particular o transferirse entre áreas de un sistema para un estado dado. Esto puede calcularse usando programación lineal de manera similar a la LSC. La diferencia principal es que la carga está fija para el cálculo de la SIC y la cantidad de potencia transferida de las áreas conectadas se maximiza. Si esto se repite para todas las contingencias de interés, la SIC mínima es una medida de la confiabilidad del sistema.

$$\text{Min SIC} = \text{Min} [\text{SIC}_1, \text{SIC}_2, \dots, \text{SIC}_I] \dots \dots \dots (2.42)$$

donde:

SIC_i = Capacidad Simultánea de Intercambio para la contingencia "i"

Para calcular efectivamente la SIC, el problema se formula así:

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar} && \sum_{i=1}^I \text{PA}_i \\ & \text{Sujeto a:} && \text{Flujos en las líneas} < \text{Límites de transmisión} \\ & && \sum_{i=1}^I \text{PA}_i + \text{P}_{\text{gen}} = \text{Carga} \end{aligned}$$

donde: PA_i = Potencia importada por A del sistema "i"

I = No. de interconexiones

P_{gen} = Potencia generada internamente por el sistema A.

Los flujos en las líneas se modelan comúnmente por ecuaciones de la red linealizadas. La idea de este cálculo es reducir la potencia generada en un mismo sistema para maximizar la transferencia de potencia.

Flujo Máximo en la Línea. - Este índice es una indicación del impacto de las contingencias en el flujo de potencia de un circuito en particular. Este índice ayuda al planeador dándole una indicación del tamaño necesario para una línea nueva. Este índice se expresa así:

$$\text{Flujo Máximo en la Línea} = \text{Máx} [\text{Flujo}_1, \text{Flujo}_2, \dots, \text{Flujo}_I] \dots (2.43)$$

donde: Flujo_{j,i} = Flujo en la línea "j" durante la contingencia "i".

Los flujos pueden calcularse por cualquier método de flujo de potencia disponible. La decisión de que método usar depende de la exactitud y el detalle requeridos por el modelado. Es útil, además, conocer cuantas contingencias resultaron con un cierto flujo o uno mayor, para propósitos de planeación.

2.3.2 INDICES PROBABILISTICOS

Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP). - la probabilidad de pérdida de carga para el sistema de transmisión:

$$LOLP = \sum_{i \in L} P_i \quad \text{[días/día].....(2.44)}$$

Conceptualmente el cálculo de la LOLP puede extenderse a LOLE para cualquier conjunto de cargas o distribución de cargas usando la ecuación (2.45). Como aclaración, se indica que el modelo de carga supone que no cambia la forma de la ecuación.

$$LOLE = \sum_{k=1}^{NL} \sum_{i, k \in L} P_i \quad \text{[días/día](2.45)}$$

donde: NL = número de cargas a estudiarse.

i, k ∈ L = Todos los estados "i" de la transmisión en la carga "k" resultantes del evento de pérdida de carga L.

Esta parte del cálculo requerirá una cantidad significativa de computación si se tuvieran que recalcular completamente todas las

cargas del sistema. Sin embargo, suponiendo que la carga en cada bus permanece constante, como una fracción de la carga del sistema, el procedimiento de la LSC descrito antes puede usarse en este cálculo. La diferencia, entre el procedimiento LSC y el de carga del sistema, representa una carga no suministrada, de una manera similar a la capacidad instalada menos la carga en un análisis de confiabilidad de generación. Con esta suposición, la carga computacional se reduce a un punto donde el cálculo es factible para cargas múltiples. Si se toma un modelo de flujos lineal (flujo de potencia en DC), los cálculos se reducen aún más, permitiendo incluir un mayor número de eventos y cargas.

Los cálculos pueden extenderse para proporcionar la HLOLE de la red de transmisión. Aunque el cálculo no es factible debido a restricciones computacionales, el índice se incluye para completar la lista.

$$HLOLE = \sum_{k=1}^{8760} \sum_{i,k \in L} E P_i \quad \text{[horas/año]} \quad \dots \quad (2.46)$$

Frecuencia de Pérdida de Carga (FLOL). - La frecuencia de pérdida de carga debido a estados de salida de transmisión puede definirse como:

$$FLOL = \sum_{i \in L} \sum_{j \in S} E P_i E \lambda_{ij} \quad \dots \quad (2.47)$$

donde: $\sum_{j \in S}$ = todos los estados "j" resultantes sin pérdida de carga del sistema.

$\lambda_{i,j}$ = Tasa de transición de falla del estado "i" al estado "j"

Energía Esperada No Suministrada (EENS).— La EENS se define como la energía esperada no servida debido a salidas del sistema de transmisión. Para un nivel de carga dado, la energía no suministrada es la cantidad de insuficiencia para cada salida, por la probabilidad de la salida, sumándose para todas las salidas.

$$EENS = \sum_{i \in L} Z_i P_i \quad [\text{MWh}] \dots \dots \dots (2.48)$$

Esta cantidad puede sumarse para todas las cargas deseadas, para encontrar la energía no servida por periodo:

$$EENS = \sum_{k=1}^{NL} \sum_{i \in L_k} Z_i P_i \quad [\text{MWh/periodo}] \dots \dots \dots (2.49)$$

Índice de Interrupción de Bloque de Potencia (BPII).— El BPII es conceptualmente similar al Índice de Interrupción de Carga usado para el análisis de confiabilidad de sistemas de distribución. Este índice es la relación de la carga total no suministrada al pico anual de carga.

$$BPII = \frac{1}{L_{max}} \sum_{k=1}^{NL} \left(\sum_{i \in L_k} P_i \sum_{j \in S} \lambda_{i,j} \right) Z_i \quad [\text{Mw/Mw-año}] \dots \dots \dots (2.50)$$

donde: L_{max} = pico de carga del año.

El cálculo del BPII requiere que se estudie el nivel de carga suficiente, para definir adecuadamente la confiabilidad del sistema.

Indice de Corte de Energía de Bloque de Potencia (BPECI). - el BPECI es una extensión del BPII. El BPECI relaciona la energía anual no suministrada al pico de carga. Este puede calcularse usando la EENS:

$$BPECI = \frac{EENS}{L_{max}}$$

$$= \frac{1}{L_{max}} \sum_{k=1}^{NL} E_{i,k} \cdot Z_i \cdot P_k \quad [MWH/MW-año] \dots (2.51)$$

2.3.2.1 INDICES DE CORTE DE CARGA

La característica más importante de estos índices es la severidad de cualquier evento, que siempre representa problemas para el sistema. Se expresan en términos de corte de carga y son de gran importancia, ya que se basan en las medidas fundamentales de confiabilidad de cada componente (frecuencia, duración y corte de carga), más que simplemente probabilidades [25], [26]. Se definen de la manera siguiente:

Número Promedio de Cortes por Punto de Carga.- Este índice es el número esperado de ocurrencias de pérdida de carga promedio, en un bus de carga durante un año.

Para la salida simultánea de "n" componentes en serie:

$$\text{Frecuencia de corte de carga} = \sum \lambda_i \quad [\text{no salidas/año}] \dots (2.52)$$

(λ_n)

$$\text{Duración de carga cortada} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\lambda_n} \quad [\text{hrs.}] \dots (2.53)$$

(r_n)

$$\text{Tasa de tiempo promedio de salida} = \lambda_n r_n \quad [\text{hrs.}] \dots (2.54)$$

(u_n)

donde: λ_i = tasa de salidas forzadas de la componente "i"
 r_i = tiempo promedio de reparación de la componente "i"

Para la salida simultánea de "2" elementos en "paralelo":

$$\lambda_{p=2} = \lambda_1 + \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad [\text{no. de salidas/año}] \dots (2.55)$$

$$E_{p=2} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad [\text{hrs.}] \dots (2.56)$$

Para la salida simultánea de "3" elementos en "paralelo":

$$\lambda_{p=3} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 (r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3) \quad [\text{no salidas/año}] \dots (2.57)$$

$$E_{p=3} = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3} \quad [\text{hrs.}] \dots (2.58)$$

$$E_p = \lambda_p r_p \quad [\text{hrs.}] \dots (2.59)$$

La potencia no suministrada L_n será igual a la suma de las demandas promedio no suministradas.

$$\text{Potencia No Suministrada}_{n, r} = \sum_{k=1}^{NB} E_{k,n} D_{k,n} \quad [\text{MW}] \dots\dots\dots (2.60)$$

(PNS)

y por último, la energía no suministrada ENS se determina multiplicando la potencia no suministrada PNS por el tiempo en reparación de cada componente del sistema:

$$\text{Energía No Suministrada}_{n, r} = \sum_{k=1}^{NB} \text{PNS}_{k,n} r_k \quad [\text{Mwh}] \dots\dots\dots (2.61)$$

De manera similar todos los índices calculados para el sistema pueden calcularse para un punto de carga.

En la tabla 2.3 a continuación, se presentan todas las fórmulas para el cálculo de los índices de confiabilidad de sistemas de transmisión.

Tabla 2.3 Ecuaciones para Índices de Confiabilidad de Sistemas de Transmisión.

INDICES DETERMINISTICOS

$$\text{Carga Máxima No Suministrada} = \text{Máx} \left[\sum_{k=1}^{NB} E_{k,n}, \sum_{k=1}^{NB} E_{k,m}, \dots, \sum_{k=1}^{NB} E_{k,m} \right] \dots (2.39)$$

$$\text{Energía Máx No Suministrada} = \text{Máx} \left[\sum_{k=1}^{NB} E_{k,n} D_{k,n}, \sum_{k=1}^{NB} E_{k,m} D_{k,m}, \dots, \sum_{k=1}^{NB} E_{k,m} D_{k,m} \right] \dots (2.40)$$

$$\text{Min LSC} = \text{Min} \left[\text{LSC}_{n,1}, \text{LSC}_{n,2}, \dots, \text{LSC}_{n,m} \right] \dots\dots\dots (2.41)$$

$$\text{Min SIC} = \text{Min} \left[\text{SIC}_{n,1}, \text{SIC}_{n,2}, \dots, \text{SIC}_{n,m} \right] \dots\dots\dots (2.42)$$

$$\text{Flujo Máximo en la Línea } j = \text{Máx} [\text{Flujo}_{j,1}, \text{Flujo}_{j,2}, \dots, \text{Flujo}_{j,m}] \dots (2.43)$$

INDICES PROBABILISTICOS

$$\text{LOLP} = \sum_{i \in L} P_i \quad [\text{días/día}] \quad \dots \dots \dots (2.44)$$

$$\text{LOLE} = \sum_{k=1}^{NL} \sum_{i, k \in L} E P_i \quad [\text{días/día}] \quad \dots \dots \dots (2.45)$$

8760

$$\text{HLOLE} = \sum_{k=1}^{NL} \sum_{i, k \in L} P_i \quad [\text{horas/año}] \quad \dots \dots \dots (2.46)$$

$$\text{FLOL} = \sum_{i \in L} P_i \sum_{j \in S} \lambda_{ij} \quad \dots \dots \dots (2.47)$$

$$\text{EEMS} = \sum_{i \in L} Z_i P_i \quad [\text{MWh}] \quad \dots \dots \dots (2.48)$$

$$\text{EENS} = \sum_{k=1}^{NL} \sum_{i, k \in L} Z_i P_i \quad [\text{MWh/periodo}] \quad \dots \dots \dots (2.49)$$

$$\text{BPII} = \frac{1}{L_{\text{MAX}}} \sum_{k=1}^{NL} E \left(\sum_{i, k \in L} P_i \sum_{j \in S} \lambda_{ij} \right) Z_i \quad [\text{MW/MW-año}] \quad \dots \dots \dots (2.50)$$

$$\text{BPCEI} = \frac{1}{L_{\text{MAX}}} \sum_{k=1}^{NL} E \sum_{i, k \in L} Z_i P_i \quad [\text{MWh/MW-año}] \quad \dots \dots \dots (2.51)$$

INDICES DE CORTE DE CARGA

para "n" componentes en serie:

$$\text{Frecuencia de corte de carga } \lambda_n = \sum \lambda_i \quad [\text{no salidas/año}] \dots \dots (2.52)$$

(λ_n)

$$\text{Duración de carga cortada } r_n = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\lambda_n} \quad [\text{hrs.}] \dots \dots (2.53)$$

(r_n)

$$\text{Tasa de tiempo promedio de salida } u_n = \lambda_n r_n \quad [\text{hrs.}] \dots \dots (2.54)$$

(u_n)

para "2" elementos en "paralelo":

$$\lambda_{ps} = \lambda_1 + \lambda_2 = (r_1 + r_2) \text{ [no. de salidas/año]} \dots\dots\dots(2.55)$$

$$r_{ps} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \text{ [hrs.]} \dots\dots\dots(2.56)$$

para "3" elementos en "paralelo":

$$\lambda_{ps} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 = (r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3) \text{ [no. salidas/año]} \dots\dots\dots(2.57)$$

$$r_{ps} = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3} \text{ [hrs.]} \dots\dots\dots(2.58)$$

$$u_p = \lambda_p r_p \text{ [hrs.]} \dots\dots\dots(2.59)$$

$$\text{Potencia No Suministrada}_p = \sum \lambda_i D_i \text{ [MW]} \dots\dots\dots(2.60)$$

(PNS)

$$\text{Energía No Suministrada}_p = \text{EPNS}_p r_p \text{ [kwh]} \dots\dots\dots(2.61)$$

2.4 INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El cálculo de los índices para sistemas de distribución puede expresarse en términos similares a los de transmisión. La diferencia primaria entre los sistemas de transmisión y distribución es el tamaño. Los sistemas de distribución son un poco más complejos, requiriendo la evaluación de más estados de salida. Además, debido a que los sistemas de distribución tienden a operar en forma radial, muchos de los análisis se pueden realizar haciéndose revisiones continuas, sin tener que resolver las

ecuaciones que describen el funcionamiento de la red. Esto reduce los requisitos computacionales, con el fin de poder realizar un análisis más completo.

En ambos se pueden definir los mismos índices basados en la pérdida de carga y energía no suministrada. Por esto la definición de falla en un sistema de distribución es compatible con todo sistema de potencia. El cálculo de probabilidades y frecuencias de eventos es frecuentemente más detallado en el análisis de la distribución.

En la referencia [27] se presentan los métodos para evaluar la confiabilidad de la distribución ampliamente.

CAPITULO III

METODOS PARA EVALUAR

LA CONFIABILIDAD DE

REDES DE TRANSMISION

3.0 INTRODUCCION

Los métodos para evaluar la confiabilidad de los sistemas de transmisión, hasta ahora, se han dividido en dos: determinísticos y probabilísticos.

Los métodos de análisis de contingencias que no modelan las probabilidades de salida de los elementos del sistema, pero simulan las salidas de elementos por eliminación de estos, se consideran determinísticos [10]. La limitación de las técnicas determinísticas es que analizan únicamente los problemas del sistema inicial para pocas contingencias, los que se seleccionan en base a una mezcla de juicios, tradición y experiencia. Si las contingencias seleccionadas no cubren todo lo importante concerniente a la confiabilidad, el sistema resultante puede ser no confiable. Si las contingencias seleccionadas ponen demasiado énfasis en la severidad, se seleccionará una alternativa incesariamente cara.

Las técnicas probabilísticas tienden a eliminar la dependencia del juicio en la selección de contingencias, procurando examinar todas las que son significativas. Los procedimientos probabilísticos tratan de analizar el riesgo de falla del sistema en base a las estadísticas de salida de sus componentes. Cuando se analiza el riesgo en términos cuantitativos, la investigación debe cubrir todos los disturbios que puedan contribuir significativamente al riesgo de problemas en el sistema - o al

menos todos aquellos incluidos dentro de la subclase del problema de confiabilidad.

A continuación se darán a conocer los métodos determinísticos y probabilísticos.

3.1 METODO DE ENUMERACION DE CONTINGENCIAS

El método de enumeración de contingencias [28] incluye la selección sistemática y evaluación de las contingencias, clasificación de cada contingencia de acuerdo al criterio de falla y la acumulación de los índices de confiabilidad. Las técnicas de enumeración de contingencias se estructuran de manera que se minimice el número de contingencias, que será necesario investigar en detalle, ya que para un eficiente cálculo de los índices de confiabilidad no es factible enumerar las miles de combinaciones de salidas posibles en un sistema de transmisión. En general, se estudian solamente aquellas contingencias de suficiente severidad y probabilidad, que contribuyan significativamente a los índices de confiabilidad del sistema.

La estructura de este método se muestra en la fig. 3.1. Para una condición específica de contingencia, tal como un circuito sobrecargado o el voltaje de un bus fuera de los límites, se selecciona y se prueba para determinar si causa o no algún problema al sistema. Si no, se selecciona y prueba otra contingencia.

La ocurrencia de un problema en el sistema puede por si mismo ocasionar una falla. Sin embargo, en muchos casos, será posible ajustar la generación o los cambiadores de fase para remediar las sobrecargas y ajustar los voltajes de generación o taps de un transformador, para llevar a los voltajes de los buses dentro del rango permitido. Es de interés determinar si es posible eliminar un problema en el sistema con acciones correctivas. Una falla puede evitarse con este tipo de acciones, pero en otros casos, aún los cortes de carga a los consumidores son insuficientes para eliminar los problemas del sistema. La severidad de dichos problemas puede analizarse calculando la cantidad y localización de carga cortada necesaria para eliminarlos. De esta manera, es posible calcular los índices de confiabilidad del área o bus que miden la frecuencia, duración y cantidad esperada de corte de carga.

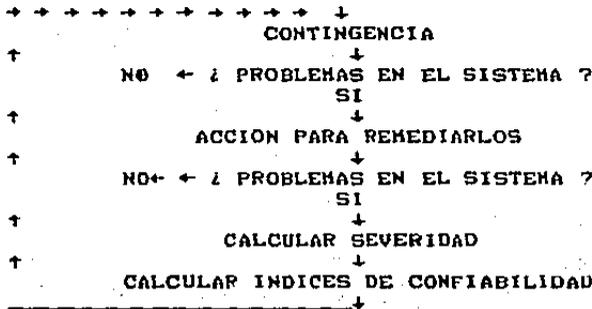


Figura 3.1 Método de Enumeración de Contingencias.

3.1.1 SELECCION DE CONTINGENCIAS

La selección de contingencias involucra la determinación de posibles y razonables eventos de salida y medios para preseleccionar los eventos de prueba más severos.

Ya que un sistema está diseñado al menos para soportar la pérdida de una sola componente mayor, generalmente la selección de contingencias se lleva a cabo con salidas múltiples, ya sean independientes traslapadas, de modo común o dependientes. Las salidas forzadas dependientes múltiples, incluyendo las de modo común, involucran múltiples componentes fuera de una área local y son casi siempre suficientemente severas para garantizar la prueba. Por el contrario, las salidas independientes traslapadas, forzadas o programadas son severas, sólo si las componentes que salen tienen un impacto adverso en el sistema. La estructura de un sistema de potencia indica que, para cada salida múltiple de esta última categoría, puede haber miles de otras que no refuerzan los efectos adversos. Por eso, mientras todas las salidas razonables independientes múltiples pueden ser probadas, hay la necesidad de métodos de mapeo para identificar las salidas independientes traslapadas que necesitan ser probadas.

Existen varias técnicas para la selección de contingencias que van desde la selección de contingencias simples severas [29], la selección automática de contingencias [30,31,32,33,34,35] que es

una técnica atractiva por su rapidez, hasta el uso de sistemas de inteligencia artificial para mapeo de contingencias [36]. La prueba de selección de contingencias empezaría con la contingencia más severa y procedería progresivamente con las menos severas, hasta encontrar las contingencias que no causen problemas. De igual manera, se va elaborando la lista de contingencias a ser probadas, para evaluar después la confiabilidad del sistema.

Una de las técnicas de selección, caracterizada por su rapidez para la selección de salidas simples de circuitos de acuerdo a la severidad de sobrecargas, es la presentada en la referencia [32]. El método se divide en dos pasos:

Primero se define una función escalar, llamada índice de funcionamiento "PI", que proporciona una medida del esfuerzo al que se somete el sistema. El índice "PI" está dado por la siguiente fórmula:

$$PI = \sum_{i: \text{ para } P_{i,1}} \left(\frac{P_i}{P_{i,1}} \right)^2 \dots \dots \dots (3.1)$$

todos los
circuitos

donde: P_i es el flujo de potencia en el circuito "i", y $P_{i,1}$ es la capacidad de flujo de potencia del circuito "i". El PI para todas las salidas simples de circuito puede determinarse en una pequeña fracción de tiempo, el que toma calcular los flujos individuales de potencia para estas salidas.

Segundo, se desarrolla un método para predecir el cambio en el PI cuando sale una componente. El cambio resultante en el PI de las salidas puede usarse para seleccionar las salidas en orden de severidad. Dado que este índice tiene la propiedad de tomar un valor relativamente pequeño para cargas ligeras de circuito y un valor relativamente alto para cargas altas. Cuando ocurre una contingencia, el PI cambia como resultado de que cambian las cargas del circuito. Si el cambio es relativamente grande y positivo, implica que todas las cargas han sido incrementadas significativamente, mientras que si es pequeño o negativo indica que las cargas no han sido incrementadas en forma significativa. Así en base al índice PI, se pueden seleccionar las salidas simples que, por su severidad, son los puntos débiles del sistema. Extendiendo el procedimiento, pueden seleccionarse salidas múltiples, de dos, tres o más componentes. Asimismo, puede hacerse para salidas de generadores y para desviaciones de voltaje [26].

El mapeo de contingencias de salidas independientes traslapadas es esencial para reducir el gran número de dichas salidas y ser probadas en cálculos prácticos. Además, mapeando por severidad es posible establecer un nivel más bajo de probabilidad o frecuencia de ocurrencia, como un criterio que no impacte significativamente en el cálculo de los índices de confiabilidad, aún si las contingencias son muy severas. La prueba puede también limitarse a un número específico de eventos de salidas independientes traslapadas o niveles de contingencias. El criterio de nivel de

contingencias debe ser consistente con el criterio de probabilidad o frecuencia de corte de energía.

3.1.2 PRUEBA DE CONTINGENCIAS - SOLUCIONES DE LA RED

En el cálculo de los índices de confiabilidad es más importante la velocidad de las soluciones, que una solución precisa. Si los problemas a ser detectados se restringen a sobrecargas de circuitos y separación de la red, las técnicas de flujo de carga en C.D. o técnicas de factor de distribución son satisfactorias. Si se necesitan calcular los voltajes en los buses, las soluciones aproximadas linealizadas o flujo de carga desacoplado [37,38] pueden ser aplicadas, utilizándose frecuentemente el método de Newton por su velocidad para obtener soluciones aproximadas.

3.1.3 PRUEBA DE CONTINGENCIAS - ACCION CORRECTIVA

Las acciones correctivas pueden ser automáticas o seleccionadas por un operador. Las acciones automáticas están restringidas actualmente a situaciones especiales del sistema de casos particulares. Por esto, la mayoría de las acciones correctivas involucran al operador. La cantidad de las acciones del operador que deberán considerarse es debatible y debatida. Algunas de las acciones aceptadas son la variación de la capacidad de generación del sistema, ajuste en el cambiador de fases, voltaje y de los VARs. La renuencia, a incluir los posibles beneficios de las

acciones correctivas del operador, es en parte debido a la planeación o filosofía del diseño del sistema y en parte debido a las suposiciones que deben hacerse al definir las características de las acciones correctivas.

El factor de tiempo —representado por el tiempo que un problema puede ser soportado por el sistema, diagnosticarlo, decidir la acción conveniente y ejecutarla — es un problema de gran complicación. Por ejemplo, el factor tiempo tiene significado en la secuencia de salidas de componentes en una contingencia múltiple y en el tiempo entre salidas de cada componente.

Una suposición práctica es ignorar el factor tiempo y aplicar la máxima acción correctiva de capacidad disponible en el sistema. Los índices de confiabilidad resultantes deberán ser representativos para las condiciones post-disturbio, pero no reflejarían las condiciones posibles más severas que suceden durante el tiempo de las acciones correctivas. Es claro que dichos índices serían una medida optimista de la confiabilidad actual del sistema, mientras que los índices basados en los problemas iniciales serían pesimistas.

Cuando las acciones correctivas permitidas han sido definidas, las técnicas de optimización matemática puede aplicarse para determinar si la capacidad disponible es suficiente para eliminar los problemas detectados. La programación lineal puede usarse para

realizar los cambios de generación y ajustes del cambiador de fase para eliminar sobrecargas en los circuitos.

La programación lineal puede usarse también para minimizar la cantidad necesaria de carga cortada para eliminar la sobrecargas en los circuitos, en casos en donde las acciones correctivas de pequeña duración de corte de carga fueron insuficientes. Con esta aproximación, la carga necesaria a cortar puede calcularse para buses de carga específicos y de una manera consistente proporcionar los medios para calcular los índices de confiabilidad por bus, así como por áreas del sistema.

3.1.4 ACUMULACION DE INDICES DE CONFIABILIDAD

En el método de enumeración de contingencias, las probabilidades y frecuencias de eventos se acumulan en los índices del sistema o de los buses. Los índices que se forman considerando la prueba de todas las contingencias, que son clasificadas como fallas, constituyen el límite más bajo en los índices de confiabilidad. Este límite se incrementaría, si adicionalmente se prueban contingencias más severas. Por eso, los índices de confiabilidad son una función de las contingencias probadas. Dado que esto es variable, es de interés calcular un límite superior, como si todas las contingencias fueran probadas y clasificadas como falla y no-falla. Un límite superior puede obtenerse considerando todas las contingencias probadas que no fallan, así como todas las

contingencias no probadas, pero que presumiblemente no causan que falle el sistema. La figura 3.2 ilustra como se realiza el cálculo de los límites inferior y superior.

Cuando se analiza la confiabilidad de un sistema de transmisión, la contingencia cae dentro de una de las siguientes tres clases:

1. La contingencia ha sido evaluada, resultando en una falla del sistema, basada en un criterio específico de falla.
2. La contingencia ha sido evaluada, sin falla.
3. La contingencia no ha sido evaluada.

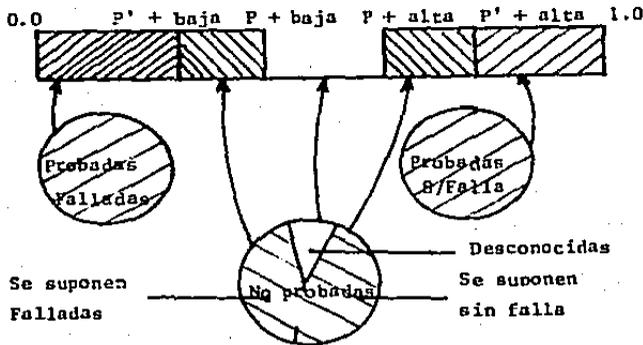


Figura 3.2 Cálculo de los límites de la probabilidad de falla de un sistema.

Los tres círculos sombreados en la fig 3.2 representan los tres estados posibles. Si las contingencias no fueron evaluadas, los límites inferior y superior serán 0. y 1., respectivamente. Si sólo se consideran los estados éxito y falla (1 y 2) serían P' más baja y P' más alta. Los estados no probados (3) pueden dividirse en tres secciones, como se muestra en la fig 3.2:

1. Contingencia no probada, pero se supone evento de falla.
2. Contingencia no probada, pero se supone evento sin falla.
3. Contingencia no probada, desconocida.

La inclusión de los primeros estados no probados, en los cálculos de los límites de probabilidad, dan como resultado los índices P más baja y P más alta. La probabilidad de falla actual caerá en algún punto entre la P más baja y la P más alta.

Se requiere de un procedimiento sistemático e imparcial para evaluar los límites. El concepto de conjunto de cortes mínimos es aplicable a este respecto.

El cálculo de los límites inferior y superior requiere de una gran cantidad de tiempo de cómputo y puede llegar a ser prohibitivamente caro, si se considera un nivel de más de tres salidas independientes traslapadas. Existen métodos rápidos, sin embargo, sólo pueden ser usados dentro de ciertos rangos de tamaño de un sistema y frecuencias de salidas. No obstante, este

procedimiento para obtener los límites superior o inferior puede usarse para calibrar un método más simple y más rápido, que obtenga los índices de confiabilidad.

Existen algunos métodos de enumeración de contingencias, entre los cuales se pueden mencionar:

3.1.5 METODO DEL PROBLEMA DEL SISTEMA

EL método calcula los índices de problemas del sistema. Este método lleva la cuenta de como ocurren los problemas, debido a combinaciones de salidas aplicadas a predisturbios específicos de carga y despacho de generación. Este da una vista pesimista de la confiabilidad del sistema, ya que no considera las acciones correctivas del operador. Además, una combinación de salidas se estudia sólo una vez, suponiendo que no hay reajustes después de una salida en preparación de la siguiente. Este es más rápido que los otros dos siguientes, puesto que sólo se requieren soluciones de la red y no reajustes del sistema.

3.1.6 METODO DE CORTE/CAPACIDAD

Esta técnica aplica acciones correctivas a combinaciones de salidas. Por medio de este método se calculan los índices de corte de carga, suponiendo la completa utilización de los reajustes de capacidad, sin atender a los tiempos de respuesta. Da una vista optimista de la confiabilidad del sistema, dado que mide la

capacidad postdisturbio, ignorando la posibilidad de mayores cortes de carga durante la transición de un estado específico de predisturbio al estado de postdisturbio.

3.1.7 METODO DE SIMULACION

Este método simula la respuesta del sistema/acción correctiva del operador durante el disturbio, usando las soluciones de la red en estado estable y métodos de reajuste. Específicamente, las restricciones de despacho de generación y otros ajustes limitarán la velocidad de la acción correctiva y determinarán si un circuito sobrecargado puede ser aliviado suficientemente rápido para evitar el sobrecalentamiento. La secuencia de salidas es de importancia, así como el tiempo entre ellas. Estas dos dimensiones adicionales excluyen al método de simulación como herramienta del cálculo de índices de confiabilidad en el mismo sentido en el que se utilizan los métodos anteriores, pero puede usarse para otros análisis como los siguientes:

1. Análisis de eventos simples que pueden causar problemas al sistema, incluyendo salidas dependientes múltiples. Se pueden calcular índices de corte de carga y del sistema para todos los eventos simples aplicados a condiciones específicas de predisturbio.

2. Análisis específico de eventos de secuencia de salidas, con tiempos específicos entre ellos.

El método de simulación puede analizar la vulnerabilidad del sistema para sobrecargas en cascada, el tiempo disponible de circuitos sobrecargados y el tiempo requerido para diagnosticar y ejecutar una acción correctiva.

3.2 METODO DE SIMULACION MONTE CARLO

El uso de los métodos de simulación Monte Carlo permite un modelado detallado de las condiciones de precontingencia, salidas de generación, transmisión y prácticas de operación [39,40,41,42]. Los parámetros que definen el estado de operación del sistema, como la carga y el estado de las componentes de transmisión y distribución, se seleccionan aleatoriamente de acuerdo con las distribuciones de probabilidad de sus parámetros. Se prueba el estado de operación seleccionado, así como las contingencias de acuerdo a los criterios de falla establecidos.

La característica clave del método de simulación Monte Carlo es la habilidad para obtener números aleatorios obedeciendo a cualquier distribución de probabilidad. En aplicaciones computacionales, se usa un generador de números aleatorios para seleccionar un número "x" de una distribución de probabilidad uniforme sobre el intervalo [0,1]. Si un evento "Y" se representa

por una distribución de probabilidad acumulativa $F(y)$, una consecuencia aleatoria del evento "Y" es el valor "y" para el que $x = F(y)$.

Un procedimiento posible de este método para estimar los índices de confiabilidad, se muestra en la fig 3.3. El año se ha dividido en 8760 intervalos horarios. Dentro de cada hora, las condiciones del sistema, como la carga, el despacho de generación y el mantenimiento en generación y transmisión se suponen constantes. Las horas pueden seleccionarse en secuencia o en orden aleatorio.

En el modo secuencial, es posible modelar dependencias del tiempo entre variables claves. Esto permite elaborar el modelado de fuentes de energía limitadas, tales como plantas hidro e hidro-bombeadas. Se requiere un gran número de simulaciones anuales para obtener una exactitud aceptable.

Si las dependencias del tiempo no son esenciales, las horas pueden seleccionarse aleatoriamente. Para la hora seleccionada, se establece un estado de precontingencia con cargas de bus específicas e igualmente con el despacho de generación. Si se desea puede incluirse la incertidumbre en la carga en forma aleatoria, con una distribución de probabilidad adecuada.

La posibilidad de ninguno, uno o más generadores, traslapados en salida forzada, se representa de una manera que es consistente con los modelos estadísticos usados en un estudio de confiabilidad de generación.

Pueden simularse las salidas de transmisión presumiblemente influenciadas por el ambiente, de acuerdo a sus estadísticas. Las salidas de las componentes de transmisión se determinan usando el mismo proceso que en generación, asociándose con las características del medio. En este punto, el estado del sistema está definido y listo para ser probado, igual que en el método de enumeración. Después de un gran número de pruebas se pueden estimar los índices de confiabilidad basados en el número de fallas y el número total de pruebas.

La exactitud en cualquiera de los índices depende del número de pruebas y la frecuencia de ocurrencia de eventos que afectan al índice en particular. Por ejemplo, la exactitud de evaluar la probabilidad de no encontrar demanda en el sistema requiere de muchas pruebas, si los eventos que causan la falla de no encontrar demanda ocurren muy pocas veces. La exactitud de estimar un índice de confiabilidad es proporcional a la raíz cuadrada del número de pruebas de la simulación. Por eso, para reducir el error aleatorio a la mitad, se deben realizar 4 o más veces las pruebas. Este desafortunado resultado es una limitación mayor en el método Monte

Carlo. Sin embargo, hay medios para mejorar la exactitud o reducir el número de pruebas.

3.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La ventaja de los métodos anteriores es su exactitud. La diferencia entre el de enumeración y el Monte Carlo es la facilidad con que se pueden incluir estadísticas en este último.

Las desventajas principales, en ambos, son las restricciones de tiempo de cómputo requerido, el límite del número de simulaciones a realizar y el nivel de contingencias alcanzado; ya que prácticamente en estos métodos sólo se llegan a analizar contingencias de primero y segundo grado y a veces algunas de tercer grado.

Una desventaja particular en el método Monte Carlo es su indisponibilidad para estimar probabilidades y frecuencias de falla poco ocurrentes; puesto que requiere un gran número de simulaciones para obtener un grado aceptable de exactitud.

Sin embargo, el método Monte Carlo es usado principalmente en Europa [43,44] y Asia [45], mientras que el de enumeración de contingencias en los Estados Unidos [26,39], dando buenos resultados, aunque su costo es un poco alto.

Veamos ahora los métodos considerados probabilísticos [10], los cuales se sugiere que no reemplacen a los análisis detallados de flujo de potencia de C.A., pero sí que deben ser usados para buscar e identificar problemas puntuales y cuellos de botella en los sistemas de transmisión. Usados de esta manera, estos métodos proporcionan un concepto adicional, reducen el tiempo de cómputo y más importante aún, permiten al planeador enfocar su atención en las áreas que crean más problemas.

3.4 METODOS BASADOS EN LA DESCOMPOSICION DE ESTADOS

Los métodos descritos a continuación [10] están enfocados a obtener dos índices principales: la LOLP (probabilidad de pérdida de carga) y la EDNS (energía esperada no suministrada), tanto para el sistema como para cada una de sus componentes, en especial para sus buses de carga.

3.4.0 GENERALIDADES

Hagamos que S_j sea una variable discreta ($j = 1, \dots, E$) donde E es el número de elementos en el sistema. Las "E" variables S_j se suponen independientes. Una variable S_j puede residir en el estado "0" con probabilidad q_j , en el que no tiene capacidad y está fuera de servicio, o en el estado "1", con probabilidad p_j , en el que tiene una capacidad C_j y está en servicio. Un estado del sistema " X_i " se denotará como $X_i = (V_1, V_2, \dots, V_j, \dots, V_E)$, donde V_j es 0 o 1.

El sistema tendrá 2^m distintos estados de capacidad. Los puntos $X_1(0,0,\dots,0)$ y $X^m(1,1,\dots,1)$ se les llama límite inferior y superior de estados. La probabilidad asociada con el punto X_i está definida por:

$$f(X_i) = \prod_{j=1}^m f(V_j) \dots\dots\dots (3.2)$$

donde:

$$\begin{aligned} f(V_j) &= p_j & \text{si } V_j=1 \\ &= q_j & V_j=0 \end{aligned}$$

Este algoritmo está diseñado para descomponer el espacio entero de estados, en estados que son aceptables "A" y estados que son inaceptables "B". Los estados inaceptables son los estados de capacidad para los que no se puede satisfacer el pico de carga L del sistema, debido a la capacidad insuficiente de transmisión.

La LOLP del sistema está definida por:

$$\text{LOLP} \equiv \sum_{X_i \in B} f(X_i) \dots\dots\dots (3.3)$$

donde: B es el subconjunto de estados inaceptables. Para cada estado inaceptable, la cantidad de carga suministrada es $F_i < L$ y la EDNS puede expresarse así:

$$\text{EDNS} \equiv \sum_{X_i \in B} f(X_i) (L - F_i) \dots\dots\dots (3.4)$$

donde: $L - F_i$ es la cantidad de demanda no servida.

Debe agregarse que la implementación conceptual de estas ideas es directa, sólo se necesita determinar cuales de los 2^n estados son aceptables, calcular sus probabilidades de ocurrencia $f(X_i)$ -flujos correspondientes F_i y sustituirlos en la fórmulas anteriores.

Para determinar la LOLP de cada componente "m" del sistema se utiliza el concepto de cortes mínimos, dado que es la probabilidad de que el sistema esté entre esos elementos -llamados cortes mínimos. Los cortes mínimos son conjuntos de componentes del sistema cuya capacidad de flujo F_i es insuficiente para alimentar la carga L. Por tanto, cuando el sistema resida en el estado X_i la LOLP de cada componente se puede calcular de la siguiente manera:

$$LOLP_m = \sum f(X_i) \quad X_i \in B \text{ para los que } m \text{ es un elemento de un corte mínimo} \quad \dots (3.5)$$

Más adelante se mostrará que con estos cortes mínimos también se puede calcular la LOLP del sistema.

Los pasos a seguir en este método, dado que inicialmente todos los estados están sin clasificar, son:

1. Definir primero los estados críticos superior e inferior denotados con X^u y X_l respectivamente.
2. Descomponer el espacio entero de estados en estados aceptables, inaceptables y no clasificados.

3. Determinar los estados límites de capacidad del conjunto de estados no clasificados obtenido en el punto 2 y descomponer esos estados en aceptables, inaceptables y no clasificados. Repitiendo el proceso, si es necesario, hasta agotar los estados sin clasificación.
4. Calcular la LOLP, que es la probabilidad de que el sistema resida en estados de capacidad inaceptable, definidos en los pasos 2 y 3.
5. Usando la teoría de flujo de redes, calcular el flujo máximo que puede transmitirse a través de la red a las cargas, por el conjunto de estados inaceptables.
6. Determinar la EDNS, sumando los productos de las demandas no servidas y probabilidades asociadas.

Antes de describir estos pasos, es necesario dar a conocer el algoritmo de Ford y Fulkerson, que es una de las bases de este método.

3.4.1 ALGORITMO DE FLUJO MAXIMO/CORTE MINIMO

En la explicación de este algoritmo se usan algunos conceptos que se definen a continuación:

1. Grafo.- es un conjunto de nodos y aristas que unen esos nodos. Un grafo es conectado, si existe un camino entre el nodo i y

el nodo j . Este es dirigido, si se indica la dirección del flujo en cada arista.

2. Un corte k_{s-L} , en un grafo dirigido que contiene un nodo fuente S y un nodo pozo L , es el conjunto de elementos, cuya eliminación del grafo, rompe todos los caminos entre S y L . El conjunto total de dichos cortes " k " se denota por K .

3. La capacidad de un corte, $c(k_{s-L})$ es la suma de las capacidades de sus elementos.

4. Un corte mínimo $C(M)$ es un corte M cuya capacidad es menor o igual a la capacidad de cualquier otro corte. Nótese que es posible obtener más de un corte mínimo en un grafo.

5. El conjunto L de flujos f_{s-L} , en un grafo, se dice que es factible para cada flujo patrón si:

- a) El flujo de salida del bus fuente es positivo
- b) La suma de los flujos en cada bus es cero.
- c) El flujo de salida en cada bus de carga es negativo.
- d) El flujo $|f_m|$ en cada elemento $\leq c_m$.

Ahora el teorema se enuncia así:

Para todos los flujos patrones factibles f :

$$\max_f (f_{s-L}) = \min_K (c(k_{s-L})) \quad \dots\dots\dots(3.6)$$

De esta manera, se pueden obtener los flujos máximos en la red, así como los cortes mínimos y sus capacidades asociadas. Esto es esencial en el método, ya que los cortes mínimos son los responsables de no poder satisfacer la demanda, debido a que el sistema se encuentre en un estado de capacidad inaceptable.

Computacionalmente, para calcular el flujo máximo a través de un grafo se deben llevar a cabo los siguientes tres pasos:

1. Usando el algoritmo de nivelación, nivelar los buses del grafo de manera que se identifique un camino en el que el flujo pueda ser incrementado, iniciando con el flujo factible patrón, incluyendo cero. Si no es posible nivelar los buses de demanda empezando con el bus fuente, el algoritmo termina y los elementos entre los buses nivelados y desnivelados son los cortes mínimos.

2. Usando el algoritmo de incremento y el grafo nivelado, se aumenta el flujo a lo largo de los caminos S-L, hasta que las restricciones de capacidad de los elementos del grafo impidan aumentarlo más.

3. Regresar al paso 1.

Después de describir el algoritmo de flujo máximo/corte mínimo, se describen a continuación los pasos del método propuesto por Sullivan [10].

3.4.2 DETERMINAR LOS ESTADOS CRITICOS X^m Y X_1

Utilizando el algoritmo de flujo máximo/corte mínimo se obtiene el flujo factible patrón para la red, donde se obtiene el flujo l_m a través de cada elemento. Entonces $X^m=(V1^m, V2^m, \dots, VE^m)$ se define de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_m^m &= 0 & \text{si } l_m=0 \\ V_m^m &= 1 & \text{si } 0 < l_m \leq c_m \end{aligned} \quad \dots \dots \dots (3.7)$$

Para determinar X_1 , se procede de la siguiente manera:

1. Quitar el elemento "i" de la red, definido por el estado de capacidad X^m , donde X^m es el inicial, ya que todos los estados están sin clasificar.

2. Establecer el flujo máximo patrón con el algoritmo de flujo máximo.

3. Cambiar el elemento i-ésimo de $X_1=(V1_1, V2_1, \dots, VE_1)$ como sigue:

$$\begin{aligned} V_{i_1} &= 1 & \text{si el flujo } F_i < L \\ V_{i_1} &= 0 & F_i = L \end{aligned} \quad \dots \dots \dots (3.8)$$

4. Hacer $i=i+1$ y regresar al paso 1. Repetir hasta que $i=E$ y parar. Obteniéndose así X_1 .

3.4.3 DESCOMPONER EL ESPACIO ENTERO DE ESTADOS

Al definir los límites de estados aceptables e inaceptables (X^*, X_1) , queda definido también el conjunto de estados no clasificados. El mismo procedimiento anterior puede continuarse hasta agotar el conjunto de estados sin clasificar U y así tener solo dos conjuntos, el de estados aceptables "A" y el de inaceptables "B". La otra forma de descomposición, para no tener que agotar el conjunto U , puesto que $f(A) + f(B) + f(U) = 1$ y ya se conocen $f(A)$ y $f(B)$, es posible obtener la probabilidad de U ($f(U)$). Con este resultado, si esta probabilidad es suficientemente pequeña comparada con una tolerancia, es posible detener el proceso, en caso contrario se seguirá hasta obtener la tolerancia deseada [46].

3.4.4 DESCOMPOSICION PARA EL CALCULO DE LA LOLP DEL SISTEMA

La evaluación de la LOLP usando la ecuación 3.3 requiere de cálculos exhaustivos. Descomponiendo los estados inaceptables B en subconjuntos no traslapados, los requerimientos computacionales se reducen enormemente. El algoritmo de descomposición puede describirse brevemente como sigue:

Hagamos: $X_i = (V_1, V_2, \dots, V_E) \in B_j$

si $V_j < V_{j_1}$

$V_m \geq V_{m_1}$ para toda $m < j$ (3.8)

Literalmente, la descomposición identifica como un subconjunto a todos aquellos estados que son inaceptables, debido a la salida de un elemento dado V_j . La segunda condición asegura que X_i no es aceptable debido a que cualquiera de los elementos $m < j$. Entonces:

$$f(B_j) = q_j \prod_{m < j} f(V_m \geq V_{m_1}) \dots \dots \dots (3.10)$$

donde: $f(V_m \geq V_{m_1}) = 1.0$ si $V_{m_1} = 0$
 $f(V_m \geq V_{m_1}) = P_m$ $V_{m_1} = 1.0$

3.4.5 DESCOMPOSICION PARA EL CALCULO DE LA EDNS DEL SISTEMA

El uso de la ec. 3.4 para calcular la EDNS también requerirá de cálculos exhaustivos. Para reducir los requerimientos de esta clase, los estados inaceptables pueden descomponerse en conjuntos con el mismo F_i (por ejemplo, los mismos elementos de un corte mínimo). Un estado crítico superior $X^u(B_j)$ existe definiendo las fronteras entre los estados de B_j , con los mismos elementos del corte mínimo, como estado límite superior de B_j . $X^u(B_j)$ se definió anteriormente al establecer el flujo máximo patrón a través de la red correspondiente. Por eso, para los elementos de un corte mínimo $m \in M$:

$$V_m^u(B_j) = V_{m_1}(B_j) \text{ del estado límite inferior } \dots (3.11)$$

Y para m que no $\in M$:

$$V_m^u(B_j) = V_{m_1}(B_j) \quad \text{si } F_m = 0$$

$$V_m^u(B_j) = 1.0 \quad \text{si } F_m > 0$$

donde: F_m = flujo a través del elemento m . Cualquier estado X_i cuya capacidad iguale o exceda la definida por $X^m(B_j)$ tendrá el mismo corte mínimo, por ejemplo:

$$X_i \in \bar{B}_n \quad \text{si} \quad V_m \geq V_m^m(B_j) \quad m=1,2,\dots,E \quad \dots (3.12)$$

de tal manera que:

$$f(\bar{B}_n) = \sum_m f(V_m \geq V_m^m(B_j)) \quad \dots (3.13)$$

Como resultado de la descomposición del conjunto B_j , deberemos tener una porción del subconjunto que no satisface la condición de B_n . Los estados restantes, como ya se dijo, deberán seguirse clasificando hasta agotarse.

A partir de la ec. 3.4 puede demostrarse [10] que:

$$EDNS = L (1 - f(A)) - E \sum_{\substack{\bar{B}_n \\ m \in M}} \frac{C_m f(\bar{B}_n)}{f(V_m(B_n))} \quad \dots (3.14)$$

donde:

$$C_m = \sum_{V_m=V_{m1}}^{V_m^m} C_m(V_m) f(V_m) = \text{valor esperado de la capacidad del elemento "n" de un corte mínimo.}$$

$$y \quad f(V_m(B_n)) = \sum_{V_m=V_{m1}}^{V_m^m} f(V_m(B_n)) = \text{probabilidad de que el elemento del corte - mínimo resida en un estado } V_m \in \bar{B}_n$$

Para obtener la LOLP de cada componente "m" del sistema, necesitamos determinar la probabilidad de cada corte mínimo, estableciéndolo formalmente de la siguiente manera:

$$LOLP_m = \sum f(M) \quad M = \text{cortes mínimos conteniendo el elemento } m \quad (3.15)$$

donde:

$$f(M) = \sum f(B_n) \quad n = \text{subconjuntos que tienen a } m \text{ como elemento de un corte mínimo.}$$

La ec. 3.15 reemplaza a la ec. 3.5 puesto que es una manera más eficiente de obtener las LOLP_m.

Con estos mismos cortes mínimos, pueden obtenerse las EDNS para cada componente "m" del sistema, expresándose matemáticamente de la siguiente forma:

$$EDNS_m = LOLP_m L - \sum_{B_n \in M} \frac{C_i f(B_n)}{f(V_i(B_n))} \dots \dots \dots (3.16)$$

donde: B_n son los subconjuntos en que m ∈ M.

3.4.6 DESARROLLOS BASADOS EN EL MISMO METODO

En base a este método, se han hecho algunos avances como los siguientes:

En la referencia [47], se añade un proceso de optimización a través de una función económica, en la que las variables son:

- Las pérdidas anuales de energía (Gwh) debido a las limitaciones de la red base.

- Los beneficios obtenidos por la reducción de las pérdidas anteriores, debido a la adición de nuevas líneas, sobre ramas seleccionadas de la red.

La función económica es la suma de los costos anuales de las pérdidas y las anualidades correspondientes a las nuevas líneas de transmisión. El valor de la función se decrementa de una iteración a la siguiente.

Los beneficios producidos por las líneas nuevas se comparan con las anualidades de la línea. Con este fin la utilidad relativa de la línea se define como:

$$R U = \frac{\text{Costo de la reducción de pérdidas de energía}}{\text{Costo de la línea}} - 1 \dots (3.17)$$

Las líneas de transmisión se clasifican en orden descendente por su utilidad relativa. El modelo toma la primera línea de la lista. Si la utilidad de la línea es positiva, la línea es benéfica y consecuentemente se incorporará a la red. Con la red reforzada como punto de inicio, el método procede de nuevo y con un conjunto

nuevo de simulaciones y optimación, se selecciona la siguiente línea, hasta que la utilidad relativa de la siguiente línea de la lista sea negativa. En este caso, la adición de otra línea no será provechosa y los cálculos se terminan.

Sharaf y Berg introdujeron otras modificaciones, la primera [46] ya mencionada al final del punto 3.4.2 de este capítulo- sobre el agotamiento del conjunto U de estados inaceptables- y la segunda [48] que se describe a continuación.

Técnica de Optimización de Confiabilidad.- La LOLP es una función explícita de las probabilidades de salidas forzadas de las componentes únicamente, mientras que la EDNS es una función de dichas probabilidades y las capacidades, como se observa en la ec. 3.14. Para mejorar estos índices de confiabilidad, sin adicionar generación o líneas de transmisión, las probabilidades de salidas forzadas podrían disminuirse. Esto tendería a disminuir la LOLP y la EDNS, sin embargo, en la práctica tal disminución es bastante limitada. Esto nos da la alternativa de incrementar las capacidades de los elementos, lo que se relaciona directamente con la EDNS. Además de que cualquier adición de capacidad mejorará la LOLP.

El camino óptimo para disminuir la EDNS es incrementando la capacidad, adicionándola en pequeña cantidad al elemento más sensible del sistema. Los coeficientes de sensibilidad, que son las

derivadas parciales de la EDNS con respecto a las capacidades de los elementos, se evalúan diferenciando la ec. 3.14:

$$\frac{\partial EDNS}{\partial C_k} = - \sum_{\substack{\bar{B}_n \\ m \in M}} \left(\frac{\partial \bar{C}_m}{\partial C_k} \right) \frac{f(\bar{B}_n)}{f(\bar{V}_m(\bar{B}_n))} \dots (3.18)$$

donde:

$$\frac{\partial \bar{C}_m}{\partial C_k} = \frac{\partial (C_m(V_{m1}) f(V_{m1}) + C_m(V_{m2}) f(V_{m2}))}{\partial C_k} \dots (3.19)$$

para $k=m$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{C}_m}{\partial C_m} &= 0 & \text{si } V_1 &= V_2 = 0.0 \\ &= P_m & V_1 &= 0.0, V_2 = 1.0 \\ &= 2P_m & V_1 &= V_2 = 1.0 \end{aligned} \dots (3.20)$$

y para k diferente de m :

$$\frac{\partial \bar{C}_m}{\partial C_k} = 0 \dots (3.21)$$

Con las ecuaciones 3.18, 3.19 y 3.20 se calculan los coeficientes de sensibilidad. La contribución de un coeficiente en particular, de cualquier elemento "m" de un corte mínimo en la suma

de la ec. 3.18, es igual a la contribución de ese elemento a la EDNS dividido por Cm.

Algoritmo de Optimización Propuesto:

- a) Determinar con el método descrito los índices de confiabilidad.
- b) Evaluar los coeficientes de sensibilidad durante el cálculo de la EDNS.
- c) Verificar si la EDNS tiene un valor satisfactorio. Si lo tiene, terminar el proceso o si no, continuar.
- d) Incrementar en un valor pequeño la capacidad del elemento con más alto coeficiente de sensibilidad.
- e) Regresar al paso "a".

La velocidad de éste método dependerá de la red, el tamaño de la capacidad incrementada en cada paso y la exactitud deseada.

3.4.7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La ventaja de estos métodos es que trabajan más rápido computacionalmente que los métodos de C.A., por lo que pueden evaluar más alternativas en menor tiempo. Para estudios de planeación a largo plazo es muy útil y también para detectar problemas en los sistemas de transmisión.

La desventaja de estos métodos, sobretodo para sistemas muy grandes, es la gran cantidad de estados que habrá que analizar, para clasificarlos en aceptables, inaceptables y agotar los no clasificados.

Otra es la pérdida de exactitud por la cantidad de estados no clasificados. Y por último, dado que los sistemas prácticos son complejos y regularmente no tienen una sola fuente de generación y una sola carga, el modelado descrito sería muy complicado.

3.5 PROCESOS CONTINUOS DE MARKOV

3.5.1 CONCEPTOS GENERALES

Uno de los métodos más aceptados es el de Markov, que dice que los problemas de confiabilidad de los sistemas de potencia están incluidos normalmente dentro de los sistemas que son discretos en el espacio y continuos en el tiempo. Esto es, que existen continuamente en uno de los estados del sistema, hasta que ocurre una transición que los lleva en forma discreta a otro estado [1.49]. La técnica descrita en esta sección pertenece al proceso estacionario de Markov, es decir, el sistema no tiene memoria de los sucesos anteriores y las características de falla y operación de las componentes tienen distribuciones de probabilidad exponenciales [39].

Considere el primer caso de una sola componente reparable, teniendo una tasa de fallas λ y una tasa de reparación u . El diagrama de transición de estados para esta componente se muestra en la fig 3.4:

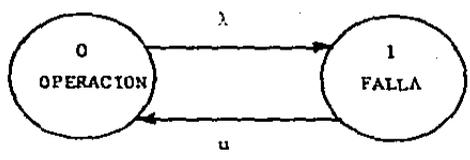


Figura 3.4 Sistema de una sola componente

El método más riguroso, para resolver éste y procesos similares, es establecer una ecuación diferencial considerando la probabilidad de ocurrencia de eventos en un pequeño intervalo incremental de tiempo dt . Este método muestra ser intratable para cualquier ejemplo, por más pequeño que éste sea, por lo que generalmente se usan técnicas numéricas. Estas opciones no establecen opciones generalizadas representando probabilidades de estado, pero producen resultados numéricos directos. Para ilustrar las soluciones generalizadas dadas por una ecuación diferencial, considere el modelo mostrado en la fig. 3.4. Si el sistema se inicia en el estado de operación, la solución es:

$$P_0(t) = \frac{u}{\lambda + u} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+u)t}}{\lambda + u} \dots\dots\dots (3.22)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + u} - \frac{\lambda e^{-(\lambda+u)t}}{\lambda + u} \dots\dots\dots (3.23)$$

donde: $P_i(t)$ es la probabilidad de residir en el estado "i" en el tiempo "t", siendo $P_0(0) = 1$. y $P_1(0) = 0$.

Estos valores de $P_i(t)$ se conocen como las probabilidades de estado dependientes del tiempo y tenderán a un límite o estado estable cuando $t \rightarrow \infty$. Si estos se definen como P_0 y P_1 , entonces:

$$P_0 = \mu / (\lambda + \mu) \quad \dots\dots\dots (3.24)$$

$$P_1 = \lambda / (\lambda + \mu) \quad \dots\dots\dots (3.25)$$

El tiempo medio para fallas MTTF y el tiempo medio para reparación MTTR, en una distribución exponencial, son:

$$MTTF = m = 1/\lambda \quad \text{y} \quad MTTR = r = 1/\mu \quad \dots\dots\dots (3.26)$$

Sustituyendo estos en las ecuaciones 3.24 y 3.25, tenemos:

$$P_0 = \frac{m}{m+r} \quad \text{y} \quad P_1 = \frac{r}{m+r} \quad \dots\dots\dots (3.27)$$

Los valores de P_0 y P_1 , a diferencia de $P_0(t)$ y $P_1(t)$, tienen la misma independencia del estado inicial del sistema. Estos valores se conocen como estado estable o límite de disponibilidad "A" e indisponibilidad "U" del sistema, considerando que las ecs. 3.22 y 3.23 representan la disponibilidad $A(t)$ e indisponibilidad $U(t)$ del sistema dependientes del tiempo. Este valor de $A(t)$ es la

probabilidad de encontrar al sistema en estado de operación en algún tiempo en el futuro. Esta es completamente diferente de la función de confiabilidad $R(t)$, que representa la probabilidad de estancia del sistema en estado de operación, como una función del tiempo. La relación entre $A(t)$ y $R(t)$ se muestra en la fig 3.5.

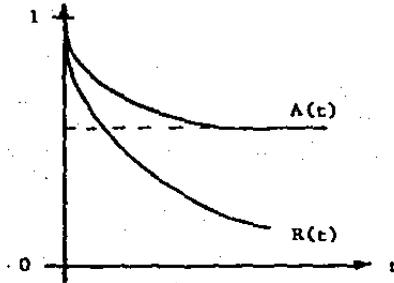


Figura 3.5 Relación entre la $A(t)$ y la $R(t)$.

Dado que los valores P_0 y P_1 están relacionados sólo con los tiempos medios (ec. 3.27), estos valores no son dependientes de las distribuciones de probabilidad asociadas con las componentes y son correctos para todas las distribuciones. Sin embargo, no es el caso para los valores dependientes del tiempo $P_0(t)$ y $P_1(t)$.

3.5.2 EVALUACION DE PROBABILIDADES DEPENDIENTES DEL TIEMPO

La alternativa al método de la ecuación diferencial es el de la matriz de transición. En este método primero se construye un diagrama de espacio-estado, un ejemplo se muestra en la fig. 3.4 para una componente y en la fig 3.5 para dos. De ahí se crea la matriz estocástica de transición de probabilidades. Esta matriz representa las probabilidades de transición entre estados del proceso estocástico. Esta se muestra en la ec. 3.28 para una sola componente, en que el elemento P_{ij} representa la probabilidad de hacer una transición al estado "j" durante un intervalo de tiempo dt , dado que estaba en un estado "i" al principio del intervalo de tiempo. El valor de dt deberá escogerse tal que la probabilidad de que dos o más transiciones ocurran en este intervalo de tiempo sea despreciable.

$$P = \begin{array}{cc} & \begin{array}{c} 1 \\ 2 \end{array} \rightarrow \text{al estado} \\ \begin{array}{c} \text{del} \\ \text{estado} \end{array} & \begin{array}{|c|c|} \hline + 1 & 1 - \lambda dt \\ \hline + 2 & \mu dt \\ \hline \end{array} \end{array} \quad \begin{array}{c} \lambda dt \\ 1 - \mu dt \end{array} \quad \dots \dots (3.28)$$

Las probabilidades $P(t)$ pueden evaluarse en cualquier tiempo t en el futuro de:

$$P(t) = P(0) P^n \quad \dots \dots \dots (3.29)$$

donde: $P(0)$ representa las probabilidades de estado en $t=0$ y

$$n = t/dt$$

Si se sabe que el sistema está en operación en $t=0$, entonces para el sistema de una sola componente $P(0) = [1 \ 0]$.

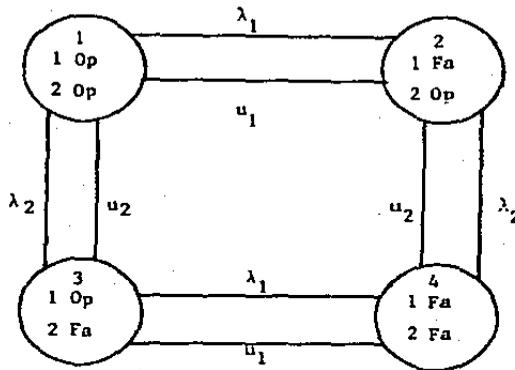


Figura 3.6 Sistema de Dos Componentes

3.5.3 EVALUACION DE LAS PROBABILIDADES LIMITE DE ESTADOS

Las probabilidades límite de estados pueden evaluarse repitiendo el proceso de multiplicación de las matrices, de la sección anterior, hasta que los valores de $P(t)$ permanezcan sin cambio, esto significa que:

$$P(t) \cdot P = P(t) \dots\dots\dots (3.30)$$

En el caso de una componente, esto se traduce en:

$$\begin{bmatrix} P_0 & P_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1-\lambda dt & \lambda dt \\ \mu dt & 1-\mu dt \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0 & P_1 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.31)$$

Usando la ec. 3.31 y sabiendo que $P_0 + P_1 = 1$, se obtienen unas ecuaciones idénticas a las 3.22 y 3.23. Esta evaluación mostrará también que los valores de dt desaparecen en la solución y por eso, si sólo se requirieron las probabilidades de los estados límites, los valores de dt no se necesitan incluir en la matriz de probabilidad estocástica transicional y la solución de P_i puede deducirse directamente del conjunto de ecs. simultáneas dadas por la ec. 3.31, usando métodos numéricos.

3.5.4 EVALUACION DE LAS DISPONIBILIDADES DEL SISTEMA

Los valores de A y U , para un sistema de una sola componente, están dados directamente por P_0 y P_1 . Para sistemas más complicados, se deben combinar los estados apropiados. Por ejemplo, en el caso del sistema de dos componentes, mostrado en la fig. 3.6, los valores de A y U dependen de su configuración, esto es un sistema serie paralelo.

$$\text{Sistema serie:} \quad A = P_1 \quad U = P_2 + P_3 + P_4 \quad \dots\dots\dots (3.32)$$

$$\text{Sistema paralelo:} \quad A = P_1 + P_2 + P_3 \quad U = P_4 \quad \dots\dots\dots (3.33)$$

3.6 METODO DE LA TASA PROMEDIO DE INTERRUPCION

Este método [1] es completamente directo y puede aplicarse a redes relativamente complicadas. Este proporciona una medida de la continuidad, más que de la calidad de servicio, examinando las condiciones simultáneas que deban existir en el flujo de potencia, en combinaciones serie-paralelo de las componentes del sistema. La aplicación se basa en cuatro principios simples:

a) Una componente opera sólo en dos estados: disponible o indisponible. El mantenimiento no se considera y la probabilidad, de que una componente esté indisponible, está dada por su tasa de salidas forzadas "p". Si "q" es la indisponibilidad, entonces: $p + q = 1$.

b) Las fallas de las componentes se suponen independientes y por eso la probabilidad de fallas simultáneas está dada por el producto de sus respectivas probabilidades.

c) En un sistema serie todas las componentes deben estar disponibles, para que el flujo llegue al punto de recepción. La probabilidad de éxito es el producto de las probabilidades de disponibilidad. Para un sistema de dos componentes con probabilidades de éxito P_1 y P_2 y de falla q_1 y q_2 :

$$q_2 = q_1 q_2 \dots \dots \dots (3.34)$$

$$P_2 = 1 - q_1 q_2 = P_1 + P_2 - P_1 P_2 \dots \dots \dots (3.35)$$

Si P_1 y P_2 son mucho menores que la unidad, el producto $P_1 P_2$ puede ser despreciable. La probabilidad de falla de un sistema en serie puede ser, en este caso, la suma de las probabilidades de falla de sus elementos.

d) En un sistema en paralelo todos los caminos del flujo de potencia deben fallar para que el punto de recepción se quede sin suministro. Para un sistema de dos elementos, la probabilidad de falla es el producto de los dos valores de falla.

La tasa de salidas forzadas se define usualmente como el tiempo total de salida entre el tiempo total de exposición y es la probabilidad de ocurrencia de salida de la componente. La tasa de salidas forzadas es:

$$P = \frac{\text{Suma de los días en que una salida de duración mínima especificada ocurrió}}{\text{Suma de los días}} \dots (3.36)$$

Si se calculan las tasas de salidas forzadas para diferentes duraciones mínimas especificadas, es posible predecir la ocurrencia de esta condición en cualquier punto particular del sistema. Debe puntualizarse que las salidas pueden ocurrir en el mismo día, pero no simultáneamente. Esta técnica supone que todas las salidas ocurriendo en un día son simultáneas, entonces se obtiene un resultado pesimista. Esto puede ajustarse parcialmente, considerando que si dos componentes dentro de una área, son

forzadas a salir de servicio durante el mismo día, la probabilidad de ocurrencia simultánea es un poco más alta que la implicada por absoluta independencia.

Este método define la Tasa Promedio de Interrupción Anual al Consumidor (A.A.C.I.R) como el número esperado de días en un año que ocurra la condición específica de salida para el bus de carga.

La técnica descrita puede aplicarse a sistemas relativamente complicados, pero no puede manejar capacidades de transmisión y supone salidas independientes simultáneas. En el capítulo cinco de la referencia [1] y en la referencia [50] se presentan ejemplos usando este método.

3.7 METODO DE LA FRECUENCIA Y DURACION

Las técnicas anteriores nos permiten encontrar las probabilidades de permanecer en un estado y la frecuencia de ocurrencia de las salidas del sistema, pero es importante también saber cual es su duración.

Para ilustrar esta evaluación, considérese otra vez el ejemplo de la fig. 3.4 de una sola componente. Además tener en cuenta sus parámetros, hagamos que T sea el ciclo de tiempo ($= m+r$) y así $f = 1/T$ sea la frecuencia. Entonces de la ec. 3.27:

$$P_o = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \dots\dots\dots (3.37)$$

que da:

$$f = P_o \lambda \quad \text{y} \quad m = P_o / f \dots\dots\dots (3.38)$$

Aunque se deriva de una sola componente, el concepto se aplica a todos los sistemas y, se expresa así:

$$\begin{array}{l} \text{Frecuencia de encontrarse en un estado} = (\text{Probabilidad de encontrarse en un estado}) \times (\text{Tasa de salidas del estado}) \\ \dots\dots\dots (3.39) \end{array}$$

Este concepto se aplica a largo plazo o funcionamiento promedio y no es válido para frecuencias dependientes del tiempo. La ecuación 3.37 muestra que la duración media de residir en un estado es igual a la probabilidad de residencia dividida por la frecuencia de encontrarse en un estado.

3.7.1 EVALUACION DE LOS INDICES INDIVIDUALES DE ESTADO

Los conceptos de frecuencia y duración pueden aplicarse a cualquier tamaño de sistema. Considere el ejemplo de dos componentes de la fig. 3.6.

El primer paso es evaluar las probabilidades límites de estado. Estas pueden evaluarse usando las técnicas anteriores o en este caso, encontrarlas de la combinación de disponibilidades e

indisponibilidades. Estas probabilidades de estado se muestran en la tabla 3.1.

Número de estado	Probabilidad	Frecuencia	Duración
1	$u_1 u_m / D$	$u_1 u_m (\lambda_1 + \lambda_m) / D$	$1 / (\lambda_1 + \lambda_m)$
2	$\lambda_1 u_m / D$	$\lambda_1 u_m (u_1 + \lambda_m) / D$	$1 / (u_1 + \lambda_m)$
3	$u_1 \lambda_m / D$	$u_1 \lambda_m (\lambda_1 + u_m) / D$	$1 / (\lambda_1 + u_m)$
4	$\lambda_1 \lambda_m / D$	$\lambda_1 \lambda_m (u_1 + u_m) / D$	$1 / (u_1 + u_m)$

$$\text{donde: } D = (\lambda_1 + u_1) (\lambda_m + u_m)$$

Tabla 3.1 Indices de Estado para un Sistema de Dos Componentes

El segundo paso es evaluar la frecuencia de encontrar estados individuales, estos se obtienen multiplicando las probabilidades de estado por las tasas de salida, como se muestra también en la tabla 3.1.

El paso final es evaluar la duración media de cada estado. Estos se encuentran con el recíproco de las tasas de salida o usando el concepto de la ecuación 3.38, resultados que también se muestra en la tabla 3.1.

3.7.2 EVALUACION DE LOS INDICES ACUMULADOS DE ESTADO

Los índices individuales de estado nos dan una respuesta parcial al problema, por lo que deberán obtenerse los acumulados para completar dicha respuesta. La probabilidad acumulativa de

residir en un estado del sistema se evalúa sumando las probabilidades de estado que crean el estado del sistema. Esto se hizo con las ecs. 3.32 y 3.33.

La frecuencia acumulativa debe incluir las frecuencias de todas las combinaciones de transiciones de dejar o entrar a un estado, pero se deben ignorar todas las frecuencias que ocurran entre los ya acumulados. Por eso para el caso de dos componentes de la fig. 3.6, para los estados 3 y 4 y la tabla 3.1:

$$\begin{aligned}
 f_{34} &= f_3 + f_4 - (\text{frecuencias de encontrarse entre 3 y 4}) \\
 &= f_3 + f_4 - (P_3 \lambda_1 + P_4 \mu_2) \dots\dots\dots (3.40)
 \end{aligned}$$

El paso final para evaluar la duración media acumulada de residir en cada uno de los estados acumulados y usando el principio de la ec. 3.38:

$$m_i = \frac{\text{probabilidad acumulativa de estar en el estado "i"}}{\text{frecuencia acumulativa de encontrarse en el estado "i"}} \dots (3.41)$$

En base a estos métodos, se han desarrollado consideraciones adicionales, como estados del tiempo y salidas por sobrecargas [21,51], tipos de salidas (temporales, permanentes, por mantenimiento) y salidas por causa común [52,53,54], capacidad de las líneas y su disponibilidad [55] y una técnica en que se divide el sistema por componentes o por unidades (conjuntos de componentes)[56], obteniendo índices para estas dos divisiones.

3.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La ventaja principal en estos métodos es la visualización de parámetros más tangibles para el ingeniero, no obstante que siguen basadas en la teoría de probabilidad y la experiencia.

La desventaja primordial es su alcance para analizar sistemas realmente complejos, ya que es necesario construir diagramas de estados. Para un sistema de 50 componentes ya es impráctico y para un sistema de 100 componentes se torna intratable. En el caso de los métodos de interrupción, frecuencia y duración promedio, habrá sistemas que puedan representarse en conjuntos serie-paralelo, pero muchos que no, además de que no tienen una sola fuente y una sola carga.

Para resolver estos problemas se cuenta con otras técnicas que veremos a continuación.

3.8 METODOS PARA EVALUAR SISTEMAS COMPLEJOS

Las técnicas anteriores pueden aplicarse a redes no muy complicadas, pero la mayoría de los sistemas en la actualidad son complejos y de grandes dimensiones, a los cuales no pueden ser aplicados. Por ejemplo una red tipo puente de cinco componentes y que no se puede representar por un sistema serie-paralelo, se muestra en la fig. 3.7. Hay varias técnicas para resolver este tipo

de red, de las que sólo se mencionarán la Aproximación de Probabilidad Condicional y el Análisis de Cortes Mínimos.

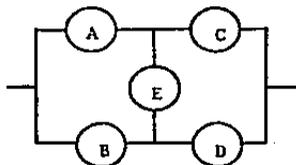


Figura 3.7 Red Tipo Puente

3.9.1 APROXIMACION DE PROBABILIDAD CONDICIONAL

Esta técnica involucra reducir secuencialmente el sistema en subsistemas, que están conectados en serie-paralelo y recombina estos subsistemas usando la probabilidad condicional. El concepto de probabilidad condicional es:

$$\begin{aligned}
 P(\text{falla o éxito}) &= P(\text{falla o éxito que la } \quad).P(X \text{ esté sana}) + \\
 \text{del sistema} &\quad \text{componente X esté sana} \\
 &+ P(\text{falla o éxito que la } \quad).P(X \text{ esté fallada}) \\
 &\quad \text{componente X esté fallada} \quad \dots (3.42)
 \end{aligned}$$

Para explicar esto, considere el sistema mostrado en la fig. 3.7, en el que el éxito requiere que al menos uno de los caminos AC, BD, AED, BEC esté sano. La mejor componente a escoger como "x" es E, en este ejemplo.

El sistema se divide en dos subsistemas, uno considerando E sana (que no puede fallar) y el otro E fallada (que siempre está fallada), esta división se muestra en la fig. 3.8.

Con una inspección visual, podemos verificar que tenemos dos subsistemas con estructuras serie-paralelo, que es el objetivo de este método. En algunos casos, será necesario hacer más de una subdivisión para llegar a este tipo de estructura.

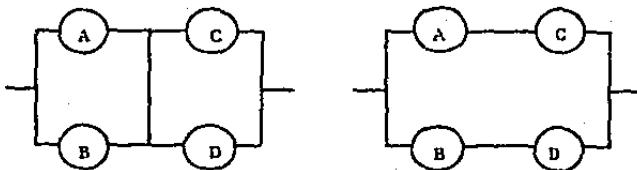


Figura 3.8 División de la Red Tipo Puente

En el ejemplo, dado que $P =$ probabilidad de éxito y $Q =$ probabilidad de falla, tenemos que para el sistema:

$$R_s = R_s(\text{si } E \text{ está sana}) R_c + R_s(\text{si } E \text{ falla}) Q_c \dots \dots \dots (3.43)$$

donde:

$$R_s(\text{si } E \text{ está sana}) = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)$$

$$R_s(\text{si } E \text{ está fallada}) = 1 - (1 - R_A R_B)(1 - R_C R_D)$$

si todas las componentes son idénticas:

$$R_s = 2R^2 + 2R^2 - 5R^4 + 2R^4 \dots \dots \dots (3.44)$$

3.9.2 METODO DE LOS CORTES MINIMOS

El método de los cortes mínimos [57.58] es una herramienta poderosa para evaluar la confiabilidad de un sistema y la base de la mayoría de los métodos de evaluación. Para entenderlo, definiremos primero:

" Corte mínimo es un conjunto de componentes del sistema que cuando fallan, causan la falla del sistema, pero cuando alguna de las componentes del conjunto no ha fallado, entonces no causan la falla del sistema".

Esta definición significa que todas las componentes de un corte mínimo deben fallar para causar la falla del sistema. Si la evaluación se lleva en forma completa el resultado es exacto y no se hacen aproximaciones. Se hacen simplificaciones en la práctica, que no obstante introducen errores despreciables.

Se pueden identificar cuatro cortes mínimos para el ejemplo anterior de la fig. 3.7, que son:

(AB) (CD) (AED) (BEC)

De la definición de corte mínimo es evidente que las componentes de cada corte están efectivamente conectadas en paralelo y que las probabilidades de falla de las componentes en el

corte pueden ser combinadas usando el principio de sistemas en paralelo. La inconfiabilidad del sistema está dada por:

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4)$$

$$\begin{aligned} Q_s = & P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) - P(C_1 \cap C_4) - \\ & - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + \\ & + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) \dots \dots \dots (3.45) \end{aligned}$$

Esta ecuación es exacta, pero se ha hecho una aproximación subsecuente. Esto involucra ignorar todos los términos, excepto la suma de las probabilidades individuales de los cortes, de la siguiente forma:

$$Q_s \approx P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) \dots \dots \dots (3.46)$$

Esta aproximación da el límite superior de la inconfiabilidad del sistema e introduce errores despreciables para la mayoría de las aplicaciones. Para el ejemplo, con esta aproximación:

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \dots \dots \dots (3.47)$$

y si las componentes son idénticas:

$$Q_s = 2Q^2 + 2Q^3 \dots \dots \dots (3.48)$$

Basándose en la definición de un corte mínimo es posible evaluar la frecuencia de salidas y de reparación de un sistema como de sus componentes. Esto consiste en:

1. Obtener los cortes mínimos para cada punto de carga o bus del sistema.
2. Evaluar la confiabilidad de cada punto de carga o bus del sistema.
3. Evaluar la confiabilidad del sistema.

Con referencia al primer paso, existen varios métodos para la obtención de cortes mínimos, los que se mencionarán en el siguiente capítulo.

El punto a tratar aquí, es la forma de evaluar la confiabilidad de cada punto de carga o bus. Después de obtener todos los cortes mínimos, cada bus tendrá una lista de cortes que lo afectan, por medio de los cuales se obtendrá su confiabilidad de la siguiente manera.

- Cada corte tendrá de 1 a n componentes, las que se conectarán en paralelo (por definición de corte mínimo) y se podrán obtener los índices de confiabilidad (λ, u, r) para cada corte con las fórmulas para sistemas en paralelo, presentadas en el capítulo 2 al final de la sección 2.3.2

- Todos los cortes para el nodo en estudio, se conectarán en serie -ya que la falla de cualquiera de éstos hará que el bus quede sin suministro - y utilizando las fórmulas para sistemas en serie de la sección 2.3.2 del capítulo 2, se obtendrán los índices para el bus en estudio.

Por último, la evaluación general del sistema se irá haciendo en forma conjunta, es decir se irán acumulando las frecuencias de salida y reparación del sistema, desde el análisis del primer bus hasta el último en estudio.

Este es el método escogido para evaluación de confiabilidad de sistemas de transmisión en esta tesis, por su rapidez computacional. Esto se debe a que no enumera contingencias o estados exhaustivamente, no requiere de hacer simulaciones, no es necesario construir diagramas de estado y si proporciona la gran ayuda de evaluar sistemas complejos y de dimensiones grandes.

En base a este método también se han desarrollado una gran cantidad de trabajos, en los que se incluyen -para cortes de primero, segundo y tercer orden-, ambiente normal y adverso, mantenimiento, sobrecargas y fallas temporales [25,59,60,61]. Se han hecho comparaciones [62] con el método de Markov, obteniendo diferencias de magnitud despreciable, lo cual refuerza más la validez del método.

CAPITULO IV

ALGORITMO PROPUESTO

PARA ANALIZAR

LA CONFIABILIDAD DE

REDES DE TRANSMISION

4.0 INTRODUCCION

En el capítulo anterior, se describieron los diferentes métodos para analizar la confiabilidad de un sistema, de entre los cuales se dijo que el más conveniente, para redes complejas y de dimensiones grandes, es el Método de Cortes Mínimos.

Existen varios algoritmos para la obtención de corte mínimos, entre los que se mencionarán el método de árboles de falla, el método de caminos y el de ciclos en el grafo dual (PG/JVM).

El método de árboles de falla es muy eficiente para encontrar causas de fallas en sistemas pequeños, como una subestación y para hacer análisis muy finos, como detección de fallas; pero es ineficiente en la parte de preparación de datos, pues es necesario construir el árbol de fallas del sistema - el que involucra todas las fallas de las componentes y sus modos de falla - que para sistemas no muy grandes (50 nodos), se vuelve una tarea gigantesca. Este algoritmo se describe en forma más amplia en la referencia [27].

En lo que se refiere al algoritmo de caminos - descrito también en la referencia [27] - aunque tiene ventajas, como ser eficiente computacionalmente, es fácil de programar y obtiene cortes de cualquier grado, su desventaja viene a ser otra vez la dimensión del problema; ya que obtiene primero los caminos entre cada nodo de

carga y cada nodo fuente y después determina los cortes mínimos. Esto hace que el tiempo de cómputo y la memoria requeridos sean grandes. Otra desventaja es que el sistema analizado no posea cortes de grado menor o igual a tres -que son los que nos interesan - detectándose en este método sólo al final del análisis y todo el trabajo haya sido innecesario.

4.1 DESCRIPCION DEL ALGORITMO PROPUESTO PG/JVM

El algoritmo descrito a continuación puede aplicarse a redes complejas y de dimensiones grandes. Es importante indicar que este algoritmo obtiene cortes sólo de hasta grado 3, es decir, tres fallas simultáneas independientes. La razón, por la que no se analizan cortes de grado mayor, es que la probabilidad de que aparezca una contingencia de más alto grado es despreciable. Esto se basa en que la probabilidad de falla simultánea de una componente está dada por q^n , donde q es la probabilidad y n el número de componentes falladas. La q es siempre mucho menor que 1, por lo que q^n es una cantidad muy pequeña, que por no aportar cantidades significativas a los índices de confiabilidad, se considera despreciable.

El algoritmo se desarrolla de acuerdo a los siguientes tres grandes pasos:

1. Modelado de la Red.

2. Obtención de los Cortes Mínimos con el algoritmo de Ciclos en el Grafo Dual.
3. Cálculo de Índices de Confiabilidad.

4.1.1 MODELADO DE LA RED

El modelado de la red es muy fácil y consta de dos fases: la creación del grafo y la asignación de parámetros de confiabilidad de las componentes del sistema a las componentes del grafo.

4.1.1.1 CREACION DEL GRAFO

Un grafo, como se definió en el capítulo anterior, es un conjunto de nodos y aristas que unen esos nodos. Este grafo puede ser conexo -si existe un camino entre todos y cada uno de sus nodos- y no conexo; puede ser dirigido -si sus aristas tienen indicada una dirección- y no dirigido y puede ser planar - si puede representarse en un plano "x,y" sin que ninguna arista cruce sobre otra- y no-planar, esto es, tenga una representación tridimensional.

El modelado de la red de transmisión dependerá del grado de exactitud que el Ingeniero en planeación requiera o desee, ya que esta modelación es flexible, pero en general se puede tener como guía la siguiente tabla:

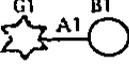
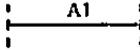
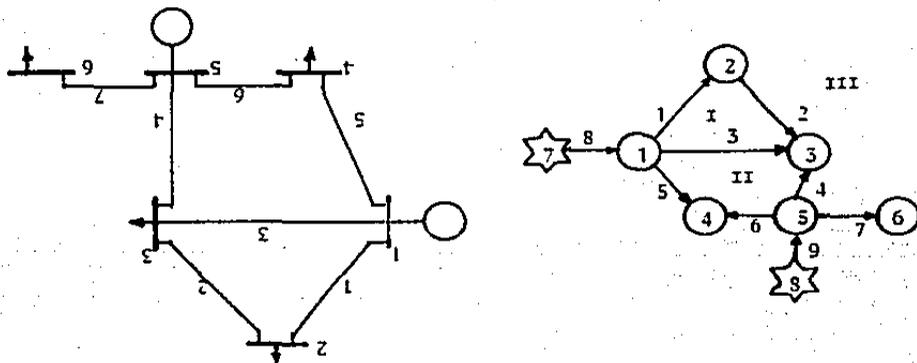
Componente del Sistema	Componente del Grafo	Representación Sistema	Representación Grafo	Identificación
Bus con generación	Dos nodos 1 nodo fuente, 1 nodo pozo y 1 arista			El generador se identifica con una estrella y su número G1, arista A1, el bus con un círculo y su número B1.
Bus sin generación	1 nodo pozo			El bus se identifica con un círculo y su número B2.
Línea de Transmisión	1 arista			La línea se identifica con la arista A1.

Tabla 4.1 Modelación de un Sistema de Transmisión.

Para ejemplificar esta fase, tomemos el sistema de transmisión de la fig. 4.1.a y con la tabla anterior, se obtendrá la fig 4.1.b:



a) Sistema de transmisión

b) Grafo asociado

Fig. 4.1 Sistema de Transmisión y su Representación (GRAFO)

Como se puede observar, es muy sencillo modelar y el modelo es muy similar al sistema en estudio. Los números asignados a cada elemento del grafo son los mismos que los que tiene el sistema, excepto los de los nodos fuente (generadores) y los de las aristas que salen de ellos. La numeración de los nodos fuente y sus aristas se asignará después de haber numerado todos los elementos del grafo y se hará en orden progresivo. Las direcciones que están marcadas en las aristas de la fig 4.1.b son arbitrarias. Pero si se quiere pueden tener la dirección del flujo de potencia.

Un concepto poco usual, pero muy conocido en la teoría de grafos [63], es el de faceta. Esta se define como el área o región circundada por nodos y aristas. Por ejemplo, en la fig. 4.1.b, las facetas están identificadas con números romanos del I al III, donde la faceta I queda definida por las aristas 1,2 y 3 y los nodos 1,2 y 3. En la misma forma se identifican para las facetas II y III, siendo la faceta III la exterior y siempre la más grande.

Con esto, se puede ahora puntualizar que el algoritmo maneja grafos conexos, dirigidos y solamente planares. Con respecto a esto último, habrá sistemas cuya representación gráfica no sea planar y que se soluciona haciendo la siguiente modificación al grafo. Una de las dos aristas que se cruzan se sustituirá por dos nodos fuente y dos aristas. Los dos nodos fuente tendrán una capacidad limitada a la capacidad de flujo de la arista modificada y las aristas nuevas tendrán los mismos parámetros de confiabilidad de dicha arista. Esta modificación se tratará de hacer lo menos frecuente

posible, para evitar pérdida de tiempo en la preparación de los datos y mayor dimensionamiento al programa. Esto se ilustra por medio de la fig. 4.2, donde supondremos que hay dos aristas que se cruzan.

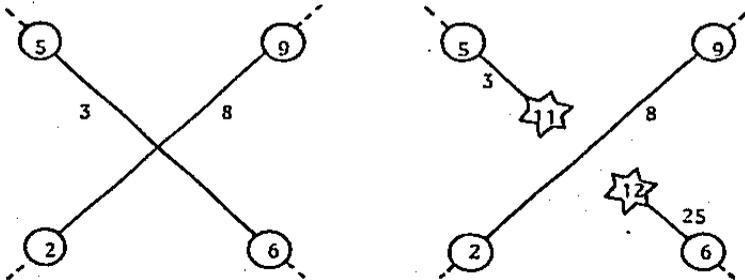


Fig. 4.2 Conversión de un Grafo No-planar a un Grafo Planar.

En la fig. 4.2, se observa que la arista 8 quedó intacta, mientras que la 3 se divide en la 25 y una nueva 3, que salen de los nuevos nodos fuente 12 y 11, respectivamente. Es necesario indicar que esta modificación no alterará el análisis de confiabilidad a realizar y de este modo el algoritmo si es aplicable.

4.1.1.2 ASIGNACION DE PARAMETROS A LOS ELEMENTOS DEL GRAFO

La asignación consiste en dar a cada elemento del grafo, tanto sus parámetros estadísticos como capacidades y magnitudes de generación:

- A una arista se le asignarán los parámetros de la línea representada, como λ (tasa de salidas forzadas por año), r (tiempo promedio de reparación), RATEA (capacidad de transmisión) y su P (probabilidad de falla).

- A cada nodo pozo se le asignarán también los parámetros del bus representado, ya sea que tenga carga o no, los cuales serán λ , r , P y D -si el nodo tiene demanda, en caso contrario será igual a cero-.

- El caso de los nodos de generación es especial, ya que regularmente en el diagrama unifilar se indica un generador simbolizando un conjunto de ellos, a veces todos idénticos y a veces diferentes. Para asignar sus datos al modelo, se obtendrán parámetros equivalentes con la ayuda de las fórmulas para sistemas en paralelo de la sección 2.3.2 del capítulo 2. Después de obtener sus parámetros equivalentes (λ, r, P) y su potencia real generada G , se le asignarán a la arista que sale del nodo fuente -sólo en este caso-. Para mostrar esto, supongamos que se tienen tres generadores iguales, con $\lambda=0.1$ salidas/año, $r=40$ hrs. ($=0.00456621$ años) $P=0.01$ y $G=110$ Mw. Los parámetros equivalentes se obtienen aplicando las fórmulas 2.57, 2.58, para tres elementos en paralelo, de la siguiente forma:

$$\lambda_e = 0.1 \times 0.1 \times 0.1 ((0.00456621)^2 + (0.00456621)^2 + (0.00456621)^2)$$

$$\lambda_e = 0.0000000626 \text{ salidas/año}$$

$$re = \frac{0.00456621 \times 0.00456621 \times 0.00456621}{((0.00456621)^2 + (0.00456621)^2 + (0.00456621)^2)} = 0.00152207 \text{ años}$$

$$re = 13.3333332 \text{ hrs.}$$

y de la teoría de probabilidad básica, que dice que la probabilidad de tres eventos simultáneos es el producto de sus probabilidades:

$$P = 0.01 \times 0.01 \times 0.01 = 0.000001 \quad \text{y} \quad G = 330\text{Mw.}$$

Esto mismo se puede aplicar a un conjunto de buses y líneas que sólo tengan carga y no generación, si se desea simplificar más el modelo. Esto es, se pueden modelar conjuntos de nodos pozo unidos por aristas que tengan una representación serie-paralelo, con la ayuda de las fórmulas de sistemas en serie y paralelo descritas en el capítulo 2. Esta reducción dependerá de la configuración del sistema y de la exactitud que el Ingeniero desee en esos puntos.

4.1.2 OBTENCION DE CORTES MINIMOS CON EL ALGORITMO DE CICLOS EN EL GRAFO DUAL

Este es un algoritmo nuevo [64,65,27] que se ha implementado para obtener todos los cortes minimos de hasta tercer grado, que aíslan uno o varios nodos pozo de todos los nodos fuente del grafo. La obtención de los cortes, después de modelar el sistema, tiene los tres grandes pasos principales:

1. Reducir el grafo.- esto se hace con el fin de reducir el trabajo a realizar y después expandir la solución a las reducciones hechas. Se reducen los nodos de grado menor o igual a dos. El grado de un nodo es igual al número de aristas que inciden al mismo.

2. Determinar todos los p-cortes mínimos en el grafo reducido.- se construye el grafo dual del grafo reducido y con él se determinan los p-cortes mínimos.

3. Determinar todos los p-cortes mínimos en el grafo original.- aquí es donde la solución obtenida para el grafo reducido se extiende al original.

Antes de describir estos pasos, se da a conocer en la tabla 4.2 la notación a ser utilizada:

N = conjunto de nodos

P = conjunto de nodos pozo

F = conjunto de nodos fuente

U = conjunto de aristas

$d(i)$ = grado del nodo "i" (no. de aristas incidentes)

$K = \langle U_j \rangle$ = conjunto de "j" aristas llamado cadena.

$G(N, U)$ = grafo compuesto por nodos N y aristas U

$G^r(N^r, U^r)$ = grafo reducido de G

$G^{r*}(N^{r*}, U^{r*})$ = grafo dual de G^r

C = p-corte mínimo

$C(i)$ = p-corte mínimo para el nodo "i"

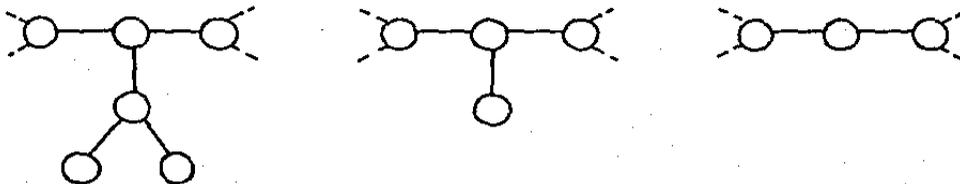
$C(U_q)$ = p-corte mínimo de grado "q" (q=número de aristas)

Tabla 4.2 Notación Utilizada en el Algoritmo de Ciclos en el Grafo Dual

4.1.2.1 REDUCCION DEL GRAFO

El propósito de esta reducción es definir un problema más simple. Esta encuentra su mejor aplicación en grandes redes, con muchos nodos que sólo poseen una o dos aristas incidentes (nodos de grado menor o igual a dos $d(i) \leq 2$).

El primer paso es reducir todos los nodos pozo de grado uno, es decir, que forman subgrafos -parte de un grafo- tipo árbol, como se muestra en la fig. 4.3a. Esto se hace en forma ordenada, eliminando todos los nodos de grado uno con su arista incidente (fig. 4.3b) y enseguida todos los nodos, que al eliminar los primeros, su grado se redujo a uno (fig 4.3c). Este proceso se continua hasta encontrar un nodo fuente o un nodo pozo de grado mayor o igual a 3 en todos los subgrafos tipo árbol del grafo completo.



a) Subgrafo tipo árbol b) Primera reducción c) Segunda reducción

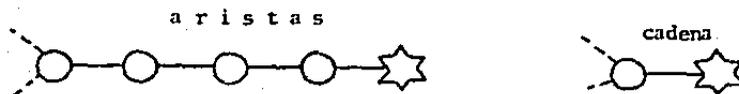
Figura 4.3 Reducción de Nodos de Grado 1 de un Grafo.

Como se observa, en la primera reducción se eliminaron los dos

únicos nodos de grado uno y en la segunda, el nodo cuyo grado se redujo a uno.

El segundo paso es la formación de cadenas "K", con la eliminación de los nodos poro de grado igual a dos ($i \in P$, donde $P = \{i \in E, d(i) = 2\}$).

Cada cadena K estará formada por las aristas incidentes a los nodos de grado dos ($K = \{U_j \mid j \in i, i \in P\}$), teniendo como extremos nodos poro de grado mayor o igual a 3 o nodos fuente. Una cadena estará representada por una arista del grafo reducido. Para ejemplificar esta reducción, supongamos que se tiene un subgrafo como el de la fig. 4.4a:



a) Subgrafo

b) Formación de una cadena

Figura 4.4 Eliminación de Nodos de Grado 2 de un Grafo.

Como se observa en la fig. 4.4b, se eliminaron todos los nodos de grado dos y sus aristas incidentes, quedando en G' sólo una arista.

Cadena	Aristas
1	5,6
2	1,2
3	3
4	4
5	9
6	8

Tabla 4.3 Formación de Cadenas y sus Componentes para el Grafo del Ejemplo.

4.1.2.2 DETERMINACION DE TODOS LOS P-CORTES MINIMOS EN EL GRAFO REDUCIDO

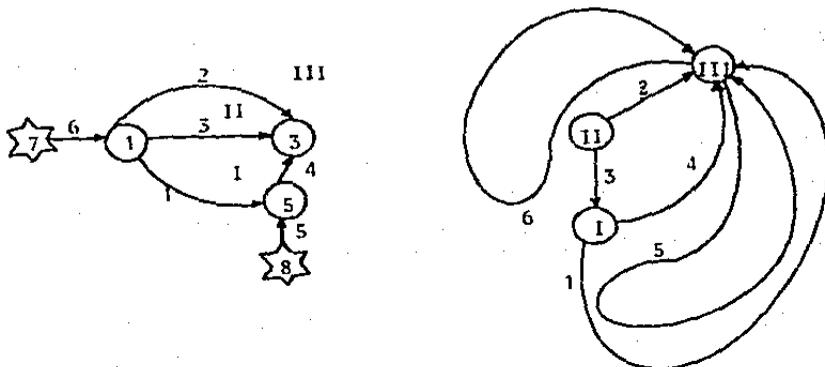
El primer paso para determinar estos cortes es construir el grafo dual $G^*=(N^*,U^*)$ del grafo reducido G^* , siendo también un grafo planar y conexo. El segundo es encontrar todos los poliángulos en este mismo.

4.1.2.2.1 CONSTRUCCION DEL GRAFO DUAL

Para formar el grafo dual se siguen estos pasos:

1. A cada faceta del grafo reducido se le asocia un nodo en el grafo dual con el mismo número asignado. Siguiendo con el ejemplo de la fig. 4.5b redibujada en la fig. 4.6a, las facetas I, II y III

serán ahora los nodos I, II y III del grafo dual, como se muestra en la fig. 4.6b a continuación:



a) Grafo Reducido

b) Grafo Dual

Figura 4.6 Construcción del Grafo Dual del Ejemplo.

2. A cada arista del grafo reducido (fig.4.6a) se le asociará una arista del grafo dual, identificándola con el mismo número, del 1 al 6 en este caso. En la fig. 4.6b. se observa que algunas aristas entran y salen del mismo nodo, esto se debe a que tiene por ambos lados la misma faceta en el grafo reducido (ver fig. 4.6a).

4.1.2.2.2 BUSQUEDA DE POLIANGULOS EN EL GRAFO DUAL

Después de construir el grafo dual, el siguiente paso es

determinar todos los cortes mínimos. Este es un proceso que se define mediante la búsqueda de poliángulos en el grafo dual.

Un poliángulo es un ciclo en el grafo dual. Un ciclo es una cadena de aristas cuyo nodo inicial y terminal son el mismo. El grado de un poliángulo será igual al número de aristas que lo formen, pudiendo ser desde 1 hasta n . Aquí solo se analizarán hasta de 3, que son los que nos interesan. La propiedad fundamental de estos poliángulos es su correspondencia directa con los p -cortes mínimos, si cumplen con la condición de: separar a uno o varios nodos pozo de todos los nodos fuente. Por ejemplo para el grafo de la fig. 4.6b, un poliángulo será el ciclo formado por las aristas 2, 3 y 4.

El proceso de búsqueda de estos poliángulos es el siguiente:

1. Encontrar monoángulos (poliángulos de una sola arista). - se identifican las aristas que tengan el mismo nodo inicial y terminal, esto es, que formen un lazo o rizo. Estas son el caso de las aristas como la número 6. Además se obtendrán los nodos afectados por estos monoángulos, es decir, los nodos del grafo reducido que queden dentro de cada rizo. Por ejemplo para el grafo de la fig. 4.6b, la arista 6 del grafo dual afecta al nodo fuente 7 y para la 5 al nodo fuente 8.

2. Encontrar los biángulos verdaderos y generalizados (poliángulos formados por dos aristas). - se identificarán dos aristas

que salen de un mismo nodo inicial y llegan a "otro" mismo nodo terminal. Este es el caso de las aristas 1 y 4 que salen del nodo II y llegan al nodo III. Por supuesto será necesario obtener también los nodos afectados, que para las aristas 1 y 4, son los nodos 5 y 8.

Para el caso de los biángulos generalizados, ya que son combinaciones de dos monoángulos, se identificarán después al determinar si cada combinación es un p-corte mínimo. Por ejemplo el caso de la unión de los monoángulos 5 y 6 con sus nodos afectados 7 y 8.

3. Encontrar los triángulos verdaderos y generalizados (poliángulos formados por tres aristas).— identificar a partir de un nodo, dos de sus aristas incidentes y comparar sus nodos terminales, si son diferentes y además se unen por una sola arista diferente a las anteriores, obtendremos un triángulo verdadero. Este es el caso de las aristas 2,3 y 4, cuyo nodo afectado solamente es el no. 3 (ver fig. 4.6).

Los triángulos generalizados se formarán a partir de dos combinaciones: tres monoángulos o un biángulo verdadero más un monoángulo. Obteniéndose también sus nodos afectados.

Todos estos poliángulos, de hasta grado 3, que son los que se pueden encontrar en un grafo planar y conexo, se muestran en la tabla 4.4 verdaderos y generalizados.

Por último, después de encontrar todos los poliángulos, se determinarán si son o no p-cortes mínimos, basándose en la definición de ellos. Esto es si aíslan o no uno o varios nodos pozo de los nodos fuente.

MONOÁNGULO	BIÁNGULOS	TRIÁNGULOS		
VERDADERO	VERDADERO 2 RIZOS	VERDADERO	RIZO - BIÁNGULO	3 RIZOS

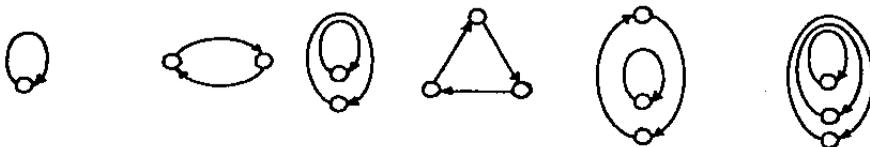


Tabla 4.4 Poliángulos de hasta Tercer Grado Encontrados en un Grafo Dual.

La determinación deberá hacerse en forma sistemática y ordenada, para garantizar la minimalidad de los cortes. Lo anterior significa se se analizarán primero los monoángulos, si alguno de estos cumple la condición y por tanto es un p-corte mínimo, se marcará como tal y quedará prohibido para combinaciones de poliángulos generalizados. Después se analizarán los biángulos verdaderos y enseguida los generalizados, quedando prohibidos los que sean p-cortes mínimos. Para terminar se analizarán todos los triángulos, tanto verdaderos como generalizados, en los que se evitarán las combinaciones prohibidas anteriormente.

Continuando con el grafo del ejemplo (fig. 4.6b), en el que tenemos dos monoángulos 5 y 6. Si se analiza el 5, solo afecta al nodo 8, que es fuente y no afecta a ningún nodo pozo, por lo que no es p-corte mínimo; lo mismo sucede con el monoángulo 6.

En el caso del biángulo 1,4, que afecta a los nodos 5 y 8, tampoco se trata de un p-corte mínimo, ya que no aísla al nodo pozo 5 de todos los nodos fuente -el nodo 8 en este caso-. Si analizamos el biángulo generalizado 5,6, si se obtiene un p-corte mínimo, ya que aísla a los nodos 1,3 y 5 de todos los nodos fuente.

Los triángulos verdaderos para el ejemplo son el 2,3,4 y el 1,2,3. El primero afecta únicamente al nodo pozo 3, por lo que si es un p-corte mínimo. En el caso del triángulo 1,2,3 no es un p-corte mínimo, puesto que hay nodos pozo y nodos fuente afectados. Analizando los triángulos generalizados, que son el 1,4,5 y el 1,4,6, obtendremos que ambos son p-cortes mínimos.

Es conveniente aclarar que los p-cortes mínimos, obtenidos hasta este punto, están en función de las aristas del grafo reducido o cadenas y no de las aristas del grafo original.

NOTA: Se les denomina "p-cortes mínimos" sólo para distinguir, que su forma de obtención es con este algoritmo aplicado a sistemas de potencia para nodos pozo.

4.1.2.3 DETERMINACION DE TODOS LOS P-CORTES MINIMOS EN EL GRAFO ORIGINAL

Esta determinación consiste en obtener todos los p-cortes mínimos para todos los nodos del grafo original, en función de las aristas de este mismo.

Este proceso se realizará exactamente en sentido contrario al de reducción, obteniendo primero los p-cortes mínimos para los nodos de grado mayor o igual a 3, después para los nodos de grado 2 (formación de cadenas) y por último para los nodos de grado 1 (reducción de arborescencias). Para realizar esto, obtendremos los cortes descomponiendo las cadenas en sus componentes y realizando el producto cartesiano de ellas. En el caso de las arborescencias, siguiendo el camino contrario a la reducción.

P-Cortes Mínimos para los Nodos del Grafo Reducido.— una vez conocido el conjunto de p-cortes mínimos C_n en el grafo reducido y en función de las cadenas $C_n = (K_n)$, se establece que tiene un conjunto equivalente en el grafo original, que se obtendrá de la siguiente manera:

$$C_n = \bigcup_{j=1}^{\text{Grado del corte}} U_{nj} \dots \dots \dots (4.1)$$

donde: U_{nj} es el conjunto de aristas que forman la cadena K_{nj}

K_{nj} es la cadena "j" perteneciente al corte "n" y está formada por "i" aristas, como se definió anteriormente: $K_{nj} = (\bar{U}_i)_{n,j} = U_{nj}$ para un nodo "i" en especial, el conjunto de cortes se denotará por $\bar{C}_n(1)$

Para ilustrar lo anterior, con el grafo del ejemplo y la tabla 4.3, se obtienen en la tabla 4.5 a continuación los p-cortes mínimos para el nodo 5 en el grafo original, cuyos cortes en G^* son (1,4,5) y (5,6):

Cortes en G^*	Cadena - Aristas		Cortes en G
5,6	5	9	8,9
	6	8	
1,4,5	1	5,6	5,4,8
	4	4	6,4,9

Tabla 4.5 Cortes en el Grafo Original a Partir del Reducido para el Nodo 5.

Como puede observarse en la tabla 4.5, el primer corte es muy sencillo, pues cada cadena está formada por una sola arista y en el segundo corte, si se aplica la fórmula 4.1, se obtienen los cortes de la parte derecha de la tabla 4.5. Esto se hace tomando el primer elemento de la cadena 1, que es 5, el de la cadena 4, que es 4 y el de la cadena 5, que es 9, formando así el corte (5,4,9) después se toma el segundo elemento de la cadena 1, que es 6, el de la cadena 4, que es 4 y el de la 5, que es 9, formando así el corte (6,4,9).

De la misma manera se obtienen los cortes para los nodos 1 y 3, mostrados en la tabla 4.6.

Nodo	P-cortes Mínimos
1	(8,9)
3	(8,9) (2,3,4) (1,3,4)
4	(8,9) (4,5,9) (4,6,9)

Tabla 4.6 P-cortes Mínimos para los Nodos del G^* en G .

P-cortes Mínimos para los Nodos Intermedios de Cadenas.— Los cortes mínimos para estos nodos se obtendrán mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{C}_n(1) = \bar{C}_1(1) + \bar{C}_2(1) + \bar{C}_3(1) \dots \dots \dots (4.2)$$

donde:

$\bar{C}_1(1)$ es el producto cartesiano de las aristas a la izquierda por las aristas a la derecha del nodo "1".

$\bar{C}_2(1)$ es el conjunto de cortes que pertenecen al nodo extremo derecho de la cadena, excepto los que contengan a las aristas entre éste y el nodo "1", obtenidos con la ecuación 4.1.

$\bar{C}_3(1)$ es el conjunto de cortes que pertenecen al nodo extremo izquierdo de la cadena, excepto los que contengan a las aristas entre éste y el nodo "1", obtenidos con la ecuación 4.1.

Para ejemplificar esto, tomamos el nodo 4, con los nodos 1 a la izquierda y 5 a la derecha (ver fig.4.5). Los cortes para estos

nodos, se obtienen de la tabla 4.6 y son para el nodo 4 y los conjuntos \bar{C}_n definidos antes:

$$\bar{C}_1(4) = (5,6)$$

$$\bar{C}_2(4) = (8,9)$$

$$\bar{C}_3(4) = (8,9) (4,5,9)$$

De la misma forma, se obtienen para el nodo 2, resumiendo los resultados en la tabla 4.7 a continuación:

Nodo	P-cortes Minimos
2	(1,2) (8,9) (1,3,4)
4	(5,6) (8,9) (4,5,8)

Tabla 4.7 P-Cortes Minimos para los Nodos Intermedios de Cadenas.

P-Cortes Minimos para los Nodos de Grado Uno.—para finalizar, se obtendrán los p-cortes minimos para estos nodos, lo cual se hace de manera fácil, pues cada uno de estos nodos tendrá todos los p-cortes minimos del nodo al que está unido por su única arista, más el corte local definido por dicha arista. En el ejemplo, sólo se tiene el nodo 6 de este tipo, unido al nodo 5 por su arista 7, para el que tenemos los siguientes cortes:

Nodo	P-cortes Minimos
6	(4,5,9) (4,6,9) y (7)

Tabla 4.8 P-Cortes Minimos para Nodos Tipo Arbol.

4.1.3 CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD

La forma de calcular los indices de confiabilidad es muy sencilla, después de haber obtenido los p-cortes minimos, se utilizarán las fórmulas para sistemas serie y paralelo descritas en el capítulo 2 para obtener la probabilidad de pérdida de carga LOLP, la frecuencia de salidas λ , tasa de tiempos de reparación u , tiempo promedio de reparación r , demanda o potencia no suministrada PNS y energía no suministrada ENS, tanto para el sistema como para cada nodo.

Como se dijo en el capítulo anterior, para obtener los indices de confiabilidad de un nodo -en base a los p-cortes minimos - se considerará un sistema formado por un nodo fuente, alimentando al nodo pozo en estudio a través de sus p-cortes minimos. La forma de conectar dichos cortes es:

- Conectar los elementos de cada corte en paralelo.
- Conectar todos los cortes pertenecientes a un nodo, en serie.

Si tomamos el nodo 6 del ejemplo, se tendría el siguiente sistema equivalente:

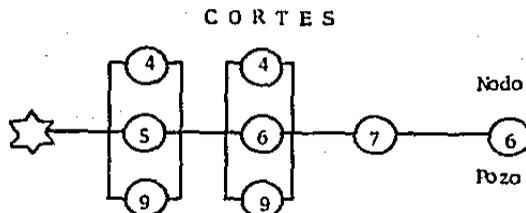


Figura 4.7 Sistema Equivalente para Obtención de Índices de Confiabilidad de un Nodo Pozo en base a P-cortes Mínimos

Con este sistema equivalente, es sumamente sencillo aplicar las fórmulas para sistemas en paralelo (2.55 - 2.58 del cap. 2) en el caso de evaluar cada corte y las fórmulas para sistemas serie (2.52 - 2.54) para obtener el equivalente total del nodo en estudio, en lo referente a λ, r y u .

De aquí, ya se pueden evaluar con las fórmulas (2.60 - 2.61) la PNS y la ENS. Aclarando que, para cada corte estudiado, se iban acumulando en una lista los nodos afectados, de donde se obtendrá la potencia dejada de suministrar para cada corte. Con la duración promedio de la salida, se obtendrá la energía no suministrada y al

sumar esas cantidades para cada corte del nodo, resultará la ENS total de cada nodo.

En lo que se refiere a la LOLP, ésta se calculará para los subsistemas en paralelo con el producto de sus probabilidades de falla y para los sistemas en serie con la suma de sus probabilidades (fórmula 2.44).

Determinando así los índices de confiabilidad para cada nodo, como se dijo en el capítulo anterior, los índices globales para el sistema se obtendrán en forma acumulativa, al ir calculando los de cada nodo. Para ilustrar lo anterior, se volverá a tomar el ejemplo que se ha venido manejando, suponiendo los datos siguientes:

Para los nodos pozo suponer que todos son iguales:

$\lambda = 0.4$ salidas/año $r = 10$ hrs. = 0.0011415525 años

D=100 Mw $P=0.005$

Para los nodos fuente, los datos calculados en el punto 4.1.1.2, que como se dijo en la modelación, se asignarán a sus aristas incidentes:

$\lambda_e = 0.0000000626$ salidas/año $r_e = 0.00152207$ años = 13.3333332 hrs

$P = 0.000001$ y $G7 = 400$ Mw., $G8 = 250$ Mw.

Para las aristas, suponiendo también que son iguales:

$\lambda = 0.15$ $r = 15$ hrs = 0.0017123288 años $P = 0.008$ y sus

capacidades: c1= 125 c2= 25 c3= 50 c4= 25 c5= 50 c6= 50 c7= 100
 c8= 375 c9= 200

Calculemos los índices para el nodo 6, con la ayuda del diagrama equivalente de la fig. 4.7, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{corte}(4,5,9)} &= 0.15 \times 0.15 \times 0.000000626 \times ((0.0017123288)^2 + \\ &+ (0.0017123288)^2 + (0.00152207)^2) \\ &= 0.11522709 \text{ E-13 salidas/año} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} r_{\text{corte}(4,5,9)} &= \frac{0.0017123288 \times 0.0017123288 \times 0.00152207}{((0.0017123288)^2 + (0.0017123288)^2 + (0.00152207)^2)} \\ &= 0.0005455207 \text{ años} = 4.778761332 \text{ hrs.} \end{aligned}$$

$$u_{\text{corte}(4,5,9)} = 0.11522709 \text{ E-13} \times 0.0005455207 = 6.2858763 \text{ E-18 años/año}$$

$$P_{\text{corte}(4,5,9)} = 0.008 \times 0.008 \times 0.000001 = 0.64 \text{ E-10}$$

$$\text{PNS}_{\text{corte}(4,5,9)} \text{ y para el nodo 6} = 100 \times 0.001522709 = 0.1522709 \text{ Mw}$$

$$\begin{aligned} \text{ENS}_{\text{corte}(4,5,9)} \text{ y para el nodo 6} &= 100 \times 6.2858763 \text{ E-18} \\ &= 6.2858763 \text{ E-16 Mwh} \end{aligned}$$

$$\lambda_{\text{corte}(4,6,9)} = 0.11522707 \text{ E-13 salidas/año}$$

$$r_{\text{corte}(4,6,9)} = 0.0005455207 \text{ años} = 4.778761332 \text{ hrs.}$$

$$u_{\text{corte}(4,6,9)} = 6.2858763 \text{ E-18 años/año}$$

$$P_{\text{corte}(4,6,9)} = 0.64 \text{ E-10}$$

$$\text{PNS}_{\text{corte}(4,6,9)} \text{ y para el nodo 6} = 100 \times 0.001522709 = 0.1522709 \text{ Mw}$$

$$\text{ENS}_{\text{corte}(4,6,9)} \text{ y para el nodo 6} = 6.2858763 \text{ E-16 Mwh}$$

esto se debe a que se consideraron aristas iguales.

y Para el corte 7:

$$\lambda \text{ corte}(7) = 0.15 \text{ salidas/año}$$

$$r \text{ corte}(7) = 0.0017123288 \text{ años} = 15 \text{ hrs.}$$

$$u \text{ corte}(7) = 0.15 \times 0.0017123288 = 0.0002568493 \text{ años/año}$$

$$P \text{ corte}(7) = 0.008$$

$$\text{PNS corte}(7) \text{ y para el nodo 6} = 100 \times 0.15 = 15 \text{ Mw}$$

$$\text{ENS corte}(7) \text{ y para el nodo 6} = 100 \times 0.0002568493 = 0.02568493 \text{ Mwh.}$$

de tal modo que para el nodo 6 tendremos:

$$\begin{aligned} \lambda' \text{ nodo}(6) &= 0.11522707 \text{ E-13} + 0.11522707 \text{ E-13} + 0.15 \\ &= 0.15 \text{ salidas/año} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} r' \text{ nodo}(6) &= (0.11522707\text{E-13} (0.0005455207) + \\ &+ 0.11522707\text{E-13}(0.0005455207) + \\ &+ 0.15(0.0017123288)) / 0.15 \\ &= 0.001723288 \text{ años} = 15 \text{ hrs.} \end{aligned}$$

$$\text{LOLP' nodo}(6) = 0.008 + 0.64 \text{ E-10} + 0.64 \text{ E-10} = 0.0080000001$$

$$\text{PNS nodo 6} = 0.1522709 + 0.1522709 + 15 = 15.3045418 \text{ Mw}$$

$$\begin{aligned} \text{ENS nodo 6} &= 6.2858763 \text{ E-16} + 6.2858763 \text{ E-16} + 0.02568493 \\ &= 0.02568493 \text{ Mwh.} \end{aligned}$$

a esto habrá que aumentar los parámetros propios del nodo 6, para obtener los totales:

$$\lambda \text{ nodo}(6) = 0.1500770548 + 0.4 = 0.5500770548 \text{ salidas/año}$$

$$\begin{aligned} r \text{ nodo}(6) &= 0.1500770548 \times 0.0017956578 + 0.4 \times 0.0011415525 \\ &= 0.000726108 = 6.36 \text{ hrs.} \end{aligned}$$

$$\text{PNS nodo } 6 = 0.1522709 + 0.1522709 + 15 = 15.3045418 \text{ Mw}$$

$$\begin{aligned} \text{ENS nodo } 6 &= 6.2858763 \text{ E-16} + 6.2858763 \text{ E-16} + 0.02568493 \\ &= 0.02568493 \text{ Mwh.} \end{aligned}$$

$$\text{LOLP nodo}(6) = 0.005 + 0.0080640001 = 0.0130640001$$

En la misma forma pueden calcularse los índices para los otros nodos e ir asimismo acumulándolos para obtener los índices globales del sistema.

De los cálculos antes obtenidos, nos podemos dar cuenta que los cortes más significativos son los de grado 1 y los de menor importancia de grado 3, con lo que se confirma lo dicho anteriormente, que los cortes de grado 4 pueden considerarse de importancia despreciable.

De esta manera, se obtuvieron los índices de confiabilidad en lo que se refiere a la conexidad del sistema, la otra parte importante es la evaluación de la capacidad. Por medio del análisis de corte mínimos se pueden detectar algunos de los problemas de capacidad, aunque no se trata de un análisis fino.

4.1-3.1 FALTA DE CAPACIDAD

Después de obtener los cortes mínimos y los nodos afectados por dichos cortes, los problemas de capacidad se detectan de la siguiente manera:

- a) Determinar la demanda total de los nodos aislados por un corte.
- b) Ordenar en forma decreciente, las aristas del corte por su capacidad.
- c) Comparar la demanda total de los nodos aislados por un corte con la capacidad total de las aristas, en la presencia de ninguna, una, dos y hasta tres salidas de estas aristas. Si la demanda es mayor que la capacidad disponible, nuevamente se evaluarán los índices λ , r. u. PNS, ENS y LOLP, debido a que habrá falta de suministro de energía a los nodos afectados por ese corte. Las salidas de una, dos y tres aristas, se tratarán como cortes mínimos y se incluirán igualmente en el diagrama equivalente, como el de la fig. 4.7 para cada nodo afectado y en la forma descrita anteriormente se evaluarán los índices con las fórmulas ya mencionadas.

Una mejor evaluación se obtendrá aplicando esta misma técnica con las aristas incidentes a cada nodo de carga. Esto es, ordenarlas decrecientemente por su capacidad. Comparar su capacidad con la demanda del nodo en la presencia de ninguna, una, dos y

hasta tres salidas de dichas aristas, siempre que no formen parte de un corte mínimo, para evitar la duplicidad en los análisis. Si la demanda es mayor que la capacidad disponible, implicará evaluar los nuevos incrementos a los índices de este nodo.

Consideremos el nodo 3, por ejemplo, cuya demanda es de 100 Mw y sus aristas incidentes 2,3 y 4, con capacidades 25, 50, 25 respectivamente. Si no hay salida de aristas, la capacidad es suficiente. Si sale la arista 2, la capacidad ya no es suficiente, pues hay corte de carga; igualmente para el caso de la arista 4 y de la arista 3, la capacidad es insuficiente y habrá potencia y energía no suministradas. Para el caso de dos salidas simultáneas, en cualquier evento ((2,3) , (2,4), (3,4)) habrá falta de capacidad; asimismo para tres salidas simultáneas, que es el caso (2,3,4), pero como es un corte mínimo, no se evaluará nuevamente.

Esta es una manera fácil de detectar los problemas de capacidad de un sistema, que aunque no es un método fino, si nos da la aproximación necesaria para estudios de planeación a largo plazo, lo que se confirmará con los resultados obtenidos con los ejemplos de prueba que se mostrarán en el capítulo siguiente.

CAPITULO V

PROGRAMA DIGITAL

PARA ANALIZAR

LA CONFIABILIDAD

DE REDES DE TRANSMISION

Y APLICACIONES

5.0 INTRODUCCION

El método descrito en el capítulo 4 para analizar la confiabilidad de un sistema de transmisión, se ha implementado en un programa de computadora digital llamado "CONTRA", que se describe a continuación.

5.1 DESCRIPCION DEL PROGRAMA DIGITAL

El programa está escrito en lenguaje Fortran y se compone de un programa principal y 47 subrutinas como lo muestra la figura 5.1.

Como se observa en la figura, el programa tiene cinco niveles de llamado; en el primero se encuentra el programa principal, en el segundo las rutinas primarias (1-16) y del segundo al quinto las rutinas secundarias (17-47).

En el programa principal CONTRA se tienen la mayoría de las declaraciones de variables y vectores para facilitar su redimensionamiento. Además, las llamadas a las 16 rutinas primarias, éstas se describen brevemente a continuación. La descripción se hace tratando de seguir el orden de ejecución del programa y su relación con el método descrito.

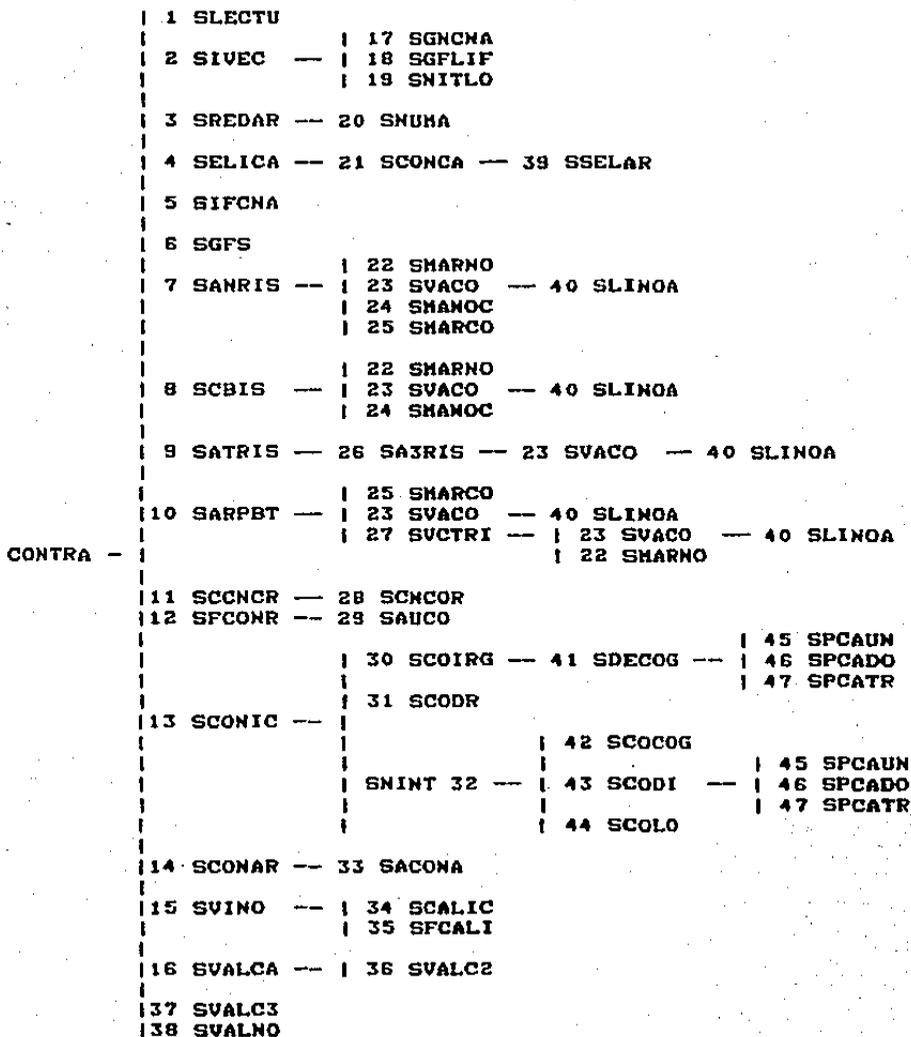


Figura 5.1 Organigrama del Programa Digital CONTRA.

SLECTU (1 Lectura de datos).- Tiene la función de leer todos los datos del sistema: configuración, demanda, generación, capacidades y parámetros de confiabilidad.

SIVEC (2 Inicialización de vectores).- Aquí se inicializan los vectores de la configuración del grafo, que servirán para la reducción de árboles y formación de cadenas. Estos vectores se usarán posteriormente para la obtención de los p-cortes mínimos de los nodos reducidos. Las rutinas que llama y que tienen a su cargo el inicio de la configuración son: SGNENA, SGFLIF y SNITLO.

SGNENA (17 Grado de los nodos, correspondencia nodo-aristas).- En esta rutina se obtiene el grado de cada nodo del grafo y se crean los vectores de correspondencia nodo-aristas incidentes a él.

SGFLIF (18 Grado de las facetas, lista de faceta-aristas).- Esta subrutina determina el grado de cada faceta, así como los vectores de correspondencia faceta-aristas adyacentes a ella.

SNITLO (19 Nodo inicial y terminal de aristas y lógicos).- En esta función se forman los vectores que permiten encontrar el nodo inicial o final de una arista de acuerdo a su dirección; también se inicializan los vectores lógicos que marcarán los nodos y aristas eliminados en la reducción del grafo.

En este punto ya se tiene la configuración del sistema o modelado, que corresponde a la sección 4.1.1 del capítulo 4.

SREDAR (3 Reducción de Arborescencias).- Se encarga de la eliminación de todos los nodos pozo de grado 1, correspondiente al primer paso del punto 4.1.2.1 del capítulo anterior. Si el grafo tiene nodos de grado 1 y se eliminan, llama a **SNUMA**.

SNUMA (20 Numerar arborescencias).- Rutina que guarda en vectores los nodos y aristas eliminados en la reducción.

SELICA (4 Eliminación de cadenas).- Aquí se realiza el segundo paso de la reducción (4.1.2.1), eliminando todos los nodos pozo de grado dos. Primero se buscan los nodos iniciales de cadenas (fuente o pozo de grado mayor o igual a tres) al encontrar uno, llama a **SCONCA**.

SCONCA (21 Construcción de cadenas).- En esta función se toma el nodo inicial de una cadena y se construyen tantas cadenas como aristas incidentes tenga este nodo. Al mismo tiempo se forman los vectores de correspondencia cadena-aristas que la componen. Después de iniciar la cadena y encontrar el primer nodo de grado dos, llama a **SSELAR**.

SSELAR (39 Selección de arista siguiente).- Se selecciona la arista siguiente al nodo pozo de grado dos y el otro nodo al que

incide, si este último es poco y de grado dos, la búsqueda continua; en caso contrario, se regresa a la rutina anterior y la construcción de la cadena termina.

SIFCNA (5 Identificación de facetas, correspondencia nodo-aristas).- La función de esta rutina es similar a SIVFC, pero aquí se preparan los vectores de configuración del grafo "reducido". Se forman los vectores faceta a la derecha e izquierda de cada arista y los de correspondencia nodo-cadenas para usarse en la formación del grafo dual.

SGFS (6 Formación del grafo dual).- La función de esta rutina es elaborar el grafo dual (4.1.2.2.1) a partir del grafo reducido obtenido antes. Aquí se crean los vectores nodo-aristas incidentes del grafo dual, que servirán para encontrar todos los polígonos del grafo.

SANRIS (7 Analizador de rizos).- El objetivo de esta rutina es buscar todos los monoángulos (rizos) que existan en el grafo dual - paso 1 del punto 4.1.2.2.2). Si se encuentra un rizo, llama a SHARNO, SVACO y SHANOC, proceso por el que pasará cada rizo.

Después de analizar los rizos que no fueron p-cortes mínimos en el paso anterior, en esta rutina se analizan también las parejas de rizos -biángulos generalizados. A éstos se les aplica también el proceso SHARCO, SVACO.

SHARNO (22 Marcar nodos afectados por un corte).- Rutina que sirve para marcar los nodos afectados por cualquier corte (mono-, bi- o triángulo).

SVACO (23 Validar un corte).- Esta rutina tiene la importante función de determinar si un polígono es o no un p-corte mínimo- último paso del punto 4.1.2.2.2 -. Si el corte se califica como p-corte mínimo se llama a SLINOA, si no, saliendo de esta rutina llama a SHANOC.

SLINOA (40 Listar los nodos afectados por un p-corte mínimo).- Como su nombre lo indica, se encarga de hacer una lista de todos los nodos afectados por un p-corte mínimo, ya sea de primero, segundo o tercer grado.

SHANOC (24 Marcar nodos afectados por un corte válido).- Su función es la misma que la de la rutina anterior (40), sólo que para cortes que no son p-cortes mínimos, llamados cortes válidos. La lista obtenida aquí se utilizará para validar los polígonos generalizados que se puedan formar después.

SMARCO (25 Marcación compuesta de nodos).- En esta rutina se marcan los nodos afectados por una pareja de rizos, para luego validar si se trata de un p-corte mínimo o no.

SCBIS (8 Construcción de biángulos).- Aquí se hace la búsqueda de biángulos verdaderos y al encontrar uno se procesa: marcar sus nodos afectados SMARNO, validar el corte SVACO, si es p-corte mínimo llama a SLINOA para listar sus nodos afectados, y si no, llama a SMANOC para listar sus nodos afectados, pero como corte válido.

SATRIS (8 Analizar tres rizos).- En esta rutina se analizan los primeros triángulos generalizados -tres rizos. Primero se eliminan los que formen parte de p-cortes mínimos de menor grado y únicamente se buscan las combinaciones de tres cortes válidos. Al encontrar una de éstas llama a SA3RIS.

SA3RIS (26 Analizar tres rizos válidos).- Este análisis consiste en marcar los nodos afectados por los tres rizos y validarlos con la ayuda de SVACO. Si se trata de un p-corte mínimo se llama a SLINOA, si no, se buscan otras combinaciones.

SARPBT (10 Analizador de rizo más biángulo y triángulo).- Se llevan a cabo dos análisis: El de triángulos generalizados -rizo+biángulo- y el de triángulos verdaderos. En el primer caso se sigue el proceso: marcación SMARCO y validación SVACO - SLINOA. En el segundo, se buscan los dos primeros nodos que formarán el triángulo y después llama a SVCTRI.

SVCTRI (27 Validación de un corte triángulo). - En donde se termina la triangularización y se procesa el corte de modo ya descrito: SHARNO, SVACO-SLINOA.

SCNCOR (11 Correspondencia nodo - cortes en el reducido). - La función desarrollada aquí es crear los vectores de correspondencia nodo del grafo reducido - p-cortes mínimos que lo afectan. Empezando por los cortes de grado 1 hasta los cortes de grado 3, llamando a SCNCOR.

SCNCOR (28 Correspondencia nodo - cortes) .- Se asocian los p-cortes mínimos a cada nodo afectado con ayuda de la lista hecha en SLINOA, de nodos afectados por un corte, creando el vector de correspondencia mencionado. Este es el último paso del punto 4.1.2.2.

SFCOR (12 Formar correspondencia nodo - cortes en el reducido). - El fin de esta rutina es el mismo que el de la anterior (11), pero los cortes estarán ahora en función de las aristas del grafo original y no de las cadenas como se hizo en esa rutina. Esto se lleva a cabo llamando a SAUCO.

SAUCO (29 Auxiliar en cortes). - Se realiza el producto cartesiano de las aristas que forman las cadenas de un corte para obtener los p-cortes mínimos en función de las componentes del

grafo original. Esto se hace con la ec. 4.1 definida en el capítulo anterior.

SCONIC (13 Correspondencia nodo cadena - cortes).- Esta rutina obtiene el vector de correspondencia nodo que se eliminó en la reducción de cadenas - p-cortes mínimos que lo afectan. Esto se hace aplicando la ec. 4.2 y con la ayuda de las rutinas SCOIRG, SCODR y SNINT.

SCOIRG (30 Cortes por la izquierda y globales).- En esta rutina se desarrollan los cortes globales -de los que no forma parte la cadena en estudio - para los nodos intermedios de una cadena y los cortes por la izquierda de los que si forma parte la cadena. Después de elegir una cadena se llama a SDECOG.

SDECOG (41 Desarrollo de cortes globales).- Rutina en la que se realiza el producto cartesiano de los cortes que afectan a los nodos inicial y terminal de una cadena, en los que ésta no se incluye. Estos desarrollos se llevan a cabo con SPCAUN, SPCADO y SPCATR.

SPCAUN (45 Producto cartesiano de una cadena).- Se desarrolla el producto cartesiano de una sola cadena.

SPCADO (46 Producto cartesiano de dos cadenas).- En este caso se realiza el producto cartesiano de dos cadenas.

SPCATR (47 Producto cartesiano de tres cadenas).- Función que lleva a cabo el producto cartesiano de tres cadenas.

SCODR (31 Cortes por la derecha).- En esta rutina se desarrollan los p-cortes mínimos que pertenecen al nodo extremo derecho o terminal de la cadena.

SNINT (32 Nodos Intermedios).- La función a realizar es asociar todos los cortes desarrollados anteriormente a los nodos intermedios de una cadena. Para esto llama a SCOCOG, SCODI y SCOLO.

SCOCOG (42 Copiar cortes globales).- Aquí se copian todos los p-cortes mínimos globales a los vectores de correspondencia nodo-p-cortes mínimos.

SCODI (43 Copiar cortes por la izquierda y derecha).- Se copian en los vectores de correspondencia nodo - p-cortes mínimos, los cortes por la izquierda y por la derecha que afectan a los nodos de la cadena. Los p-cortes mínimos se desarrollan llamando a SPCAUN, SPCADO y SPCATR.

SCOLO (44 Copiar cortes locales).- En realidad, más que copiar, aquí se obtienen los cortes locales de la cadena para cada nodo intermedio de ésta.

SCONAR (14 Correspondencia nodo árbol - cortes).- En esta rutina se construye el vector de correspondencia nodo tipo árbol-p-cortes mínimos que lo afectan, llamando a SACONA. Al final se determina el corte local definido por la única arista incidente a estos nodos.

SACONA (33 Asociar cortes a nodos árbol).- Aquí sólo se asocian los p-cortes mínimos del nodo inicial de la arista del nodo tipo árbol a este último.

SVINO (15 Valuar índices nodos).- En esta subrutina se evalúan los índices de confiabilidad en base a los p-cortes mínimos de cada nodo, llamando a SCALIC y SFCALI. Después, se obtienen los índices totales para el sistema, en la forma como se explicó en la descripción del método (4.1.3).

SCALIC (34 Calcular índices por corte).- En esta rutina se calculan los índices de confiabilidad que resultan de todos p-cortes mínimos que afectan a un nodo, con las fórmulas descritas en el capítulo 2.

SFCALI (35 Finalizar cálculo de índices).- Aquí se termina el cálculo de los índices de confiabilidad de cada nodo, acumulando la indisponibilidad propia del nodo más los resultados de la rutina anterior.

SVALCA (16 Valuar capacidad).- Se evalúa la capacidad del sistema en base a los p-cortes mínimos (4.1.3.1) llamando a SVALC2 y SVALC3 y las aristas incidentes a cada nodo de carga llamando a SVALNO. Obteniéndose al final los índices totales del sistema.

SVALC2 (36 Valuar cortes de grado 2).- No se evalúan los cortes de grado uno, ya que fueron evaluados en SVINO. Aquí se evalúa la capacidad del sistema con los p-cortes mínimos de segundo grado.

SVALC3 (37 Valuar cortes de grado 3).- En esta rutina se analiza la capacidad del sistema con los p-cortes mínimos de tercer grado, acumulando los resultados obtenidos en la rutina anterior.

SVALNO (38 Valuar nodos de carga).- En esta última rutina se evalúa la capacidad de las aristas incidentes a los nodos de carga, evitando repetir los análisis ya realizados con los p-cortes mínimos en las rutinas anteriores.

5.2 APLICACION A SISTEMAS IEEE Y COMPARACION CON OTROS METODOS

El algoritmo y programa descritos antes se aplicaron a sistemas de transmisión que el IEEE (The Institute of Electrical and

Electronics Engineers, Inc.) ha proporcionado para poder establecer comparaciones entre métodos de análisis de diferentes tipos.

Antes de describir los ejemplos estudiados, es necesario dar a conocer los datos que el programa requiere para ejecutar el análisis de confiabilidad. Los datos de la configuración del grafo son:

NUNOC = número de nodos de consumo o pozo.

NUNOF = número de nodos fuentes.

NUARG = número de aristas del grafo.

NUARE = número de aristas de entrada (que salen de los nodos fuente).

NUFA = número de facetas.

FAD(i) = faceta a la derecha de la arista "i".

FAI(i) = faceta a la izquierda de la arista "i".

MGI(i) = nodo inicial de la arista "i".

MGT(i) = nodo terminal de la arista "i".

y los parámetros de confiabilidad:

LA(j) = frecuencia de salidas del nodo "j"
[no. de salidas/año].

R(j) = tiempo promedio de reparación del nodo "j"
[años/año o hrs/año].

D(j) = demanda o generación del nodo "j" [MW].

LAA(i) = frecuencia de salidas de la arista "i"
[no. de salidas/año].

$RA(i)$ = tiempo promedio de reparación de la arista "i"
[años/año].

$CAPA(i)$ = capacidad de flujo de la arista "i" [MW].

$QF(i)$ = probabilidad de falla de la arista "i".

Estos datos los ejemplificaremos con el primer caso de prueba, que es el sistema de transmisión de 6 buses y 8 líneas del IEEE presentado en la fig. 5.2. El grafo asociado se muestra en la fig. 5.3 y los datos correspondientes en la tabla 5.1.

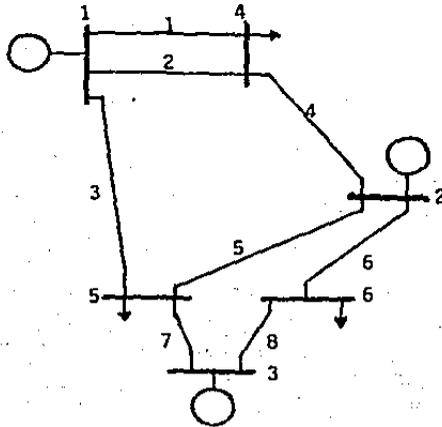


Figura 5.2 Sistema de Prueba No. 1 de 6 Buses.

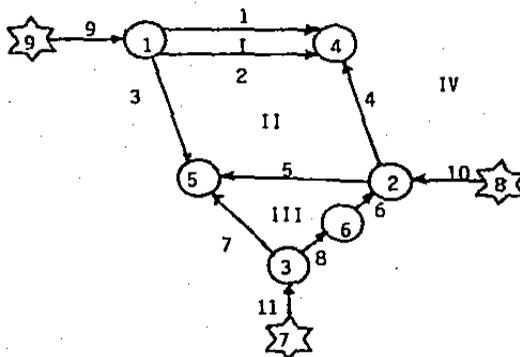


Figura 5.3 Grafo del sistema de Prueba No. 1.

Tabla 5.1. Datos de Entrada al Programa CONTRA del Sistema de Prueba No. 1

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

	6	3	9	8	3	11	4	4	1			
VECTOR FAD	1	2	4	4	2	4	3	4	4	4	4	4
VECTOR FAI	4	1	2	2	3	3	4	3	4	4	4	4
VECTOR MGI	1	1	1	2	2	6	3	3	9	8	7	
VECTOR MGT	4	4	5	4	5	2	5	6	1	2	3	

DATOS DE CADA NODO

LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	110.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	180.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	75.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.

DATOS DE CADA ARISTA

LAA,RA,CAPA	.4800000000000000	.0018254840000000	100
-------------	-------------------	-------------------	-----

```

LAA,RA,CAPA .4800000000000000 .0018264840000000 100
LAA,RA,CAPA .6100000000000000 .0125570800000000 100
LAA,RA,CAPA .3500000000000000 .0011415520000000 100
LAA,RA,CAPA .6100000000000000 .0011415520000000 100
LAA,RA,CAPA .6100000000000000 .0011415520000000 100
LAA,RA,CAPA .0200000000000000 .0876712400000000 100
LAA,RA,CAPA .0200000000000000 .0876712400000000 100
> LAA,RA,CAPA .0000000000000000 .0017123290000000 150
> LAA,RA,CAPA .0000102740000000 .0028538810000000 150
> LAA,RA,CAPA .000000000625508 .0015220700000000 65
*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

```

En la tabla 5.1 se observa una cierta diferencia en los parámetros de las aristas que salen de los nodos fuente (9,10,11 marcadas con ">") que como se indicó en la sección 4.1.2 del capítulo anterior, se les asociarán los parámetros de los generadores correspondientes; ya que los parámetros originales eran:

Bus	Unidad	salidas/año	hrs/año
1	1	0.01	40
1	2	0.01	40
1	3	0.01	40
2	1	0.03	50
2	2	0.03	50
3	1	0.04	60
3	2	0.04	60
3	3	0.04	60
3	4	0.04	60

Tabla 5.2 Parámetros de Confiabilidad de los Generadores del Sistema No. 1

El uso de equivalentes en la evaluación de sistemas de generación-transmisión no trae consigo un error apreciable en los resultados, como lo muestran Billinton, Koglin y Ross en la ref. [66]. Los resultados más relevantes presentados en el artículo son las diferencias que se obtienen al usar equivalentes, siendo en resultados de probabilidades del 1 al 1.7%, en frecuencias de

salida del 1.6 al 2.5%. en potencia no suministrada del 2.5 al 7% y del 2 al 4% en energía no suministrada. Estos porcentajes pueden sucederse en los cálculos presentes.

Los primeros resultados obtenidos con el programa CONTRA son los p-cortes mínimos presentados en la tabla 5.3.

```

*****P* SUBROUTINA SFCO NR *****
VECTOR POCONO 0 6 9 18 27 33
COCONO 9 10 11 9 -3 4 9 10 11
COCONO 9 10 11 11 -6 -7 11 -8 -7
COCONO 9 10 11 9 -3 4 1 4 2
COCONO 9 10 11 3 7 5
*****P* SUBROUTINA SFCO NR *****
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
VECTOR POCORN 0 9 11 -6 11 -7 -6 8 0
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
VECTOR PCA 0
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

```

Tabla 5.3 P-cortes Mínimos para el Sistema de Prueba No. 1.

En la tabla 5.3 observamos las salidas de las rutinas SFCO NR, SCONIC y SCONAR. En éstas se describen, primero los p-cortes mínimos para los nodos del grafo reducido en función de las aristas del grafo original, siendo los p-cortes mínimos para el nodo 1 (9,10,11), (9,3,4), para el 2 (9,10,11) solamente, para el 3 (9,10,11), (11,6,7) y (11,8,7), para el 4 (9,10,11), (9,3,4), (1,4,2) y para el 5 (9,10,11) y (3,7,5). En segundo lugar vienen los p-cortes mínimos para los nodos intermedios de cadenas, que en este caso es el nodo 6 con los cortes (9,10,11), (6,11,7) y (6,8). Por último, se tienen los p-cortes mínimos para los nodos tipo árbol, que para el ejemplo no existen y sólo aparece el número "PCA=0".

para indicarlo. En algunos casos se nota que existen cortes cuyas componentes tienen signos negativos, lo cual únicamente es importante en la programación del algoritmo para la obtención de nodos afectados.

A continuación en la tabla 5.4 se presentan los resultados en cuanto a índices de confiabilidad, donde podemos ver en primer lugar los índices sin evaluar la capacidad del sistema en la rutina SVINO. Así tenemos la frecuencia de salidas de cada nodo en no. de salidas/año, identificadas como "LAF/N", el tiempo promedio de reparación por nodo en años/año indicado como "RF/N", la tasa promedio de reparación en años "U/N", la potencia no suministrada por nodo "PNS/N" en Mw y la energía no suministrada por nodo "ENS/N" en Mwh. Por último se tienen los mismos índices para todo el sistema λS , RS, US, PNS, ENS, respectivamente.

```
*****P* SUBROUTINA SVINO *****
                RESULTADOS PARA CADA NODO
LAF/N  .1000003E-18 .1000000E-18 .3786219E-15 .6052817E-06
        .9044338E-05 .1083516E-02
RF/N   .1000000E-18 .1000000E-18 .1080126E-02 .5073567E-03
        .1034081E-02 .1126879E-02
U/N    .1000003E-37 .9888999E-38 .4089595E-18 .3070888E-08
        .9352576E-08 .1220892E-05
PNS/N  .00000000E+00 .00000000E+00 .00000000E+00 .66582090E-04
        .16279810E-02 .81263710E-01
ENS/N  .00000000E+00 .00000000E+00 .00000000E+00 .33780870E-07
        .16834640E-05 .91574390E-04
 $\lambda S$  .001061561000000
RS     .001126864
ENS    .93291640E-04
PNS    .82958270E-01
```

```
*****P* SUBROUTINA SVINO *****
```

Tabla 5.4 Índices de Confiabilidad del Sistema de Prueba No. 1
sin Evaluar Capacidad.

En la tabla 5.5 presentada a continuación para este ejemplo se tiene la salida de la rutina SVALCA, donde se muestran los índices de confiabilidad finales para cada nodo y para el sistema, después de evaluar su capacidad.

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

λS =	.01139782			
PNS =	.62305030			
ENS =	.00395414			
RS =	.00209703			
US =	.00004676			
LAF/N	.00001027	.00001027	.00109379	.00184978
	.00742288	.00108352		
RF/N	.00285387	.00285387	.00114310	.00081027
	.00269767	.00112688		
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.20347620
	1.33611900	.08126371		
U/N	.00000003	.00000003	.00000125	.00000150
	.00002002	.00000122		
ES/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00016487
	.00360440	.00009157		

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

Tabla 5.5 Índices de Confiabilidad Totales Para el Sistema de Prueba No. 1

De los resultados anteriores -tablas 5.4 y 5.5- se puede establecer una relación con los resultados presentados por EPRI [67] para el mismo ejemplo, en donde se utilizó el método de enumeración de contingencias para los índices totales del sistema.

EPRI		CONTRA	
Corte de carga		P-Cortes mínimos sin capacidad	
λs	0.00470753	0.00106151	salidas/año
Rs	8.9863	0.001126852 = 9.87122	horas
Salida de Carga20		Cortes + Capacidad	
λs	0.0131572	0.01139782	salidas/año
Rs	9.67938	0.00209703 = 19.36	horas

De estos resultados anteriores, en el primer grupo se puede ver que la frecuencia de salidas es muy cercana al resultado exacto y el tiempo de reparación también es muy aproximado. En el segundo, la diferencia es mayor debido a que con el programa CONTRA se analizaron salidas de orden mayor que en el caso de EPRI, lo que no repercute significativamente en la frecuencia de salidas, pero sí en los tiempos de reparación.

A continuación se presentará otro ejemplo tomado de la referencia [22], también de 6 buses, pero ahora para el cálculo del índice LOLP; ya que no se cuenta con todos los datos y resultados de un ejemplo en particular, para el cálculo de frecuencias de salidas y LOLP. El diagrama unifilar del sistema y su grafo asociado, se muestran en la figura 5.4.

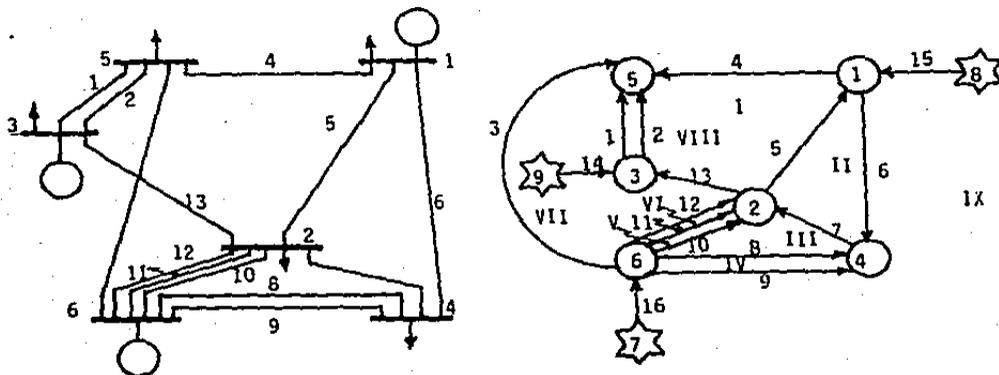


Figura 5.4 Sistema de Prueba No. 2 de 6 Buses y su Grafo.

Del grafo de la fig. 5.4 y los datos de probabilidad del sistema se obtienen los datos presentados en la tabla 5.6.

Tabla 5.6 Datos del Sistema de Prueba No. 2

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

NUNOC.NUNOF.NUNOT.NUARG.NUARE.NUART.NUFA.ANA

	6	3	9	13	3	16	9	0					
FAD	8	1	7	9	2	2	2	4	9	3	5	6	1
FAD	7	9	8										
FAI	7	8	9	1	1	9	3	3	4	5	6	7	7
FAI	7	9	9										
MGI	3	3	6	1	2	1	4	6	6	6	6	6	2
MGI	9	8	7										
MGT	5	5	5	5	1	4	2	4	4	2	2	2	3
MGT	3	1	6										

DATOS DE CADA NODO

D	80.
D	240.
D	40.
D	160.


```

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
VECTOR POCORN
COCORN
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
INDICE PCA
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****
ENS = 5.139571584
LOLPG .08740768
VECTOR ENS/N .12583710 .00000000 .05567029 4.85806420 .00000000
.00000000
LOLP/N .0000000E+00 .2140087E-02 .0000000E+00 .9467736E-03 .8432081E-01
.0000000E+00
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

```

De aquí se pueden comparar los índices obtenidos en la referencia [22], que son:

	EPRI	CONTRA	
LOLP	0.08974260	0.08740768	
ENS	5.86486488	5.139571584	Mwh

De donde se puede decir que la aproximación es bastante buena, aunque los obtenidos por el programa CONTRA referentes a los dos índices son más optimistas.

Otro ejemplo, presentado por Sullivan [10], es el que se muestra en la figura 5.5 con su gráfico asociado.

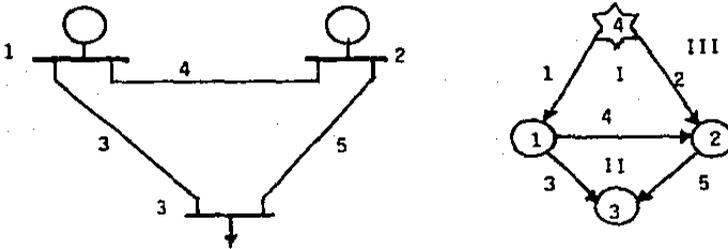


Figura 5.5 Sistema de Prueba No. 3 de 3 Buses y su Grafo.

Los datos y resultados que se obtuvieron se presentan en la tabla 5.8.

Tabla 5.8 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 3.

```

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****
NUNOC.NUNOF.NUNOT.NUARG.NUARE.NUART.NUFA.ANA
  3      1      4      3      2      5      3      0

VECTOR FAD      3      1      3      2      2
VECTOR FAI      1      3      2      1      3

VECTOR MGI      4      4      1      1      2
VECTOR HGT      1      2      3      2      3

      DATOS DE CADA NODO
D      0.
D      0.
D      4.
D      0.

      DATOS DE CADA ARISTA
CAPA.QF      2 .02000000000000
CAPA.QF      2 .03000000000000
CAPA.QF      2 .20000000000000
CAPA.QF      3 .10000000000000
CAPA.QF      4 .30000000000000
*****P* SUBROUTINA SLECTU *****
    
```

```

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****
VECTOR POCONO      0      9      18
COCONO   1      2      0      1      -3      -4      1      -4      5
COCONO   1      2      0      2      3      4      2      4      -5
*****P* SUBROUTINA SFCONR *****
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
VECTOR POCORN      0      12
COCORN   1      2      0      1      -4      5      2      3      4
COCORN   3      5      0
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
INDICE PCA      0
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****
ENS = 22.44900000
LOLPS .38260000

ENS/N 2.54000000 4.02404000 18.42000000
LOLP/N .5000000E-01 .7900000E-01 .3618000E+00
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

```

De los resultados obtenidos, ya que solo existe un nodo de carga, se puede decir que éste es el más afectado y el de conectividad más pobre, como lo indican los p-cortes mínimos en la salida de la rutina SCONIC. Por la misma razón, es el que tiene la LOLP más alta y por tanto la energía no suministrada ENS mayor. Los resultados a comparar son:

	SULLIVAN			CONTRA			
LOLP	0.3487			0.3826			
ENS	20.46			22.449			Mwh
	1	2	3	1	2	3	
LOLP(i)	0.046	0.059	0.347	0.05	0.079	0.3618	
ENS(i)	2.35	3.025	20.250	2.54	4.024	18.4200	Mwh

Considerando que los dos métodos son distintos, la diferencia en los índices es mínima, tanto para el sistema como para cada nodo. Los resultados de cada nodo se distinguen en la relación anterior con los número 1,2 y 3.

Otros dos ejemplos, que fueron evaluados por el mismo método empleado por Sullivan, son los presentados por Sharaf y Berg [46,48]. El primero es el sistema de prueba del IEEE de 5 buses, mostrado en la figura 5.6 con su grafo asociado. En la tabla 5.8, se muestran los datos y resultados del sistema de prueba no. 4 obtenidos con el programa CONTRA, continuando así la secuencia de presentación.

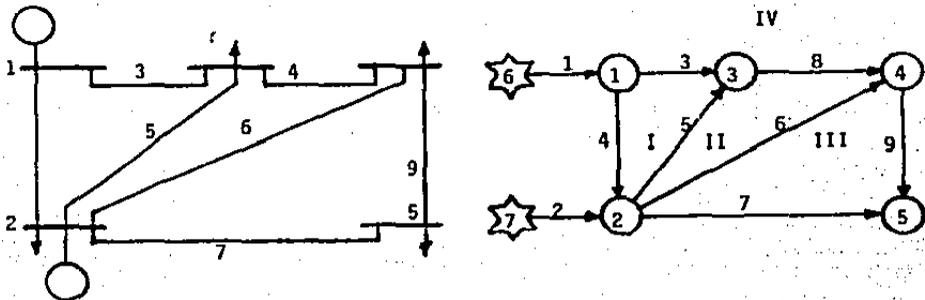


Figura 5.6 Sistema de Prueba No. 4 del IEEE de 5 Buses y su Grafo.

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

NUNOC,NUNOF,NUNOT,NUARG,NUARE,NUART,NUFA,ANA

5 2 7 7 2 9 4 0

VECTOR FAD	4	4	4	1	2	3	4	2	3
VECTOR FAI	4	4	1	4	1	2	3	4	4
VECTOR MGI	6	7	1	1	2	2	2	3	4
VECTOR MGT	1	2	2	3	3	4	5	4	5

DATOS DE CADA NODO

D 0.
D 25.
D 50.
D 50.
D 75.
D 0.
D 0.

DATOS DE CADA ARISTA

CAPA,QF 150 .0088697400000
CAPA,QF 50 .0148046100000
CAPA,QF 100 .1085671000000
CAPA,QF 50 .1578158000000
CAPA,QF 25 .1431112000000
CAPA,QF 50 .1431112000000
CAPA,QF 75 .1184369000000
CAPA,QF 25 .0937625300000
CAPA,QF 25 .1578158000000

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

VECTOR POCONO	0	6	12	21	33			
COCONO 1	2	0	1	-3	-4	1	2	0
COCONO 2	3	4	1	2	0	2	3	4
COCONO 4	5	-8	1	2	0	2	3	4
COCONO 6	7	8	6	8	-9			

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

VECTOR POCORN	0	12						
COCORN 1	2	0	2	3	4	6	7	6
COCORN 7	9	0						

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

INDICE PCA 0

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

ENS = 78.09000000

LOLPS .84062650

VECTOR ES 1.34550782 9.24487779 11.40020517 48.51265498 7.58678314

LOLP .2467435E-01.1695356E+00.2090607E+00.1079793E+01.1391291E+00

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

Tabla 5.9 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 4

En la tabla 5.9 se pueden distinguir los datos de entrada en la rutina SLECTU, los p-cortes mínimos en SFCNR, SCONIC y SCONAR y los índices de confiabilidad en SVALCA, obteniéndose los resultados que se comparan a continuación con los del artículo mencionado [46].

	SHARAF y BERG	CONTRA	
LOLP	0.7279	0.9406265	
ENS	61.21	79.09	Mwh

Es conveniente mencionar que el mismo ejemplo se analizó en la referencia [45] con el método de simulación Monte Carlo, obteniendo como resultado una energía no suministrada de ENS = 62.86 Mwh. De lo que se puede decir que el análisis del programa CONTRA es un poco pesimista, pero cercano a los resultados obtenidos por otros métodos. Además, concuerda en que los buses más afectados son el 1, 2 y 3 y el 4 y 5 los de más pobre confiabilidad.

Un último ejemplo con cálculos de LOLP, es el de la región meridional del SPC -presentado en la misma referencia [46]. El diagrama unifilar y su grafo asociado se presentan en la figura 5.7. Los datos del sistema y los resultados obtenidos por el programa CONTRA se muestran en la tabla 5.10.

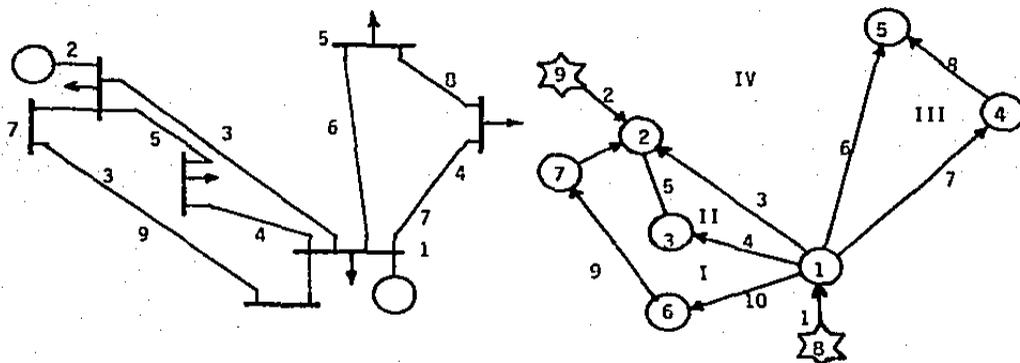


Figura 5.7 Sistema de Prueba No. 5 del SPC y su Grafo Asociado.

Tabla 5.10 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 5

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

NUNOC,NUNOF,NUNOT,NUARG,NUARE,NUART,NUFA,ANA

7 2 9 9 2 11 4 0

VECTOR FAD	4	4	4	2	1	3	4	4	1	1	1
VECTOR FAI	4	4	2	1	2	4	3	3	4	4	4
VECTOR HGI	0	9	1	1	2	1	1	4	6	1	7
VECTOR MGT	1	2	2	3	3	5	4	5	7	6	2

DATOS DE CADA NODO

D	58.
D	184.
D	48.
D	77.
D	38.
D	0.

DATOS DE CADA ARISTA

CAPA,QF	555 .02100000000000
CAPA,QF	136 .02900000000000
CAPA,QF	175 .70400000000000

```

CAPA,QF      175 .48500000000000
CAPA,QF      175 .47500000000000
CAPA,QF      175 .88600000000000
CAPA,QF      175 .72400000000000
CAPA,QF      175 .04066190000000
CAPA,QF      500 .61300000000000
CAPA,QF      400 .02000000000000
CAPA,QF      400 .02000000000000
*****P* SUBROUTINA SLECTU *****
*****P* SUBROUTINA SFCONR *****
VECTOR POCONO      0      3      6
COCONO      1      2      0      1      2      0
*****P* SUBROUTINA SFCONR *****
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
VECTOR POCORN      0      5      15      24      33      42
COCORN      1      2      0      4      5      0      1      2      0
COCORN      6      8      0      6      7      0      1      2      0
COCORN      6      7      0      7      -8      0      1      2      0
COCORN     -9     10      0     10     -11      0      1      2      0
COCORN     10     -11      0      9     -11      0
*****P* SUBROUTINA SCONIC *****
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
INDICE PCA      0
*****P* SUBROUTINA SCONAR *****
*****P* SUBROUTINA SVINO *****

      RESULTADOS PARA CADA NODO
LOLP/N .6090000E-03 .6090000E-03 .2309840E+00 .6715122E+00 .6780994E+00
      .0000000E+00 .0000000E+00
LOLPS .8379136000000000
*****P* SUBROUTINA SVINO *****
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****
ENS = 141.96370000
LOLPS .96628540
ES/N 11.96400000 23.10480000 17.39000000 56.71000000 29.10000000
      .00000000 .00000000
LOLP/N .2160900E-01 .2898082E-01 .2309840E+00 .6715122E+00 .6780994E+00
      .0000000E+00 .0000000E+00
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

```

Para el sistema del SPC. se tiene que los nodos con menor confiabilidad son el 4 y 5, que son los que habrán de reforzarse para años posteriores. coincidiendo con los resultados del artículo:

SHARAF y BERG

CONTRA

LOLP
ENS0.9129
138.17766990.8379136
141.8637 Mwh

Nodos	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
LOLP	.2037	.4433	.3582	.7302	.7495	.21609	.2898	.2309	.6751	.6780

Como se observa, se obtuvo una mejor aproximación que en el ejemplo anterior, tanto en los índices del sistema como en los de cada bus.

Continuando con los ejemplos que reportan frecuencias de reparación y de salidas, se muestra a continuación el sistema de 5 buses y 8 líneas [68] en la figura 5.8 y en la tabla 5.11 los datos y resultados.

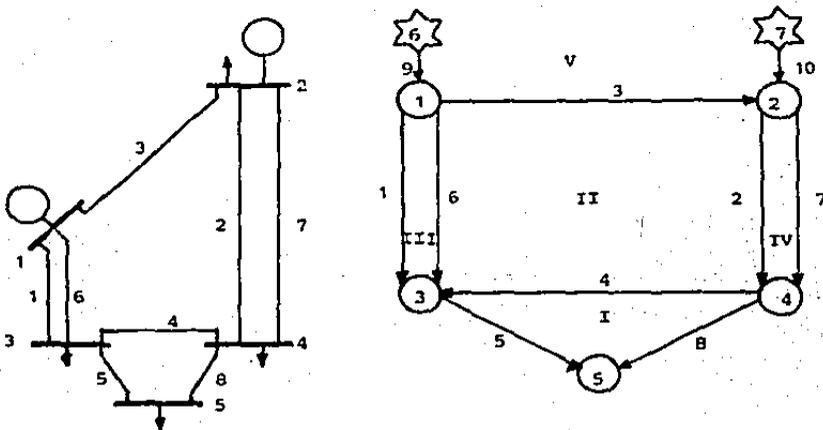


Figura 5.8 Sistema de Prueba No. 6 de 5 Buses y su Grafo.

Tabla 5.11 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 6.

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

NUNOC,NUNOF,NUNOT,NUARG,NUARE,NUART,NUFA,ANA

	5	2	7	8	2	10	5	1				
VECTOR FAD	5	2	7	8	2	10	5	1				
VECTOR FAI	3	4	5	1	1	2	5	5	5	5	5	5
VECTOR MGI	1	2	1	4	3	1	2	4	6	7	6	7
VECTOR MGT	3	4	2	3	5	3	4	5	1	2	1	2

DATOS DE CADA NODO

LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	20.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	85.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	40.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	10.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.

DATOS DE CADA ARISTA

LAA.RA,CAPA	1.5000000000000000	.0011415520000000	70
LAA.RA,CAPA	5.0000000000000000	.0011415520000000	25
LAA.RA,CAPA	4.0000000000000000	.0011415520000000	60
LAA.RA,CAPA	1.0000000000000000	.0011415520000000	5
LAA.RA,CAPA	1.0000000000000000	.0011415520000000	5
LAA.RA,CAPA	1.5000000000000000	.0011415520000000	65
LAA.RA,CAPA	5.0000000000000000	.0011415520000000	30
LAA.RA,CAPA	1.0000000000000000	.0011415520000000	5
LAA.RA,CAPA	.0027729170000000	.0027777800000000	80
LAA.RA,CAPA	.0057077630000000	.0057077630000000	130

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

VECTOR POCONO	0	3	6	8	12						
COCONO S	10	0	9	10	0	9	10	0			
COCONO S	10	0									

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

VECTOR POCORN	0	6									
COCORN	9	10	0	5	8	0					

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

INDICE PCA	0										
------------	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

*****P* SUBROUTINA SVINO *****

RESULTADOS PARA CADA NODO

LAF/N	.1343019E-07	.1343019E-07	.1343019E-07	.1343019E-07	.2283118E-02
RF/N	.1868461E-02	.1868461E-02	.1868461E-02	.1868461E-02	.5707839E-03
U/N	.2509379E-10	.2509379E-10	.2509379E-10	.2509379E-10	.1303167E-05
PNS/N	.0000000E+00	.26860390E-06	.11415670E-05	.53720780E-06	
	.22831180E-01				

ENS/N .00000000E+00 .50187580E-09 .21329720E-08 .10037520E-08
 .13031670E-04

λS .002282924000000
 RS .000570784
 ENS .13035310E-04
 PNS .22833130E-01

*****P* SUBROUTINA SVINO *****

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

λS = 10.13011000
 PNS = 370.12020000
 ENS = .44265600
 RS = .00113717
 US = .02179034

LAF/N	.00598507	.00598507	2.00000600	5.00002000	2.00000000
RF/N	.00557201	.00557201	.00113620	.00112995	.00114155
PNS/N	.00000000	.11970140170	.00050000200	.00080000	20.00000000
U/N	.00003335	.00003335	.00227240	.00564978	.00228310
ENS/N	.00000000	.00066698	.18315390	.22599100	.02283105

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

El método empleado en la referencia [68] es el de Billinton, utilizado para evaluación de sistemas compuestos con probabilidad condicional, mediante el que obtuvieron resultados para cada bus, más que para todo el sistema. Estos se comparan con los del CONTRA a continuación:

Billinton y Bhavaraju					CONTRA			
Nodos	2	3	4	5	2	3	4	5
λ	0.0013	0.7470	1.4432	1.7458	0.05985	2.00	5.00	2.00 s/año
λs	-	-	-	-	10.13	salidas/año		
Rs	-	-	-	-	0.00113717	= 9.9616092 hrs.		

Observando los resultados anteriores, vemos que existe una diferencia notoria, pero esto se debe a que en el análisis presentado por Billinton sólo se consideraron salidas simultáneas de una componente, mientras que el realizado en el programa CONTRA se consideran siempre de 1, 2 y hasta 3 salidas simultáneas, además de obtener otros índices para cada bus y para el sistema.

El siguiente sistema de prueba analizado es el de 25 buses y 39 líneas del IEEE [69,26] cuyo diagrama unifilar está en la figura 5.8 y grafo asociado en la figura 5.10. Asimismo sus datos y resultados obtenidos con el programa CONTRA se presentan en la tabla 5.12.

Como se ha venido mostrando en todos los ejemplos, se tiene la cantidad de cortes para cada bus, mejor que una cantidad promedio. Por ejemplo para el sistema de 25 buses, existen nodos sin corte alguno, como el número 1 y existen nodos con tres cortes como el 14 y 25. En lo que se refiere a los índices de confiabilidad, los nodos con menor confiabilidad coinciden con los de menor conexidad también, por ejemplo los nodos 4,5 y 6, que además presentan la mayor frecuencia de salidas, tiempo de reparación, potencia y energía no suministradas.

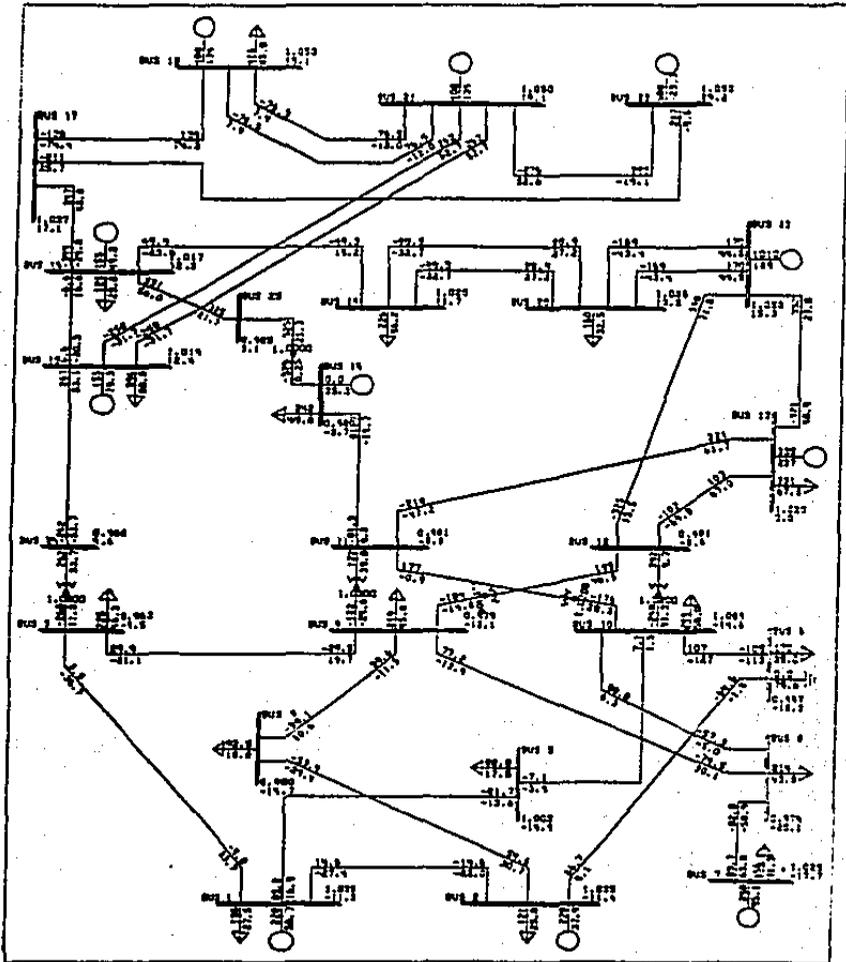


Figura 5.8 Sistema de Prueba No. 7 del IEEE de 25 Buses.

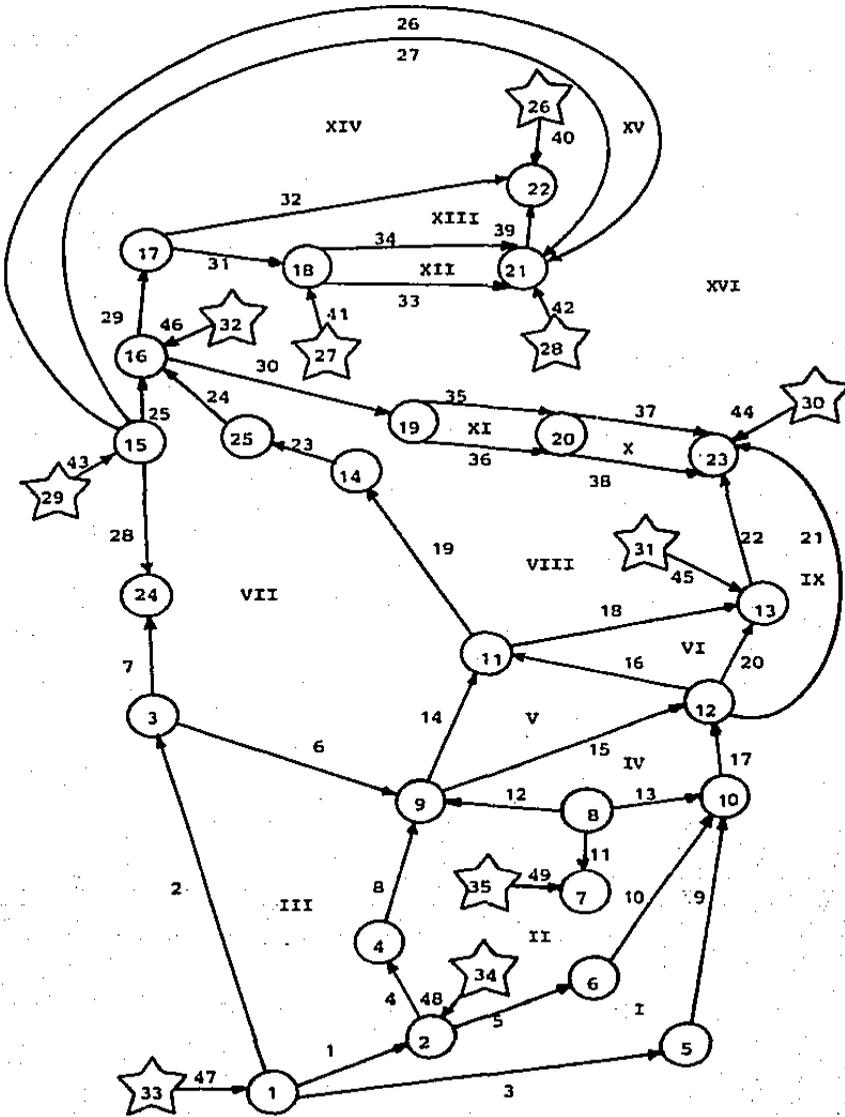


Figura 5.10 Grafo del Sistema de Prueba No. 7

Tabla 5.12 Datos y Resultados del Sistema de Prueba No. 7

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

NUNOC,NUNOF,NUNOT,NUARG,NUARE,NUART,NUFA,ANA

	25	10	35	39	10	48	16	1						
VECTOR FAD	1	3	16	2	1	3	7	2	16	1	2	4	2	
VECTOR FAD	5	4	6	16	5	8	9	16	9	8	8	7	15	
VECTOR FAD	14	16	16	8	16	13	16	12	11	8	10	8	14	
VECTOR FAD	14	16	16	16	16	8	16	16	2	2				
VECTOR FAI	3	16	1	3	2	7	16	3	1	2	2	2	4	
VECTOR FAI	7	5	5	4	8	7	6	9	8	7	7	14	16	
VECTOR FAI	15	7	14	16	13	14	12	13	16	11	16	10	13	
VECTOR FAI	14	16	16	16	16	8	16	16	2	2				
VECTOR HGI	1	1	1	2	2	3	3	4	5	6	8	8	8	
VECTOR HGI	9	9	12	10	11	11	12	12	13	14	25	15	15	
VECTOR HGI	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21	
VECTOR HGI	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35				
VECTOR HGT	2	3	5	4	6	9	24	9	10	10	7	9	10	
VECTOR HGT	11	12	11	12	13	14	13	23	23	25	16	16	21	
VECTOR HGT	21	24	17	19	18	22	21	21	20	20	23	23	22	
VECTOR HGT	22	18	21	15	23	13	16	1	2	7				

DATOS DE CADA NODO

LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	135.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	121.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	225.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	93.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	89.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	170.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	156.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	214.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	219.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	244.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	331.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	243.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	396.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	125.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	416.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	226.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	160.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.
LA,R,D	.0000000000000000	.0000000000000000	0.

LAA,RA,CAPA	.1200000000000000	.0171232900000000	400
LAA,RA,CAPA	.1200000000000000	.0171232900000000	400
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0010537410000000	155
LAA,RA,CAPA	.0000000000170611	.0016307890000000	1010
LAA,RA,CAPA	.0000000000046488	.0014269410000000	374
LAA,RA,CAPA	.0400000000000000	.0045662100000000	155
LAA,RA,CAPA	.0000000000000002	.0009926544000000	226
LAA,RA,CAPA	.0000000000000002	.0009826544000000	228
LAA,RA,CAPA	.0000000062550820	.0019025880000000	240

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

VECTOR POCONO	0	0	0	6	12	12		
VECTOR POCONO	12	12	12	12	12	12		
VECTOR POCONO	15	15	21	24	24	27		
VECTOR POCONO	27							
COCONO 2	-7	-6	2	28	-6	-11	-12	-13
COCONO 49	-12	-13	-31	29	-32	30	-35	-36
COCONO 30	-37	-38	30	-37	-38	40	32	39

*****P* SUBROUTINA SFCONR *****

*****P* SUBROUTINA SCNIC *****

VECTOR POCORN	0	3	6	9	15	21		
VECTOR POCORN	27	33						
COCORN 3	-8	0	4	-8	0	5	-10	0
COCORN 28	2	-6	7	28	0	49	-12	13
COCORN 11	49	0	19	-23	0	15	-24	0
COCORN 19	-24	0	23	-24	0			

*****P* SUBROUTINA SCNIC *****

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

INDICE PCA 0

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

*****P* SUBROUTINA SVINO *****

RESULTADOS PARA CADA NODO

LAF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000001E-18	.3205479E-03	.2561644E-03
	.8136986E-03	.5719243E-11	.2270595E-06	.1000000E-18	.1000000E-18
LAF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1002449E-19	.1000000E-18
	.1000000E-18	.2860950E-06	.1000000E-18	.4181679E-05	.1859239E-06
LAF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-16	.1000979E-18
RF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.9999999E-19	.5707762E-03	.5707762E-03
	.8878742E-03	.7131422E-03	.3805175E-03	.1000000E-18	.1000000E-18
RF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18
	.1000000E-18	.4185693E-03	.1000000E-18	.4185693E-03	.4185693E-03
RF/N	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18	.1000000E-18
U/N	.9999999E-38	.9999999E-38	.1000001E-37	.1829611E-06	.1462125E-06
	.7224620E-06	.4078633E-14	.8640010E-10	.9999999E-38	.9999999E-38
U/N	.9999999E-38	.9999999E-38	.9999999E-38	.1002449E-37	.9999999E-38
	.9999999E-38	.1197506E-09	.9999999E-38	.1750322E-09	.7782203E-10

U/W	.9999999E-38	.1000000E-37	.9999999E-38	.1000000E-37	.1000978E-37
PNS/N	.13500000E-16	.12100000E-16	.22500030E-16	.28810960E-01	
	.22798630E-01	.13832880E+00			
PNS/N	.89220190E-09	.48590730E-04	.21900000E-16	.24400000E-16	
	.00000000E+00	.00000000E+00			
PNS/N	.33100000E-16	.24359500E-16	.39600000E-16	.12500000E-16	
	.00000000E+00	.41600000E-16			
PNS/N	.94505950E-04	.29747830E-04	.00000000E+00	.00000000E+00	
	.00000000E+00	.00000000E+00			
PNS/N	.00000000E+00				
ENS/N	.13500000E-35	.12100000E-35	.22500030E-35	.17015390E-04	
	.13012920E-04	.12281850E-03			
ENS/N	.63626680E-12	.18489620E-07	.21900000E-35	.24400000E-35	
	.00000000E+00	.00000000E+00			
ENS/N	.33100000E-35	.24359500E-35	.39600000E-35	.12500000E-35	
	.00000000E+00	.41600000E-35			
ENS/N	.39557290E-07	.12451530E-07	.00000000E+00	.00000000E+00	
	.00000000E+00	.00000000E+00			
ENS/N	.00000000E+00				
AS	.000669526500000				
RS	.000849719				
EMS	.15291730E-03				
PNS	.19111120E+00				
*****P* SUBROUTINA SVINO *****					
*****P* SUBROUTINA SVALCA *****					
AS =	.00500208				
PNS =	.79246360				
EMS =	.00035014				
RS =	.00159436				
US =	.00000867				
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00032055	.00025616
	.00081370	.00000000	.00036164	.00000000	.00000069
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000029	.00000026	.00000042	.00000019
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00057078	.00057078
	.00088787	.00071314	.00057078	.00000000	.00062339
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00041857	.00041857	.00041857	.00041857
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.02981096	.02279863
	.13932880	.00000000	.07739178	.00000000	.00016882
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000

PNS/N	.00000000	.00000000	.00010798	.00009451	.00002975
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000018	.00000015
	.00000072	.00000000	.00000021	.00000000	.00000000
U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00001702	.00001301
	.00012282	.00000000	.00004417	.00000000	.00000011
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000005	.00000004	.00000001
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

Se hizo una segunda corrida con este ejemplo, considerando un 10% de pérdidas, obteniéndose los resultados de la tabla 5.13.

Tabla 5.13 Indices de Confiabilidad del Sistema No. 7 con
10% de Pérdidas.

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

XS =	.81171770				
PNS =	9.77878100				
ENS =	.22438120				
RS =	.00230081				
US =	.00318611				
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00032055	.00025616
	.33000000	.00000000	.00044201	.00000000	.00000132
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000037	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000029	.00000019	.00000042	.00000019
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00057078	.00057078
RF/N	.00399543	.00071314	.00057078	.00000000	.00087897
RF/N	.00000000	.00000000	.00041857	.00000000	.00000000
	.00000000	.00041857	.00041857	.00041857	.00041857
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.02981096	.02278863
PNS/N	56.10000000	.00000000	.09458995	.00000000	.00032235
PNS/N	.00000000	.00000000	.00012276	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00007714	.00009451	.00002875
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000

U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000018	.00000015
	.00131849	.00000000	.00000025	.00000000	.00000000
U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
U/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00001702	.00001301
	.22414380	.00000000	.00005398	.00000000	.00000028
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000005	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000003	.00000004	.00000001
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

Los resultados de las tablas 5.12 y 5.13 se comparan con los de la referencia [26] de la forma siguiente:

	EPRI		CONTRA
	Corte de carga		
As	0.001 - 0.005	0.00500208	salidas/año
Rs	no está el dato	0.00158436	= 13.9665936 hrs.
	Considerando 10% de pérdidas		
As	0.834 - 0.862	0.8117170	salidas/año
Rs	1.37	1.334	hrs.

Los resultados obtenidos con el programa CONTRA son casi iguales a los presentados en la referencia [26], donde se usa el método de enumeración de contingencias y se obtienen los límites inferior y superior de los índices, comprobando así la validez del método propuesto.

El último ejemplo estudiado es el del IEEE de 140 buses y 199 líneas de transmisión, que también se reporta en la referencia [26]. El diagrama unifilar se ilustra en la figura 5.11 y su grafo asociado en la figura 5.12.

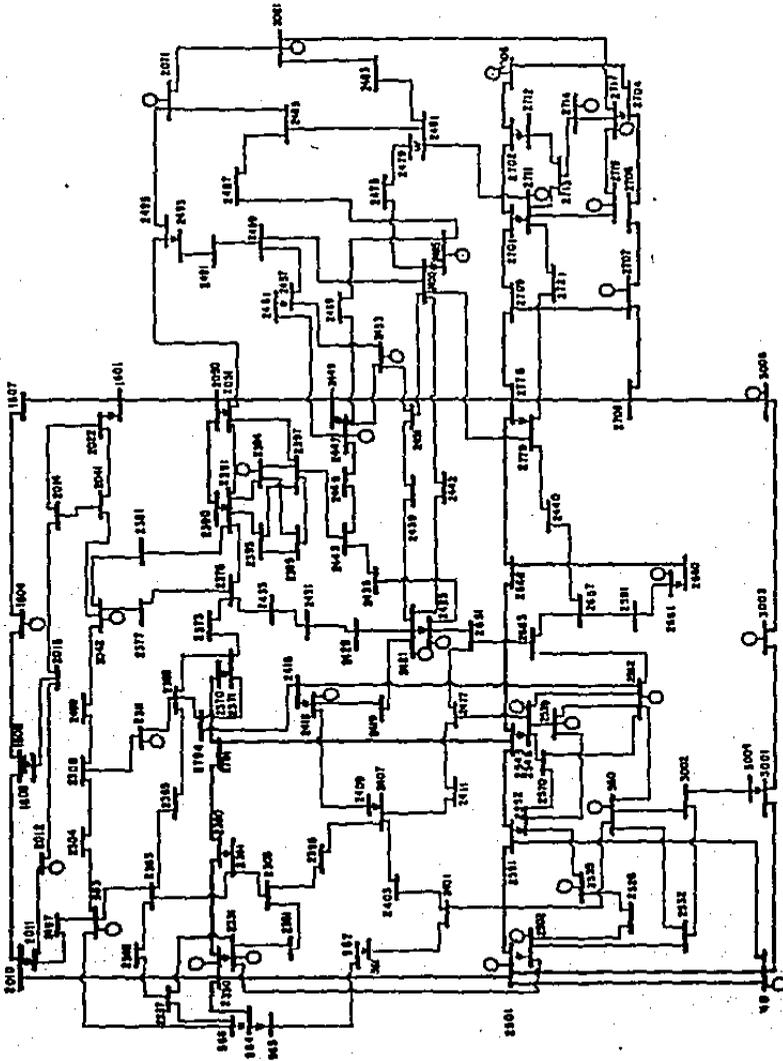


Figura 5.11 Sistema de Prueba No. 8 del IEEE de 140 Buses.

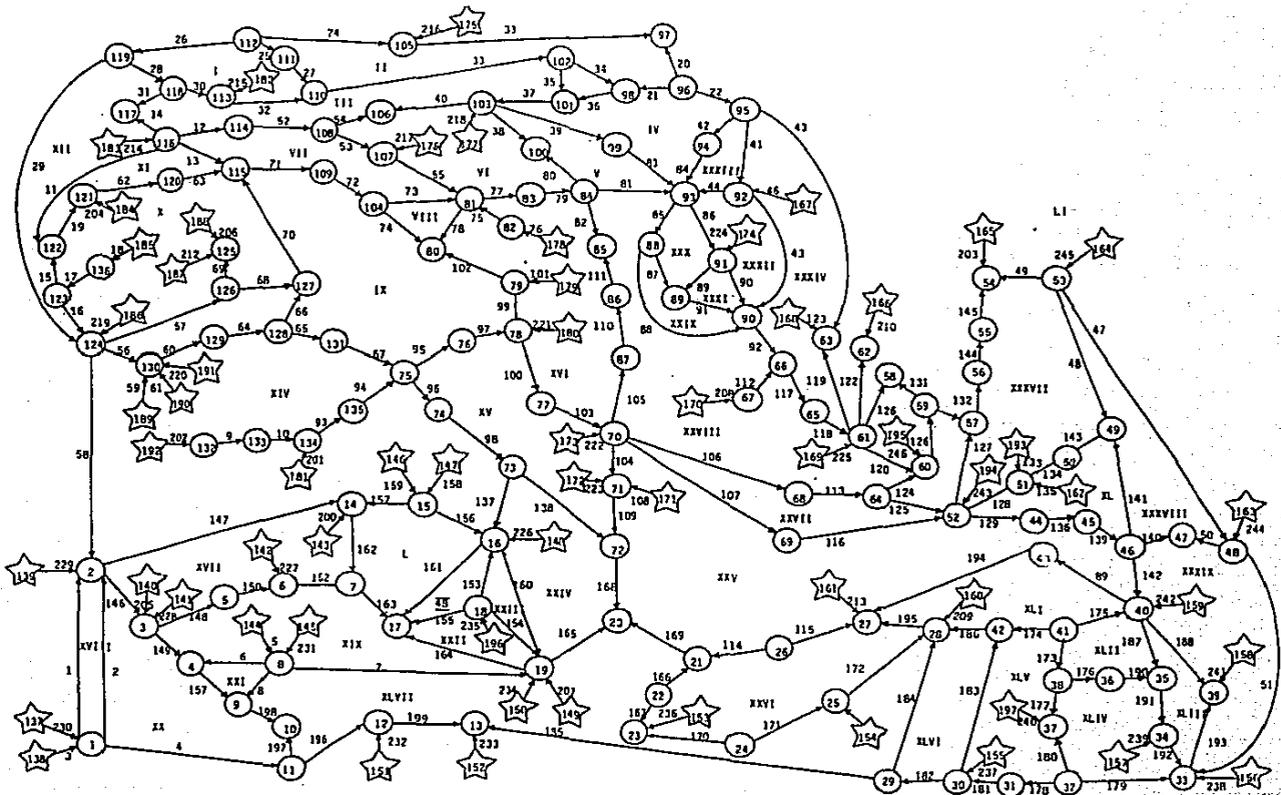


Figura 5.12 Grafo del Sistema de Prueba No. 8

De las figuras 5.11 y 5.12 se observa ya una cantidad considerable de elementos en el sistema y sin duda una cierta complejidad. Asimismo se complica el modelado del sistema (grafo) y la asociación de los parámetros del sistema al grafo, como se ve en la figura 5.11 y en la tabla 5.14, donde se encuentran los datos de entrada al Programa.

Tabla 5.14 Datos del Sistema de Prueba No. 8.

***** SUBROUTINA SLECTU *****													
NUNOC.NUNOF.NUNOT.NUARG.NUARE.NUART.NUFA.ANA													
	136	61	197	185	61	246	51	1					
VECTOR FAD	18	20	51	19	19	47	21	14	14	12	7	11	
VECTOR FAD	3	10	12	10	10	51	2	4	2	2	1	51	
VECTOR FAD	1	12	51	3	12	3	48	3	49	3	6	5	
VECTOR FAD	3	33	4	34	33	32	34	38	37	51	38	39	7
VECTOR FAD	7	6	7	14	13	51	14	14	14	10	10	14	14
VECTOR FAD	9	14	13	10	9	9	8	9	15	16	16	8	
VECTOR FAD	16	5	28	16	5	4	28	30	28	28	30	31	29
VECTOR FAD	28	14	14	15	14	15	14	16	15	16	16	15	15
VECTOR FAD	28	27	25	25	15	28	28	28	27	25	26	25	28
VECTOR FAD	28	51	28	35	51	34	36	27	36	37	40	25	36
VECTOR FAD	51	37	37	40	40	25	14	24	25	38	38	25	37
VECTOR FAD	37	37	20	17	19	20	19	20	19	23	22	48	50
VECTOR FAD	14	14	14	23	50	17	19	22	47	26	47	24	25
VECTOR FAD	26	47	47	45	41	42	44	45	45	51	44	45	46
VECTOR FAD	45	46	47	41	42	43	25	44	44	44	39	25	41
VECTOR FAD	51	47	20	51	17	14	14	51	10	17	10	47	28
VECTOR FAD	41	51	47	10	25	12	1	51	6	6	10	14	16
VECTOR FAD	15	15	32	28	24	17	17	51	51	19	51	51	47
VECTOR FAD	22	26	45	51	44	45	38	38	37	51	51	35	
VECTOR FAI	51	18	51	20	19	21	19	47	14	14	11	3	7
VECTOR FAI	12	12	10	10	10	11	2	4	51	51	51	2	1
VECTOR FAI	2	1	12	1	3	1	2	2	48	4	4	5	4
VECTOR FAI	6	34	33	51	32	34	34	51	38	37	38	51	3
VECTOR FAI	6	3	6	13	10	14	14	13	14	11	11	13	8
VECTOR FAI	13	9	10	10	10	7	7	7	8	15	15	6	16
VECTOR FAI	6	6	5	28	4	33	30	32	30	29	31	32	31
VECTOR FAI	34	14	14	9	15	8	15	9	16	16	9	16	25
VECTOR FAI	16	28	27	25	25	16	16	28	28	26	25	27	34
VECTOR FAI	34	34	35	51	51	34	28	36	35	35	37	40	51
VECTOR FAI	35	51	37	37	40	40	24	15	40	38	40	38	40
VECTOR FAI	51	51	17	14	17	18	17	21	17	48	23	22	14
VECTOR FAI	50	14	14	24	48	50	50	19	24	47	26	25	47
VECTOR FAI	47	26	26	42	45	41	42	44	51	44	45	51	51

VECTOR FAI	46	47	51	46	43	39	41	42	43	43	43	41	26
VECTOR FAI	47	20	47	47	17	14	14	51	10	17	10	47	28
VECTOR FAI	41	51	47	10	25	12	1	51	6	6	10	14	16
VECTOR FAI	15	15	32	28	24	17	17	51	51	19	51	51	47
VECTOR FAI	22	26	45	51	44	45	39	39	37	51	51	35	

VECTOR HGI	1	1	138	1	141	8	8	8	132	133	116	116	116
VECTOR HGI	116	123	123	136	185	122	86	96	96	105	112	112	112
VECTOR HGI	111	119	119	118	118	113	110	102	102	98	101	103	103
VECTOR HGI	103	95	95	95	92	92	167	53	53	53	48	48	114
VECTOR HGI	108	108	107	124	124	124	189	130	190	121	120	128	128
VECTOR HGI	128	131	126	126	127	115	109	104	104	82	178	81	81
VECTOR HGI	83	84	84	84	98	94	93	93	88	88	91	91	89
VECTOR HGI	90	134	135	75	75	76	74	78	78	179	79	77	70
VECTOR HGI	70	70	70	171	71	87	86	67	68	26	26	68	66
VECTOR HGI	65	61	61	61	61	168	64	64	60	52	52	52	59
VECTOR HGI	59	57	193	51	162	44	73	73	45	46	46	46	49
VECTOR HGI	56	55	2	2	3	3	5	4	6	18	18	18	15
VECTOR HGI	15	147	146	16	16	14	7	19	19	22	22	72	21
VECTOR HGI	24	24	25	41	41	41	38	38	32	32	32	31	30
VECTOR HGI	30	29	29	42	40	40	40	36	35	34	33	43	28
VECTOR HGI	11	11	9	12	143	181	192	165	184	140	188	149	170
VECTOR HGI	160	166	154	187	161	183	182	175	176	177	186	181	180
VECTOR HGI	173	172	174	169	148	142	141	139	137	145	151	152	150
VECTOR HGI	186	153	155	156	157	197	158	158	194	163	164	185	

VECTOR HGT	2	2	1	11	8	4	19	9	133	134	122	114	115
VECTOR HGT	117	122	124	123	136	121	97	98	95	97	105	111	118
VECTOR HGT	110	118	124	113	117	110	102	98	101	101	103	100	99
VECTOR HGT	106	92	94	63	93	90	92	48	49	54	47	33	108
VECTOR HGT	107	106	81	130	126	2	130	128	130	120	115	128	131
VECTOR HGT	127	75	127	125	115	109	104	81	80	81	82	83	80
VECTOR HGT	84	100	93	85	93	93	88	91	89	90	89	90	90
VECTOR HGT	66	135	75	76	74	78	73	79	77	79	80	70	71
VECTOR HGT	87	68	69	71	72	86	85	66	64	21	27	52	65
VECTOR HGT	61	63	60	58	62	63	60	52	59	57	51	44	57
VECTOR HGT	58	56	51	50	51	45	16	72	46	47	49	40	50
VECTOR HGT	55	54	3	14	5	4	6	9	7	16	19	17	16
VECTOR HGT	14	15	15	19	17	7	17	17	20	21	23	20	20
VECTOR HGT	23	25	28	38	42	40	36	37	31	33	37	30	29
VECTOR HGT	42	28	13	28	35	39	43	35	34	33	39	27	27
VECTOR HGT	12	10	10	13	14	134	132	54	121	3	125	19	67
VECTOR HGT	28	62	25	125	27	116	113	105	107	103	124	130	78
VECTOR HGT	70	71	91	61	16	6	3	2	1	8	12	13	19
VECTOR HGT	18	23	30	33	34	37	39	40	52	48	53	60	

DATOS DE CADA NODO

LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	100.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	280.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	250.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	85.
LA.R.D	.0000000000000000	.0000000000000000	52.

LAA,RA,CAPA	1.2130000000000000	.0022831050000000	702
LAA,RA,CAPA	.0110000000000000	.0181780800000000	735
LAA,RA,CAPA	1.4910000000000000	.0031963470000000	235
LAA,RA,CAPA	.0150000000000000	.0011415520000000	327
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	219
LAA,RA,CAPA	1.8250000000000000	.0031963470000000	1176
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	439
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.1520000000000000	.0019406390000000	201
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	219
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0980000000000000	.0019406390000000	158
LAA,RA,CAPA	.1020000000000000	.0019406390000000	218
LAA,RA,CAPA	.1270000000000000	.0019406390000000	163
LAA,RA,CAPA	.1920000000000000	.0019406390000000	160
LAA,RA,CAPA	.1450000000000000	.0019406390000000	220
LAA,RA,CAPA	.1340000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.1630000000000000	.0019406390000000	235
LAA,RA,CAPA	.0660000000000000	.0018264840000000	197
LAA,RA,CAPA	.1160000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.1410000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	219
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	219
LAA,RA,CAPA	1.2260000000000000	.0022821050000000	705
LAA,RA,CAPA	1.3490000000000000	.0025114150000000	705
LAA,RA,CAPA	.0980000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.1160000000000000	.0019406390000000	163
LAA,RA,CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	109
LAA,RA,CAPA	.2820000000000000	.0020547940000000	197
LAA,RA,CAPA	.1020000000000000	.0019406390000000	235
LAA,RA,CAPA	.1660000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	197
LAA,RA,CAPA	.1160000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.1200000000000000	.0019406390000000	218
LAA,RA,CAPA	.1520000000000000	.0019406390000000	218
LAA,RA,CAPA	.1340000000000000	.0019406390000000	218
LAA,PA,CAPA	.0550000000000000	.0018264840000000	218
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	588
LAA,RA,CAPA	1.6480000000000000	.0029680370000000	705
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	1078
LAA,RA,CAPA	.0940000000000000	.0019406390000000	217
LAA,RA,CAPA	.1410000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.1450000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.0910000000000000	.0019406390000000	197
LAA,RA,CAPA	.1020000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.1020000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	219
LAA,RA,CAPA	.1380000000000000	.0019406390000000	88

LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	294
LAA, RA, CAPA	1.6480000000000000	.0022680370000000	705
LAA, RA, CAPA	.0660000000000000	.0018264840000000	219
LAA, RA, CAPA	.1380000000000000	.0019406390000000	218
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	197
LAA, RA, CAPA	.0440000000000000	.0017123290000000	235
LAA, RA, CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	109
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	490
LAA, RA, CAPA	1.0900000000000000	.0019406390000000	1166
LAA, RA, CAPA	.0550000000000000	.0018264840000000	163
LAA, RA, CAPA	.0660000000000000	.0018264840000000	109
LAA, RA, CAPA	.1200000000000000	.0019406390000000	163
LAA, RA, CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	197
LAA, RA, CAPA	.1950000000000000	.0019406390000000	197
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	109
LAA, RA, CAPA	.1770000000000000	.0019406390000000	218
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	294
LAA, RA, CAPA	.0220000000000000	.0014840180000000	439
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	49
LAA, RA, CAPA	.0400000000000000	.0017123290000000	219
LAA, RA, CAPA	.0510000000000000	.0018264840000000	219
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	98
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	49
LAA, RA, CAPA	.0440000000000000	.0017123290000000	219
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	246
LAA, RA, CAPA	.0940000000000000	.0019406390000000	109
LAA, RA, CAPA	.1270000000000000	.0019406390000000	98
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	88
LAA, RA, CAPA	.0620000000000000	.0018264840000000	213
LAA, RA, CAPA	.2700000000000000	.0011415520000000	66
LAA, RA, CAPA	.0510000000000000	.0018264840000000	213
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	196
LAA, RA, CAPA	.2860000000000000	.0011415520000000	66
LAA, RA, CAPA	.1700000000000000	.0019406390000000	167
LAA, RA, CAPA	.1020000000000000	.0019406390000000	167
LAA, RA, CAPA	.3380000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	183
LAA, RA, CAPA	.3020000000000000	.0011415520000000	90
LAA, RA, CAPA	.3540000000000000	.0011415520000000	70
LAA, RA, CAPA	.4270000000000000	.0011415520000000	78
LAA, RA, CAPA	.1090000000000000	.0019406390000000	277
LAA, RA, CAPA	.0910000000000000	.0019406390000000	329
LAA, RA, CAPA	.2180000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.2280000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.0690000000000000	.0018264840000000	246
LAA, RA, CAPA	.3170000000000000	.0011415520000000	70
LAA, RA, CAPA	.1300000000000000	.0019406390000000	167
LAA, RA, CAPA	.1120000000000000	.0019406390000000	167
LAA, RA, CAPA	.2700000000000000	.0011415520000000	78
LAA, RA, CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	246
LAA, RA, CAPA	.0800000000000000	.0019406390000000	246
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	438

LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	294
LAA, RA, CAPA	.0400000000000000	.0017123290000000	329
LAA, RA, CAPA	.0730000000000000	.0018264840000000	276
LAA, RA, CAPA	1.4440000000000000	.0027397260000000	702
LAA, RA, CAPA	.1870000000000000	.0012557080000000	176
LAA, RA, CAPA	.2020000000000000	.0012557080000000	176
LAA, RA, CAPA	.1920000000000000	.0012557080000000	176
LAA, RA, CAPA	.2130000000000000	.0012557080000000	176
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	176
LAA, RA, CAPA	.2340000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.1760000000000000	.0012557080000000	176
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	246
LAA, RA, CAPA	.2910000000000000	.0011415520000000	66
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	276
LAA, RA, CAPA	.1090000000000000	.0019406390000000	156
LAA, RA, CAPA	.1270000000000000	.0019406390000000	219
LAA, RA, CAPA	.3590000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	246
LAA, RA, CAPA	.1300000000000000	.0019406390000000	207
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	78
LAA, RA, CAPA	.0440000000000000	.0017123290000000	163
LAA, RA, CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	109
LAA, RA, CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	184
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	78
LAA, RA, CAPA	.2650000000000000	.0011415520000000	58
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	44
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	490
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	980
LAA, RA, CAPA	.1300000000000000	.0019406390000000	163
LAA, RA, CAPA	.2060000000000000	.0019406390000000	163
LAA, RA, CAPA	.0910000000000000	.0019406390000000	199
LAA, RA, CAPA	.0110000000000000	.0191780800000000	160
LAA, RA, CAPA	.1990000000000000	.0019406390000000	204
LAA, RA, CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	314
LAA, RA, CAPA	.0330000000000000	.0017123290000000	314
LAA, RA, CAPA	.0330000000000000	.0017123290000000	314
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	980
LAA, RA, CAPA	1.1990000000000000	.0021689500000000	980
LAA, RA, CAPA	1.6070000000000000	.0029680370000000	470
LAA, RA, CAPA	1.7840000000000000	.0031963470000000	980
LAA, RA, CAPA	.0730000000000000	.0018264840000000	313
LAA, RA, CAPA	.0620000000000000	.0018264840000000	313
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	548
LAA, RA, CAPA	.0440000000000000	.0017123290000000	520
LAA, RA, CAPA	.0690000000000000	.0018264840000000	204
LAA, RA, CAPA	.0910000000000000	.0019406390000000	163
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	275
LAA, RA, CAPA	.0840000000000000	.0019406390000000	354
LAA, RA, CAPA	.0690000000000000	.0018264840000000	245
LAA, RA, CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	163
LAA, RA, CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	392
LAA, RA, CAPA	1.3490000000000000	.0025114150000000	980

LAA,RA,CAPA	1.6070000000000000	.0029680370000000	470
LAA,RA,CAPA	1.1040000000000000	.0019406390000000	936
LAA,RA,CAPA	1.2130000000000000	.0022831050000000	936
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	490
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	490
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	936
LAA,RA,CAPA	1.1720000000000000	.0021689500000000	947
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	588
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	936
LAA,RA,CAPA	1.1860000000000000	.0021689500000000	947
LAA,RA,CAPA	1.2400000000000000	.0022831050000000	1222
LAA,RA,CAPA	1.2260000000000000	.0022831050000000	1222
LAA,RA,CAPA	1.0090000000000000	.0017123280000000	2061
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	1.1450000000000000	.0020547940000000	936
LAA,RA,CAPA	.0330000000000000	.0017123280000000	290
LAA,RA,CAPA	.0510000000000000	.0018264840000000	205
LAA,RA,CAPA	.0910000000000000	.0019406390000000	245
LAA,RA,CAPA	.0300000000000000	.0015981740000000	633
LAA,RA,CAPA	.0300000000000000	.0015981740000000	290
LAA,RA,CAPA	.0480000000000000	.0018264840000000	311
LAA,RA,CAPA	.0840000000000000	.0019406390000000	311
LAA,RA,CAPA	.1200000000000000	.0019406390000000	245
LAA,RA,CAPA	.0600000000000000	.0273972600000000	294
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	2.4370000000000000	.0036528680000000	980
LAA,RA,CAPA	.1480000000000000	.0019406390000000	107
LAA,RA,CAPA	1.4910000000000000	.0031963470000000	235
LAA,RA,CAPA	.0760000000000000	.0018264840000000	109
LAA,RA,CAPA	.0940000000000000	.0019406390000000	217
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	9799
LAA,RA,CAPA	1.0900000000000000	.0019406390000000	1166
LAA,RA,CAPA	.1700000000000000	.0019406390000000	167
LAA,RA,CAPA	.1090000000000000	.0019406390000000	277
LAA,RA,CAPA	1.4440000000000000	.0027397260000000	702
LAA,RA,CAPA	.0870000000000000	.0019406390000000	276
LAA,RA,CAPA	1.6070000000000000	.0029680370000000	470
LAA,RA,CAPA	1.7840000000000000	.0031963470000000	980
LAA,RA,CAPA	.1270000000000000	.0019406390000000	219
LAA,RA,CAPA	.0000284794500000	.0022831050000000	36
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0004029009000000	98
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	982
LAA,RA,CAPA	.0000000000007900	.0017123280000000	40
LAA,RA,CAPA	.0000028602740000	.0048657530000000	73
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	988
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	426
LAA,RA,CAPA	.0000107397300000	.0034246580000000	26
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0003604903000000	233
LAA,RA,CAPA	.1000000000000000	.0068493150000000	57

LAA,RA,CAPA	.0000107397300000	.0034246580000000	16
LAA,RA,CAPA	.1520000000000000	.0039954340000000	490
LAA,RA,CAPA	.0000671301400000	.0017123290000000	127
LAA,RA,CAPA	.0280000000000000	.0068493150000000	9
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	118
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	620
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	762
LAA,RA,CAPA	.1000000000000000	.0068493150000000	70
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	674
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	545
LAA,RA,CAPA	.0000000000012697	.0017123290000000	205
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0004280822000000	28
LAA,RA,CAPA	.1520000000000000	.0039954340000000	650
LAA,RA,CAPA	.1520000000000000	.0039954340000000	602
LAA,RA,CAPA	.0280000000000000	.0068493150000000	100
LAA,RA,CAPA	.0450000000000000	.0068493150000000	106
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0000000000000000	1461
LAA,RA,CAPA	.0280000000000000	.0068493150000000	62
LAA,RA,CAPA	.0280000000000000	.0068493150000000	68
LAA,RA,CAPA	.0000000000009311	.0014528850000000	196
LAA,RA,CAPA	.0000230776200000	.0025234320000000	209
LAA,RA,CAPA	.0000000000000002	.0013698630000000	123
LAA,RA,CAPA	.0000000000000000	.0011415530000000	80

*****P* SUBROUTINA SLECTU *****

Ejecutando el programa con estos datos, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 5.15.

Tabla 5.15 Resultados para el Sistema de Prueba No. 8.

*****P* SUBROUTINA SFCO NR *****							
VECTOR POCO NO	0	0	0	0	3	9	
VECTOR POCO NO	12	12	12	18	21	24	
VECTOR POCO NO	24	24	24	24	24	24	
VECTOR POCO NO	27	39	51	57	57	57	
VECTOR POCO NO	60	60	60	60	60	60	
VECTOR POCO NO	60	60	60	60	60	63	
VECTOR POCO NO	63	63	63	63	63	63	
VECTOR POCO NO	72	81	87	87	87	90	
VECTOR POCO NO	96	108	108	108	108	114	
VECTOR POCO NO	114	114	117	120	120	120	
VECTOR POCO NO	120	120	120	120	120	120	
VECTOR POCO NO	120	120	120	120	120	120	
VECTOR POCO NO	120	126	126	126	126	132	
VECTOR POCO NO	132	132	132	132	135	141	
VECTOR POCO NO	144	150	150	150	153	156	
VECTOR POCO NO	159	159	159	159	177		
COCONO 6	149	-151	148	-152	227	150	-152 227
COCONO 152	162	-163	4	-196	198	4	-196 -197

COCONO 196	-199	232	185	199	233	165	168	163
COCONO 114	166	-169	-115	166	-169	114	-167	-169
COCONO-115	-167	-169	-166	170	236	-166	-171	236
COCONO 167	170	236	167	-171	236	-170	-172	211
COCONO 171	-172	211	182	-184	-185	174	183	-186
COCONO 49	145	203	49	144	203	49	132	203
COCONO 127	130	-145	127	130	-144	127	130	-132
COCONO 126	-130	-131	121	126	-130	43	119	123
COCONO 113	-124	-125	106	-124	-125	92	112	-118
COCONO 92	112	-117	92	-118	208	92	-117	208
COCONO 98	-137	-138	96	-137	-138	98	101	-102
COCONO 74	78	102	20	24	216	-23	24	216
COCONO -24	-26	-27	-24	-25	-26	26	-28	-29
COCONO 19	-63	204	19	-62	204	11	15	-19
COCONO -15	-16	17	-15	-16	18	68	206	212
COCONO 57	-68	-68	66	68	-70	10	-94	201
COCONO 10	-93	201	9	-94	201	9	-93	201
COCONO 202	-84	201	202	-93	201			

*****P* SUBROUTINA SFCORR *****

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

VECTOR POCORN	0	6	12	21	36	48		
VECTOR POCORN	51	54	57	63	68	72		
VECTOR POCORN	75	78	93	108	114	123		
VECTOR POCORN	126	132	141	144	153	165		
VECTOR POCORN	174	180	183	186	189	192		
VECTOR POCORN	195	198	201	204	210	213		
VECTOR POCORN	216	219	225	231	234	240		
VECTOR POCORN	243	255	264	276				
COCORN 148	-152	227	148	-150	0	4	-196	198
COCORN 197	198	0	-115	166	-169	-115	-167	-169
COCORN-114	-115	0	114	-167	-169	-115	-167	-169
COCORN-166	170	236	-166	-171	236	-166	-167	0
COCORN-166	-171	236	167	-171	236	-170	-172	211
COCORN-170	-171	0	189	-194	0	178	-181	0
COCORN 176	-190	0	136	-139	0	129	-139	0
COCORN 129	-138	0	128	-136	0	50	140	0
COCORN 134	143	0	107	-116	0	49	144	203
COCORN 49	132	203	127	130	-145	144	-145	0
COCORN 132	-145	0	49	132	203	127	130	-145
COCORN 127	130	-144	132	-145	0	132	-144	0
COCORN 121	126	-130	121	131	0	92	112	-118
COCORN 82	-118	208	117	-118	0	122	210	0
COCORN 106	-124	-125	106	-113	0	92	-118	208
COCORN 82	-117	208	-112	208	0	100	-103	0
COCORN 105	-110	0	105	-111	0	82	105	0
COCORN 105	-111	0	82	105	0	110	-111	0
COCORN 82	110	0	82	105	0	82	110	0
COCORN 82	111	0	96	-137	-138	96	-98	0
COCORN 65	-67	0	93	-94	0	95	-97	0
COCORN -75	76	0	77	-79	0	38	80	0
COCORN 39	-83	0	42	-84	0	20	24	216
COCORN 20	23	0	40	54	0	71	-72	0

COCORN	12	-52	0	-24	-26	-27	25	-27	0
COCORN	19	-63	204	62	-63	0	14	31	0
COCORN	-15	-16	18	-17	18	0	60	-64	0
COCORN	202	-93	201	202	-94	201	202	-10	0
COCORN	202	-9	0	9	-93	201	9	-94	201
COCORN	9	-10	0	202	-93	201	9	-93	201
COCORN	-10	-93	201	94	-93	0			

*****P* SUBROUTINA SCONIC *****

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

INDICE PCA 0

*****P* SUBROUTINA SCONAR *****

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

λS = .39034220
 PHS = 1.61386900
 ENS = .11283361
 RS = .00193309
 US = .00100730

LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000003	.00004594
LAF/N	.00007032	.00000005	.00000000	.00000000	.00000000
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
LAF/N	.00000000	.00000000	.00007700	.00007327	.00000001
LAF/N	.00000004	.00002892	.00000106	.00244817	.00010919
LAF/N	.00005653	.00000019	.00000000	.00000000	.00000000
LAF/N	.00602965	.00000000	.00000000	.00000493	.00000000
LAF/N	.00005219	.00000000	.00000000	.00003681	.00000000
LAF/N	.00000000	.00002485	.00004238	.00024410	.00013254
LAF/N	.00000000	.00001183	.38942500	.00000000	.00003681
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000006	.00000007	.00012435
LAF/N	.00024120	.00000011	.00000920	.00000003	.00000002
LAF/N	.00000000	.00002393	.00001762	.00000011	.00001448
LAF/N	.00000002	.00002835	.00025626	.00026322	.00000000
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000001	.00001155	.00000000
LAF/N	.00006035	.00022070	.00000004	.00000001	.00000000
LAF/N	.00000000	.00191870	.00002486	.00000000	.00016719
LAF/N	.00038691	.00037502	.00000000	.00000000	.00000000
LAF/N	.00000928	.00000000	.00000000	.00218329	.00000000
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00009687	.00020980
LAF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
LAF/N	.00003836	.00003149	.00000000	.00004660	.00000000
LAF/N	.00026756	.00000000	.00000000	.00005729	.00000000
LAF/N	.00000000	.00003167	.00000000	.00000000	.00005121
LAF/N	.00000000	.00000002	.00001759	.00000000	.00006874
LAF/N	.00002794	.00000003	.00000000	.00005582	.00000000
LAF/N	.00005463	.00175329	.00142837	.00000088	.00004633
LAF/N	.00038405				

RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00092359	.00097026
RF/N	.00097026	.00088044	.00000000	.00000000	.00000000
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
RF/N	.00000000	.00058292	.00095265	.00097032	.00063368

RF/N	.00064688	.00096984	.00095639	.00229038	.00104836
	.00097021	.00093713	.00000000	.00000000	.00000000
RF/N	.00108447	.00000000	.00000000	.00085236	.00000000
	.00151009	.00000000	.00000000	.00126174	.00000000
RF/N	.00000000	.00073386	.00097032	.00067933	.00107742
	.00000000	.00088378	.00125500	.00000000	.00097032
RF/N	.00000000	.00000000	.00065909	.00057684	.00107709
	.00070737	.00044185	.00157101	.00056331	.00060785
RF/N	.00000000	.00094092	.00125050	.00040507	.00094063
	.00063713	.00094077	.00057074	.00057078	.00000000
RF/N	.00000000	.00000000	.00062100	.00091314	.00000000
	.00107742	.00057078	.00055432	.00092359	.00062100
RF/N	.00000000	.00181227	.00094092	.00000000	.00107742
	.00072297	.0006E197	.00000000	.00000000	.00000000
RF/N	.00958853	.00000000	.00000000	.00210748	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00097032	.00084092
RF/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00094092	.00094092	.00000000	.00097032	.00000000
RF/N	.00181227	.00000000	.00000000	.00097032	.00000000
	.00000000	.00097032	.00000000	.00000000	.00097031
RF/N	.00052450	.00071471	.00128815	.00000000	.00085831
	.00140776	.00088378	.00000000	.00097032	.00000000
RF/N	.00097032	.00152820	.00122384	.00074268	.00097032
	.00267436				
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000246	.00238875
	.00232067	.00000065	.00000000	.00000000	.00000000
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000017	.02486983	.01340926	.00000000
PNS/N	.00000183	.00295023	.00027780	.00000000	.00000000
	.00141326	.00004301	.00000000	.00000000	.00000000
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00096164	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00776740	.00000000
PNS/N	.00000000	.00000000	.00135627	.00683472	.00238581
	.00000000	.00023668	89.56775000	.00000000	.00180350
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000897	.00000151	.00261136
	.00602996	.00000679	.00085557	.00000000	.00000314
PNS/N	.00000000	.00232073	.00000000	.00000000	.00040543
	.00000000	.00096377	.01050686	.00815979	.00000000
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00050841	.00000000
	.00000000	.01059375	.00000341	.00000000	.00000036
PNS/N	.00000000	.00000000	.00104425	.00000000	.00384537
	.00657752	.01125053	.00000000	.00000000	.00000000
PNS/N	.00090052	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00106552	.00081804
PNS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00103584	.00151167	.00000000	.00078218	.00000000
PNS/N	.00802685	.00000000	.00000000	.00292167	.00000000
	.00000000	.00215364	.00000000	.00000000	.00056336
PNS/N	.00000011	.00000076	.00014071	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000100	.00000000	.00150715	.00000000

PNS/N	.00278628 .00768091	.00000000	.05713484	.00001679	.00129737
U/N	.00000000 .00000007	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000004 .00000000
U/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000007	.00000000 .00000007	.00000000 .00000000
U/N	.00000000 .00000005	.00000003 .00000000	.00000000 .00000000	.00000561 .00000000	.00000011 .00000000
U/N	.00000654 .00000008	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000005	.00000000 .00000000
U/N	.00000000 .00000000	.00000002 .00000001	.00000004 .00048873	.00000017 .00000000	.00000014 .00000004
U/N	.00000000 .00000017	.00000000 .00000000	.00000000 .00000001	.00000000 .00000000	.00000013 .00000000
U/N	.00000000 .00000000	.00000002 .00000003	.00000002 .00000015	.00000000 .00000015	.00000001 .00000000
U/N	.00000000 .00000007	.00000000 .00000013	.00000000 .00000000	.00000001 .00000000	.00000000 .00000000
U/N	.00000000 .00000028	.00000348 .00000025	.00000002 .00000000	.00000000 .00000000	.00000018 .00000000
U/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000460 .00000000	.00000000 .00000002
U/N	.00000000 .00000004	.00000000 .00000003	.00000000 .00000000	.00000000 .00000005	.00000000 .00000000
U/N	.00000000 .00000048	.00000000 .00000003	.00000000 .00000000	.00000006 .00000000	.00000000 .00000005
U/N	.00000000 .00000004	.00000000 .00000000	.00000002 .00000000	.00000000 .00000005	.00000006 .00000000
U/N	.00000005 .00000103	.00000268 .00000000	.00000175 .00000000	.00000000 .00000000	.00000004 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000225	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000232 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00002369	.00000000 .00001301	.00000000 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000137	.00000286 .00000004	.00000027 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000082 .00000880	.00000000 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000021	.00000132 .11240730	.00000464 .00000000	.00000257 .00000175
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000001 .00000013	.00000000 .00000000	.00000281 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.000000218 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000038 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000046 .00000000	.00000000 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000005 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000476	.00000000 .00000745	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000414 .00000000
ENS/N	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000000	.00000000 .00000103	.00000000 .00000077

ENS/N	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000	.00000000
	.00000097	.00000142	.00000000	.00000077	.00000000
ENS/N	.00001455	.00000000	.00000000	.00000283	.00000000
	.00000000	.00000209	.00000000	.00000000	.00000055
ENS/N	.00000000	.00000000	.00000018	.00000000	.00000000
	.00000000	.00000000	.00000000	.00000146	.00000000
ENS/N	.00000270	.00000000	.00006992	.00000001	.00000126
	.00002054				

*****P* SUBROUTINA SVALCA *****

Observando la tabla anterior se pueden hacer los comentarios siguientes:

- Se obtuvieron un total de 151 p-cortes minimos.
- EL número promedio de p-cortes minimos por nodo es de 2.
- Los nodos con menor conexidad son:

Nodos de grado ≥ 3 :

21 con 4 cortes (114,166,169) (115,166,169) (114,167,169) (115,167,169)
 23 con 4 cortes (166,170,236) (166,171,236) (167,170,236) (167,171,236)
 66 con 4 cortes (92,112,118) (92,112,117) (92,118,208) (92,117,208)
 134 con 5 cortes (10,94,201) (10,93,201) (9,94,201) (9,93,201)
 (202,94,201) (202,93,201)

Nodos intermedios de cadenas:

22 con 5 cortes (114,167,169) (115,167,169) (166,170,236) (166,171,236)
 (166,167)
 24 con 4 cortes (166,171,236) (167,171,236) (170,172,211) (170,171)
 55 con 5 cortes (49,144,203) (49,132,203) (127,130,145) (144,145)
 (132,145)
 56 con 5 cortes (49,132,203) (127,130,145) (127,130,144) (132,145)
 (132,144)

86 con 4 cortes (105,111) (82,105) (110,111) (82,110)
 132 con 4 cortes (202,93,201) (202,94,201) (202,10) (202,9)
 135 con 4 cortes (202,93,201) (9,93,201) (10,93,201) (94,93)

d) Los nodos con mayor frecuencia de salidas (λ) son:
 24, 31, 48, 82, 94, 132 y 133.

e) Los nodos con mayor tiempo de reparación (r) son:
 24, 36, 58, 82, 91, 94, 111, 126, 132, 133 y 136.

f) En consecuencia, los nodos con mayor tasa de tiempo de
 reparación (u) son:
 24, 31, 48, 82, 94, 132, 133 y 136.

g) Los nodos con mayor potencia no suministrada (PNS) son:
 24, 31, 48, 82, 94, 132, 133 y 136.

h) Y los nodos con más energía no suministrada (ENS) son:
 18, 19, 48, 111, 133 y 136.

A partir de los resultados anteriores, en la tabla 5.16 se
 presentan los índices de los nodos más afectados o de menor
 confiabilidad para este ejemplo. Estos son los que habrá que
 mejorar, modificando la configuración del sistema o la
 capacidad de las líneas de transmisión que los alimentan, para
 mejorar así la confiabilidad del sistema.

Nodo	λ	r	u	PHS	ENS	D
	salidas/año	años/año	años	Mw	Mwh	Mw
18	.00007700	.00097320	.00000007	.02486983	.00002368	323
19	.00007327	.00063368	.00000007	.01340926	.00001301	183
24	.00244817	.00229038	.00000561	0	0	0
31	.00602965	.00108447	.00000654	0	0	0
36	.00005219	.00151009	.00000008	0	0	0
48	.389425	.001255	.00048873	89.56775	.11240730	230
58	.0000092	.00157101	.00000001	.00085557	.00000134	93
68	.0002562	.00057074	.00000015	.01050686	.00000006	41
77	.0002207	.00057078	.00000013	.01059375	.00000605	48
82	.0019187	.00181227	.000000348	0	0	0
87	.00037502	.00066197	.000000025	.01125053	.00000745	30
91	.00000928	.00958853	.000000009	.00090052	.00000863	97
94	.00218329	.00210748	.00000460	0	0	0
111	.00026756	.00181227	.00802685	.00000048	.00001455	30
126	.00002794	.00140776	.00000004	0	0	0
132	.00175329	.0015292	.00000268	0	0	0
133	.00142837	.00122384	.00000175	.05713484	.00006992	40
136	.00038405	.00267436	.00000103	.0078091	.00002054	20

Tabla 5.16 Nodos más Afectados del Sistema de Prueba No. 8.

Comparando estos resultados con los de la referencia [26].

tenemos:

	EPRI		CONTRA	
	límite inferior	límite superior		
λ_s	0.129	0.389	0.39034220	salidas/año
R_s	16.45		16.9338684	hrs.

Con la obtención de estos resultados y todos los mostrados anteriormente, se confirma la validez del algoritmo implementado en el programa CONTRA, puesto que se demostró que cumple con los requisitos de un análisis de confiabilidad, al comparar los resultados obtenidos con los de los otros métodos -ilustrados en el capítulo 3 - y obtener diferencias mínimas. Aún más, se puede decir que se tiene ya un nuevo algoritmo con el que se puede analizar la confiabilidad de sistemas de transmisión.

5.3 REQUERIMIENTOS COMPUTACIONALES

Unos de los requisitos, que se exigen a los programas de análisis de confiabilidad en sistemas de transmisión, son la rapidez y que no soliciten gran cantidad de memoria en la máquina. Estos se cumplen para el programa CONTRA, ya que se ha hecho su implementación en una computadora personal Olivetti modelo M-24. Los resultados logrados -contados en tiempo total de reloj y no en tiempo de C.P.U. de la máquina - se comparan con los reportados por EPRI [26] a continuación:

Ejemplo No.		Tiempo en P.C. real	Tiempo en VAX/11780 (C.P.U.)
1	6 buses 8 aristas	3 seg	0.75 seg
7	25 buses 39 aristas	7 seg	1.85 seg
8	140 buses 199 aristas	2 min 30 seg	22.82 seg

Ejemplo No.	Análisis:	DC	AC	Capacidad:	DC	AC
7		35 seg	5 min		5 min	15 min
8		5 min	15 min		30 min	5 horas

Tabla 5.17 Comparación de Tiempos de Ejecución.

En la tabla anterior se muestran los tiempos requeridos por la computadora personal antes citada, los tiempos -ahora sí de C.P.U.- que se requieren en una máquina más grande VAX/11780 y por último los tiempos requeridos por el método de enumeración de contingencias en una máquina PRIME750, reportados por EPRI. De lo que se puede notar una gran diferencia entre esta última y la P.C., agravándose aún más en comparación con la VAX.

En lo que se refiere a la capacidad de memoria, es suficiente con decir que el ejemplo de 140 buses se trabaja sin ningún problema en la P.C., que tiene una capacidad de memoria limitada a los 260 K palabras de 2 bytes.

CONCLUSIONES

- En primer lugar, se cuenta con un documento en donde se describen todos los métodos para evaluar la confiabilidad de los sistemas de transmisión.

- Se cuenta con un algoritmo nuevo para la evaluación de la confiabilidad de redes de transmisión, basado en la teoría de investigación de operaciones, teoría de conjuntos y el método de los cortes mínimos. Este algoritmo es eficiente, ya que utiliza una técnica de reducción del problema, lo resuelve y por último, expande la solución para los elementos reducidos en el primer paso.

- Dentro de la descripción del algoritmo se formuló un concepto importante al definir los eventos de falla independientes como p-cortes mínimos.

- Con este algoritmo se obtienen índices de confiabilidad, tanto para el sistema como para los nodos o buses, lo que es muy importante en la planeación de las redes de transmisión en la:

- a) Identificación de los puntos débiles del sistema.
- b) Comparación de alternativas de diseño o expansión.
- c) Justificación de las inversiones.

Este último punto es trascendental, puesto que puede tenerse una base fuerte de justificación con el concepto de energía no

suministrada, la que al asociarle un costo por Mwh no suministrado, puede incluirse en una función económica dentro de los costos de operación y obtener una mejor apreciación de los beneficios obtenidos con una cierta inversión de capital.

- Además del algoritmo, se tiene el programa digital para hacer estos análisis; el cual se demostró que es efectivo, ya que se comprobó su validez al comparar los resultados con los obtenidos por otros métodos. Las diferencias existentes entre los resultados son tan pequeñas, que no se consideran significativas.

- Con los ejemplos estudiados, se demostró también su capacidad para manejar redes grandes y complejas.

- Adicionalmente, el programa muestra tener una eficacia computacional por su rapidez de ejecución comparado con los otros reportados, dado que en una computadora personal es hasta 5 veces más rápido y en una máquina más grande, la diferencia es mayor. Además que no requiere gran cantidad de memoria.

- De los resultados obtenidos con los ejemplos estudiados, se comprobó la baja aportación que tienen los p-cortes mínimos de tercer grado a los índices de confiabilidad y por tanto la mínima que aportarían los cortes de mayor grado.

- También se demostró la necesidad de evaluar, además de la conexidad del sistema, la capacidad, debido a que ésta representa

una gran aportación a los índices de confiabilidad, en especial a uno de los más relevantes, que es la energía no suministrada.

- Como era de esperarse resaltó la importancia de obtener índices por bus y no únicamente para el sistema, ya que es indispensable en la identificación de los puntos débiles de éste y por tanto los lugares en donde deberán hacerse mejoras para un mayor aprovechamiento de los recursos e inversiones a realizar.

En conclusión, se posee un algoritmo implementado en computadora para analizar la confiabilidad de sistemas de transmisión, del que se ha comprobado su capacidad y eficacia para manejar estos problemas. Este programa queda como una herramienta que ayudará al Ingeniero en planeación, a diseñar un sistema o su expansión de una manera más cercana al óptimo. Aclarando nuevamente que no se pretende substituir a los métodos para hacer análisis muy finos, los cuales tiene sus aplicaciones especiales.

Para finalizar, se pueden mencionar algunos de los trabajos que será interesante llevar a cabo en el futuro sobre la confiabilidad de los sistemas de transmisión. Estos son por ejemplo:

- 1) Inclusión de diferentes tipos de ambiente (normal, adverso, etc.) en los índices de confiabilidad.

- 2) Índices que involucren el mantenimiento de las componentes del sistema.
- 3) Análisis de fallas de las componentes, no sólo independientes, si no de causa común y hasta catastróficas.
- 4) Por último, la posibilidad de incluir las fallas de los sistemas de protección.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- " Power System Reliability Evaluation"
Roy Billington
Gordon and Breach, Science Publishers, New York 1970.
- 2.- " Considerations for Planning a Transmission System"
S. Dutt Mazumdar
Indian Journal of Power & River Valley Development, January
1969, Volume 19 part 1 pp. 3,4 and 14.
- 3.- " Cost Evaluation of Power Supply Reliability"
Z. Reguly
International Conference on Reliability on Power Supply
Systems, London 21-23 February, 1977.
- 4.- " Report on Reliability Survey of Industrial Plants"
IEEE Trans. Industry Applications, March/April to Sep/Oct
1974.
- 5.- " Distribution System Reliability Engineering Guide "
Canadian Electrical Association
March 1976.
- 6.- " Cost of Power Interruptions to Industry Survey Results "
Mackey E. M. and L. H. Berk
Cigre 1978.

- 7.- " Cost of Unreliability to Consumers "
H. T. Miller and D. G. Dowson
June 1982 Transmission & Distribution.
- 8.- " Cost Versus Reliability - A Key to Efficiency "
H. L. Brown
February 1982 Transmission & Distribution pp 54-57.
- 9.- " Workshop Proceedings - Power System Planning: Research Needs
and Priorities "
EPRI-EL 3152 Contract WS 82-116 Proceedings July 1983.
- 10.- " Power System Planning "
Robert Lee Sullivan
Mac Graw Hill, International Book Company 1977.
- 11.- " Load Forecasting for Transmission Planning "
H. L. Willis, H. N. Trau
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas
103 No. 3 March 1984.
- 12.- " A Method for the Forecasting of the Probability Density
Function of Power System Loads "
G. Heyd, A. Khotanzad, N. Farahbakshian
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. Pas 100 No. 12 December 1981.

- 13.- " **Simplifying Reliability Analysis of Network Expansion Plans** "
- Richard A. Schultz
- Proceedings of the American Power Conference, 1980 Vol 42
pp 524-529.
- 14.- " **Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing
Outages of Electrical Transmission and Distribution
Facilities and Interruptions** "
- I E E E Comite Report
- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 87
No 5 May 1968 pp 1318-1323.
- 15.- " **List of Transmission and Distribution Components for Use in
Outage Reporting and Reliability Calculations** "
- M. B. Guertin, P.F. Albrecht, M.P Bhavaraju, R. Billington,
G.E. Jorgensen, A.N. Karas, N.D. Masters, A.D. Patton, R.J.
Ringlee, R.P. Spence.
- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 95
No 4 July - August 1976.
- 16.- " **Outage Records Simplified by PC** "
- Dean E. Hendrickson, Peter A. Daly
- Transmission & Distribution, January 1986.

17.- " Determination and Analysis of Data for Reliability Studies "

Alton D. Patton

IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 87

No 1 January 1968 pp 84 - 100.

18.- " Predicting Transmission Outages for System Reliability

Evaluation Volume 1: Methodology and Validation "

EPRI-EL 3880 Volume 1 Project 1468-2 Final Report May 1985.

a) Cap 4 " Transmission Outage Performance Data"

b) Cap 5 "Analysis of Outage Data "

c) Cap 6 y 7.

19.- " Reliability of Power Systems Under Uncertainty"

Yosef S. Sherif

IEEE Proceedings Annual Reliability and Maintainability

Symposium 1983.

20.- " Bulk Transmission System Outage Data Base"

EPRI-EL 12831, EPRI-EL 1797 Final Report April 1981.

21.- " Power System Reliability I Measures of Reliability and
Methods of Calculation "

D.P. Gaver, F.E. Montmeant, A.D. Patton

IEEE Trans July 1964 pp 727 - 737.

- 22.- " Reliability Indexes for Power Systems "
EPRI-EL 1773 Final Report Project 1353-1 March 1981
Con 89 referencias.
- 23.- " A Frequency and Duration Method for Generating System
Reliability Evaluation "
Ayoub A. K. . Patton A.D.
IEEE Transactions Vol Pas 85 November/December 1975
pp 1929 - 1933.
- 24.- " A Review of Some Characteristics of Probability Methods as
Related to Power Systems Problem "
C. W. Hatchorn
IEEE Transactions July 1964 pp 737 - 743.
- 25.- " An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and
Reliability Indices of a General Network Configuration "
R. N. Allan, R. Billington, M. F. de Oliveira
IEEE Transactions on Reliability, Vol R-25 No 4 October 1976
pp 226-233
- 26.- " Transmission System Reliability Methods Volume 1:
Mathematical Models, Computing Methods and Results "
EPRI-EL 2526 Volume 1 Project 1530-1 Final Report July 1982.

- 27.- " Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica "
Miguel Vega Ortiz
Tesis de Licenciatura U.N.A.M., México D.F. 1983
- 28.- " Transmission System Reliability Assessment By Contingency Enumeration"
Baldwin P. Lam, David J. Lawrence, N.Dag Reppen, Neal J. Balu
Proceedings of the Eight Power Systems Computation Conference, Helsinki 13-21 August 1984.
- 29.- " Un Método Nuevo para Selección de Contingencias en los Sistemas Eléctricos de Potencia"
Isaac Jiménez Lerma, Jaime Ramirez Ortiz
IEEE MEXICON 1982
- 30.- " Técnicas Rápidas de Selección de Contingencias en los Sistemas Eléctricos de Potencia "
Eduardo Arriola Valdez, Jaime Ramirez Ortiz
IEEE MEXICON 1981 Tomo 3 pp 167-174
- 31.- " Automatic Contingency Selection "
G.C. Ejebe, B.F. Nollenberg
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 98
No 1 January/February 1979 pp 97-109.

- 32.- " An Avanced Contingency Selection Algorithms "
T.A. Mikolinas, B.F. Hollenbers
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 100
No 2 February 1981 pp 608-617.
- 33.- " An Automatic Contingency Selection Method for One Line
Security Analysis"
G.D. Irisarri, A.M. Sasson
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 100
No 4 April 1981 pp 1838-1844.
- 34.- " One line Automatic Contingency Selection Algorithms "
S. Vemuri, R.E. Usher
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 102
No 2 February 1983 pp 346-354.
- 35.- " AEP Automatic Contingency Selection: Branch Outage Impacts
on Load Bus Voltage Profile "
Iraj Dabbaghchi, Guillermo Irisarri
IEEE Transactions on Power Systems Vol PWRS-1, No 2,
May 1986 pp 37-45.
- 36.- "An Artificial Intelligence System for Power System
Contingency Screening "
Dejan J. Sabajic, Yeh-Han Pao
IEEE 1987 PICA Conference, May 1988 Power Engineering Review.

- 37.- " Fast Decoupled Load Flow "
B. Stott, O. Alsac
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 83
May/June 1974 pp 859-869.
- 38.- " An Improved Method for Outage Studies "
H.M. El-Marsafawy, R.M. Marthur
IEEE Winter Meeting, New York, N.Y. February 1979 pp 1-7
- 39.- " Power System Reliability Evaluation "
IEEE Tutorial Course Summer Power Meeting July 1982.
- 40.- " Reliability Assessment of EHV Transmission Systems A Random
Simulation Approach "
M. El-Sobki, H. Anis, S. El-Skobi
Reliability in Electrical and Electronic Components and
Systems 1982 pp. 719-724
- 41.- " High-Speed Stochastic Reliability Simulator "
N.D. Deans, D.P. Mann
Reliability in Electrical and Electronic Components and
Systems 1982 pp 49-55.
- 42.- " Reliability Evaluation for Optimally Operated, Large,
Electric Power Systems "
M.A. El-Kady, H.S. El-Skobi, N.K. Sinha
IEEE Transactions on Reliability, Vol R-35 No 1 April 1986

43.- " Power System Planning Practice in Italy "

G. Manzoni, L. Paris, M. Valtorta

IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 98
No. 3 May/June 1979 pp 688-699.

44.- " New Probabilistic Approach Taking Into Account Reliability
and Operation Security in EHV Power System Planning at EDF "

J.C. Dodu, A. Merlin

IEEE Transactions on Power Systems Vol PWR5-1, No 3.
August 1986 pp 175-181.

45.- " Capacity Planning with Flow and Reliability Evaluation Using
Monte Carlo Simulation "

Ching-Tzong Su, Tien-Shou Wu, Ting-Hsiang Lee, Ching-Lien Huang

IEEE Transactions on Reliability, Vol R-35 No 5
December 1986 pp 518-522.

46.- " A Computerized Technique for Reliability Evaluation in Power
System Transmission Planning "

T.A.M. Sharaf, G.J. Berg

Electric Power System Research, 5 (1982) pp 245-252

- 47.- " A Model for Expansion Planning of Transmission Systems A Practical Application Example "
- César Serna, Jorge Durán, Arturo Camargo
- IEEE PES Summer Meeting, México City, Méx. July 17-22 1977
- pp 1-6.
- 48.- "Reliability Optimization for Transmission Expansion Planning"
- T.A.M. Sharaf, G.J. Berg
- IEEE PES 1981 Transmission and Distribution Conference and Exposition, Minneapolis, Minnesota, September 20-25 1981
- pp 1-6.
- 49.- " Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes "
- Roy Billinton, Kenneth E. Bollinger
- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 87
- No. 2 February 1968 pp 538-547.
- 50.- " A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations "
- Z.G. Todd
- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems July 1964
- pp 685-701.

- 51.- " Power System Reliability II-Applications and Computer Program "
F.E. Montmeant, A.D. Patton, J. Zemkoski, D.J. Cumming
IEEE Winter Power Meeting, New York, N.Y. January 31-
Feb 5 1965 IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
July 1965 pp 636-643.
- 52.- " Reliability Assessment of Transmission and Distribution Schemes "
Roy Billinton, M.S. Grover
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 84
No. 3 May/June 1975 pp 724-732.
- 53.- " Overall Approach to the Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems "
R. Billinton, T.K.P Medicherla
IEE Proc. Vol 127 Pt.C. No 2 March 1980 pp 72-81.
- 54.- " Transmission Line Reliability Models Including Common Mode and Adverse Weather Effects "
R. Billinton, Y. Kumar
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 100
No. 8 August 1981 pp 3899-3910.

- 55.- " Una técnica de Evaluación de Confiabilidad en los Sistemas de Eléctricos Potencia "
- Isaac Jiménez Lerma, César Fuentes Estrada
- IEEE MEXICON 1981 pp 110-114
- 56.- " Transmission Outage Prediction: Unit or Component Approach "
- G.L. Landgren, A.W. Shneider, M.P. Bhavaraju, N.J. Balu
- IEEE Transactions on Power Systems Vol PWR-1, No 2, May 1986 pp 54-61.
- 57.- " Probabilistic Reliability, An Engineering Approach "
- M.L. Shooman
- Mc Graw Hill 1968.
- 58.- " A New Method to Determine the Failure Frequency of a Complex System "
- C. Singh, R. Billinton
- IEEE Transactions on Reliability, Vol R-23 No 4 October 1974 pp 231-234.
- 59.- " Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems "
- R. Billinton, M.S. Grover
- Proceedings IEE, Vol 122 No 5 May 1975 pp 517-523

- 60.- " A Sequential Method for Reliability Analysis of Distribution and Transmission Systems "
R. Billinton, M.S. Grover
Proceedings 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium pp 460-469.
- 61.- " Reliability Modelling and Evaluation of Transmission and Distribution Systems "
R.N. Allan, M.F. De Oliveira
Proceedings IEE, Vol 124 No 6 June 1977 pp 535-541
- 62.- " Markov Cut Set Approach for Reliability Evaluation of Transmission and Distribution Systems "
C. Singh
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol Pas 100
No. 6 June 1981 pp 2719-2725.
- 63.- " Graphes et Hypergraphes "
C. Berge
Dunod Université 1970, North-Holland 1973.
- 64.- " Minimal Cuts up to Third Order in a Planar Graph "
Julio Vilar P.
IEEE Transactions on Reliability, Vol R-33 No 3
August 1984 pp 250-256.

- 65.- " Temas Selectos de Sistemas de Distribución 2A. Parte "
IEEE Curso Tutorial julio 31 - agosto 4 1988 Acapulco, Gro.,
México.
- 66.- " Reliability Equivalents in Composite System Reliability
Evaluation "
R. Billinton, H. J. Koglin, E. Ross
IEE Proceedings, Vol 134, Pt C, No. 3, May 1987 pp 224-233
- 67.- " Transmission System Reliability Methods Volume: 2 Computer
Program Documentation "
EPRI EL - 2526 Volume 2 Project 1530 - 1 Final Report
July 1982
- 68.- " Transmission Planning Using a Reliability Criterion. Part I:
A Reliability Criterion "
Roy Billinton, Murty P. Bhavaraju
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. Pas-89
No. 1 January 1970 pp 28-34.
- 69.- " IEEE Reliability Test System "
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. Pas-98
No. 6 November/December 1979 pp 2047-2054.