

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**TÉCNICA DE ENUMERACIÓN PARA LA
PLANEACIÓN EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN
ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE
SECCIONAMIENTO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA

ANGEL DAVID TRUJILLO HERNÁNDEZ



MÉXICO, D.F.

AGOSTO 2004



CGPI-14

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 20 del mes de Septiembre del 2004 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada Por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

"TÉCNICA DE ENUMERACIÓN PARA LA PLANEACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO"

Presentada por el alumno:

TRUJILLO

Apellido paterno

HERNANDEZ

materno

ANGEL DAVID

nombre(s)

Con registro:

B	0	2	1	4	5	3
---	---	---	---	---	---	---

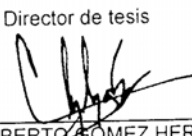
Aspirante al grado de:

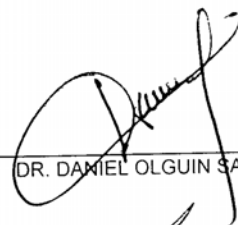
MAESTRO EN CIENCIAS

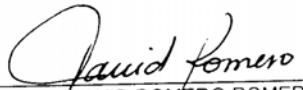
Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

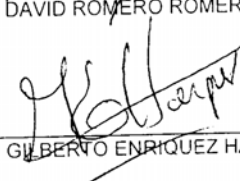
Director de tesis

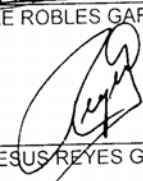

DR. JOSE ALBERTO GOMEZ HERNANDEZ


DR. DANIEL OLGUIN SALINAS


DR. DAVID ROMERO ROMERO

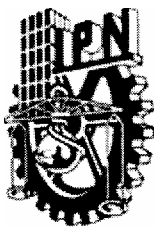

DR. JAIME ROBLES GARCIA


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER


M. EN C. JESUS REYES GARCIA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 22 del mes de Septiembre del año 2004, el que suscribe Angel David Trujillo Hernández alumno del Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica con número de registro B021453, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. José Alberto Gómez Hernández y cede los derechos del trabajo titulado: TÉCNICA DE ENUMERACIÓN PARA LA PLANEACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Éste puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: jagomez@ipn.mx, angeltrhz@hotmail.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Angel David Trujillo Hernández.



DEDICO ESTE TRABAJO

A Dios

A quien le debo la vida. Por las bendiciones recibidas, por la familia que me dio, por las experiencias vividas, por darme la fuerza necesaria en los momentos difíciles, por que nunca me ha dejado solo, por todo eso y más..... ¡Gracias!

A mis Padres

David Trujillo Hernández y María R. Hernández Flores

Por ser las personas más importantes en mi vida. Por el amor, cariño, ejemplo, esfuerzo, y apoyo incondicional que he recibido de ustedes. No habría sido posible llegar hasta aquí sin su apoyo. Y por eso les dedico este logro con todo mi cariño, respeto, admiración y agradecimiento... ¡Gracias!

A mi Hermano

Ricardo Arturo Trujillo Hernández

Por sus consejos, sus palabras de apoyo, y por su ejemplo de superación... ¡Gracias!

A mis Abuelitas

*Trinidad Flores Lozada†,
Ana María Flores Lozada y
Antonia Hernández Soto.*

Con todo mi cariño, por todo el amor que me han dado.... ¡Gracias!



AGRADECIMIENTOS

A todos los profesores de la SEPI de ingeniería eléctrica, quienes nos transmiten sus conocimientos desinteresadamente y van formando el futuro de nuestro país.

Mi más sincero agradecimiento al director de esta tesis, Dr. José Alberto Gómez Hernández por su apoyo incondicional como maestro y amigo, quien durante la realización de la tesis siempre me proporciono consejos, críticas, comprensión y sobretodo confianza.

Al H. jurado revisor de esta Tesis, integrado por Dr. Daniel Olguín Salinas, M. en C. Gilberto Enríquez Harper, Dr. José Alberto Gómez Hernández, Dr. David Romero Romero, Dr. Jaime Robles García, y M. en C. Jesús Reyes García.

A las instituciones:

CONACYT

IPN

PIFI

Por el apoyo económico recibido durante los estudios de maestría, sin el cual no hubiera sido posible la terminación de esta tesis.

A mis amigos y compañeros por brindarme su apoyo, amistad y confianza

Cynthia Gabriela Mendoza Bravo, José Alonso Sánchez Sánchez, Pedro Mauricio Gómez Gutiérrez, Daniel Antonio Castañeda Rincón, Ana Karina Ruiz Lara, Fabiola del Carmen Toledo Moguel, Adrián Caballero Rodríguez, Brenda Romero, Sarain Montero Corzo, Nayeli Ramón Lara, Juan José Muñoz Cesar, José del Carmen Gómez Vázquez, Gabriel López Ruiz, Rogelio Díaz Flores, Baruch Barragán Gómez, Karla I. Aguirre Molar, David de Jesús Yudiche Barbosa, Ofelio Gaona.

Para todos los que me faltaron, instituciones, amigos, compañeros, que me han aceptado y han sido parte importante en mi formación como persona y profesionista..... ¡Gracias!



RESUMEN

Desde el punto de vista de evaluación de la confiabilidad, las redes de distribución han recibido una menor atención con respecto a las fuentes de generación y a los medios de transmisión, debido a que una falla en los elementos de las redes de distribución tiene un impacto menor en la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Las redes de distribución no son complejas en la topología que las caracteriza, por lo que una falla tiene un alcance local, debido a esto, al invertir para mejorar la confiabilidad en una red de distribución solo beneficiaría a pocos usuarios. Un análisis estadístico de fallas muestra que los sistemas de distribución representan entre el 80% y 90% de las interrupciones totales del suministro de energía a los consumidores. Debido a las políticas de calidad de la energía, reestructuración y procesos de privatización del sector eléctrico, los sistemas de distribución han comenzado a recibir una mayor atención.

Existen muchas formas para mejorar la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución, en particular, en este trabajo se adicionan dispositivos de seccionamiento (cuchillas y restauradores) en la sección principal de la red, lo que proporciona una medida para mejorar la confiabilidad de dichas redes. La adición de un dispositivo de seccionamiento aumenta la disponibilidad de energía eléctrica a los puntos de carga y para todo el sistema, debido a que impacta directamente en el tiempo de interrupción, solo que implica una inversión económica inicial. La adición de dispositivos de seccionamiento puede realizarse en sistemas existentes y/o en sistemas que están en fase de diseño, lo que implica tomar decisiones en base a la rentabilidad de los proyectos, mediante el uso de técnicas de evaluación económica, como son el valor presente neto, la tasa interna de rendimiento y la relación costo/beneficio, esto para cada una de las posibles alternativas. Para obtener una buena selección de dispositivos de seccionamiento en sistemas de distribución radial se utiliza una técnica de enumeración incorporada a una búsqueda directa (llamada técnica de búsqueda directa) que determina el número idóneo de dispositivos de seccionamiento necesarios para mejorar la confiabilidad de la red en sus puntos más débiles, logrando así una mayor continuidad de la energía hacia los consumidores. Una consideración en este trabajo es que se toma en cuenta los tipos de consumidores como son: industrial, comercial, agrícola, residencial, oficinas, instituciones gubernamentales y usuarios grandes, considerando también algunos costos que serán necesarios para el estudio de rentabilidad, así también, los costos de inversión asociados a la instalación de cada dispositivo de seccionamiento, la mano de obra del dispositivo, por citar algunos; los cuales sumarán un total que será considerado como la inversión inicial del proyecto a evaluar. Buscando así, un balance entre el beneficio obtenido con el costo requerido. Este problema es de tipo combinatorio, con una infinidad de soluciones; para resolverlo se desarrolló un programa computacional en lenguaje FORTRAN.



ABSTRACT

From the point of view of reliability evaluation, the distribution networks have received a smaller attention with respect to the sources of generation and to the transmission means, because a fault in the elements of the distribution networks has a smaller impact in the electrical system power reliability. The distribution networks are not complex in the topology that characterizes them, reason why a fault has a local reach, due to this, when investing to improve the reliability in a single distribution network would benefit few users. A statistical analysis of faults shows that the distribution systems represent between 80% and 90% of the total interruptions of the provision of energy to the consumers. Due to the policies of quality of the energy, reconstruction and processes of privatization of the electrical sector, the distribution systems have begun to receive a greater attention.

Many forms exist to improve the reliability in the mains of distribution, in particular, this work add switchgears (disconnected switches and reclosers) in the main section of the network, which provides a measurement to improve the reliability of these networks. The addition of switchgear increases the availability of electrical energy to the points of load and for all the system, because it impact directly in the time of interruption, only that it implies an initial economic investment. The addition of switchgears can be made in existing systems and/or systems that are in phase of design, which implies to make decisions on the basis of the profitability from the projects, by means of the use of techniques of economic evaluation, as they are the net present value, the internal rate of return and the relation cost/benefits, this for each one of the possible alternatives. In order to obtain a good selection of switchgears in systems of radial distribution a technique of enumeration incorporated to a direct search is used (called direct search technique) that determines the suitable number of switchgears necessary to improve the reliability of the network in its weaker points, obtaining therefore a greater continuity of the energy towards the consumers. A consideration in this work is that it is taken into account the types from consumers as they are: industrial, commercial, agricultural, residential, governmental and usuary offices, large users, also considering some the associated costs that will be necessary for the profitability study, thus also, costs of investment to the installation of each switchgear, the manual labor of the switchgear, to mention some; which will add a total that will be considered like the initial investment of the project to evaluate. Thus looking for, a balance between the benefit obtained with the required cost. This problem is of type combinatory, with infinity of solutions; in order to solve it a computational program in FORTRAN language was developed.



ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS	xv

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DE LA TESIS	1
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS	1
1.3 ESTADO DEL ARTE	2
1.4 APORTACIONES DE LA TESIS	4
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS	4

CAPÍTULO II REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN	6
2.2 FORMAS DE OPERACIÓN	6
2.2.1 Centros de despacho, operadores y personal	7
2.2.2 Mantenimiento de equipo y mantenimiento de la vegetación	8
2.2.3 Respuesta en contingencia	9
2.3 TÉCNICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN	11
2.3.1 Análisis del sistema	12
2.3.1.1 Análisis de confiabilidad	12
2.3.1.2 Análisis de riesgo	13



2.3.1.3	Análisis de sensibilidad	13
2.3.1.4	Análisis de la causa	14
2.3.1.5	Análisis de carga	15
2.3.2	Métodos para mejorar la confiabilidad	16
2.3.2.1	Dispositivos de protección	17
2.3.2.2	Dispositivos con recierre	18
2.3.2.3	Cuchillas seccionadoras	19
2.3.2.4	Automatización	19
2.3.2.5	Una respuesta más rápida del personal	20
2.3.2.6	Pocas fallas del equipo	21
2.3.2.7	Configuración del sistema	23
2.4	TÉCNICAS BÁSICAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL	23
2.4.1	Técnicas de evaluación	23
2.4.2	Desempeño del sistema	25
2.4.3	Predicción del sistema	27
2.4.4	Aplicación a sistemas radiales	28
2.4.5	Efecto de la protección en los ramales laterales	30
2.4.6	Efecto de instalar dispositivos de seccionamiento	31
2.4.7	Efecto de las fallas en las protecciones	32

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1	INTRODUCCIÓN	35
3.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA	35
3.2.1	Conceptos básicos de evaluación económica	35
3.2.1.1	Proyecto	35
3.2.1.2	Inversión	36
3.2.1.3	Proyecto de inversión	36
3.2.1.4	Decisiones básicas de un proyecto de inversión	36
3.2.2	Clasificación de los proyectos de inversión	36



3.2.3 Evaluación económica y financiera	36
3.2.3.1 Rentabilidad	38
3.2.4 El valor del dinero a través del tiempo	39
3.2.5 Tipos de intereses y tasas de descuento para evaluar el proyecto de inversión	39
3.2.6 Métodos de evaluación económica de proyectos	39
3.2.6.1 Método del periodo de recuperación (PR)	40
3.2.6.2 Método del valor anual equivalente (VAE)	41
3.2.6.3 Método del valor presente neto (VPN)	41
3.2.6.4 Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)	43
3.2.6.5 Método de la relación costo beneficio (RCB)	44
3.2.7 Evaluación de un proyecto individual	45
3.2.7.1 Evaluación de proyectos mutuamente exclusivos	45
3.2.7.2 Proyectos sin tasas de rendimiento	46
3.2.7.3 Proyectos con una sola tasa de rendimiento	46
3.2.7.4 Proyectos con múltiples tasas internas de rendimiento	46
3.2.8 Aplicación del análisis económico	47
3.3 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	48
3.3.1 Función de daño al consumidor (FDC)	48
3.3.1.1 Función de daño al sector de consumidores (FDSC)	49
3.3.1.2 Función compuesta de daño al consumidor (FCDC)	50
3.4 COSTO CONTRA EL VALOR DE LA CONFIABILIDAD	52
3.4.1 Evaluación	52
3.4.2 Datos	53
3.4.3 Cálculos del sistema existente	54
3.4.4 Cálculos del sistema propuesto	55



CAPÍTULO IV

ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN	56
4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO PARA ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	57
4.2.1 Modelado de la red de prueba	57
4.2.1.1 Asignación de los componentes de la red al grafo modelador	57
4.2.1.2 Creación del grafo modelador	59
4.2.2 Ejemplo de modelado de redes de prueba	59
4.2.3 Asignación de parámetros de confiabilidad de la red de distribución radial a los elementos del grafo modelador	60
4.3 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE CORTES	61
4.3.1 Formación de trayectorias mínimas	62
4.3.1.1 Determinación del árbol	62
4.3.1.2 Obtención de las trayectorias mínimas	65
4.3.2 Deducción de cortes	66
4.3.2.1 Deducción de cortes pasivos	66
4.3.2.1.1 Procedimiento para obtener cortes pasivos de primer orden	67
4.4 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BUSQUEDA DIRECTA PARA LA LOCALIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO	67
4.4.1 Formulación del problema de optimización para redes de distribución radiales	67
4.4.2 Técnica para la evaluación de costos de interrupción al cliente	70
4.5 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN	71
4.5.1 Técnica de enumeración	71
4.5.1.1 Técnica de búsqueda directa	72



CAPÍTULO V

VALIDACIÓN, PRUEBAS Y RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN	75
5.2 SISTEMA DE ESTUDIO 1	75
5.2.1 Caso de prueba No. 1	75
5.2.2 Caso de prueba No. 2	82
5.3 SISTEMA DE ESTUDIO 2	86
5.3.1 Caso de prueba No. 1	86
5.3.2 Caso de prueba No. 2	91

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

6.1 INTRODUCCIÓN	94
6.2 CONCLUSIONES	94
6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	95

REFERENCIAS	97
--------------------	----

APÉNDICE A

DEFINICIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

A.1 INTRODUCCIÓN	105
A.2 EVENTOS Y ESTADOS DEL SISTEMA	105
A.3 DEFINICIONES DE CONFIABILIDAD	105
A.4 PARÁMETROS DE LOS COMPONENTES EN LA CONFIABILIDAD	109
A.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	110
A.5.1 Índices de confiabilidad basados en los clientes	110
A.5.2 Índices de confiabilidad basados en la carga	114
A.5.3 Índices de calidad de la energía	115



APÉNDICE B

CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

B.1 INTRODUCCIÓN	117
B.2 DEFINICIONES	117
B.3 TEORÍA BÁSICA DE PROBABILIDAD	117
B.3.1 Espacio de muestreo	117
B.3.2 Evento	117
B.3.3 Probabilidad	118
B.3.4 Propiedades combinatorias de las probabilidades del evento	118
B.3.4.1 Regla para la suma de probabilidades	118
B.3.4.2 Regla de multiplicación de las probabilidades	118
B.3.4.3 Complementación	119
B.3.5 Variable aleatoria	119
B.3.6 Función distribución de la probabilidad	119
B.3.7 Esperanza	120
B.3.8 Distribución exponencial	120
B.4 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	121
B.4.1 Método de cortes mínimos	121
B.4.2 Método de estado permanente	121
B.4.3 Método de reducción de la red	123
B.4.4 Sistemas en serie	123
B.4.4.1 Componentes independientes	123
B.4.4.2 Componentes que implican dependencia	124
B.4.5 Sistemas en paralelo	124



APÉNDICE C

DESCRIPCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

C.1 INTRODUCCIÓN	126
C.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN	126
C.2.1 Subestaciones de distribución	127
C.2.1.1 Componentes de una subestación	130
C.2.1.2 Configuraciones de las líneas de alimentación	132
C.2.2 Sistemas primarios de distribución	133
C.2.2.1 Componentes de alimentadores aéreos	134
C.2.2.2 Configuraciones típicas	136
C.2.3 Sistemas secundarios de distribución	137
C.2.3.1 Secundario principal y servicios pequeños	137
C.2.3.2 Redes secundarias	138

APÉNDICE D

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DIGITAL

D.1 INTRODUCCIÓN	140
D.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBROUTINAS	140
D.3 DATOS DE ENTRADA PARA EL PROGRAMA DIGITAL	141
D.4 FORMATO DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA Y SALIDA	144
D.5 CODIGO FUENTE DEL PROGRAMA “BERN” Y SUBROUTINAS	157



ÍNDICE DE FIGURAS

Número de Figura	Descripción	Pág.
1.1	Curva de la relación Costo-Confiabilidad	3
2.1	Ejemplo de un sistema de distribución para ilustrar respuestas para varias contingencias	9
2.2	Sistema radial simple con tres puntos de carga	24
2.3	Frecuencia del uso de varios índices	27
2.4	Típica red de distribución tipo radial	28
2.5	Red de la Figura 2.4 reforzada con dispositivos de seccionamiento y fusibles	32
2.6	Probabilidad de una operación exitosa de los fusibles	34
3.1	Comportamiento del VPN variando la tasa de interés “i”	43
3.2	Valor presente neto y su relación con el método de la TIR	45
3.3	Representación del flujo de efectivo del proyecto	47
3.4	Costos estimados de la interrupción al sector de consumidores	50
3.5	Función compuesta de daño al consumidor	51
3.6	Sistema actual para la evaluación	52
3.7	Sistema propuesto para la evaluación	53
4.1	Red de distribución radial	59
4.2	Grafo asociado a la red de distribución de la Figura 4.1	60
4.3	Grafo usado para ilustrar el árbol de trayectorias	63
4.4	Estructura del árbol para el grafo de la Figura 4.3 para ilustrar la repetición local y global	63
4.5	Árbol para el grafo de la Figura 4.3	64
4.6	Grafo para explicar la deducción de cortes pasivos	66
4.7	Funcionamiento general del programa de optimización y las subrutinas	73
5.1	Red de distribución tipo radial (Sistema de estudio 1)	75
5.2	Grafo modelador de la red de distribución en la Figura 5.1	76
5.3	Curva compuesta de daño al consumidor	78



5.4	Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración (sistema de estudio 1, caso 1)	82
5.5	Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración (sistema de estudio 1, caso 2)	84
5.6	Sistema de distribución (Sistema de estudio 2)	86
5.7	Red de distribución radial (3er alimentador de la Figura 5.6)	87
5.8	Grafo modelador de la Figura 5.7	87
5.9	Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración (sistema de estudio 2, caso 1)	91
5.10	Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración (sistema de estudio 2, caso 2)	93
A.1	Ilustración de L_p , L_a , E_d y t	115
B.1	Un componente en serie con dos componentes en paralelo	121
B.2	Diagrama de transición de estado para el sistema en la Figura B.1	122
C.1	Sistema eléctrico con sus subsistemas	127
C.2	Diagrama de una línea simple que ilustra a los componentes básicos de una subestación de distribución	129
C.3	Subestaciones, una de diseño típico y otra tipo anillo	129
C.4	Configuraciones típicas de la línea de alimentación de la subestación	132
C.5	Subestaciones que suministran a un número de alimentadores para cubrir su servicio por territorio	134
C.6	Secuencia típica de recierre en un restaurador	135
C.7	Clientes alimentados desde un servicio pequeño o desde un secundario principal	138
C.8	Redes secundarias suministradas por un gran número de transformadores	139
D.1	Organigrama del programa digital “BERN”	140
D.2	Archivo de salida INDICES.SAL de la subrutina LECMAT1	148
D.3	Archivo de salida INDICE_BASE.DAT de la subrutina LECMAT1	148
D.4	Archivo de salida INDICES.SAL de la subrutina LECMAT2	151
D.5	Archivo de salida INDICE_PRO.DAT de la subrutina LECMAT2	151
D.6	Archivo de entrada ENTRADA.DAT (para la subrutina RENTA) generado por el programa BERN	152
D.7	Archivo de salida RBC.SAL de la subrutina RENTA	154
D.8	Archivo de entrada BER.DAT para el programa BERN	154
D.9	Archivo de salida SALIDA.SAL generado por el programa BERN	155



D.10	Salida en pantalla del programa BERN	155
D.11	Funcionamiento del programa digital BERN y subrutinas	156



ÍNDICE DE TABLAS

Número de tabla	Descripción	Pág.
2.1	Datos del componente para el sistema de la Figura 2.2	24
2.2	Índices de confiabilidad de los puntos de carga de la Figura 2.2	24
2.3	Detalles del sistema de distribución de la Figura 2.2	26
2.4	Efectos de la interrupción en un calendario anual	26
2.5	Detalles del sistema de la Figura 2.2	27
2.6	Parámetros de confiabilidad para el sistema de la Figura 2.4	29
2.7	Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 2.4	29
2.8	Clientes y carga conectados al sistema de la Figura 2.4	30
2.9	Índices de confiabilidad con protección lateral	31
2.10	Índices de confiabilidad con protección lateral y dispositivos de seccionamiento	32
2.11	Índices de confiabilidad si los fusibles operan con una probabilidad de 0.9	33
3.1	Función de daño al sector de consumidores para las siete categorías de clientes	49
3.2	Distribución de clientes mixtos por energía consumida y demanda pico	51
3.3	Función compuesta de daño al consumidor para el cliente mixto	51
4.1	Estadísticas de indisponibilidad típica del cliente	56
4.2	Parámetros de confiabilidad asignados a cada componente de la Figura 4.1	61
4.3	Combinaciones para tres localizaciones en la red	69
4.4	Combinaciones para dos dispositivos diferentes de seccionamiento	70
5.1	Precios supuestos de los dispositivos de seccionamiento y su mano de obra	76
5.2	Datos individuales de los componentes para el sistema de estudio 1, caso 1	77
5.3	Parámetros de confiabilidad del sistema de estudio 1, caso 1	77
5.4	Parámetros en los puntos de carga para sistema de estudio 1, caso 1	77
5.5	Duración de interrupción y su respectivo costo (\$/KW) para diferentes sectores	77
5.6	Datos para la evaluación económica	78



5.7	Resultados de los parámetros obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1, caso 1	79
5.8	Índices de confiabilidad obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 1	79
5.9	VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 1	80
5.10	VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 1 caso 1	80
5.11	Datos de la combinación que optimiza el sistema de estudio 1 caso 1	81
5.12	VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 2	83
5.13	VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 1 caso 2	83
5.14	Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 1, caso 2	84
5.15	Cargas máximas para el sistema de estudio 2, caso 1	88
5.16	Tipo de alimentador y longitudes para el sistema de estudio 2, caso 1	88
5.17	Datos de los consumidores para el sistema de estudio 2, caso 1	88
5.18	Datos de carga para el sistema de estudio 2, caso 1	88
5.19	Datos individuales de los componentes en el sistema de estudio 2, caso 1	88
5.20	Parámetros de confiabilidad del sistema de estudio 2, caso 1	89
5.21	VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 2, caso 1	89
5.22	VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 2, caso 1	90
5.23	Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 2, caso 1	90
5.24	VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 2, caso 2	92
5.25	VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 2, caso 2	92
5.26	Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 2, caso 2	93
D.1	Archivo de entrada DIS.DAT para la red radial de la sección 5.2.1	145
D.2	Archivo ICOST.DAT generado por la subrutina ALCON	146
D.3	Archivo de salida MATRIZ.SAL de la subrutina LECMAT1	147
D.4	Archivo de salida MATRIZ.SAL de la subrutina LECMAT2	150
D.5	Archivo de salida RENTA.SAL de la subrutina RENTA	153



SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

Simbología:	Descripción
B/C	Beneficio entre costo
C _j	Costo inicial fijo
Ca	Créditos anuales
c/u	Cada uno
f	Frecuencia
f/km	Falla por kilómetro
i	Tasa de interés
I_o	Inversión inicial
i	i - ésimo elemento
j	j – ésimo elemento
$m + r$	Tiempo promedio entre fallas = <i>MTBF</i> (por sus siglas en ingles)
n	Número de años
N	Número total de elementos en el sistema
N/A	Dispositivo normalmente abierto
N/C	Dispositivo normalmente cerrado
P	Flujo de efectivo
r	Tiempo promedio de reparación = <i>MTTR</i> (por sus siglas en ingles)
R_a	Réditos anuales
t	Tiempo
U	Indisponibilidad
V	Voltaje
X_p	Riesgo
λ	Tasa o índice de probabilidad de falla
Ø	Fase de un elemento
\$	Pesos
\$/kw	Costo de la interrupción



∪	Unión
∩	Intersección
/	Entre
*	Por

Siglas:	Descripción
A	Amperes
ACSR	Cable de aluminio reforzado con acero
(por sus siglas en ingles)	
AENS	Energía promedio no suministrada
(por sus siglas en ingles)	
ASAI	Índice promedio de la disponibilidad del servicio
(por sus siglas en ingles)	
ASIFI	Índice promedio de la frecuencia de interrupción del sistema
(por sus siglas en ingles)	
ASUI	Índice promedio de la indisponibilidad del servicio
(por sus siglas en ingles)	
CAIDI	Índice promedio del tiempo de interrupción a los clientes
(por sus siglas en ingles)	
CAIFI	Índice promedio de la frecuencia de interrupción al cliente
(por sus siglas en ingles)	
CEA	Asociación eléctrica de Canadá
(por sus siglas en ingles)	
DIC	Duración de interrupción a los consumidores
ENS	Energía no suministrada
FCDC	Función compuesta de daño al consumidor
FDC	Función de daño al consumidor
FDSC	Función de daño al sector de consumidores
IAC	Interrupción anual a los consumidores
ICOST	Costo de interrupción
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
(por sus siglas en ingles)	
KA	Kilo ampere
Km	Kilómetro
Km ²	Kilómetro cuadrado
KV	Kilovolt



KVA	Kilovolt ampere
KVAR	Kilovolt ampere reactivo
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt hora
Lcosto	Costo de pérdidas por energía no suministrada
MAIFI (por sus siglas en ingles)	Índice promedio de la frecuencia de interrupción momentánea
MTTF (por sus siglas en ingles)	Tiempo promedio de la Falla
MTTR (por sus siglas en ingles)	Tiempo promedio de reparación
MTTS (por sus siglas en ingles)	Tiempo promedio de switcheo
MVA	Megavolt ampere
PR	Periodo de recuperación
p.u.	Por unidad
RCB	Relación costo beneficio
SAIDI (por sus siglas en ingles)	Índice promedio del tiempo de interrupción del sistema
SAIFI (por sus siglas en ingles)	Índice promedio de la frecuencia de interrupción del sistema
SCADA (por sus siglas en ingles)	Supervisión del control y adquisición de datos
TIR	Tasa de interna de rendimiento
TIU	Tiempo de interrupción al usuario
TREMA	Tasa de rendimiento mínima atractiva
VAE	Valor anual equivalente
VPN	Valor presente neto



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DE LA TESIS

Minimizar el costo de la confiabilidad de los sistemas de distribución radiales, por medio de la localización de restauradores y cuchillas desconectadoras en la sección principal de la red, siendo justificado por métodos de evaluación económica, tales como Valor presente neto, Relación costo beneficio, los cuales indicarán que proyecto proporcionará mayores beneficios con un bajo costo de inversión (es decir, que proyecto es el más rentable).

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

En la actualidad no se cuenta con muchas metodologías para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución, ya que a este tema no se le daba la importancia que ahora tiene, esto debido a la demanda y a la exigencia de una mejor calidad de la energía. La confiabilidad tiene un costo, el cual puede ser minimizado y es de gran importancia para las compañías suministradoras de energía eléctrica, así como también para los usuarios, ya que al invertir para mejorar la confiabilidad se obtiene un mejor servicio, teniendo en cuenta restricciones económicas y estructurales del sistema, logrando con esto la reducción del tiempo fuera de servicio del sistema ocasionado por una falla, provocando interrupciones de energía al usuario, lo cual repercute económicamente en ambas partes.

Al mejorar la confiabilidad se logra un balance entre el costo de confiabilidad del consumidor con el costo de confiabilidad de la empresa, teniendo en cuenta el capital de inversión dispuesto a utilizarse para mejorar la confiabilidad y la estructura del sistema.

Una manera para observar el costo de interrupción al usuario es por la función de daño al consumidor (FDC). La suposición es que todos los cortes de carga serán distribuidos proporcionalmente a todos los sectores que conforman los usuarios, dichos sectores lo conforman las siguientes categorías de usuarios:

Usuarios grandes
Industrial
Comercial
Agrícola
Residencial
Gubernamental
Oficinas



- **Función de daño al sector de consumidores (FDSC).** La FDSC representa la unidad del costo de la interrupción como una función de la duración de la interrupción para un sector individual del cliente.
- **Función compuesta de daño al consumidor (FCDC).** Una FCDC es la medida del costo de la interrupción como una función de la duración de la interrupción para el cliente mixto como un bus, área de servicio, o todo el sistema.

Las funciones de daño al consumidor varían para diferentes áreas, regiones y países.

Otro punto importante es verificar si las mejoras por confiabilidad son rentables, para lo cual se necesita utilizar técnicas de evaluación económica, esto para justificar las inversiones.

1.3 ESTADO DEL ARTE

El proveer un alto nivel de confiabilidad, tiene un costo mayor para las compañías suministradoras de energía eléctrica, tanto en capital y operación. Estos altos costos dependerán de la gama de clientes que se encuentren conectados a la compañía. Por otro lado, si la confiabilidad se mejora, los usuarios pierden menos dinero debido a la indisponibilidad del servicio y a la pobre calidad de la energía.

Para optimizar el costo de la confiabilidad, el sistema necesita diseñarse a detalle (Colocar dispositivos de seccionamiento, realizar proyectos de automatización). Este diseño tiene un impacto crítico en la confiabilidad y en el costo de un sistema de distribución.

La confiabilidad de los sistemas de distribución ha sido tradicionalmente evaluada por sus índices de confiabilidad, basados en la frecuencia y duración de las interrupciones a los usuarios. La mayoría de estos índices dan la frecuencia y duración de interrupciones sostenidas (SAIDI, SAIFI, CAIDI), aunque también se consideran los índices para interrupciones momentáneas e interrupciones de energía [1,2]. Aunque estos índices dan una idea de que usuarios pueden contar con energía, ellos no manejan costos [3,4], pero son limitados en cuestión del costo de confiabilidad de los usuarios y tampoco incluyen el costo de confiabilidad de las compañías suministradoras de energía eléctrica.

Para el ingeniero en distribución hay tres metas: primero, minimizar el costo de confiabilidad del usuario para un costo fijo de la compañía suministradora, segundo, lograr un nivel fijo de confiabilidad para el usuario a un costo mínimo de la compañía suministradora y tercero, minimizar el costo total de la confiabilidad [5-8]. Esto se puede observar de manera grafica en la Figura 1.1.

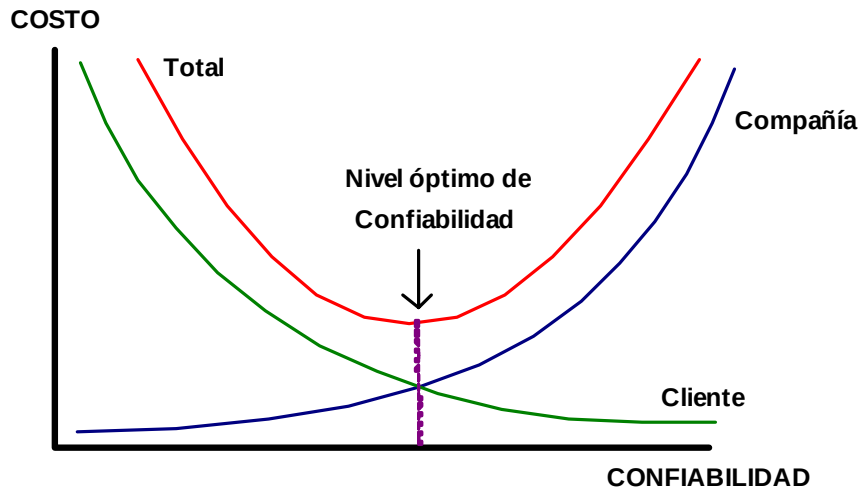


Figura 1.1 Curva de la relación Costo-Confiabilidad

De forma alterna para lograr un bajo costo, un diseño no debe violar ninguna limitación de seguridad del sistema de distribución. Si un diseño viola una restricción, se considera no factible, ocasionando una falta monetaria que se suma al costo total de confiabilidad.

Para diseñar detalladamente un sistema de distribución ante una pre-salida por falla, se considera que es un problema de optimización de tipo discreto. El método para solucionar el problema, debe ser capaz de considerar el costo total de confiabilidad como una función objetivo, permitiendo explorar una variedad de soluciones e identificando con cual el costo se minimiza. Algunos métodos de optimización utilizados por diferentes autores son: programación entera [9], simulación templada (simulated annealing) [10], algoritmos genéticos [11-14], y métodos híbridos [15, 16].

Se le ha dado mucha atención a la planeación de sistemas de distribución. Esta investigación se ha inclinado en la parte económica [17,18] y la confiabilidad [8,19], pero se limita solo en la colocación de subestaciones y salidas de alimentadores primarios. Después de que han sido localizadas las subestaciones de distribución y han sido aislados los alimentadores primarios, el sistema necesita diseñarse a detalle (localización de interruptores y dispositivos de protección), donde se debe considerar la automatización, en donde todas las decisiones de diseño afectan a la confiabilidad y al costo de la misma. En la actualidad, la mayoría de los diseños se desarrollan de forma manual, dando como resultado diseños y soluciones no estandarizadas [20].



1.4 APORTACIONES DE LA TESIS

Se desarrolla un algoritmo que forma todas las combinaciones posibles de dispositivos de seccionamiento (cuchillas desconectadoras y restauradores) que puedan colocarse en la topología de la red de distribución, para verificar la confiabilidad del sistema, reflejándose en los índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, CAIDI), dando la localización óptima de la estructura de la red bajo estudio.

Por medio de la búsqueda directa se evalúan las combinaciones obtenidas para encontrar a la mejor solución, la cual optimiza a la red tomando en cuenta el factor económico, es decir, encontrar una solución que mejore la confiabilidad de la red, de manera que en un lapso de tiempo el beneficio sea mayor que la inversión inicial. Esto mediante métodos de evaluación económica como el valor presente neto, la relación costo beneficio y la tasa interna de rendimiento.

La técnica de búsqueda directa empleada en esta tesis, es una herramienta que es de gran ayuda para los ingenieros en planeación de sistemas de distribución, encontrando el número óptimo de dispositivos de seccionamiento (cuchillas desconectadoras y restauradores), así como la detección de que proyecto puede ser el más rentable por medio de las metodologías de la evaluación económica empleadas en esta tesis.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el capítulo 1 se describe en forma breve el objetivo, justificación y las aportaciones de la tesis. En el estado del arte (y antecedentes) se describe un resumen acerca de la relación entre la confiabilidad de sistemas de distribución, con el servicio y calidad de la energía, como también con el factor económico, repercutiendo todo esto en el usuario y en las empresas suministradoras de energía eléctrica.

En el capítulo 2, se describen a las redes de distribución, referente a como se puede mejorar la confiabilidad por medio de la colocación de dispositivos y de la reconfiguración del sistema. Así también otros conceptos que son fundamentales para mejorar la confiabilidad en el sistema de distribución.

En el capítulo 3 se describirá el tema de la evaluación económica, lo cual es fundamental para comparar y decidir, sobre la mejor solución para mejorar la confiabilidad a un costo de inversión aceptable. Se podrá observar que mediante la evaluación económica se puede tomar la decisión de que proyecto es el más rentable entre una gama de propuestas.

En el capítulo 4 se presenta el algoritmo y la técnica empleada para el desarrollo de la tesis.

En el capítulo 5 se presentan los casos de prueba, así como los resultados obtenidos por el programa de optimización.



En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

En el apéndice A se describen los conceptos generales de confiabilidad, como también, la confiabilidad aplicada a los componentes y los índices de confiabilidad de una red de distribución.

En el apéndice B se describen los conceptos básicos de confiabilidad.

En el apéndice C se trata el tema de las redes de distribución, describiendo las partes que la componen como son, las subestaciones que la conforman, así como los componentes de cada una de ellas.

En el apéndice D se muestra el programa digital utilizado para analizar la confiabilidad y rentabilidad de los sistemas de distribución radiales.



CAPÍTULO II

REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución entregan energía eléctrica que reciben de los sistemas de generación y transmisión, para venderla a los clientes. Para lograr esto, las subestaciones de distribución reciben energía de líneas de subtransmisión y disminuyen el voltaje por medio de transformadores. Estos transformadores suministran al sistema primario de distribución, compuestos por varios alimentadores. Los alimentadores consisten de una sección principal (3ϕ , 2ϕ) y transformadores de distribución en los laterales (1ϕ). Los transformadores de distribución disminuyen el voltaje a niveles de utilización y suministran a secciones secundarias o pequeños servicios.

Las empresas eléctricas han estado históricamente concentradas en los problemas de la capacidad, enfocándose en diseños que suministran a todos los consumidores en la demanda pico, con una tolerancia de voltaje aceptable sin violar los rangos del equipo. La planeación de la capacidad es casi siempre presentada con rigurosas herramientas analíticas, como son los modelos de flujo de energía. La confiabilidad, aunque considerada importante, ha sido una preocupación secundaria, usualmente tratada por la adición extra de capacidad y para poder restaurar ciertas cargas después de que ocurre una falla en los alimentadores.

El impacto de la confiabilidad de distribución en los clientes, es aún más profundo que el del costo. Para un típico cliente residencial con 90 minutos de energía interrumpida por año, entre los 70 y 80 minutos serán atribuidos a problemas ocurridos en el sistema de distribución [2]. Esto es en gran parte debido a la naturaleza radial de la mayoría de los sistemas de distribución, al gran número de componentes implicados, a los dispositivos de protección y cuchillas seccionadoras, y a la proximidad del sistema de distribución a los clientes de uso final.

2.2 FORMAS DE OPERACIÓN

Después de que el sistema de distribución es planeado, diseñado y construido, debe ser continuamente monitoreado, ajustado, expandido, con mantenimiento y reparación continúa. Estas actividades juegan un papel importante en la confiabilidad de distribución y es referido colectivamente como operaciones de distribución [21]. Desde entonces las



operaciones de distribución han jugado un papel importante en la confiabilidad de los sistemas de distribución.

2.2.1 Centros de despacho, operadores y personal

El control y operación en tiempo real de sistemas de distribución es presentado por operadores del sistema localizados en centros de despacho. Cada operador (algunas veces llamados despachadores) tiene asignada un área para monitorear y coordinar. Durante su esfuerzo, los operadores continuamente monitorean información SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, “Supervisión del Control y Adquisición de Datos”) como la carga del alimentador y dispositivos de alarma como son la operación de interruptores y algún problema de cualquier tipo (por ejemplo, excesiva presión interna de temperatura en un transformador). Como también la información de interrupción a clientes, reiteración de llamadas reportando problemas en el sistema [22].

Después de que ocurre un problema, los operadores se esfuerzan para reconfigurar el sistema, para restablecer a los clientes lo más rápido posible sin violar los rangos del equipo. Ciertamente los dispositivos SCADA (su control y adquisición de datos son supervisados) son controlados y pueden ser operados de manera remota. El personal es utilizado para la operación de otros dispositivos.

El personal consiste de trabajadores especialmente entrenados para trabajar tanto en sistemas aéreos como en sistemas subterráneos. Ellos están en bases fuera del centro de servicio, que sirve como base para camionetas y equipos. El personal es responsable para localizar las fallas, presentar acciones de switcheo, reparar el equipo dañado, presentar rutinas de mantenimiento e idear nuevas instalaciones.

Ha sido una tendencia usar pequeños grupos de personal, llegando a ser lo más común unidades de 2 a 3 personas.

Un escenario común ocurre cuando el operador recibe llamadas acerca de problemas en los clientes que tienen interrupción en el servicio. El operador primero identifica el circuito asociado con los clientes y despacha al personal para localizar la falla. Cuando es localizada, el personal lo reporta y espera futuras instrucciones. Típicamente, el operador manda al personal a aislar la falla mediante la desconexión de las cuchillas desconectadoras. Después de haber realizado la acción de switcheo, el personal repara el equipo dañado, y cuando termina, regresa el sistema al estado de pre-falla.

Muchas empresas mejoran la eficiencia de la operación de distribución mediante la coordinación de corte de energía en los sistemas. Estos programas tienen un mapa electrónico del sistema de distribución y es usado para coordinar la reconfiguración del sistema, alarmas, llamadas reportando los problemas y despacho del personal. Una coordinación típica del corte de energía en los sistemas, inferirá automáticamente en la localización de fallas basado en llamadas reportando problemas, localización del personal, estados de reparación y datos de la topología del sistema, como es la apertura y cierre de



cuchillas. Desde entonces la coordinación de corte de energía en los sistemas, muestra el número de clientes interrumpidos en cada diligencia del sistema de restauración y los repara, incrementan la precisión de los datos de confiabilidad de los clientes cuando los comparan con métodos manuales basados en los reportes del personal.

2.2.2 Mantenimiento de equipo y mantenimiento de la vegetación

Muchos tipos de equipos de distribución requieren de una inspección, prueba y/o dar mantenimiento, para asegurar una operación apropiada y minimizar la probabilidad de fallas [23]. Las estrategias de mantenimiento pueden ser generalmente categorizadas como run-to-failure (operación hasta que ocurre una falla), periódica, basada en una condición y concentrada en la confiabilidad.

Run-to-failure es el mantenimiento estratégico simple. Después de la instalación, el equipo no tiene ningún tipo de inspección o mantenimiento hasta que ocurre la falla.

El mantenimiento periódico es la estrategia simple de mantenimiento. En intervalos específicos de tiempo, ciertamente los procedimientos del mantenimiento son presentados en el equipo, a pesar de las condiciones del equipo o de la gravedad de este. Los intervalos son usualmente basados en el tiempo, pero otras medidas que también se usan son el número de operaciones del equipo.

El mantenimiento basado en una condición supervisa el equipo y solo requiere mantenimiento cuando llegan a ser evidentes los signos de deterioración. Las técnicas de evaluación de la condición son muy numerosas para enlistar, pero incluye técnicas como, inspección visual, inspección acústica, termografía infrarroja, prueba de resistencia al voltaje, prueba parcial de descarga y prueba de laboratorio [24].

El mantenimiento concentrado en la confiabilidad (MCC) es un proceso utilizado para determinar los requerimientos basados en la condición del equipo, gravedad del equipo y costos [25]. Aplicar efectivamente el MCC maximiza la confiabilidad del sistema, debido al mantenimiento de los componentes, que son los más probables a fallar, tiene un alto impacto para los clientes cuando estos fallan y pueden estar en mantenimiento por un costo razonable. Esta aproximación toma un sentido intuitivo, pero es difícil para implementar. El MCC ha sido exitoso aplicado a plantas de energía, esta comenzando a ser aplicado en subestaciones, y esta en infancia para los alimentadores y para el mantenimiento de la vegetación.

El mantenimiento de la vegetación es referido frecuentemente a los árboles de adorno, es el mantenimiento con el presupuesto más alto y la causa más común de cortes de energía para muchas empresas [23]. Solo en los estados unidos, las empresas gastan más de \$ 2 billones de dólares anualmente en esta actividad. Los factores de mayor impacto en la confiabilidad son la densidad de árboles (árboles por kilómetro), limpieza de líneas, prácticas de podo y mal tiempo. Para mantener una confiabilidad en niveles aceptables, las empresas típicamente cortan ramas y remueven árboles peligrosos, en ciclos de dos a cinco



años. Al deteriorarse la confiabilidad, frecuentemente los árboles de adorno son reducidos de tamaño debido a los cortos presupuestos u oposición pública.

2.2.3 Respuesta en contingencia

Los sistemas de distribución de tipo radial son inherentemente inseguros- la falla de un componente importante conduce a interrupciones de los clientes. Un sistema de distribución confiable minimiza este impacto permitiendo que las fallas se liberen por ellas mismas, al minimizar el número de clientes afectados por operaciones de dispositivos de seguridad, y por rápidos establecimientos a clientes a través de sistemas de reconfiguración [23]. Un claro entendimiento de este proceso, es crítico para comprender la confiabilidad en distribución.

Falla en el alimentador principal

Para el sistema representado en la Figura 2.1, considerar una falla 3Ø ocurrida en la línea de la sección L5. La falla ocurre inmediatamente fluyendo desde las líneas de subtransmisión hasta la localización de la falla, causando una disminución de voltaje a través de un transformador T1 y resultando caídas de voltaje (sags) en los clientes L9-L12. Los clientes en L2 a través de L4 experimentan incrementos severos de sags, mientras que en L5 y L6 los voltajes son cercanos a cero.

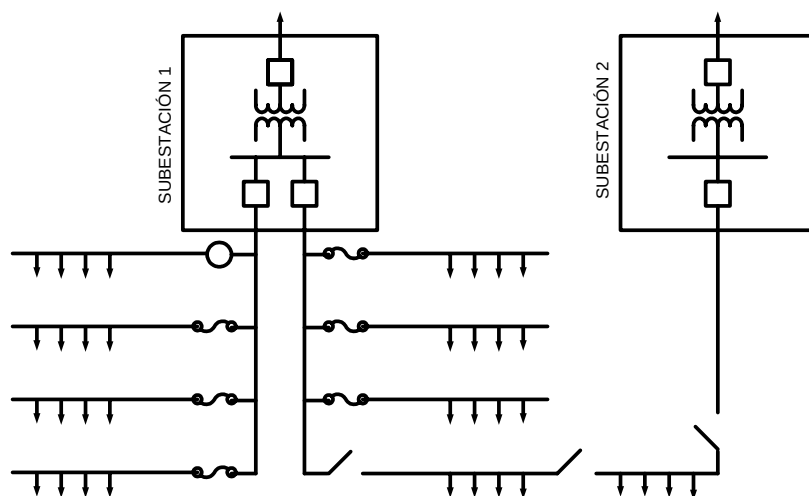


Figura 2.1 Ejemplo de un sistema de distribución para ilustrar respuestas para varias contingencias. T=transformador, L=sección de línea switchable, S=cuchilla, B=interruptor con relevador de recierre, F=fusible, AS=seccionador automático

Cuando una corriente de falla ocurre, el interruptor B1 abre por un periodo de tiempo. Luego un restaurador con recierre establece al interruptor. Si la corriente de falla no es detectada, la falla ha sido reparada exitosamente y todos los clientes conectados debajo de B1 sienten una interrupción momentánea. Si la corriente de falla persiste, B1 abre y cierra de nuevo. Después de varios intentos de recierre, B1 se bota y todos los clientes debajo de B1 experimentarán una interrupción sostenida. Después de que B1 manda una



alarma al operador del sistema y son recibidas las llamadas de los clientes reportando la falla, el operador del sistema despacha al personal para localizar la falla.

Cuando la falla es localizada, el operador del sistema instruye al personal para abrir el interruptor S15. Después de que esto es realizado, el operador cierra por control remoto a B1, restableciendo la energía a los clientes en L2-L4. El personal estima que el reparar completamente la falla les tomará 5 horas. Debido al largo tiempo de reparación, el operador indica al personal abrir S56 y cerrar S67. Los clientes en L6 son restablecidos y ahora comienza a suplir la subestación 2 a la subestación 1. El primer paso de switcheo es llamado restauración en dirección hacia arriba y el segundo paso de switcheo es llamado restauración en dirección hacia abajo. La secuencia completa de switcheo es llamada reconfiguración del sistema. Después de que la falla es reparada, el personal regresa al sistema a su estado de pre-falla.

Fusibles de seguridad

Ahora considere una falla en L4. Un relevador instantáneo abre rápidamente a B1 antes de que el elemento fusible en F4 comience a suministrar energía. Si la falla es reparada cuando cierre B1, todos los clientes debajo de B1 experimentarán una interrupción momentánea, si no, un relevador de sobrecorriente coordinado por tiempo permite a F4 quemarse antes de que B1 se abra de nuevo. Los clientes en L4 experimentarán una interrupción sostenida y los clientes en el resto del alimentador sentirán una interrupción momentánea. Los fusibles de seguridad son también referidos como *alimentadores relevadores selectivos*.

Fusibles restauradores

Los fusibles de seguridad combinan temporalmente la interrupción en un alimentador completo para todas las fallas ocurridas en los fusibles laterales. Para reducir el alto número de interrupciones momentáneas a los clientes, las empresas frecuentemente bloquean el interruptor con un relevador instantáneo, considere la misma falla en L4. En lugar que un relevador abra rápido B1, un relevador de sobrecorriente coordinado por tiempo permite a F4 reparar la falla antes de que B1 abra. L4 experimentará una interrupción sostenida y el resto del alimentador es prevenido desde que se experimenta una interrupción.

El fusible restaurador no le da oportunidad a los fusibles laterales de liberar sus fallas por ellos mismos. Esto puede incrementar significativamente el número total de interrupciones sostenidas y el tiempo total de interrupciones a los clientes suministrados desde estos laterales. Además, los clientes que son prevenidos desde la experiencia de una interrupción instantánea, sentirán una caída de voltaje que puede tener un impacto similar en las cargas sensitivas.

Coordinación restaurador/fusible

Considere una falla en L2 con un fusible de seguridad habilitado. Desde que la falla esta cerca de la subestación, la impedancia de T1 limita su magnitud. T1 tiene un rango de base de 20 MVA @ 12.47 KV y una impedancia de 10%. Esto resulta una corriente de falla:



$$\text{Corriente de falla} = 100000 \left(\frac{\text{BaseMVA}}{KV_{ll} \cdot \sqrt{3} \cdot \%Z} \right) = 9260A \quad (2.1)$$

El relevador instantáneo en B1 detectará la falla alrededor de 4 ms, pero el interruptor requiere acerca de 80 ms para abrir físicamente y restaurar la falla. Mientras tanto 9.26 KA de corriente alimentará a uno de los fusibles más lentos (200T) en alrededor de 40 ms. Donde entonces el interruptor no puede botar el fusible y restaurar la falla, los clientes en L2 experimentarán una interrupción momentánea.

La inhabilidad de las empresas para coordinar la operación instantánea de restauradores con fusibles en áreas con altas corrientes de falla, conduce a muchas empresas a implementar fusibles restauradores. Una alternativa viable es bloquear instantáneamente a la subestación e instalar un restaurador en el alimentador principal, donde las corrientes de falla son suficientemente bajas para coordinar operaciones instantáneas de restauradores con fusibles en dirección hacia abajo. Otra alternativa es usar seccionadores automáticos.

Seccionadores automáticos

Consideraré una falla en L9 con una magnitud de 10 KA- muy alto para coordinar un fusible de seguridad como estrategia. Como una alternativa, es utilizado un seccionador automático AS9 para proteger al lateral. El seccionador automático detecta la falla e incrementa su contador a $C = 1$. B1 abre y cierra para permitir que la falla se restaure por si sola. Si la falla persiste, el contador de AS9 incrementará a $C = 2$. Donde su contador alcanza un valor de pre-falla, el AS9 automáticamente abrirá al siguiente tiempo de apertura de B1. La falla es asilada, B1 cierra por última vez y los clientes experimentan interrupciones equivalentes a una combinación de fusibles de seguridad. Debido a que los seccionadores utilizan dispositivos dirección hacia arriba para interrumpir fallas, ellos pueden utilizarse en donde llegue a ser un problema cualquier tipo de coordinación [26].

Un sistema de distribución impacta a muchos diferentes clientes, en muchas diferentes formas. En general, la misma falla resulta para algunos clientes caída de voltajes (sags), para otros interrupciones momentáneas, y para otros varían las interrupciones sostenidas, dependiendo de cómo es interrumpido el sistema y que tan largo es el tiempo de reparación.

2.3 TÉCNICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN

A continuación se describirán algunas técnicas para mejorar la confiabilidad en la redes de distribución, por ejemplo una análisis de sensibilidad [21]. Así también algunos métodos para disminuir los tiempos de reparación en los componentes de la red, como es una respuesta más rápida del personal o colocar dispositivos con recierre.



2.3.1 Análisis del sistema

Una vez que es modelado y calibrado un sistema de distribución, se puede realizar un análisis significativo. Típicamente el primer paso es determinar la confiabilidad del sistema existente sin ningunas modificaciones. Haciendo eso, se puede identificar la confiabilidad que cada cliente puede esperar, así como la distribución geográfica de la confiabilidad. Esto puede identificar los factores de mayor contribución a la confiabilidad, así como la sensibilidad de la confiabilidad para varios aspectos del sistema. A continuación se divide el análisis del sistema en cuatro aspectos: análisis de confiabilidad, análisis de riesgo, análisis de sensibilidad y análisis de la causa.

2.3.1.1 Análisis de confiabilidad

Un análisis de este tipo calcula la confiabilidad esperada en un sistema. Típicamente, los resultados consisten de la frecuencia de interrupciones momentáneas, frecuencia de interrupciones sostenidas y la duración total de interrupción anual de cada cliente. Muchos análisis también calculan el número esperado de operaciones por cada cuchilla y dispositivo de protección. Pase lo que pase, un análisis de confiabilidad regresa una enorme cantidad de datos que deben ser dados de vuelta como información para que sea útil.

El método más común que regresa una gran cantidad de datos en información de confiabilidad es por el uso de índices de confiabilidad tales como MAIFI, SAIFI y SAIDI. En esencia, esto representa el promedio de la confiabilidad para un grupo de clientes. Desde que un modelo típico de confiabilidad es calibrado a índices históricos de confiabilidad, no se deriva ninguna profundidad de los índices calculados representando áreas iguales o más grandes que las áreas representadas por estos datos históricos. Por ejemplo, si una subestación es calibrada a un SAIDI histórico de 120 min/año, esto es sin interés de ver que el modelo calibrado también predice un SAIDI de 120 min/año. Esto podría ser interesante para observar a los índices de confiabilidad en áreas pequeñas, en lugar de calibrar las áreas. Por un instante, esto es frecuentemente benéfico para observar a los índices pronosticados de los alimentadores después de calibrar un modelo de la subestación de servicio territorial.

La visualización es un método poderoso para representar una gran cantidad de datos en una manera significativa. Las técnicas pueden extenderse desde graficas y cartas, a técnicas basadas en la geografía, y se documenta bien su eficacia para transportar varios tipos de datos [27]. Los tipos más comunes de visualización utilizados para medir la confiabilidad, son mapas de datos e histogramas, con los mapas de datos se representan las distribuciones geográficas y con los histogramas se representan las distribuciones cuantitativas de resultados.

Los mapas de datos visualizan la información sombreándola geográficamente. Para la visualización de la evaluación de la confiabilidad, cada componente es sombreado basado en un resultado particular, tal como la frecuencia de la salida o duración de la salida. Debido a que los resultados de confiabilidad no varían continuamente con la geografía, la



visualización es mejor realizada agrupando los resultados de dos a diez compartimientos, cada compartimiento es asignado a una cortina, peso y color que fácilmente se distingue desde otro compartimiento.

Los mapas de datos son poderosas herramientas, pero no son convenientes para la visualización de datos de información que no es fuertemente relacionado a la geografía del sistema. Un ejemplo típico es la información de interrupción a los clientes. Desde que la densidad de los clientes puede variar de manera considerable en diferentes partes del sistema, es difícil deducir la distribución de los clientes con diferentes niveles de confiabilidad desde un mapa de datos. Un método más apropiado es exhibir este tipo de datos en un histograma.

El histograma hace esto fácil, identifica el porcentaje esperado de los clientes en cada nivel de confiabilidad, y proporciona mucha más información que un simple dato estadístico tal como promedios y varianzas.

2.3.1.2 Análisis de riesgo

La confiabilidad naturalmente varía de un año a otro. En algunos años probará suerte y será más alta que la esperada. En otros años será desafortunada y será mucho peor que del promedio. Esta variación natural de la confiabilidad es un aspecto importante de los sistemas de distribución.

Un análisis de riesgo debe calcular la desviación media y estándar de los índices de confiabilidad, ellos varían en una base anual [28]. Una aproximación más comprensiva calculará la distribución de la probabilidad de los resultados de confiabilidad e identificará los escenarios asociados con años de pobre confiabilidad. Desde esta perspectiva, los proyectos para el mejoramiento de la confiabilidad pueden ser justificados en base de reducir el riesgo que disminuya el valor esperado. Por ejemplo, podría ser aceptable que el valor esperado de SAIDI sea levemente peor si es reducido el riesgo de tener un muy mal año.

La variabilidad de la confiabilidad tiende a ser menor conforme incrementa el tamaño del sistema. Por ejemplo, la variabilidad de SAIDI será relativamente pequeña para el servicio territorial total de una empresa grande, mientras que la variabilidad de la confiabilidad tenderá a ser mucho mayor para un cliente individual en este sistema.

2.3.1.3 Análisis de sensibilidad

La sensibilidad de una función a un parámetro es definido como la derivada parcial de la función con respecto a ese parámetro. Este es una medida de que tanto cambiará el valor de la función si el parámetro es perturbado, y puede ser aproximado por el parámetro de la perturbación actual (Manteniendo fijos todos los otros parámetros) y midiendo que tanto ha cambiado la función [29, 30].



$$\frac{\partial F(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \approx \frac{F(x_1 + \Delta x_1, x_2, \dots, x_n) - F(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\Delta x_1} \quad (2.2)$$

Por ejemplo, considerar un sistema con una falla en la línea aérea con un tiempo promedio de reparación (MTTR) de 400 minutos, y el SAIDI pronosticado de un sistema con esta suposición es de 100 min/año. La sensibilidad de SAIDI con respecto al MTTR es calculada perturbando ligeramente MTTR y recalculando SAIDI. En este caso, MTTR es incrementado a 4 minutos y el nuevo SAIDI es calculado para ser de 100.5 min/año. La sensibilidad del sistema es igual a (100.5 min/año - 100 min/año)/ 4 min = 0.125 min/año/min. Esto es, la proyección linealizada de SAIDI incrementada de 0.125 min/año por cada 1 min con respecto al MTTR. Las sensibilidades pueden también calcularse como porcentajes.

El análisis de sensibilidad es útil para muchos aspectos del análisis del sistema. Primero, pueden ser utilizados para probar la sensibilidad de resultados de los datos de confiabilidad. Puede mitigarse una suposición incierta de los datos si los resultados son insensibles a estas suposiciones. Segundo, los resultados de la sensibilidad pueden ser utilizados para calibrar eficientemente sistemas por datos históricos de confiabilidad. Por ultimo, los análisis de sensibilidad pueden ser utilizados para ayudar anticipadamente si ciertas acciones tienen un impacto significativo en la confiabilidad del sistema. Por ejemplo, si en el sistema SAIDI es muy sensible a los índices de falla en líneas aéreas, probablemente reducir las fallas de las líneas aéreas sería una estrategia efectiva para reducir SAIDI (pero no necesariamente rentable).

2.3.1.4 Análisis de la causa

Es valioso conocer la confiabilidad esperada de un sistema, pero conocer los factores principales que contribuyen a una pobre confiabilidad puede ser como un objeto de valor. Un análisis de la causa logra esto determinando la contribución de cada componente a los índices de confiabilidad [21, 30]. Por ejemplo, si se mide la confiabilidad utilizando un SAIDI, un análisis de la causa identificará a los componentes que están teniendo un gran impacto en SAIDI y los componentes que están teniendo un mínimo impacto en SAIDI.

Los resultados pueden ser exhibidos gráficamente para identificar rápido los problemas en áreas del sistema.

Un análisis profético de la causa es diferente a un análisis físico de la causa [31]. Mientras un análisis de la causa identifica la causa actual de una salida de un componente, un análisis profético de la causa identifica la contribución total esperada de un componente a los índices de confiabilidad u otras medidas [32]. Si un componente tiene un alto índice de falla, no necesariamente tiene un alto índice de la causa. El cálculo debe también considerar el número de clientes afectados por la falla, la duración de la falla, y la disponibilidad del sistema para restaurar a los clientes interrumpidos antes de que se repare la falla.



Para ilustrar como se calculan los índices de la causa de un componente. Considerar un componte con un índice de falla de 0.02 fallas por año en un sistema con 10,000 clientes. Cuando este componente falla, 8000 clientes no experimentan alguna interrupción, 1500 clientes experimentan una interrupción de 1-hr, y 500 clientes experimentan una interrupción de 4-hrs.

El índice SAIDI de la causa para este componente es igual a la suma de las interrupciones de los clientes multiplicados por la frecuencia de estas interrupciones. En este caso, el índice SAIDI de la causa es $(0 \text{ hr} \cdot 8000 + 1 \text{ hr} \cdot 1500 + 4 \text{ hr} \cdot 500) \cdot 0.02 / \text{año} = 70$ clientes horas por año. Una vez que se calcula el índice de la causa para cada componente, todos los índices pueden ser normalizados, expresándolos como un porcentaje del componente con el índice más grande.

Cada análisis de la causa maneja una confiabilidad métrica específica. Un componente con un alto índice de la causa para SAIDI no necesariamente tendrá un alto índice de la causa para SAIFI o MAIFI_E. Debido a esto, un análisis de la causa es presentado comúnmente por aparte para todos los índices de confiabilidad de interés (frecuentemente MAIFI_E, SAIDI y SAIFI). Además, un análisis de la causa puede estar presentado por un separado “meta-index” que es una función de los índices más comunes. Por ejemplo, si una empresa quiere mejorar MAIFI_E, SAIFI y SAIDI con mayor énfasis en SAIDI y el menor énfasis en MAIFI_E, un análisis de la causa puede ser presentado por una suma tal como $0.1 \cdot \text{MAIFI}_E + 0.3 \cdot \text{SAIFI} + 0.6 \cdot \text{SAIDI}$. Los resultados de este particular análisis de la causa cargará la contribución a SAIFI tres veces tanto como contribuciones a MAIFI_E, y cargará una contribución a SAIDI dos veces tanto como contribuciones a SAIFI.

2.3.1.5 Análisis de carga

La confiabilidad del sistema es una función de carga del sistema. Específicamente esto es verdad para una medida de la duración de interrupción tal como SAIDI. Si un sistema es ligeramente energizado, el operador del sistema puede reconfigurar libremente el sistema restaurando a los clientes después de que ocurre una falla. Si el equipo es bien energizado por debajo del rango de emergencia, no hay peligro de reconfigurar el sistema ocasionando que el equipo se sobrecargue. Mientras más se energice a un sistema, más se estará limitando a las opciones de reconfiguración y SAIDI comenzará a deteriorarse. Si todo el equipo es energizado sobre los rangos de emergencia, no podrán realizarse las transferencias de carga y estaría en su peor SAIDI.

La confiabilidad varía como una función de carga, lo cual es frecuentemente benéfico para calcular la confiabilidad del sistema para un rango de niveles de carga. El hacer esto puede profundizar de como la confiabilidad esperada cambiará de acuerdo a la severidad del mal tiempo (es decir, un verano suave con una demanda pico pequeña o un caluroso verano con una demanda pico grande), y también profundizará en como la confiabilidad cambiará con una carga que va creciendo. Las curvas de confiabilidad contra carga, son generadas fácilmente multiplicando todas las cargas por el factor de posicionamiento global. Esto es usualmente suficiente para calcular la confiabilidad para



niveles de carga que se extienden de 0% a 200% de pico, con pasos extendidos de 5% a 25% dependiendo de la resolución requerida.

Las curvas SAIDI contra carga son típicamente caracterizadas en forma senoidal. En la carga de 0%, SAIDI está en un mínimo y permanece en este mínimo hasta que los límites de capacidad del equipo comiencen a ser evidentes. En este punto, SAIDI comenzará a incrementar hasta que sea alcanzado un valor máximo y se limitan a todas las transferencias benéficas de la carga. El punto en el cual SAIDI comienza a incrementar, depende de como es energizado el sistema en un 100% de pico. Con una carga muy ligera en el sistema, no se puede observar que el SAIDI comienza a deteriorarse hasta un 200% del pico o más, mientras que un sistema muy energizado puede experimentar un deterioro en el SAIDI en un 30% del pico o menos. El rango del mejor al peor SAIDI es independiente de la carga pico y depende del número de interruptores normalmente abiertos y cerrados en el sistema.

Es frecuentemente provechoso ser capaz de identificar los componentes que están contribuyendo a los límites de la transferencia de carga. Para hacer esto, el algoritmo que mide la confiabilidad mantiene una trayectoria de todos los componentes que limitan la transferencia de un bloque de carga. Si se considera una interrupción en una sección switchable, esta sección puede ser transferida a otra fuente a través de la trayectoria de transferencia.

Cada componente en la trayectoria de transferencia tiene un margen de carga igual a su rango de emergencia menos su carga normal. Si la carga en la sección switchable es más grande que el margen de carga del componente, ocurre un límite de capacidad. Para no perder de vista la trayectoria de estas ocurrencias, cada componente causa un límite de capacidad que mantiene corriendo un total de las frecuencias de cada evento limitado y la severidad de cada evento (igual a la frecuencia multiplicada por la carga en la sección switchable). Se pueden identificar los componentes que dan lugar a una gran cantidad de limitaciones en una lista corta o a través del uso de técnicas de visualización.

2.3.2 Métodos para mejorar la confiabilidad

A través de los modelos que miden la confiabilidad se puede profundizar considerablemente en el estado del sistema de distribución, su valor primario esta en su capacidad de cuantificar el impacto de opciones de mejoramiento del diseño [33]. De hecho, la tentación de una rápida identificación de opciones efectivas para el mejoramiento del diseño da lugar a menudo a un esfuerzo abreviado del análisis del sistema, lo cual no es recomendable. Tomar el tiempo que tomará realizar un análisis del sistema existente, permitirá que opciones de alta calidad para mejorar el diseño sean identificadas en una cantidad de tiempo más corta.

Definir el criterio y las limitaciones es otro paso importante que se debe concluir antes de explorar las opciones del mejoramiento de la confiabilidad. Los criterios y las limitaciones pueden consistir de uno o más de los siguientes factores: índices de confiabilidad, confiabilidad de clientes individuales, perfiles de riesgo y costo. Otros



factores, tales como redundancia, carga del equipo y voltaje, pueden ignorarse desde que ellos no son frecuentemente vinculados. A menudo, la confiabilidad de algunos clientes puede ser mejorada a expensas de otros clientes. En otros tiempos, un aspecto de la confiabilidad de un cliente en particular podía ser mejorado en expensas de otros aspectos.

2.3.2.1 Dispositivos de protección

Añadir dispositivos de protección es uno de los métodos más directos y efectivos para el mejoramiento de la confiabilidad en sistemas de distribución. Asumiendo una coordinación apropiada, e incrementar el número de dispositivos de protección, reduce el número de clientes que puedan experimentar interrupciones después de que ocurre una falla. Indicado de manera diferente, que el incremento del número de dispositivos de protección aumenta la selectividad del sistema de protección [34, 35].

El primer paso hacia el mejoramiento de la confiabilidad es colocar un dispositivo de seccionamiento, típicamente un fusible, en todos los tramos radiales. En el campo de la experiencia y de estudios de confiabilidad se muestra concluyentemente, que los laterales deben fundirse [36]. Los laterales trifásicos pueden requerir de dispositivos de protección con capacidad de cierre 3ϕ si sirven a un motor grande, el cual puede ser dañado por voltajes desequilibrados, o transformadores con bobinas primarias conectadas en forma delta, lo cual puede crear problemas de seguridad debido a la posibilidad de una retroalimentación.

Asumiendo la operación perfecta del fusible, una falla en un lateral sin fundir interrumpirá al alimentador, mientras una falla en el lateral fundido solo interrumpirá a los clientes en ese lateral. Cuando las longitudes laterales son más cortas en comparación con la sección principal, SAIFI disminuye casi en proporción al lateral total expuesto- si los laterales cortos aumentan un X% del total del alimentador expuesto, el lateral con fusible generalmente reducirá al SAIFI por X% cuando es comparado al equivalente del sistema no fundido. Esta regla se basa en un alimentador homogéneo y el mejoramiento para el alimentador actual puede, por supuesto, ser calculado agregando fusibles laterales a un modelo de confiabilidad.

La protección de la sección principal, típicamente por un restaurador, también puede ser un método efectivo para mejorar la confiabilidad del alimentador. Aunque excesivamente efectivo, muchas empresas no consideran sistemáticamente la aplicación de restauradores para mejorar la confiabilidad (son comúnmente más utilizados para proteger áreas del alimentador con bajos niveles de corriente de falla). Los restauradores de línea son algo limitados para la protección de ramas radiales y algunos clientes críticos.

Colocar estratégicamente un restaurador en la sección principal puede ser uno de los métodos más simples para alcanzar una mejora substancial de la confiabilidad. Considerar un restaurador de línea colocado en el centro de un alimentador homogéneo, desde que este dispositivo prevendrá interrupciones a un 50% de los clientes para un 50% de todas las fallas, MAIFI_E y SAIFI para el alimentador serán reducidos a un 25%. Similarmente, dos



restauradores espaciados uniformemente reducirán estos índices a un 33% y tres reducirán a un 37.5% los mismos índices. Los restauradores son también efectivos asilando cada falla que ocurre en otra rama.

Algunas empresas no consideran la protección de la sección principal debido a la dificultad de mantener la coordinación de la protección, mientras el sistema de distribución es configurado de nuevo. Aunque una preocupación en el pasado, los modernos restauradores electrónicos pueden fácilmente incorporar adaptantes esquemas de protección para asegurar la coordinación en todos los posibles estados del sistema.

2.3.2.2 Dispositivos con recierre

Los dispositivos con recierre son los que se usan comúnmente para permitir fallas temporales sobre los sistemas aéreos, ya que corrigen la falla por si mismos. Puesto que del 70% a 80% de las fallas aéreas son temporales, cualquier alimentador sobretodo con exposición aérea, debe estar protegido por un relevador con recierre en su interruptor principal [26].

Colocar un restaurador en un alimentador mejorará la confiabilidad de todos los clientes dirección corriente hacia arriba, protegiéndolos de fallas en dirección corriente hacia abajo. Como tal, un método efectivo para mejorar la confiabilidad de un cliente en específico es colocar un restaurador justo dirección corriente hacia abajo de su conexión de servicio. Aunque eficaz para objetivos de mejoramiento, este tipo de estrategia de colocación es miope y reactiva y no puede dar lugar a la mejor forma de colocación de la perspectiva total de la confiabilidad del sistema.

Muchos ingenieros de las empresas vacilan para colocar dispositivos con recierre en alimentadores con una gran cantidad de cables subterráneos, desde que las fallas de los cables son generalmente permanentes y de que la falla del recierre pone tensión mecánica en el asilamiento del cable. En estas situaciones, aún las secciones aéreas pueden ser protegidas con restauradores. El hacer esto no solo no permitirá fallas temporales para auto-liberar la falla (Previniendo una interrupción potencial sostenida para el alimentador entero), sino que liberará todas las fallas más rápidamente, reduciendo la tensión en el aislamiento del cable y baja la probabilidad de fallas futuras del cable.

Ha habido muchas confusiones en los años recientes respecto al uso del fusible de guarda y del fusible restaurador. Desde que los esquemas del fusible de guarda tienden a dar lugar a un número más alto de problemas momentáneos al cliente, algunas empresas cambian a los esquemas del fusible restaurador cuando el cliente comienza a quejarse por interrupciones cortas de energía. El hacer esto, dará lugar a menos interrupciones momentáneas para todos los clientes, pero más interrupciones sostenidas para los clientes en los laterales fundidos.



Si el fusible esta cerca de la subestación no puede ser coordinado con relevadores instantáneos debido a su alta corriente de falla, el fusible restaurador puede ser utilizado por el interruptor de la subestación y el restaurador puede colocarse hacia fuera del alimentador donde las corrientes de falla sean bajas y puede lograrse una coordinación adecuada.

Los seccionadores automáticos proporcionan otra oportunidad para superar los problemas de coordinación restaurador/fusible cerca de las subestaciones. Estos dispositivos detectan corrientes de falla que fluyen sobre ellos. Después de que se alcanza una cuenta preestablecida, un seccionador abrirá en la siguiente condición de voltaje cero. Esto permitirá que los fusibles no puedan coordinarse para remplazarlos con seccionadores, mientras los fusibles de guarda retienen el interruptor de la subestación. Múltiples seccionadores pueden coordinarse en serie asignándoles diferentes cuentas máximas.

2.3.2.3 Cuchillas seccionadoras

Las cuchillas seccionadoras tienen el potencial para mejorar la confiabilidad permitiendo asilar fallas y restaurar el servicio a los clientes antes de que se repare la falla. La efectividad de este proceso depende de que tanto deba ser interrumpido el alimentador para aislarlo de la falla y de la capacidad del sistema para reencaminar energía a los clientes interrumpidos vía puntos de unión normalmente abiertos. Desde que cada cuchilla tiene una probabilidad de falla, el colocar más y más cuchillas en un alimentador eventualmente resultará una degradación de la confiabilidad del sistema.

La motivación básica de la interrupción para el mejoramiento de la confiabilidad es restaurar a los clientes afectados anteriormente para reparar la causa de la interrupción. De esta perspectiva, el valor inherente de interrupción es la diferencia entre el tiempo promedio de reparación (MTTR) y el tiempo promedio de switcheo (MTTS).

Hay varias estrategias que ayudan a colocar cuchillas nuevas en un esfuerzo para mejorar la confiabilidad. La primera es mantener la cantidad de carga limitada por un grupo de cuchillas, limitados a un valor que puede ser razonablemente alimentando desde otra fuente. Este criterio puede aprobarse simulando una falla justo en dirección hacia abajo de cada cuchilla y determinando si todos los clientes fuera del área del aislamiento de fallas pueden ser restaurados durante condiciones de carga máxima. La segunda estrategia es colocar interruptores justo dirección hacia abajo de largas ramas o TAP's radiales. En general, los clientes en dirección hacia arriba de una cuchilla se benefician cuando ocurren fallas dirección hacia abajo. Es recomendable colocar cuchillas justo dirección hacia abajo de largos bloques de clientes.

2.3.2.4 Automatización

La automatización se refiere al monitoreo y control del equipo. En términos de mejorar la confiabilidad, la automatización típicamente se refiere a la subestación e interruptores de los alimentadores remotamente operados [22, 23]. Desde que la ventaja principal de las cuchillas automatizadas, es su habilidad para abrir o cerrar mucho más rápido que las



cuchillas manuales, su impacto en la confiabilidad puede ser modelado fácilmente modificando sus tiempos principales de switcheo (MTTS). El usuario debe estar enterado de que la seguridad del funcionamiento de las cuchillas automatizadas puede ser más baja que las cuchillas manuales, considerando un incremento en la probabilidad de falla operacional (PFO).

En general, el uso sistemático de la automatización extensa no es recomendado como una estrategia para el mejoramiento de la confiabilidad. La automatización de cuchillas de unión y una o más cuchillas adicionales, pueden mejorar la confiabilidad, pero no es generalmente rentable cuando es comparado a otras alternativas para mejorar la confiabilidad. Una simple pero efectiva aproximación es probar la efectividad de la automatización de la cuchilla en el orden de la frecuencia de switcheo esperada. Probablemente, una cuchilla esperada a operar un gran número de veces por año, tiene una oportunidad más grande de beneficiar una automatización, que un interruptor esperado a operar un número pequeño de veces por año.

2.3.2.5 Una respuesta más rápida del personal

Una obvia forma de mejorar la duración relacionada a los índices de confiabilidad tal como el SAIDI, es acelerar los tiempos de restauración y reparación. Sin embargo considerando modelos de confiabilidad para reducir el tiempo promedio de switcheo (MTTS) de las cuchillas y el tiempo promedio de reparación (MTTR) del equipo, estas reducciones deben ser justificadas por proyectos actuales que mejoren el funcionamiento operacional.

Varios proyectos para el mejoramiento de la confiabilidad tienen un potencial para mejorar el tiempo de respuesta del personal, estos son:

- Coordinación de interrupción en el sistema
- Indicadores de falla del circuito
- Dispositivos automáticos de localización de fallas
- Incrementar el número de personal y centros de despacho

En su forma más básica, la coordinación de interrupción en el sistema contiene información de conectividad el sistema, información de la posición de la cuchilla e información de la localización de los clientes. Cuando un cliente afectado llama a la empresa, la coordinación de interrupción del sistema identifica automáticamente la localización geográfica de los clientes, así como la localización de los dispositivos de protección que se han disparado en dirección hacia arriba. Las llamadas son inmediatamente transferidas al operador, el cual puede actuar inmediatamente mandando al personal hacia la localización de la falla.

Los indicadores de falla del circuito ponen una bandera visible donde ellos detectan la corriente de falla. Cuando están colocadas regularmente a lo largo de un circuito de distribución, permiten al personal seguir las banderas activadas directamente hasta la falla.



Los dispositivos automáticos de localización de fallas miden las magnitudes y deducen la localización de las fallas, basados en la topología del sistema y en las impedancias de la línea [37-39]. Sin embargo, incertidumbres en la corriente de pre-falla, impedancia de la falla e impedancia del circuito, hacen imposible la localización precisa de la falla [40].

Otro método para mejorar el tiempo de respuesta del personal, de tal manera que reduce el MTTS y MTTR, es mejorar la coordinación y el despacho del personal. El mejoramiento puede ser obtenido empleando a más personal, utilizando más centros de servicio, localización óptima de centros de servicio, siguiendo al personal con sistemas de posicionamiento global, incentivar al personal basado en el tiempo de respuesta y una variedad de otros métodos.

2.3.2.6 Pocas fallas del equipo

Tal vez la forma más efectiva de mejorar la confiabilidad es prevenir contingencias donde ocurrieron en primer lugar. En términos del modelado de la confiabilidad, tal como el mejoramiento, son reflejados reduciendo los valores de los índices de falla en los componentes. La parte difícil es conocer que tanta mejoría puede esperarse entre varios esfuerzos para mejorar la confiabilidad.

Una buena aproximación al modelar programas de reducción del índice de falla es descomponer los índices de falla del equipo en categorías físicas de la causa. Una vez que esto es realizado, el impacto de cada programa de reducción del índice de falla se puede aplicar a las categorías apropiadas y se puede calcular de nuevo el índice de falla agregado.

Hay un número ilimitado de maneras para reducir los índices de falla en el equipo. A pesar de todo, cada uno es similar en que atenuará unas o más causas físicas de los índices de falla y puede ser modelado por una reducción en el índice de falla del componente agregado. Algunos de los programas más comunes para la reducción de la falla incluyen:

Programas comunes para la reducción de falla

- Incremento de inspección y monitoreo
- Programas para el transformador de la subestación
- Programas para podar árboles
- Uso de alambre cubierto
- Programas de inspección infrarrojo al alimentador
- Programas para el reemplazo de alambre
- Programas para el reemplazo de cable
- Incremento de Protección contra rayos
- Programas de coordinación de la carga en el transformador



Los transformadores de las subestaciones son uno de los componentes más caros en un sistema de distribución y cuando estos fallan puede tener un gran impacto en la confiabilidad del sistema. En teoría, las fallas en el transformador de la subestación son en función de muchos factores incluyendo la edad, fabricante, historia de carga, número de fallas, historia de mantenimiento, la presencia de carga en cambios del tap, etc.

Los programas para podar las ramas de los árboles son vitales para la confiabilidad en distribución y pueden tener un efecto profundo en los índices de falla en líneas aéreas. Otra forma para reducir el número de fallas relacionadas con la vegetación, es remplazar el conductor desnudo aéreo por el conductor cubierto. Hacer esto reducirá los índices de falla momentánea y sostenida, pero puede incrementar los tiempos de reparación.

El índice de falla del cable viejo tiende a ser más alto que la del cable nuevo debido a la oxidación, calentamiento cumulativo y fatiga. Además, el índice de falla de un cable pequeño tiende a ser más alto debido al calentamiento durante cortos circuitos. Remplazando las secciones de cables viejos y pequeños reducirá los índices de falla asociados y tendrá la ventaja de la confiabilidad adicional asociada con la capacidad incrementada.

Una de las preocupaciones más grande para muchas empresas es el incremento del índice de falla asociado con el envejecimiento del cable dieléctrico, típicamente cable de distribución residencial subterráneo con asilamiento reticulado de polietileno. Mientras se tengan más datos históricos de falla, más fácil será modificar los datos de falla de una sección individual del cable basado en la edad. Esta información puede ser utilizada para identificar a los cables que son buenos candidatos para pruebas de rejuvenecimiento o reemplazo.

Aumentar la protección contra rayos es un importante método de reducción del índice de falla para áreas con alta actividad de relámpagos. Aunque esto no es típicamente factible para proteger a los alimentadores de distribución contra impactos de rayos directos. Cuando los cables estáticos son usados en conjunción con puntos aterrizados que ponen a tierra la baja impedancia, permitiendo que la energía del rayo sea disipada a tierra, previniendo potencialmente un flameo y reduciendo la energía requerida para ser absorbida por el pararrayos.

Los programas de coordinación de la carga en el transformador deducen la carga pico de los transformadores de distribución de los datos de facturación, datos de conexión del transformador y curvas típicas de carga del cliente. Si una empresa espera un gran número de fallas en los transformadores de distribución debido a sobrecargas, esta clase de programa puede ser efectivo en la reducción del índice de falla, identificando automáticamente a los transformadores sobrecargados para poderlos sustituir.



2.3.2.7 Configuración del sistema

Uno de los aspectos más poderosos en el modelado de la confiabilidad de sistemas de distribución es la disponibilidad del fácil cálculo de la confiabilidad asociado con diferentes configuraciones del sistema. En el nivel más básico, esto podría consistir de la reconfiguración del sistema cambiando la localización de los puntos de enlace normalmente abiertos.

Un sistema de distribución puede ser reconfigurado por el cambio de localización de cuchillas normalmente abiertas, cambiando la localización de los clientes y el flujo de energía para los alimentadores afectados. Es relativamente común utilizar métodos de reconfiguración del alimentador para minimizar pérdidas [41, 42] y costos operacionales [43]. Esta técnica también puede utilizarse para mejorar la confiabilidad del sistema. La estrategia básica es transferir a los clientes que reciben una pobre confiabilidad hacia alimentadores cercanos con una mejor confiabilidad (por supuesto, esta transferencia tenderá a hacer al circuito original más confiable y al nuevo circuito menos confiable). La efectividad de esta técnica dependerá primeramente de los números de cuchillas de unión disponibles y del número de cuchillas normalmente cerradas en el sistema, siendo en áreas densas donde se realiza el mayor beneficio en comparación a las escasas áreas rurales donde es menor la mejora.

Puede realizarse un aumento adicional de la confiabilidad añadiendo nuevas cuchillas de unión entre los alimentadores (Frecuentemente en combinación con la adición de cuchillas normalmente cerradas).

Algunas veces la mejor manera para mejorar la confiabilidad en sistemas muy energizados o muy expuestos, es construir nuevos alimentadores. Los modelos de confiabilidad pueden ayudar a identificar el mejor número de alimentadores nuevos, la mejor ruta, el mejor número y localización de dispositivos de protección, los clientes que deberán ser transferidos a nuevos alimentadores, el número y localización de cuchillas de enlace, y más.

2.4 TÉCNICAS BÁSICAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL

En la siguiente sección se observarán algunas técnicas para mejorar la confiabilidad en redes de distribución tipo radial, por medio de la colocación de dispositivos de protección en los laterales ó dispositivos de seccionamiento en la sección principal de la red [44].

2.4.1 Técnicas de evaluación

Un sistema de distribución radial consiste de un grupo de componentes en serie, incluyendo líneas, cables, desconectores (o aisladores), barras de distribución. Un cliente conectado a cualquier punto de carga en un sistema requiere que estén operando todos los componentes y el punto de suministro. Consecuentemente, puede ser aplicado directamente



el principio de sistemas en serie: los tres parámetros básicos de la confiabilidad son, índice promedio de falla, λ_s , tiempo promedio de reparación, r_s , y tiempo promedio de la salida anual U_s , están dados por [23, 44, 45]:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.2)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (2.3)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.4)$$

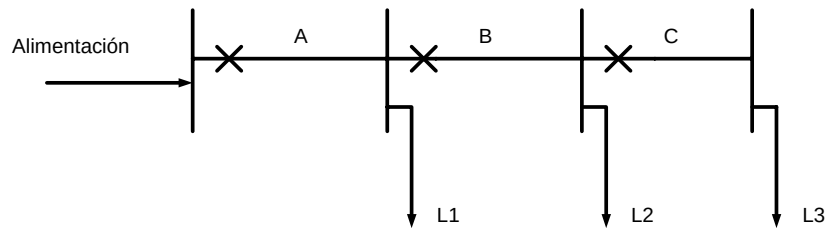


Figura 2.2 Sistema radial simple con tres puntos de carga

Tabla 2.1 Datos del componente para el sistema de la Figura 2.2

Línea	$\lambda(\text{f/año})$	$r(\text{horas})$
A	0.20	6.0
B	0.10	5.0
C	0.15	8.0

Tabla 2.2 Índices de confiabilidad de los puntos de carga de la Figura 2.2

Punto de Carga	$\lambda_L(\text{f/año})$	$r_L(\text{horas})$	$U_L(\text{horas/año})$
L1	0.20	6.0	1.2
L2	0.30	5.7	1.7
L3	0.45	6.4	2.9

Considerar el sistema radial mostrado en la Figura 2.2 los índices de falla y de tiempo de reparación asumidos en cada línea A, B y C son mostrados en la Tabla 2.1 y los índices de confiabilidad en los puntos de carga se muestran en la Tabla 2.2.

Este ejemplo numérico ilustra el aceptado, típico y generalmente característico sistema radial – los clientes conectados al sistema lo más lejos posible del punto de suministro tienden a sufrir el número más grande de salidas e indisponibilidad. Aunque, esto no es una característica universal.

Los resultados de este ejemplo fueron evaluados utilizando los conceptos básicos de confiabilidad en redes y las ecuaciones 2.2 y 2.3. Se asume que la falla de los elementos de las líneas A, B y C son simples circuitos abiertos con efectos no compuestos, es decir, la



falla de línea del elemento C no tiene efecto en L1 o L2. Es lo mismo para fallas en los elementos de las líneas A, B y C asumiendo un aislamiento perfecto por los interruptores en la Figura 2.2.

2.4.2 Desempeño del sistema

Los índices orientados a la carga y al cliente, son muy útiles para medir la severidad de las fallas en el análisis futuro de predicción de la confiabilidad. Pueden también utilizarse como un medio para determinar el desempeño anterior del sistema. La medición del desempeño del sistema es un procedimiento valioso por tres razones importantes:

- (a) Establece los cambios cronológicos en el desempeño del sistema y por lo tanto ayuda a identificar áreas débiles y la necesidad de reforzar al sistema.
- (b) Establece los índices existentes que sirven como guía para los valores aceptables en las mediciones futuras de la confiabilidad.
- (c) Permite comparar a predicciones anteriores con la experiencia del desempeño real.

La evaluación de los índices del desempeño del sistema pueden ser ilustrados considerando una parte de un sistema de distribución, teniendo seis barras de distribución como puntos de carga. El número de clientes y la carga promedio conectada a estas barras de distribución son mostrados en la Tabla 2.3.

Asumiendo que ocurren cuatro fallas en el sistema en un año de interés, teniendo los efectos de interrupción mostrados en la Tabla 2.4. La información dada en las Tablas 2.3 y 2.4 permite que todos los clientes e índices orientados a la carga sean evaluados como se puede apreciar a continuación:

$$SAIFI = \frac{\sum N_c}{\sum N} = \frac{3100}{4000} = 0.775 \text{ Interrupciones/cliente}$$

$$CAIFI = \frac{\sum N_c}{\sum N_a} = \frac{3100}{2200} = 1.409 \text{ Interrupciones/cliente afectado}$$

$$SAIDI = \frac{\sum N_c d}{\sum N} = \frac{6600}{3100} = 1.65 \text{ Horas/cliente} = 99.0 \text{ minutos/cliente}$$

$$CAIDI = \frac{\sum N_c d}{\sum N_c} = \frac{6600}{3100} = 2.13 \text{ Horas/interrupción del cliente}$$

$$= 127.7 \text{ Minutos/interrupción del cliente}$$



$$ASAI = \frac{\sum N \times 8760 - \sum N_c d}{\sum N \times 8760} = \frac{4000 \times 8760 - 6600}{4000 \times 8760} = 0.999812$$

$$ASUI = 1 - 0.999812 = 0.000188$$

$$ENS = \sum L_c d = 31900 \text{ KWh}$$

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N} = \frac{31900}{4000} = 7.98 \text{ KWh/cliente}$$

$$ACCI = \frac{ENS}{N_a} = \frac{31900}{2200} = 14.5 \text{ KWh/cliente afectado}$$

Tabla 2.3 Detalles del sistema de distribución de la Figura 2.2

Punto de carga	Número de clientes, N	Carga promedio conectada, L _a (KW)
1	1000	5000
2	800	3600
3	600	2800
4	800	3400
5	500	2400
6	300	1800
Total	4000	19000

Tabla 2.4 Efectos de la interrupción en un calendario anual

Caso de interrupción	Punto de carga afectado	Número de clientes desconectados (N _c)	Carga reducida L _c (KW)	Duración de la interrupción, d (horas)	Horas reducidas de los clientes N _{cd}	Energía no suministrada L _{cd} (KWh)
1	2	800	3600	3	2400	10800
	3	600	1800	3	1800	8400
2	6	300	1800	2	600	3600
3	3	600	2800	1	600	2800
4	5	500	2400	1.5	750	3600
	6	300	1800	1.5	450	2700
Total		3100	15200		6600	31900

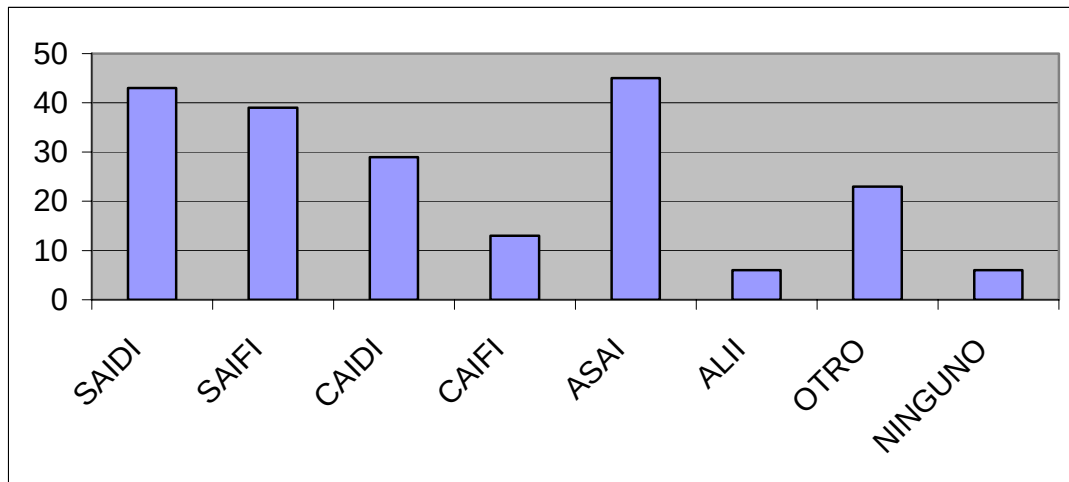


Figura 2.3 Frecuencia del uso de varios índices

SAIDI Índice del tiempo promedio de interrupción del sistema

SAIFI Índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema

CAIDI Índice del tiempo promedio de interrupción a los clientes

CAIFI Índice promedio de la frecuencia de interrupción a los clientes

ASAI Índice promedio de la disponibilidad del servicio

ALII Índice promedio del KVA interrumpido por el KVA de carga suministrado

Tabla 2.5 Detalles del sistema de la Figura 2.2

Punto de carga	Número de clientes	Demanda promedio de la carga
L1	200	100
L2	150	700
L3	100	400
Total	450	2100

Un proyecto de investigación de EPRI ha establecido que los índices más utilizados frecuentemente para la medición del desempeño del sistema fueron los relacionados a los clientes [46]. El histograma en la Figura 2.3 muestra la popularidad de varios índices del desempeño entre las empresas que correspondieron al examen asociado al proyecto de EPRI [46].

2.4.3 Predicción del sistema

Para ilustrar la evaluación de los índices orientados a la carga y a los clientes durante la evaluación del desempeño futuro, conocido como predicción del sistema, reconsiderar el sistema mostrado en la Figura 2.2 y los índices de confiabilidad mostrados en la Tabla 2.2. Dejar que el número de clientes y la demanda promedio de la carga en cada barra de distribución sean como los mostrados en la Tabla 2.5.



Los índices orientados a los clientes y a la carga pueden calcularse como sigue:

$$SAIFI = \frac{0.2 \times 200 + 0.3 \times 150 + 0.45 \times 100}{200 + 150 + 100} = 0.289 \text{ Interrupciones/cliente año}$$

$$SAIDI = \frac{1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100}{450} = 1.74 \text{ Horas/interrupción del cliente}$$

$$CAIDI = \frac{1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100}{0.2 \times 200 + 0.3 \times 150 + 0.45 \times 100} = 6.04 \text{ Horas/interrupción del cliente}$$

$$ASAI = \frac{450 \times 8760 - (1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100)}{450 \times 8760} = 0.999801$$

$$ASUI = 1 - 0.999801 = 0.000199$$

$$ENS = 1000 \times 1.2 + 700 \times 1.7 + 400 \times 2.9 = 3550 \text{ KWh/año}$$

$$AENS = \frac{3550}{450} = 7.89 \text{ KWh/cliente año}$$

2.4.4 Aplicación a sistemas radiales

Muchos sistemas de distribución son diseñados y construidos como sistemas radiales con un alimentador. Hay muchos otros sistemas adicionales los cuales, aunque están construidos como sistemas mayados, son operados como sistemas radiales con un alimentador, usando puntos normalmente abiertos en la malla. La propuesta de estos puntos normalmente abiertos es reducir y asegurar la cantidad de exposición del equipo a una falla en cualquier alimentador del circuito y asegurar que, en el evento de una falla del sistema o duración de los periodos de mantenimiento programados, el punto normalmente abierto pueda cerrarse y el otro pueda abrirse para minimizar la carga total que es desconectada.

Considerar el sistema mostrado en la Figura 2.4. Este es una simple representación de una línea del sistema y la siguiente discusión asume que cualquier falla, de una fase o más, disparará a las tres fases.

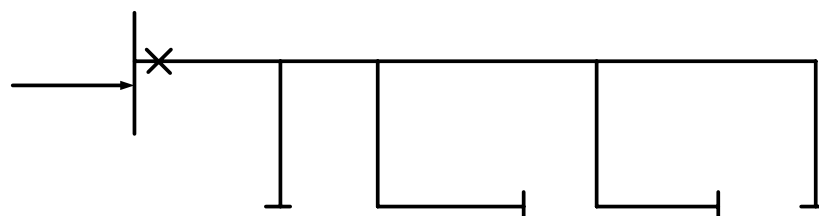


Figura 2.4 Típica red de distribución tipo radial



Tabla 2.6 Parámetros de confiabilidad para el sistema de la Figura 2.4

Componente	Longitud (Km)	λ (f/año)	r (horas)
Sección			
1	2	0.2	4
2	1	0.1	4
3	3	0.3	4
4	2	0.2	4
Lateral			
a	1	0.2	2
b	3	0.6	2
c	2	0.4	2
d	1	0.2	2

Tabla 2.7 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 2.4

Falla del componente	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
Sección												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Lateral												
a	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
b	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2
c	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8
d	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
Total	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0

Normalmente en prácticas se encuentra que las líneas y cables tienen un índice de falla el cual es aproximadamente proporcional a su longitud. Para este ejemplo dejar que el alimentador principal (secciones 1, 2, 3, 4) tenga un índice de falla de 0.1 f/Km año y los laterales (a, b, c, d) tengan un índice de falla de 0.2 f/Km año. Utilizando éstos datos básicos y las longitudes de línea dadas en la Tabla 2.6, se obtienen los parámetros mostrados también en la Tabla 2.6.

Si los componentes fallan, se presentan cortos circuitos, entonces cada falla causará que el interruptor principal actúe. Si no hay puntos en los cuales el sistema pueda ser aislado entonces cada falla debe ser reparada antes que el interruptor pueda cerrarse de nuevo. En base de este procedimiento de operación, los índices de confiabilidad de cada punto de carga (A, B, C, D) pueden evaluarse utilizando el principio de los sistemas en serie, como es mostrado en la Tabla 2.7.

En este ejemplo, la confiabilidad en cada punto de carga es idéntica. La política de la operación asumida para este sistema no es muy realista y pueden incluirse las características adicionales tales como asilamiento, protección adicional y cargas transferibles.

**Tabla 2.8 Clientes y carga conectados al sistema de la Figura 2.4**

Punto de carga	Número de clientes	Carga promedio conectada (KW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Si la demanda promedio y el número de clientes en cada punto de carga es conocido, los índices mostrados en la Tabla 2.7 pueden ser extendidos para proporcionar los índices orientados al cliente y a la carga, dejando que la carga promedio y el número de clientes en A, B, C y D sean como los mostrados en la Tabla 2.8.

Los índices adicionales para este sistema pueden evaluarse:

SAIFI = 2.2 interrupciones/cliente año

SAIDI = 6.0 horas/cliente año

CAIDI = 2.73 horas/interrupción del cliente

ASUI = 0.000685

ASAI = 0.999315

ENS = 84.0 MWh/año

AENS = 28.0 KWh/cliente año

2.4.5 Efecto de la protección en los ramales laterales

La protección adicional es frecuentemente utilizada en prácticas de sistemas de distribución. Una posibilidad en el caso de la Figura 2.4 es instalar un fusible en el punto de alimentación de cada ramal lateral. En este caso un corto circuito en el ramal lateral causa que se queme su fusible; esto causa la desconexión del punto de carga hasta que la falla es reparada pero no afecta o causa la desconexión de cualquier otro punto de carga. Por lo tanto se modifican los índices de confiabilidad del sistema como se muestra en la Tabla 2.9.

En este caso los índices de confiabilidad son mejorados para todos los puntos de carga aunque la cantidad del mejoramiento es diferente en cada uno. El punto de carga menos fiable es el B debido al efecto dominante de las fallas en su ramal lateral. Los índices adicionales para este sistema son:

SAIFI = 1.15 interrupciones/cliente año

SAIDI = 3.91 horas/cliente año

CAIDI = 3.39 horas/interrupción del cliente

ASUI = 0.000446

ASAI = 0.999554

ENS = 54.8 MWh/año

AENS = 18.3 KWh/cliente año



Tabla 2.9 Índices de confiabilidad con protección lateral

Falla del componente	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
Sección												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Lateral												
a	0.2	2	0.4									
b				0.6	2	1.2						
c							0.4	2	0.8			
d										0.2	2	0.4
Total	1.0	3.6	3.6	3.6	3.14	4.4	1.2	3.33	4.0	1.0	3.6	3.6

2.4.6 Efecto de instalar dispositivos de seccionamiento

Un segundo refuerzo, alternativa o esquema del mejoramiento es la disposición de desconectar o asilar en puntos juiciosos a lo largo del alimentador principal. Generalmente no hay cuchillas que interrumpan la falla y por lo tanto cualquier corto circuito en un alimentador, aun hace funcionar al interruptor principal. Después de que la falla ha sido detectada el dispositivo puede abrirse y el interruptor puede cerrarse de nuevo. Este procedimiento permite la restauración de todos los puntos de carga entre el punto de alimentación y el punto de aislamiento antes de que se haya terminado el proceso de reparación. Dejar a los puntos de aislamiento ser instalados en el sistema anterior mostrado en la Figura 2.5 y que el tiempo de seccionamiento sea de 0.5 horas.

Los índices de confiabilidad para los cuatro puntos de carga son modificados como se puede observar en la Tabla 2.10.

En este caso, los índices de confiabilidad para los puntos de carga A, B, C son mejorados, la cantidad del mejoramiento es mayor para aquellos que están más cerca del punto de suministro y menor para los que están más lejos. Los índices del punto de carga D permanecen sin cambio debido a que el aislamiento no puede quitar el efecto de ninguna falla en este punto de carga. Los índices adicionales orientados a la carga y a los clientes para esta configuración son:

SAIFI = 1.15 interrupciones/cliente año
 SAIDI = 2.58 horas/cliente año
 CAIDI = 2.23 horas/interrupción del cliente
 ASUI = 0.000294
 ASAI = 0.999706
 ENS = 35.2 MWh/año
 AENS = 11.7 KWh/cliente año



Tabla 2.10 Índices de confiabilidad con protección lateral y dispositivos de seccionamiento

Falla del componente	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
Sección												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Lateral												
a	0.2	2	0.4									
b				0.6	2	1.2						
c							0.4	2	0.8			
d										0.2	2	0.4
Total	1.0	1.5	1.5	1.4	1.89	2.65	1.2	2.75	3.3	1.0	3.6	3.6

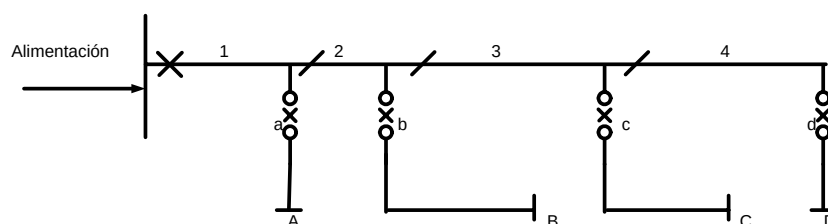


Figura 2.5 Red de la Figura 2.4 reforzada con dispositivos de seccionamiento y fusibles

2.4.7 Efecto de las fallas en las protecciones

Los índices de confiabilidad para cada punto en las secciones 2.4.5 y 2.4.6, fueron evaluados asumiendo que los fusibles están para proteger a los ramales laterales, operando siempre que ocurra una falla. Sin embargo, ocasionalmente, la protección primaria del sistema no puede funcionar. En estos casos, funciona la protección de apoyo. Para ilustrar este aspecto y su efecto en los índices de confiabilidad, se considerará el sistema mostrado en la Figura 2.5 y se asume que el fusible funciona con una probabilidad de 0.9, es decir, los fusibles funcionan exitosamente 9 veces de 10 cuando son requeridos. En este caso los índices de confiabilidad mostrados en la Tabla 2.10 son modificados porque, por ejemplo, las características en los laterales b, pueden también contribuir a los índices del punto de carga A. Similarmente para los puntos de carga B, C y D. La contribución al índice de falla puede ser evaluada usando el concepto de probabilidad.

$$\text{Índice de falla} = (\text{índice de falla} \mid \text{el fusible funciona}) \times P(\text{el fusible funciona}) \\ + (\text{Índice de falla} \mid \text{el fusible falla}) \times P(\text{el fusible falla})$$

La contribución al índice de falla del punto de carga A por el ramal lateral b es:

$$\text{Índice de falla} = 0 \times 0.9 + 0.6 \times 0.1 = 0.06$$

Los índices modificados se muestran en la Tabla 2.11 asumiendo que todas las fallas pueden ser aisladas dentro de 0.5 horas.



Tabla 2.11 Índices de confiabilidad si los fusibles operan con una probabilidad de 0.9

Falla del componente	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)	λ (f/año)	r (horas)	U (horas/año)
Sección												
1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Lateral												
a	0.2	2	0.4	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.01	0.5	0.01
b	0.06	0.5	0.03	0.6	2	1.2	0.06	0.5	0.03	0.06	0.5	0.03
c	0.04	0.5	0.02	0.04	0.5	0.02	0.4	2	0.8	0.04	0.5	0.02
d	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.2	2	0.4
Total	1.12	1.39	1.56	1.48	1.82	2.69	1.3	2.58	3.35	1.12	3.27	3.66

Los resultados mostrados en la Tabla 2.11 indican que la confiabilidad en cada punto de carga decrece según lo esperado. La cantidad de decrecimiento dependerá de la probabilidad de que el fusible opere exitosamente y el efecto relativo de los eventos de falla adicionales sea comparado con aquellos que ocurren aún cuando los fusibles son 100% confiables en operación. Este efecto es ilustrado en la Figura 2.6 la cual muestra el cambio en tiempo anual de la interrupción del punto de carga como una función de la probabilidad de que los fusibles operen exitosamente. En esta Figura, la indisponibilidad asociada con las probabilidades exitosas de 1.0 y 0.9 corresponde a los resultados mostrados en las Tablas 2.10 y 2.11 respectivamente, y una probabilidad exitosa de 0.0 corresponde a los resultados que deberían obtenerse si los fusibles no existieran en los ramales laterales.

Los índices adicionales orientados al cliente y a la carga son:

SAIFI = 1.26 interrupciones/cliente año
 SAIDI = 2.63 horas/cliente año
 CAIDI = 2.09 horas/interrupción del cliente
 ASUI = 0.000300
 ASAI=0.999700
 ENS=35.9 MWh/año
 AENS=12.0 KWh/cliente año

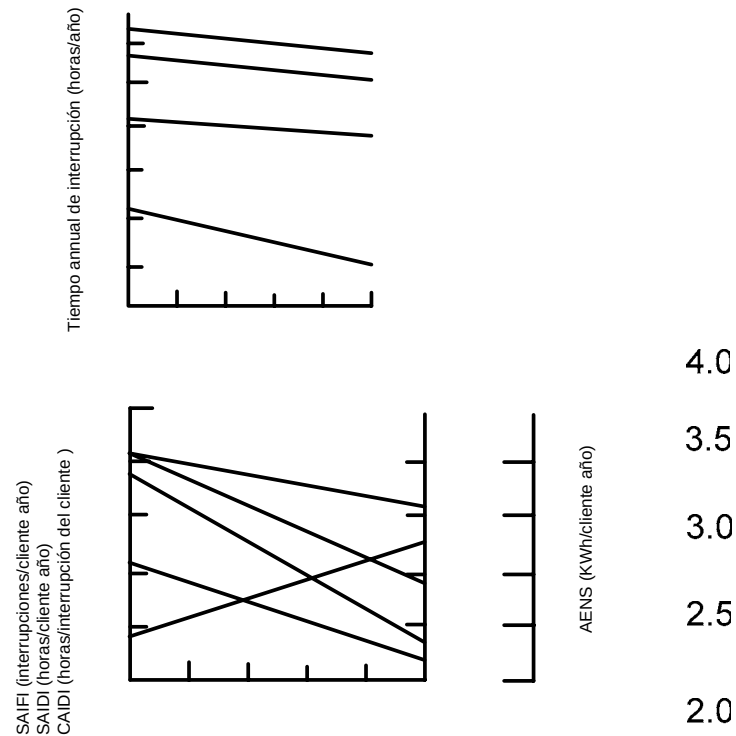


Figura 2.6 Probabilidad de una operación exitosa de los fusibles

En este capítulo se describieron las características necesarias para evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución. Estas técnicas son perfectamente adecuadas para la evaluación de los sistemas radiales y sistemas mallados que son operados como sistemas radiales. Sin embargo, las técnicas deben extenderse para determinar sistemas más complejos tales como las configuraciones en paralelo y sistemas que son operados como una malla.

1.5

0 0.2 0.4 0.6

Probabilidad de operación

3.5

3.0

SAIDI

2.5

AENS

2.0

SAIFI

ASU

1.5

CAIDI

1.0

0 0.2 0.4 0.6

SEPI-ESIME-IPN

Probabilidad de operación



CAPÍTULO III

EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1 INTRODUCCIÓN

El análisis económico es una parte importante para medir la confiabilidad, por lo que el ingeniero en confiabilidad debe familiarizarse con el lenguaje y técnicas del análisis económico [47-51].

En este capítulo se observarán los métodos de evaluación económica como son, el valor presente neto (VPN), valor anual equivalente (VAE), tasa interna de rendimiento (TIR), relación costo beneficio (RCB), los cuales determinarán que proyecto es el más rentable entre una gama de posibles soluciones. Tomando en cuenta factores importantes como el valor del dinero a través del tiempo y el flujo de liquidez.

3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La selección de un proyecto es un problema de asignación de escasos recursos, incluyendo capital, capacidad de manejo, administración y otros recursos. Sin embargo hay muchas formas de satisfacer una demanda eléctrica, como es la construcción de nuevas obras para fortalecer la red, muchos proyectos son propuestos por la necesidad de mejorar la calidad del suministro de energía para alcanzar una mejor confiabilidad. Algunos proyectos son justificados por consideraciones económicas y ambientales. Con la globalización, serán posibles los fondos de inversión en la industria eléctrica para mercados locales y globales, por eso la selección, análisis y evaluación de proyectos están teniendo mayor importancia [52].

3.2.1 Conceptos básicos de evaluación económica

A continuación se definirán algunos conceptos básicos de la evaluación económica [53].

3.2.1.1 Proyecto

Es un plan que pretende dar solución al planteamiento de un problema con la finalidad de resolver una necesidad individual o colectiva. Por tanto, un proyecto se origina como respuesta a una idea que busca dar solución a un problema económico.



3.2.1.2 Inversión

Este concepto se define desde varios puntos de vista, sin embargo, se definirá desde la perspectiva económica y financiera:

- **Inversión económica:** considera que la inversión representa la formación o incremento neto de capital, es decir, es la parte del ingreso que se utiliza para obtener un producto y un ingreso futuro, toda vez que dicho ingreso se invierte en bienes económicos destinados a tareas productivas. Ejemplo: la adquisición de transformadores, equipos de medición, etc.
- **Inversión financiera:** considera que la inversión es la colocación en el sistema financiero de los excedentes de ingresos que no son consumidos.

3.2.1.3 Proyecto de inversión

Es un plan al que si se le asigna un monto de capital y se le proporciona insumos, se obtendrá un bien o servicio, útil para la satisfacción de necesidades individuales o colectivas.

3.2.1.4 Decisiones básicas de un proyecto de inversión

Una decisión de un proyecto de inversión genera una serie de desembolsos y de ingresos de efectivo que al combinarse forman el flujo neto de efectivo del proyecto. Este flujo es la representación monetaria de la utilidad del proyecto, más todas aquellas cantidades que fueron descontadas a la utilidad y que no representaron salidas de fondos o recursos (depreciación y amortización).

3.2.2 Clasificación de los proyectos de inversión

Aunque cada estudio de un proyecto de inversión es único y distinto a todos los demás, la metodología que se aplica a cada uno de ellos tiene la particularidad de adaptarse a cualquier proyecto. La clasificación en la que se puede aplicar la metodología de la formulación y evaluación de proyectos se puede hacer desde diferentes enfoques, pero solo se mencionarán tres [54].

- Por sector de actividad económica.
- Por su naturaleza.
- Por sus resultados.

3.2.3 Evaluación económica y financiera

La reciente tendencia de evaluación en el sector eléctrico, no ha dejado a México fuera de este movimiento, mostrándose entre otras, la necesidad de adecuar la metodología de planificación y evaluación, a las nuevas realidades políticas y económicas.



Debido a la escasez de fondos de inversión, la evaluación económica se vuelve fundamental, ya que la decisión de invertir en un proyecto, significa de una u otra forma perder la oportunidad de invertir en una gama de opciones diferentes.

Antes de comprometerse a una inversión, es necesario un estudio de todas las consideraciones, incluyendo el desempeño financiero y económico en el futuro de un proyecto. La extensión de los detalles de dicho estudio depende del tamaño, costo y complejidad del proyecto. Un estudio que analiza estos aspectos se conoce como estudio de factibilidad, su propósito principal es explorar la solidez del proyecto. El estudio de factibilidad investiga todos los aspectos de relevancia directa o indirecta para el proyecto.

Las evaluaciones financieras y económicas son los principales factores de un estudio de factibilidad. La evaluación financiera analizará principalmente los aspectos monetarios del proyecto, sus remuneraciones y la rentabilidad financiera para los inversionistas. La evaluación económica va más allá de esto e intentará relacionar el proyecto con la economía nacional: sus implicaciones económicas, sociales y ambientales. Los proyectos que se analizan, como la construcción de una línea de transmisión, demandan un estudio completo que además de las consideraciones financieras y de ingeniería, investiguen los impactos económicos, sociales y ambientales que emanan de emprender el proyecto desde el punto de vista económico. Tal estudio es llamado “evaluación económica”.

Es más difícil y elaborado realizar una evaluación económica que un estudio de evaluación financiera. Mientras un estudio financiero puede normalmente ser emprendido por analistas financieros e ingenieros, un estudio de evaluación económica demanda el involucramiento de disciplinas económicas, ambientales, y un análisis que está más allá de los ingenieros, contadores y analistas financieros.

La industria eléctrica es altamente intensiva en capital. Las decisiones como la de construir una central eléctrica, involucra inversiones de cientos de millones de pesos, debido a que intervienen diseñadores, ingenieros, arquitectos, economistas, analistas financieros y ambientalistas, e investigar muchas consideraciones que pueden parecer no estar relacionadas con el proyecto. Las técnicas de la evaluación económica de proyectos son de más importancia debido a los aspectos ambientales.

La mayoría de las decisiones de inversión cotidianas en la industria eléctrica involucran seleccionar la solución de menor costo y la temporización de los proyectos. La solución de menor costo incluye la consideración de todas las alternativas reales capaces de satisfacer los objetivos del proyecto y el costo de estas alternativas.

La evaluación económica de proyectos se sustenta precisamente en el concepto del valor del dinero a través del tiempo, cabe mencionar que esto es válido aún cuando no existiera inflación, un proyecto de inversión puede representarse a través de flujos de efectivo que muestran la serie de reembolso o costos requeridos, así como los ingresos o beneficios generados en cada periodo o año de su vida útil.



3.2.3.1 Rentabilidad

Este término es utilizado para reflejar la conveniencia de llevar a cabo una inversión, si es rentable es aceptable y viceversa, tanto en proyectos con fines de lucro, como en proyectos con fines sociales.

Sin embargo, la definición de rentabilidad, se relaciona con dos grandes componentes que son las utilidades o beneficios y las inversiones mismas o costos establecidos.

La rentabilidad se entiende como la búsqueda y obtención de máximas utilidades con respecto a un volumen de inversión dado. La maximización de esta relación aumenta la rentabilidad con respecto al parámetro fijado, esto es, muchos beneficios con pocos desembolsos. La minimización de dicha relación disminuye la rentabilidad.

Así, para que las inversiones resulten rentables deben aumentar los ingresos y/o reducir los costos y deben estar protegidas con respecto a la inflación, obteniendo beneficios por encima de estos y en forma rápida, por lo que también siempre esta aparejado un riesgo.

La rentabilidad se expresa como una tasa de rendimiento generalmente anual, la cual revela las unidades monetarias obtenidas por los desembolsos iniciales. La tasa de rendimiento es equivalente a una tasa de interés, normalmente conocida como Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA).

Teóricamente existen tasas de rendimiento libres de riesgo, esto es, las que ofrece el mercado de dinero a través de los bancos con un rendimiento fijo, lo único que se tiene que hacer es comprar certificados, bonos o pagares y esperar a que transcurra el tiempo para poder obtener un rendimiento por el capital depositado. Se dice que no hay riesgo, sin embargo, frente a condiciones de inestabilidad económica se presentan dos grandes riesgos, la devaluación y la inflación, por lo que invertir en estas condiciones en los instrumentos bancarios mencionados tiene un gran riesgo que muchos analistas e inversionistas no valoran bien para tomar decisiones.

Suponiendo que existan condiciones de estabilidad económica, entonces la TREMA, tasa de rendimiento de cualquier inversionista que decida realizar una empresa será:

$$\text{TREMA} = i + X_p \quad (3.2)$$

Donde i es la tasa que otorgaría el banco libre de riesgos, y X_p ó riesgo, serían los puntos adicionales que el inversionista desea ganar por arriesgar el dinero en un proyecto fuera del banco, que van de 1 a 10 puntos dependiendo del nivel de riesgo o las ganancias que se deseen obtener.



3.2.4 El valor del dinero a través del tiempo

Debido a que el dinero puede ganar un cierto interés cuando se invierte durante un cierto periodo, usualmente un año, es muy importante reconocer que un peso que se reciba en el futuro tendrá un valor menor que un peso que se tenga actualmente. Es exactamente esta relación entre el “interés” y “el tiempo”, lo que conduce al concepto del valor del dinero a través del tiempo [55, 56].

Por lo tanto, el valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor si se encuentra en puntos diferentes en el tiempo, y si la tasa de interés es mayor que cero. La cantidad total en porcentaje obtenida de estos dos puntos, es precisamente la tasa de interés i que se le da al dinero para que valga en términos reales, ya sea en el futuro o en el presente.

Todo lo anterior es importante debido a que la evaluación económica de proyectos se sustenta precisamente en el concepto del valor del dinero a través del tiempo. Cabe destacar que esto es válido aun cuando no existiera inflación. Para el análisis económico que se realiza en esta tesis no se considera la inflación, solo se considera la tasa de interés.

3.2.5 Tipos de intereses y tasas de descuento para evaluar el proyecto de inversión

Una de las variables que más influyen en el resultado de la inflación de un proyecto es la tasa de descuento empleada en la actualización de los Flujos Netos de Efectivo (FNE) generados por el proyecto. Es decir, el hecho de utilizar una tasa de descuento inapropiada en la evaluación de un proyecto puede conducir a resultados equivocados, aun cuando las demás variables se hayan proyectado adecuadamente. Definimos la tasa de descuento como la tasa de interés que se usa para encontrar el valor presente de una serie de entradas futuras de efectivo generadas por un proyecto. La importancia de este tema radica en que constituye la interconexión de las dos decisiones financieras básicas de un proyecto de inversión, ya que determina el costo del financiamiento y es el elemento racional que permite aceptar o rechazar alguna propuesta de inversión (decisión de inversión).

El interés puede ser simple o compuesto. La diferencia fundamental entre ambos, radica en que el interés compuesto esta devengando un interés sobre el capital y el interés generado anteriormente. Cuando se usa el interés simple, los intereses son únicamente en función del monto inicial, el número de periodos y la tasa de interés.

3.2.6 Métodos de evaluación económica de proyectos

Existen varios métodos para realizar la evaluación económica de proyectos de inversión, ya sea Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Rendimiento (TIR), o Relación Costo Beneficio (RCB), donde básicamente todos tienen una constante, que es el concepto del valor del dinero a través del tiempo, aunque existan otros métodos que no lo representen, como el caso del método del periodo de recuperación de la inversión. A continuación se



darán de forma resumida los principales fundamentos de cada uno de los métodos [21, 55, 56].

3.2.6.1 Método del período de recuperación (PR)

Es el número de años que una empresa necesita para recuperar su inversión original a partir de los flujos netos de efectivo [57].

Aunque el período de recuperación es muy fácil de calcular, puede conducir a decisiones erróneas, debido a que este método ignora:

- El hecho de que algunos ingresos se materializan después que transcurre el periodo de recuperación, y
- El hecho de que un dólar que se recibe ahora tiene más valor que un dólar que se recibe en el futuro.

La formula del método de recuperación es la siguiente:

$$\text{Periodo de recuperación} = \frac{\text{Inversión inicial neta}}{\text{Aumento uniforme en el flujo anual de efectivo}} \quad (3.7)$$

Conforme al método de recuperación, las empresas con frecuencia escogen un periodo de corte. Son aceptables todos aquellos proyectos que tiene un periodo de recuperación menor al de corte. Se rechazan aquellos que tengan un periodo de recuperación más allá del de corte.

Los proyectos con periodos de recuperación más cortos dan a la compañía mayor flexibilidad, por que los fondos para otros proyectos están disponibles más pronto.

Los partidarios del método de recuperación alegan que es una medición práctica (1) cuando no es crucial la precisión en las estimaciones de rentabilidad y se necesita una filtración preliminar de muchas propuestas; y (2) cuando los flujos de efectivo pronosticados para años posteriores son muy inciertos.

A continuación se describen algunas razones que deben considerarse para utilizar el método de periodo de recuperación:

- Cuando una empresa tiene problemas de efectivo, necesariamente debe dar importancia a la pronta recuperación de sus fondos para que éstos puedan aplicarse en otra parte o puedan usarse para satisfacer otras necesidades.
- Los proyectos con periodos de recuperación más rápidos por lo general tiene efectos más favorables a corto plazo, aunque se sacrifica el crecimiento futuro por el ingreso, y en general no se incrementará el valor de la empresa.



- Este método es muy fácil de aplicar, en una empresa donde se toman decisiones pequeñas de inversión.

3.2.6.2 Método del valor anual equivalente (VAE)

Este método consiste en transformar en anualidades equivalentes uniformes todos los ingresos y gastos, incluyendo la inversión inicial en toda la vida útil del proyecto. Si la suma del total de esta anualidad es positiva, significa que los beneficios son mayores que los costos y en consecuencia el proyecto resulta rentable [21].

$$VAE = \sum_{n=0}^n P_x \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \quad (3.8)$$

Cabe destacar que este método toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, ya que incorpora el elemento de la tasa de descuento o actualización i , que considera el uso alternativo que se pudiera dar a ese dinero, así como el riesgo de realizar dicha inversión P_x , que se expresa en puntos con relación a la tasa i , por lo regular a esta tasa se le denomina como TREMA (Ecuación 3.2).

Para el caso de que se tengan varios proyectos, o casos de estudio en los cuales se deba de seleccionar una y solamente una alternativa (proyectos mutuamente excluyentes), se selecciona aquel que tenga el mayor valor anual equivalente con signo positivo.

En el caso de que todas las alternativas de inversión presenten valores de anualidades equivalentes negativas, no se deberá realizar o seleccionar ningún proyecto.

3.2.6.3 Método del valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es un método de medición y comparación de costos que ocurren en diferentes puntos en el tiempo. El valor presente neto es basado en el principio fundamental económico que el dinero recibido hoy es más valioso que el dinero recibido mañana [57], y está calculado basado en una tarifa de descuento, i .

Este método consiste en transformar todos los gastos y beneficios de un proyecto de inversión, vía tasa de actualización o TREMA, a un determinado año de referencia. La diferencia entre el VPN de los costos y el VPN de los beneficios, es precisamente lo que determina la rentabilidad del proyecto. Es decir, si la diferencia resulta positiva, significa que los beneficios puestos al VPN a un año de referencia son mayores a los costos que ocasiona el funcionamiento del proyecto, lo que significa que el proyecto es rentable [57].

El valor presente para un costo C , en un año t puede ser calculado como sigue:

$$Valor \text{ presente} = C \cdot (1+i)^{-t} \quad (3.9)$$



El valor presente neto de un proyecto total es calculado sumando los valores presentes de todas las transacciones de efectivo individuales [21]. Este puede incluir ambos costos, los cuales tienen un valor actual negativo, y réditos, que tienen un valor actual positivo.

$$VPN = \sum_{i=1}^m R_i (1+d)^{-tr,i} - \sum_{j=1}^n C_j (1+d)^{-tc,j} \quad (3.10)$$

donde:

VPN = Valor presente neto

R = Rédito

C = Costo

$t_{r,i}$ = Año en que el rédito i es realizado

$t_{c,j}$ = Año en que el costo j es realizado

Para la realización de la evaluación económica en los proyectos presentados en esta tesis se utilizó la formula 3.12 [21].

$$VPN = -I_o + \sum_{n=0}^n \frac{P}{(1+i)^n} \quad (3.11)$$

ó

$$VPN = -I_o + \frac{P((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n} \quad (3.12)$$

donde:

$-I_o$ = inversión inicial

P = Flujo de efectivo

i = Tasa de interés

n = Número de años

Cuando los flujos de efectivo son una anualidad, se puede resolver por medio del valor presente de una anualidad que se expresa en la ecuación 3.11 y cuando los flujos de efectivo son mixtos será necesario resolverlo con la sumatoria de los flujos de efectivo como se expresa en la ecuación 3.12.

El valor VPN tiene ciertas características que lo hacen adecuado como base de comparación, tales como:

- Considera el valor del dinero en el tiempo de acuerdo al valor de “ i ” escogido.
- Sitúa el valor equivalente de cualquier flujo de efectivo en un punto particular en el tiempo $t = 0$.
- Cualquiera que sea la sucesión de ingresos y egresos del flujo de fondos el VPN será único para un valor dado de “ i ”.

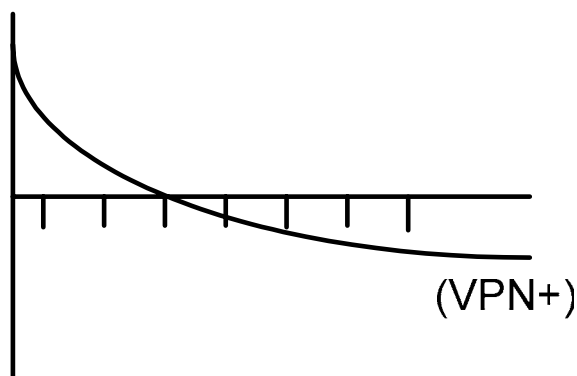


Figura 3.1 Comportamiento del VPN variando la tasa de interés “i”

Para proyectos típicos que demandan desembolsos en su etapa inicial y generan ingresos en lo sucesivo, el VPN para diferentes valores de “i” se comporta como aparece en la Figura 3.1, aunque para otro tipo de flujos cabe la posibilidad de tener comportamientos diferentes [56].

De la Figura 3.1 se observa que el VPN de un proyecto decrece conforme se utilizan tasas de descuento “i” más altas, debido a que requieren más beneficios y por tanto es cada vez más difícil obtenerlos.

5% 7% 9% 11% 13%

3.2.6.4 Método de la tasa interna de rendimiento (TIR)

En todos los criterios de decisión, se utiliza alguna clase de índice, medida de equivalencia, o base de comparación capaz de resumir las diferencias de importancia que existe entre las alternativas de inversión. Es importante distinguir entre criterio de decisión y una base de comparación. Esta última es un índice que contiene cierta clase de información sobre la serie de ingresos y gastos a que da lugar una oportunidad de inversión.

Los cálculos del valor actual requieren del uso de tipo de descuento. Los tipos de descuentos son escogidos, pueden tener un profundo impacto cuando son comparados con las soluciones. Esto es porque un alto índice de descuento favorecerá fuertemente las opciones que difieren en las inversiones hasta los últimos años. Esto no sería un problema, excepto que los valores de los índices de descuento son bastante “suaves”. Esto puede evitarse usando la tasa interna de rendimiento.

La tasa interna de rendimiento (TIR) es definida como el índice de descuento que resulta en un tiempo (índice de rentabilidad ampliamente aceptado) un valor presente neto de cero para un grupo de transacciones (ingresos o egresos) [56, 58]. Dicho de otra manera, La TIR es el índice de descuento el cual hará al valor actual de todos los costos iguales al valor actual de todo el rédito [59], o de otra manera, representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida del proyecto el saldo no recuperado es igual a cero.



La TIR es calculada iterativamente [21, 57], para comenzar, es escogido un índice de descuento arbitrario, resultando de ello un valor presente neto. Después, el índice de descuento es modificado y un segundo valor presente neto es calculado. El siguiente índice es calculado por una interpolación o extrapolación de esos dos valores y el proceso se repite hasta que se obtiene un valor presente neto de cero (o el más cercano).

$$TIR = i \quad \text{que hace el} \quad VPN = -I_0 + \sum_{n=0}^n \frac{P}{(1+i)^n} = 0 \quad (3.13)$$

ó

$$TIR = -I_0 + \frac{P((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n} = 0 \quad (3.14)$$

3.2.6.5 Método de la relación costo beneficio (RCB)

El análisis costo beneficio es una medida de cuánto valor producirá un proyecto concerniente a cuánto cuesta el proyecto [21]. Similar al índice de la tasa interna de rendimiento, un radio costo beneficio considera el hecho de que los beneficios grandes no son atractivos cuando se asocian a grandes costos.

Este método consiste en dividir el VPN de los beneficios o ingresos de un proyecto, entre el VPN de los costos o egresos del mismo (valores absolutos). El criterio de decisión es emprender el proyecto cuando la relación beneficio/costo sea mayor que uno, ya que esto indica que el VPN de los beneficios es mayor al de los costos. Para comparar proyectos desde una perspectiva de B/C, se usa la siguiente formula [21]:

$$RCB = \frac{VPN_{beneficios}}{VPN_{costos}} \quad (3.15)$$

Cabe notar que cuando la RCB es igual a uno, el VPN y la anualidad equivalente son cero, en tanto la TIR es igual a TREMA, lo cual indica que el proyecto es rentable, pero se encuentra en su limite.

El análisis costo beneficio es una buena forma para priorizar proyectos y muchas empresas están haciendo el uso de las medidas B/C en sus procesos de presupuesto. Esto es valioso especialmente cuando los presupuestos son limitados y solo un número limitado de proyectos propuestos pueden ser aprobados, en tales situaciones, todos los proyectos pueden ser categorizados basados en sus análisis B/C y pueden ser aprobados en el orden hasta que los limites del presupuesto sean alcanzados.



3.2.7 Evaluación de un proyecto individual

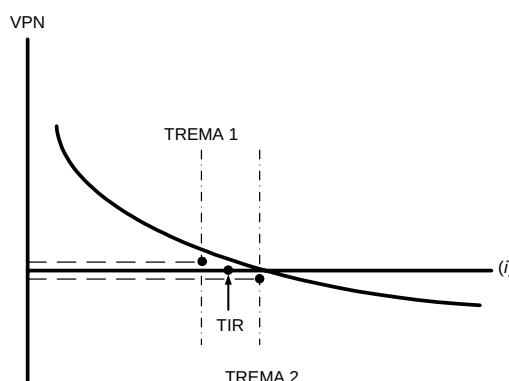


Figura 3.2 Valor presente neto y su relación con el método de la TIR

Con el método de la TIR, es necesario calcular la tasa de interés i que satisface cualquiera de las ecuaciones 3.13 y 3.14 y compararlas con la TREMA. Cuando i , sea mayor que TREMA, conviene que el proyecto sea emprendido [56, 58].

El método de la TIR y los diferentes métodos de evaluación, son equivalentes es decir, que para un mismo proyecto, con cada uno de estos métodos se llegaría a la misma decisión [55]. Lo anterior puede ser comprendido si se observa la Figura 3.2. A través de esta figura se puede comparar la equivalencia del método de la TIR y el método del VPN.

Por ejemplo, en la Figura 3.2 se puede apreciar que si i es mayor que la TREMA, entonces el VPN (TREMA 1) es mayor que cero. Por el contrario, si i es menor que TEMA, entonces el VPN (TREMA 2), es menor que cero. Por consiguiente, es obvio que con ambos métodos se llegaría a la misma decisión de aceptar o rechazar el proyecto [56].

Debido a esto, en esta tesis se utilizan ambos métodos (VPN y TIR) ya que un resultado lleva a otro y se demuestra que el proyecto es realmente aceptable o viceversa, con el método de RCB.

3.2.7.1 Evaluación de proyectos mutuamente exclusivos

En la evaluación de proyectos mutuamente exclusivos por el método de la TIR, existen dos principios que se deben tomar en cuenta. Estos son:

- Cada incremento de inversión debe ser justificado, es decir, la alternativa de mayor inversión será la mejor, siempre y cuando la TIR del incremento en la inversión sea mayor que la TREMA.
- Solamente se puede comparar una alternativa de mayor inversión con una de menor inversión, si esta ya ha sido justificada.



El criterio de selección al utilizar este método, es escoger el proyecto de mayor inversión para el cual todos los incrementos de inversión fueron justificados [56]. Debe notarse que cuando el método de la TIR se utiliza al seleccionar el proyecto de mayor TIR, podría conducir a condiciones subóptimas.

La aplicación del criterio de decisión que se recomienda utilizar con el método de la TIR, implica determinar la TIR del incremento de inversión. Esta tasa de rendimiento puede ser encontrada por cualquiera de las siguientes alternativas:

- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores anuales equivalentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores presentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual el valor presente del flujo de efectivo neto de la diferencia entre las dos alternativas es igual a cero.

3.2.7.2 Proyectos sin tasas de rendimiento

Se debe de reconocer que existen algunos proyectos para los cuales no existe la TIR. El ejemplo común de esta situación se presenta en los casos en que el flujo efectivo esta formado en su totalidad, ya sea por ingresos o egresos.

Generalmente, los casos más comunes de este tipo son los proyectos para los cuales se conocen solamente los egresos. Para este caso, no es posible determinar la TIR de cada proyecto en forma individual [56].

3.2.7.3 Proyectos con una sola tasa de rendimiento

Es deseable y fácil analizar las propuestas con una sola TIR, pero para tal caso es necesario conocer las condiciones que se tienen que cumplir para que se garantice la existencia de una sola TIR. Se puede decir por norma general, que toda propuesta de inversión cuyos desembolsos ocurran en los primeros periodos de su vida, y los ingresos en los periodos posteriores, y además se cumpla que la suma absoluta de los ingresos sea mayor que la suma absoluta de los egresos, tendrá una función de valor presente similar a la presentada en la Figura 3.2 es decir, la propuesta tendría una sola tasa de rendimiento [56].

3.2.7.4 Proyectos con múltiples tasas internas de rendimiento

La mayoría de las propuestas de inversión que son analizadas en una empresa, consisten de un desembolso inicial, o una serie de desembolsos iniciales, seguidos por una serie de ingresos positivos. Para estas situaciones, la existencia de una sola tasa de rendimiento facilita grandemente el procedimiento de toma de decisiones. Sin embargo, no todas las propuestas generan flujos de efectivo de este tipo. Para algunas propuestas, los reembolsos



requeridos no están restringidos a los primeros periodos de vida de la inversión. Por consiguiente, es posible que en los flujos de efectivo netos existan varios cambios de signo. Para estos casos, es posible que la propuesta presente el fenómeno de tasas múltiples de rendimiento [56].

3.2.8 Aplicación del análisis económico

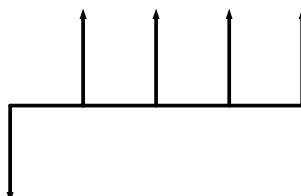


Figura 3.3 Representación del flujo de efectivo del proyecto

Ejemplo: la sustitución de un equipo eléctrico, en un proyecto costará \$6,075.00 pesos y la tasa de interés mínima deseada es del 10%, este equipo incrementará la eficiencia del sistema y generará un ahorro de efectivo de \$2,000.00 pesos al año, considerando el estudio para un periodo de 4 años.

Se desea conocer cual es el valor de la tasa interna de retorno (TIR), así como ver si es recomendable llevar a cabo el proyecto.

Como primer paso se obtiene el VPN:

$$VPN = -6075.0 + \frac{2000((1 + 0.1)^4 - 1)}{0.1(1 + 0.1)^4} = 264.73$$

El resultado que se obtiene es positivo por lo tanto el proyecto es rentable. La TIR está definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, por lo tanto para realizar el cálculo se debe ir cambiando el valor de la tasa de interés, tomando como punto de origen la tasa de interés (10%) hasta que el VPN sea igual que cero.

Al ir variando la tasa de interés en la ecuación anterior, se encuentra que la TIR es igual 12%, debido a que es la tasa que hace cero al VPN:

$$TIR = -6075.0 + \frac{2000((1 + 0.12)^4 - 1)}{0.12(1 + 0.12)^4} = -0.301 \approx 0$$

También se puede comprobar que el proyecto es rentable con el método RCB:

$$RCB = \frac{6339.73}{6075} = 1.0435$$



Se observa que el resultado es mayor que la unidad por lo tanto el proyecto es rentable.

Los valores obtenidos fueron desarrollados detalladamente de forma manual, en la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos por el programa desarrollado en lenguaje FORTRAN, en el cual se introduce la inversión inicial, los ingresos anuales y la tasa de interés, obteniendo los siguientes valores que son similares a los obtenidos anteriormente.

VPN =	\$264.73
TIR =	12%
RCB =	\$1.04

Se han visto conceptos para el análisis de rentabilidad de los proyectos. La aplicación de los proyectos de inversión en esta tesis es independiente y a su vez comparativa, con una sola tasa de interés, es decir, se evalúan los proyectos de forma individual (para cada proyecto propuesto) y se comparan con la red existente, en donde el objetivo es justificar económicamente el incremento de la confiabilidad mediante la adición de cuchillas desconectadoras y restauradores en la sección principal de la red.

3.3 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se describirá como evaluar el costo de la interrupción al cliente a través de la función de daño al consumidor, dato que puede ser utilizado para representar el valor de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

3.3.1 Función de daño al consumidor (FDC)

Una forma conveniente para observar los costos de interrupción al cliente es en la forma de función de daño al consumidor (FDC) [44, 45, 60]. La FDC puede ser determinada por un tipo de cliente dado y agregado para producir una función de daño al consumidor para varias clases de clientes en el sistema. En la Tabla 3.1 se muestra las categorías del sector de los consumidores FDC expresado en KW de la demanda pico anual. Estos valores fueron obtenidos por pruebas Canadienses [61-63]. Valores similares fueron obtenidos en pruebas de Reino Unido [64, 65].

El sector FDC puede ser agregado en cualquier punto de carga en el sistema para producir una función compuesta de daño al consumidor (FCDC) en ese punto de carga. La suposición en este caso es que todos los cortes de carga serán distribuidos proporcionalmente a través de todo el sector de clientes. La carga usada para producir una FCDC es usualmente realizada en términos de energía por unidad para cada sector.

**3.3.1.1 Función de daño al sector de consumidores (FDSC)****Tabla 3.1 Función de daño al sector de consumidores para las siete categorías de clientes**

Duración	Costo de la Interrupción del Sector de los Consumidores (\$/KW)						
	Agri.	Usuarios grandes	Resid.	Guber.	Industrial	Comercial	Oficina
1 min	0.060	1.005	0.001	0.044	1.625	0.381	4.778
20 min	0.343	1.508	0.093	0.369	3.868	2.969	9.878
1 hr	0.649	2.225	0.482	1.492	9.085	8.552	21.065
4 hr	2.064	3.968	4.914	6.558	25.163	31.317	68.830
8 hr	4.120	8.240	15.690	26.040	55.808	83.008	119.160

La FDSC representa la unidad del costo de la interrupción como una función de la duración de la interrupción para un sector individual de cliente. Los siete sectores principales son: usuarios grandes, industrial, comercial, agricultor, residencial, gubernamental, y oficinas. Para obtener la unidad del costo estimado de la interrupción, el valor actual del dólar reportado por los clientes es normalizado usando su pico anual o demandas promedios (en \$/KW) y se calcula para cada categoría una media estimada de la unidad del costo de interrupción. Si la duración de interrupción es corta, el factor de carga es el porcentaje de la demanda pico anual de cada tipo de cliente con respecto al total de la demanda pico anual de todos los clientes en la misma categoría. Si la duración de interrupción es relativamente larga, el factor de carga es el porcentaje de la energía anual consumida de cada cliente con respecto a la energía total anual consumida de todos los clientes en la misma categoría.

La Tabla 3.1 muestra la función de daño al sector de los consumidores (en \$/KW) para las siete categorías de clientes, basado en pruebas a los clientes de Canadá. La Figura 3.4 proporciona una grafica que representa a la FDSC.

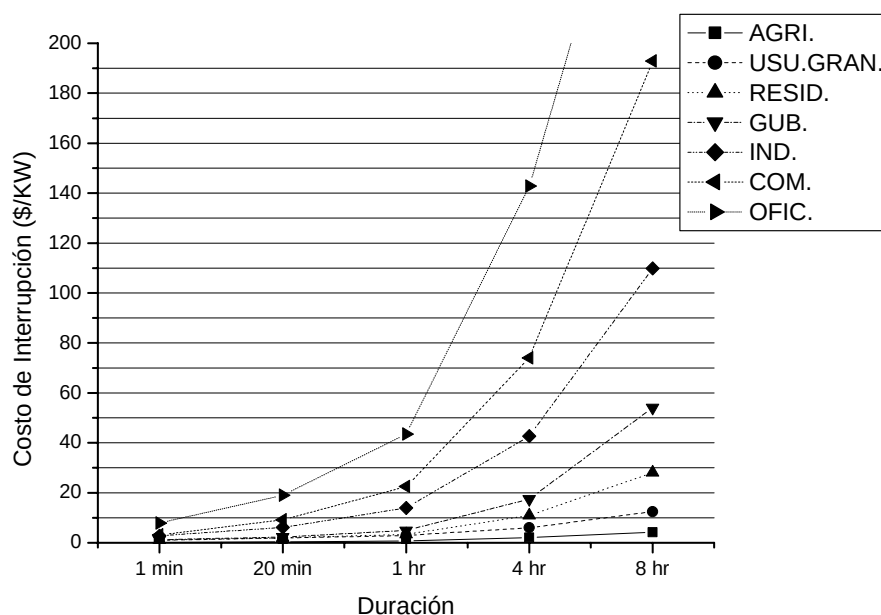


Figura 3.4 Costos estimados de la interrupción al sector de consumidores

3.3.1.2 Función compuesta de daño al consumidor (FCDC)

Una FCDC es la medida del costo de la interrupción como una función de la duración de la interrupción para el cliente mixto como un bus, área de servicio, o el sistema entero. Debe conocerse al cliente mixto en términos de energía consumida o porcentajes de la demanda máxima, así pueden ser calculados proporcionalmente los costos de interrupción de cada una de las varias categorías de usuarios. En el caso de las duraciones más cortas que 0.5 hr, el factor de carga es el porcentaje de la carga pico anual. En el caso de duraciones más grande que 0.5 hr, el factor de carga es el porcentaje de la energía anual consumida. Los costos de carga son sumados para cada duración de interrupción para dar el costo total por el cliente mixto para esa duración. La Tabla 3.2 muestra una carga mixta en términos de la energía consumida y de la demanda pico. La Tabla 3.3 presenta la función compuesta de daño al consumidor basado en la función de daño al sector de consumidores en la Tabla 3.1 y en la distribución de clientes mixtos en la Tabla 3.2. La Figura 3.5 proporciona una grafica que representa a la FCDC [44, 60].



Tabla 3.2 Distribución de clientes mixtos por energía consumida y demanda pico

Categoría del Cliente	Energía (%)	Demanda Pico (%)
Agricultura	2.5	4.0
Usuarios grandes	31.0	30.0
Residencial	31.0	34.0
Gubernamental	5.5	6.0
Industrial	19.0	14.0
Comercial	9.0	10.0
Oficina	2.0	2.0

Tabla 3.3 Función compuesta de daño al consumidor para el cliente mixto

Duración de la Interrupción	Costo de la Interrupción (\$/KW)
1 min	0.67
20 min	1.56
2 hrs	3.85
4 hrs	12.14
8 hrs	29.41

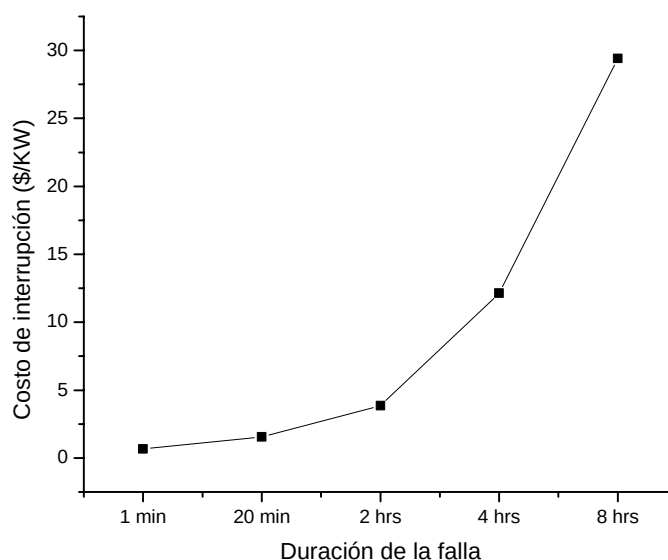


Figura 3.5 Función compuesta de daño al consumidor

El costo de interrupción estimado puede ser utilizado como un sustituto para el valor de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. En la aplicación de la FDC, deben apreciarse tres puntos. Primero, como con otro dato de confiabilidad, primero es requerido un suficiente número de muestras de clientes para una exactitud razonable. Segundo, las pruebas al cliente deben actualizarse continuamente. Tercero, los costos de interrupción son socioeconómicos/demográfico/geográfico. En otras palabras, la función de daño al consumidor varía para diferentes áreas, regiones y países.



3.4 COSTO CONTRA EL VALOR DE LA CONFIABILIDAD

El objetivo básico de un ingeniero en la planeación de redes de distribución es desarrollar un sistema que satisfaga los requisitos del cliente con el costo más bajo posible. La técnica más común para evaluar las alternativas de distribución es estimar el rédito futuro requerido como resultado de un capital de inversión en términos del valor presente de cada alternativa. El desarrollo que requiere el menor rédito se considera como el más económico. Los requisitos del rédito para un sistema particular no es el único costo que el cliente hace frente como resultado de la selección de ese sistema. La calidad del servicio afecta a las operaciones del cliente y en algunos casos puede incluir pérdidas debido a problemas como el trabajo de marcha lenta, daño del equipo, producto estropeado, etc. Estas pérdidas, que en la mayoría de los casos van inadvertidas para las empresas, son costos adicionales realizados por el cliente [66].

El sistema de distribución desarrollado depende sobre la filosofía básica de la empresa y por la confiabilidad de los componentes seleccionados. La información necesaria para una evaluación de la confiabilidad son los índices de falla y tiempo promedio de reparación. Utilizando esta información el sistema puede ser pronosticado. El ingeniero en planeación puede optimizar el desarrollo del sistema de distribución utilizando un equivalente del valor de un dólar para el costo de una interrupción de energía, por ejemplo como el utilizado por un grupo de compañías de electricidad, que en 1969 como resultado de un examen, definió el costo de interrupciones de energía como \$0,20 por el KW interrumpido más \$0,50 por KVH de energía no suministrada. El ingeniero en planeación, utilizando los valores monetarios para las interrupciones de energía, puede seleccionar el sistema de distribución que sea el más económico al cliente en lugar de intentar ajustar los índices mínimos de confiabilidad forzados sobre la empresa por la opinión pública. Los resultados pueden indicar que el sistema más económico es en el cual la confiabilidad excede de manera significativa al mínimo requerido. Algunos clientes pueden encontrar que un sistema menos confiable sería adecuado para sus necesidades [66].

3.4.1 Evaluación

Para ilustrar la evaluación de dos alternativas, se utilizan los sistemas de distribución mostrados en las Figuras 3.6 y 3.7 para proveer el servicio a una subdivisión industrial [66].

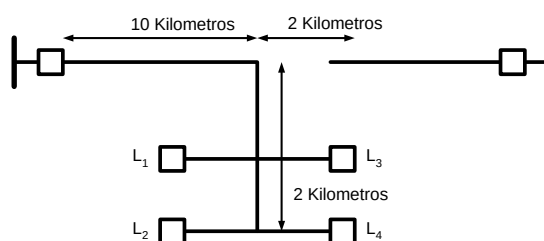


Figura 3.6 Sistema actual para la evaluación

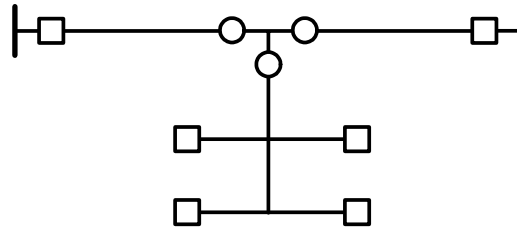


Figura 3.7 Sistema propuesto para la evaluación, construir dos kilómetros de línea e instalar un interruptor automático de transferencia

3.4.2 Datos

$L_1 = L_2 = L_3 = L_4 = 500 \text{ KW}$ 100% factor de carga

Características de falla:

Principal primario	0.10 fallas/circuito kilómetro-año 3.0 horas, tiempo kilómetro de reparación	L_1
Lateral primario	0.25 fallas/circuito kilómetro-año 1.0 horas, tiempo promedio de reparación	L_2

Interruptor automático de transferencia 0.03 fallas/año
3.0 horas, tiempo promedio de reparación

Costo de la interrupción de energía: \$0.28 por KW interrumpido
\$0.70 por KWH

Nota: derivado del costo utilizado por empresas eléctricas en 1969. Ahora a precios de 1975.

Costo de construcción: Una línea nueva \$10,000 por kilómetro
Interruptor automático de transferencia \$6.000

Cargos del suministro de energía: Cargos en distribución 10.82%

Nota: los cargos del suministro de energía es el nivel del costo fijo anual estimado expresado en (1975) compra de energía y así se ha asumido la tasa de inflación o índice de la escala del cero por ciento. Con esta suposición se ha asumido un costo del dinero (excepto el efecto de la inflación) de 6%. El cargo del suministro de energía en un sistema de distribución puede ser resumido como sigue:



Vida activa estimada - 25 años

Interés	6.00%
Depreciación	1.82
Otros impuestos	.70
Reemplazos interinos	.20
Seguridad	.10
Contingencia	.25
Operación y mantenimiento	<u>1.75</u>
	10.82%

Valor presente: es el valor presente de una serie de cargos anuales del suministro de energía sobre un número de años, dado por la formula:

$$P = \frac{R((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n}$$

donde

P = Valor presente

R = Costo anual

i = Costo del dinero (interés)

n = Número de años

3.4.3 Cálculos del sistema existente

De la Figura 3.6 el número promedio de interrupciones al año de la subdivisión industrial es 1,5 - una interrupción al año debido al principal primario y 0,5 interrupciones al año debido al lateral primario. La longitud media acumulativa de la interrupción por año son 3,5 horas - 3 horas debido al principal primario y 0,5 horas debido al lateral primario.

Por lo tanto, el costo de la interrupción de energía es

$$\begin{aligned} \$0.28 \times 2000 \times 1.5 &= \$ 840.00 \\ \$0.70 \times 2000 \times 3.5 &= \underline{\$4900.00} \\ &\$5,740.00 \text{ por año} \end{aligned}$$

Sobre una vida de 25 años el valor presente del costo de la interrupción de energía es

$$P = \frac{5740((1.06)^{25} - 1)}{0.06(1.06)^{25}} = \$73,377.00$$



3.4.4 Cálculos del sistema propuesto

De la Figura 3.7 se eliminan las interrupciones debidas al lateral primario. Sin embargo, se agregan las interrupciones debido a la falla del interruptor automático de transferencia.

La subdivisión industrial por lo tanto considerará 0,53 interrupciones al año, con una longitud media acumulativa de interrupciones por año de 0,59 horas.

Por lo tanto, el costo de la interrupción de energía es

$$\begin{aligned} \$0.28 \times 2000 \times 0.53 &= \$ 296.00 \\ \$0.70 \times 2000 \times 0.59 &= \$ 826.00 \\ &\$1,122.80 \text{ por año} \end{aligned}$$

Sobre una vida de 25 años el valor presente del costo de la interrupción de la energía es

$$P = \frac{1122.8((1.06)^{25} - 1)}{0.06(1.06)^{25}} = \$14,353.00$$

El capital adicional invertido para el sistema propuesto es de \$26,000.00.

Por lo tanto, el cargo anual del suministro de energía es de $26,000.00 \times 0.1082 = \$2,813.20$

Sobre una vida de 25 años el valor presente del cargo de suministro de energía es

$$P = \frac{2813.20((1.06)^{25} - 1)}{0.06(1.06)^{25}} = \$35,962.00$$

El costo total del sistema propuesto es de \$50,315.00

El sistema de distribución mostrado en la Figura 3.7 ahorrará al cliente en la subdivisión industrial \$23,062.00 sobre períodos de 25 años comparados al sistema mostrado en la Figura 3.6. Éste toma en consideración el hecho de que la empresa de servicio público tendrá que recoger \$35,962.00 adicionales en forma de rédito a los clientes para una inversión de capital de \$26,000.00. Por lo tanto, si se conocen los índices mínimos de confiabilidad del sistema en la Figura 3.6 deberán invertirse \$26,000.00 según la Figura 3.7 para mejorar a futuro la confiabilidad del sistema y para reducir el costo de las operaciones al cliente.



CAPÍTULO IV

ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DEL COSTO DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema de distribución es relativamente económico y las salidas tienen un efecto muy identificado. El análisis de las estadísticas de falla del cliente en la mayoría de las empresas muestra que el sistema de distribución hace una contribución individual a la indisponibilidad del suministro al cliente. Esto se muestra estadísticamente en la Tabla 4.1 en la cual los datos son relacionados en particular a una empresa de distribución en el Reino Unido [67].

Tabla 4.1 Estadísticas de indisponibilidad típica del cliente

Contribuidor	Promedio de la indisponibilidad por año del cliente	
	(minutos)	(%)
Generación/transmisión	0.5	0.5
132 KV	2.3	2.4
66 KV y 33 KV	8.0	8.3
11 KV y 6.6 KV	58.8	60.7
Bajo voltaje	11.5	11.9
Salidas planeadas	15.7	16.2
Total	96.8 minutos	100.0

Deben considerarse otros aspectos en la necesidad de evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución. En primer lugar, aunque un esquema reforzado puede ser relativamente barato, las sumas grandes de dinero se expenden colectivamente en tales sistemas. En segundo lugar, es necesario asegurar un balance razonable en la confiabilidad de los componentes de un sistema de energía, es decir la generación, transmisión, y distribución. En tercer lugar, son disponibles un número de alternativas al ingeniero de distribución para alcanzar una confiabilidad aceptable para el cliente, incluyendo los esquemas alternativos reforzados, asignación de repuestos, mejoras en la política del mantenimiento, políticas de operaciones alternativas. No es posible comparar cuantitativamente los méritos de tales alternativas, ni comparar su efecto por unidad monetaria expendida sin utilizar la evaluación cuantitativa de la confiabilidad.



Ahora se reconocen estos problemas y un número mayor de empresas a través del mundo están introduciendo y utilizando rutinariamente técnicas cuantitativas de confiabilidad [68, 69]. Simultáneamente, las técnicas adicionales de evaluación continuamente están desarrollándose, mejorando y aumentando. Esto se puede ver por el crecimiento de las publicaciones escritas sobre esta área [70, 71].

Las técnicas requeridas para analizar un sistema de distribución dependen del tipo del sistema que es considerado y de la profundidad del análisis.

A continuación se describirán los algoritmos que se utilizaron para lograr evaluar la confiabilidad de las redes de estudio, así como el cálculo de los índices de confiabilidad y rentabilidad. Describiendo también las técnicas que se utilizaron para la localización de dispositivos de seccionamiento (Cuchillas desconectadoras y restauradores).

4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO PARA ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

A continuación se describe como modelar una red de distribución, asignando los componentes de la red al grafo modelador, el cual permitirá analizar la confiabilidad de la red.

4.2.1 Modelado de la red de prueba

El modelado de la red es sencillo y consta de dos fases: la creación del grafo modelador y la asignación de parámetros de confiabilidad de las componentes de la red de distribución radial a los elementos del grafo.

4.2.1.1 Asignación de los componentes de la red al grafo modelador

En base a la terminología de redes se establecen los nombres para representar los componentes de la red en el grafo modelador. Los componentes son descritos de la siguiente manera [72]:

- La fuente es la que suministra la energía a la red que se desea analizar. En el diagrama unifilar la fuente se representa con el nombre de FUENTE seguida de una flecha como se muestra:



Esta fuente se representa en el grafo por un NODO FUENTE como se indica en la siguiente figura:





- El punto de carga es donde se consume la energía. En el diagrama unifilar se representa por un bus llamado CARGA como se muestra:

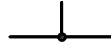


Este punto de carga se representa en el grafo por un NODO POZO O NODO DESTINO mediante un círculo lleno negro como se indica en la siguiente figura:

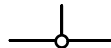


- NODOS INTERMEDIOS.- Estos se dividen en:

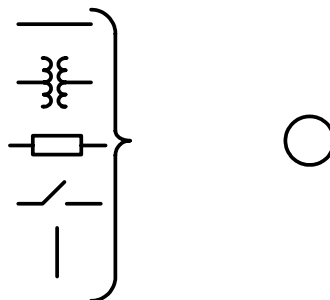
- A) PUNTO DE UNION.- El punto de unión en el diagrama unifilar es la unión de varias líneas como se muestra:



El punto de unión se representa en el grafo por un NODO FICTICIO. Este nodo sirve de conexión entre otros componentes de la red y cuyo modelado depende de las características de conectividad de la red. Estos nodos ficticios no se toman en cuenta para ningún evento de falla. La representación de los nodos ficticios en el grafo es mediante un círculo en blanco pequeño como se indica en la siguiente figura:



- B) COMPONENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.- Los componentes en el diagrama unifilar tales como transformadores, líneas, interruptores normalmente cerrados (N/C), cuchillas, buses (que sirven solamente de interconexión y que no son puntos de carga), etc., son representados en el grafo mediante un círculo en blanco como se indica en la siguiente figura:



La diferencia entre una componente y un nodo ficticio es que el nodo ficticio no representa ningún evento de falla y la componente sí.



C) COMPONENTES NORMALMENTE ABIERTOS.- Los componentes normalmente abiertos (N/A), como interruptores y cuchillas, se representan en el diagrama unifilar como se muestra:



La representación en el grafo de los componentes anteriores es mediante un círculo en blanco con una diagonal y las letras N/A como se indica en la siguiente figura:



ARISTAS.- Las aristas únicamente sirven de interconexión entre los nodos del grafo y como transportadoras de flujo de energía entre los nodos.

4.2.1.2 Creación del grafo modelador

INTERRUPTOR N/A

N/A

La creación del grafo modelador consiste en hacer la interconexión de todos los componentes mencionados anteriormente.

El modelado de la red es flexible, por lo que el ingeniero en planeación puede hacer los cambios necesarios en el grafo modelador, agregando, cambiando o quitando componentes para verificar si con esto favorece la confiabilidad total del sistema en estudio.

4.2.2 Ejemplo de modelado de redes de prueba

Para mostrar la flexibilidad del grafo modelador se presenta la siguiente red [72].

N

En la Figura 4.1 se muestra una red radial, alimentada por una fuente (16), que tiene tres líneas principales (2, 4 y 6), tres líneas laterales (7, 8 y 9), dos cuchillas desconectadoras normalmente cerradas (3 y 5), un interruptor general normalmente cerrado (1) y tres puntos de carga (10, 11 y 12).

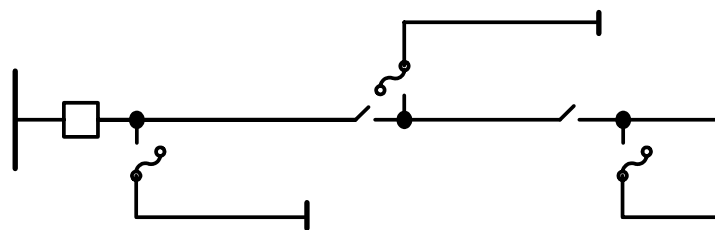


Figura 4.1 Red de distribución radial

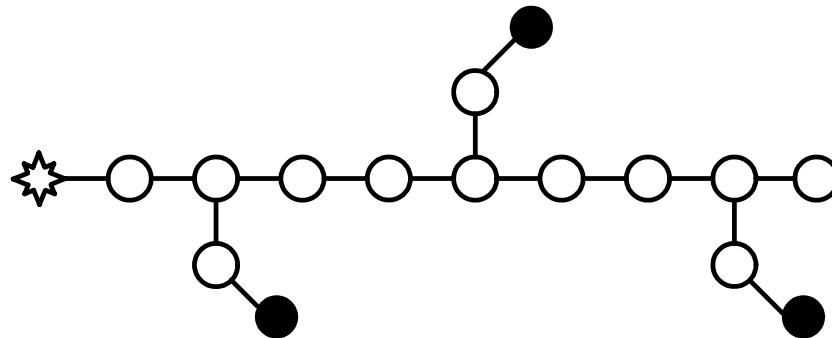


Figura 4.2 Grafo asociado a la red de distribución de la Figura 4.1

La creación del grafo modelador se lleva a cabo conectando todos los componentes asignados en la misma forma que se encuentran en el diagrama unifilar de la red. Como se muestra en la Figura 4.2:

Note que, los números asociados al grafo son idénticos a los del diagrama unifilar de la Figura 4.1. Los nodos 13, 14 y 15 (Figura 4.2) representan puntos de unión con otros componentes y se especifican como nodos ficticios.

En el modelado de cada red es necesario tener un conocimiento de la operación de las protecciones para tener una buena representación de la red, asignando a cada nodo la tarea correcta y así tener un análisis de confiabilidad lo más real posible.

4.2.3 Asignación de parámetros de confiabilidad de la red de distribución radial a los elementos del grafo modelador

La asignación de parámetros consiste en dar a cada elemento del grafo los parámetros estadísticos de confiabilidad de la red de distribución de tipo radial de cada componente representado [72-74].

Estos parámetros son los siguientes:

λ_i = Tasa de falla promedio del nodo i.- Es la frecuencia de falla del componente "i" en la red.

r_i = Tiempo promedio de reparación del nodo i. Es el tiempo promedio que toma reparar la componente "i" en la red con falla pasiva.

S_i = Tiempo promedio del seccionamiento de apertura y cierre de dispositivos de seccionamiento (N/C)

S_i'' = Tiempo promedio de apertura y cierre de cuchillas (N/A) del suministro alternativo del nodo i.



D_i = Demanda promedio del nodo pozo i . Es la demanda promedio en MW del punto de carga de la red de distribución radial.

USU_i = Número de usuarios conectados al nodo i de carga de la red de distribución radial.

Para ejemplificar la asignación de parámetros de confiabilidad de los componentes de la red a los elementos del grafo que representa, se tomará como ejemplo la red de la Figura 4.1 y su grafo 4.2. En la Tabla 4.2 se indican los parámetros que se asignan a cada componente.

Tabla 4.2 Parámetros de confiabilidad asignados a cada componente de la Figura 4.1

Componente	Parámetro Asignado	
	λ (fallas/milla)	r (hrs.)
Alimentador principal	0.1	3.0
Laterales primarios	0.25	1.0

El tiempo del seccionamiento manual para cualquier acción de apertura o cierre de cuchilla N/C es de 0.5 horas.

El tiempo promedio de operación del suministro alternativo del nodo i es de 0.5 horas.

La demanda promedio en los nodos de carga es de 10 MW

El número de usuarios conectados a los nodos de carga es: 250 usuarios para el nodo de carga 10, 100 usuarios para el nodo de carga 11 y 50 usuarios para el nodo de carga 12.

4.3 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE CORTES

Los cortes son un conjunto de componentes que cuando fallan provocan la falla del sistema. El método más conveniente, para redes complejas y de dimensiones grandes, es el método de cortes mínimos.

El algoritmo para calcular los cortes consiste en los siguientes pasos [73-75]:

Paso 1.- Creación del grafo modelador y asignación de parámetros de confiabilidad de cada componente de la red de distribución radial a los elementos del grafo.

Paso 2.- Formación de todas las trayectorias mínimas a todos los nodos pozo del grafo.

Paso 3.- Formación de todos los cortes mínimos de todos los nodos pozo del grafo.



4.3.1 Formación de trayectorias mínimas

El procedimiento para la obtención de trayectorias en este algoritmo se lleva a cabo tomando uno por uno cada nodo pozo (punto de carga) con el siguiente procedimiento [72,75]:

Paso 1.- Determinación del árbol.

Paso 2.- Formación de trayectorias.

Paso 3.- Minimización de trayectorias.

4.3.1.1 Determinación del árbol

1. Ponga el nodo pozo arriba del árbol (nivel 1).
2. Ponga los componentes conectados al nodo pozo en el siguiente nivel debajo del árbol (nivel 2) y haga el paso 3 al comenzar el nivel 2.
3. Para cada nodo en cada nivel mientras este no sea un nodo fuente (pozo), el procedimiento es el siguiente:

3.1 Obtenga los componentes conectados a cada nodo de este nivel (2, 3, 4,.....)

3.2 Para cada componente conectado a cada nodo comprobar lo siguiente:

3.2.1 ¿El componente conectado es igual a cualquier otro nodo en la trayectoria mínima trazada desde el nodo fuente hasta el nodo actual? Si es así, vaya al paso 3.2 para el continuar con el siguiente componente (es decir, este componente conectado es omitido debido a una **repetición local**).

3.2.2 ¿El componente conectado es el mismo que cualquier otro nodo ramificado de los nodos en la trayectoria mínima trazada desde el pozo nodo hasta el presente nodo? Si es así, ponga el nodo conectado en el siguiente nivel e indique al nodo encerrándolo en un círculo (es decir, el componente conectado es un punto doble en las trayectoria, esto es una **repetición global**) Si no es así, entonces poner el componente conectado en el siguiente nivel.

3.2.3 Ir al paso 3.2 para el siguiente componente conectado al nodo actual.

3.2.4 Si no hay más componentes conectados al nodo actual repita el paso 3 para el siguiente nodo en el nivel actual.

4. Si no hay más nodos en el nivel actual, repetir el paso 3 para los nodos en el siguiente nivel (es decir, nivel 3, 4,.....).

5. Repita el paso 4 hasta que cada nodo en el ultimo nivel sea un nodo fuente o sea un punto doble (es decir, encerrado por un círculo)



Ejemplo: Para ilustrar el procedimiento dado anteriormente, considere el grafo mostrado en la siguiente figura.

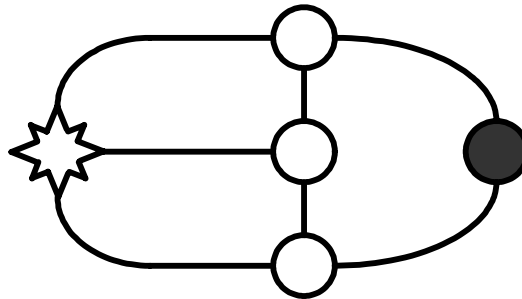


Figura 4.3 Grafo usado para ilustrar el árbol de trayectorias

La siguiente figura es el árbol del grafo de la Figura 4.3 el cual muestra todos los nodos conectados.

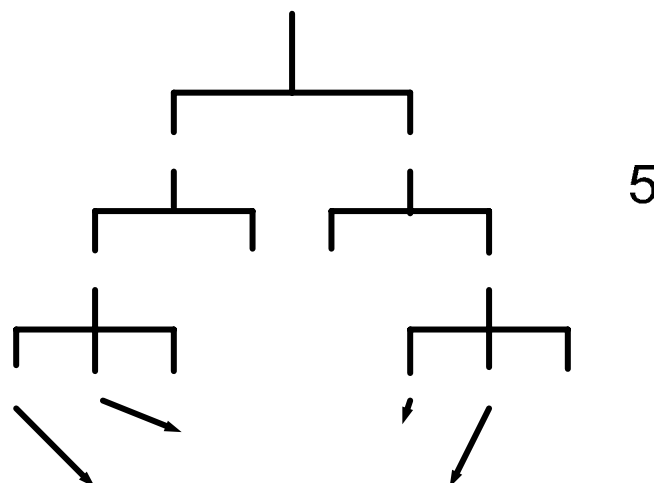


Figura 4.4 Estructura del árbol para el grafo de la Figura 4.3 para ilustrar la repetición local y global como se explica en los pasos 3.2.1 y 3.2.2

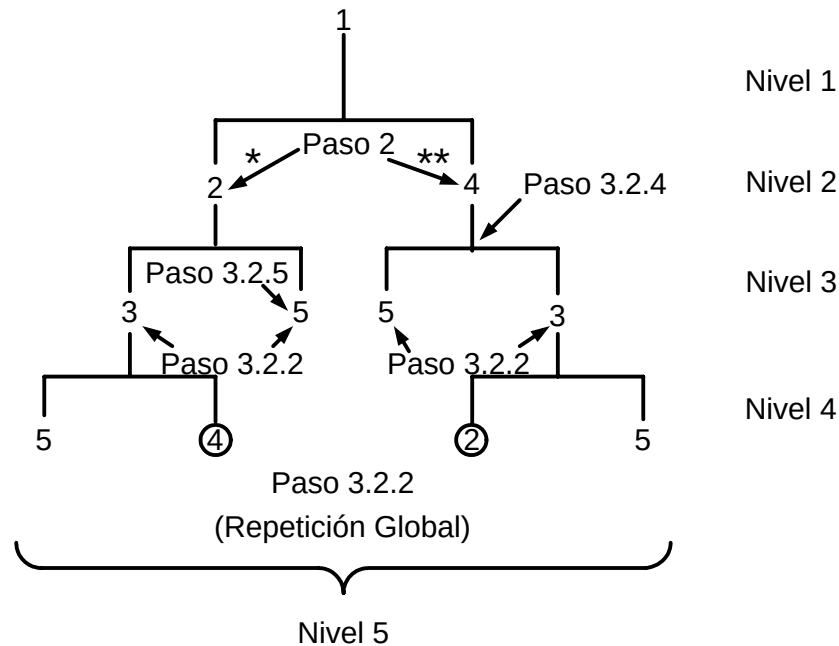


Figura 4.5 Árbol para el grafo de la Figura 4.3

El árbol se deduce de la estructura del árbol de la Figura 4.4 utilizando el procedimiento del paso 3 como sigue:

Trayectorias formadas por repetición global

* 1-2-3-(4)-5

** 1-4-3-(2)-5

Las trayectorias formadas a partir del árbol de la Figura 4.5 son:

1-2-3-(4)-3-2 — etc. (esta no es una trayectoria debido a que el nodo 3 se repite, el cual forma un ciclo).

1-2-3-(4)-5

1-2-3-5

1-2-5

1-4-3-(2)-3-(4) — etc. (esta no es una trayectoria)

1-4-3-(2)-5

1-4-3-5

1-4-5

De la lista anterior se eliminan todas aquellas trayectorias que contengan ciclos, es decir nodos repetidos, las cuales quedan:

1-2-3-(4)-5

1-2-3-5

1-2-5

1-4-3-(2)-5

1-4-3-5

1-4-5



4.3.1.2 Obtención de las trayectorias mínimas

A partir de las trayectorias formadas en el punto anterior se obtienen las trayectorias mínimas para el nodo pozo en análisis de la siguiente manera:

Las trayectorias mínimas cumplen las siguientes condiciones:

- 1.- No tienen nodos encerrados en un círculo debido a una repetición global.
- 2.- No tienen subconjuntos.

El algoritmo para obtener las trayectorias mínimas a partir de las trayectorias formadas con el árbol es el siguiente:

- 1.- Buscar los nodos fuente en cada nivel del árbol comenzando desde el nivel más abajo.
- 2.- Obtener las trayectorias para el nodo pozo en análisis desde cada nodo fuente (último nivel del árbol) hasta el nodo pozo (nivel 1).
- 3.- Eliminar las trayectorias obtenidas si cualquier nodo de esta trayectoria en análisis tiene un nodo fuente conectado directamente a ella. (Del ejemplo anterior, la trayectoria 1-2-3-5 no es una trayectoria mínima debido a que el nodo 2 tiene conectado el nodo fuente 5 directamente).

Las trayectorias son:

1-2-3-(4)-5	1-2-3-5
1-2-5	1-4-3-(2)-5
1-4-3-5	1-4-5

De las anteriores, las trayectorias 1-2-3-(4)-5 y 1-4-3-(2)-5 se eliminan debido a que tienen un nodo encerrado por un círculo debido a una repetición global, y las trayectorias 1-2-3-5 y 1-4-3-5 también se eliminan debido a que los nodos 2 y 4 respectivamente tienen conectado directamente el nodo pozo 5. Por lo tanto el juego de trayectorias restantes son las trayectorias mínimas para el grafo de la Figura 4.3:

5-2-1
5-4-1

De la misma forma se deducen todas las trayectorias mínimas para todos los nodos pozo de un grafo.



4.3.2 Deducción de cortes

A partir de las trayectorias mínimas se deducen todos los cortes que causan la salida del nodo pozo en análisis. Los diferentes tipos de cortes que se pueden obtener son [72]:

- Cortes pasivos de primero, segundo y tercer orden.
- Cortes activos de primero, segundo y tercer orden.
- Cortes activos con bloqueo al abrir el interruptor normalmente cerrado de primero, segundo y tercer orden.
- Cortes pasivos con bloqueo al cierre de interruptor normalmente abierto de primero y segundo orden.
- Cortes activos con bloqueo al cierre de interruptor normalmente abierto de primero y segundo orden.

Como el caso de estudio de esta tesis es analizar redes de distribución de tipo radial, se tomarán en cuenta los cortes pasivos de primer orden causantes de la salida de cada nodo de carga.

4.3.2.1 Deducción de cortes pasivos

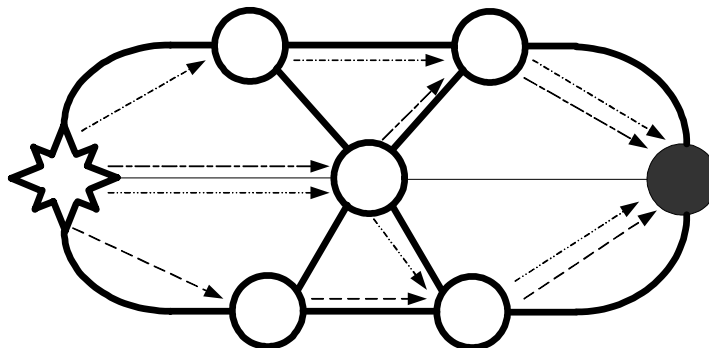
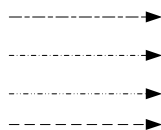


Figura 4.6 Grafo para explicar la deducción de cortes pasivos

Para explicar la deducción de cortes pasivos se toma como ejemplo el grafo de la Figura 4.6.

De este grafo las trayectorias mínimas, son:





4.3.2.1.1 Procedimiento para obtener cortes pasivos de primer orden

Para deducir estos cortes se tiene el siguiente procedimiento:

- 1.- Se cuenta el número de veces que cada nodo del grafo aparece en todas las trayectorias mínimas asociadas al nodo pozo en análisis. Por ejemplo para el grafo de la Figura 4.6 los nodos 7 y 1 aparecen en las cuatro trayectorias mínimas. Los nodos 2,3 y 4 aparecen en dos trayectorias y los nodos 5 y 6 en una trayectoria.
- 2.- Los nodos que aparezcan igual número de veces al número de trayectorias mínimas asociadas al nodo pozo en análisis se toman como cortes pasivos de primer orden. En este caso como los nodos 7 y 1 aparecen en todas las trayectorias mínimas se consideran cada uno cortes pasivos de primer orden.
- 3.- Para los cortes pasivos de primer orden formados en el paso 2 se verifica que no sean nodos ficticios, si lo son, se eliminan de la lista de cortes.

4.4 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE BUSQUEDA DIRECTA PARA LA LOCALIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO

El método de búsqueda directa se ha desarrollado principalmente para funciones de una sola variable [76]. Aunque esto puede parecer trivial desde el punto de vista práctico, la optimización de funciones de una sola variable puede evolucionar como parte de los algoritmos para funciones de varias variables.

La idea general del método de búsqueda directa es muy simple. Primero, se identifica un intervalo (llamado intervalo de incertidumbre) que se sabe incluye el óptimo. Entonces, sistemáticamente se reduce el tamaño del intervalo en una forma de onda que garantice que el óptimo no se pierda. El procedimiento no determina el óptimo exacto, pero en lugar de esto minimiza la longitud del intervalo que incluye el punto óptimo. Teóricamente, la longitud del intervalo que incluye el óptimo puede hacerse tan pequeña como se desee.

4.4.1 Formulación del problema de optimización para redes de distribución radiales

El método utilizado en esta tesis encuentra el número óptimo de dispositivos de seccionamiento en la sección principal de la red, esto para lograr mejorar la confiabilidad; dichos dispositivos son: Cuchillas desconectadoras y Restauradores. Para ello se toma en cuenta la parte económica, basándose en un estudio de evaluación económica, por medio del cual se determinará si el proyecto es rentable o no.

Para resolver el problema combinatorio en la sección principal de la red, se tomará a cada posible posición de una cuchilla o restaurador como un ‘bit’ formando al final un ‘byte’ (en forma binaria) que indica la combinación de dispositivos a utilizar, dependiendo esto, de cuantas posibles localizaciones existen en la red y también de la cantidad de



dispositivos a utilizar para mejorar la confiabilidad, arrojando con ello todas las posibles combinaciones que se pueden realizar, notando que cada combinación sería un ‘byte’ (forma binaria). El procedimiento a seguir para formar el ‘byte’ (la combinación) es; tomar un valor de 0 para indicar que no hay un dispositivo conectado en ese punto de la red, un valor de 1 para indicar que existe una cuchilla en la posición que ocupa en el ‘byte’ y finalmente un 2 para indicar la presencia de un restaurador. Para una mejor comprensión de lo antes mencionado a continuación se desarrollan ejemplos pequeños (ver también las Tablas 4.3 y 4.4).

Para realizar las posibles combinaciones se baso en la formula de Bernoulli la cual establece que:

$$NS_N^l = \frac{N!}{l!(N-l)!} \quad (4.1)$$

para $l = 1, 2, \dots, N$

y para encontrar el número total de combinaciones de dispositivos de seccionamiento es:

$$NT = \sum_{l=1}^N NS_N^l = 2^N - 1 \quad (4.2)$$

donde

NT; Posibles combinaciones en la red

2; Combinaciones posibles de dispositivos (solo entre 0 y 1)

N; Localizaciones en la red en la cual se puede llevar acabo las combinaciones

Suponer que se tiene solo la combinación entre 0 y 1, es decir, existe o no una cuchilla desconectadora en alguna posición de la red, con N posibles localizaciones en las cuales pueden ser colocados los dispositivos. El conjunto L_k^l , representa las K -ésimas localizaciones para l dispositivos de seccionamiento (Cuchillas y/o restauradores) y es determinado por la formula de Bernoulli, antes citada [77].

En la Tabla 4.3 se muestran todas las posibles combinaciones para 3 dispositivos de seccionamiento, por medio de las ecuaciones 4.1 y 4.2 se determinan las posibles combinaciones. Sustituyendo los valores obtenemos los siguientes resultados.

Para 1 dispositivo tenemos 3 posibles localizaciones, es decir

$$NS_3^1 = \frac{3!}{1!(3-1)!} = \frac{6}{2} = 3$$

Para 2 dispositivos:

$$NS_3^2 = \frac{3!}{2!(3-2)!} = \frac{6}{2} = 3$$



Para 3 dispositivos:

$$NS_3^3 = \frac{3!}{3!(3-3)!} = \frac{6}{6} = 1$$

El número total de combinaciones utilizando la ecuación (4.2) es:

$$NT = 2^3 - 1 = 7$$

Tabla 4.3 Combinaciones para tres localizaciones en la red

Número de dispositivos (N)	Posibles 'bytes' o combinaciones	'bytes' generados, indicando la posición del dispositivo
1	3	001, 010, 100
2	3	011, 101, 110
3	1	111

El método anterior es de gran utilidad cuando es solo para dos posibles combinaciones, es decir solo se puede combinar el 0, el cual indica que no hay dispositivo colocado y un 1 para indicar la existencia de una cuchilla desconectadora en la red, por lo que no ayuda a resolver el problema combinatorio para cuando se utilicen dos dispositivos distintos, que es el caso de esta tesis, en la cual se utilizan: cuchillas desconectadoras y restauradores. Por lo cual se desarrolló un programa para resolver el problema (tomando como base la formula de Bernoulli, ver apéndice D).

Ahora para el caso cuando se tiene la combinación de dos dispositivos diferentes de seccionamiento, teniendo la combinación entre 0, 1 y 2, es decir, existe o no un dispositivo sea este una cuchilla desconectadora o un restaurador, en alguna posición de la red, con L posibles localizaciones en las cuales pueden ser colocados los dispositivos.

En la Tabla 4.4 se muestran todas las posibles combinaciones para 2 dispositivos de seccionamiento (tomando en cuenta también el 0, por lo que el valor de D es 3), suponiendo que existen dos localizaciones en las cuales se pueden colocar los dispositivos.

$$P = D^L \quad (4.3)$$

donde

P ; Todas las combinaciones posibles

D ; Tipo de dispositivos a tomar en cuenta para el estudio (tomando en cuenta el 0)

L ; Localizaciones posibles en la red, en donde se puede colocar un dispositivo

Al sustituir los valores en la ecuación 4.3 se tiene que hay 9 posibles combinaciones:

$$P = 3^2 = 9$$



Tabla 4.4 Combinaciones para dos dispositivos diferentes de seccionamiento

Tipo de dispositivos (D)	Posibles ‘bytes’ o combinaciones (P)	‘bytes’ generados, indicando la posición de los dispositivos (L)
0; no hay dispositivo conectado 1; cuchilla conectada 2; restaurador conectado	9	00, 01, 02, 10, 11, 12, 20, 21, 22

4.4.2 Técnica para la evaluación de costos de interrupción al cliente

Cabe mencionar que esta técnica es útil para los dos casos antes mencionados, es decir, para cuando se combina solo la cuchilla o cuando la combinación es entre la cuchilla desconectada con el restaurador.

Los costos obtenidos debido a la interrupción al cliente servirán para realizar el estudio de rentabilidad, ya que se sumarán con otros costos, como es el del KW del sistema o el costo de un restaurador, solo por mencionar. Una vez obteniendo todos los costos, se analizará la rentabilidad del sistema bajo estudio (entre la red existente y las redes propuestas) por medio de métodos de evaluación económica (capítulo 3).

El costo de interrupción al cliente $ICOST_k^l$ para la combinación de cuchillas desconectadas y/o restauradores L , se calcula utilizando una técnica de análisis de costos de confiabilidad [78].

$$ICOST_k^l = \left(\sum_{i=1}^{N_p} L_i \sum_{j=1}^{N_e} C_{ij} \lambda_{ij} \right)_k^l$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N_p$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, N_e$$
(4.4)

donde:

L_i = Carga promedio al punto de carga i (KW).

λ_{ij} = Tasa de falla al punto de carga i debido al modo de falla j .

C_{ij} = Costo de interrupción en p.u. (KW) al punto de carga i debido al modo de falla j .

N_p = Número total de puntos de carga del sistema.

N_e = Número total de modos de falla en el sistema de distribución.

C_{ij} = Es la función de costo no-lineal de daño al consumidor compuesta debido a la interrupción r_{ij} .

$$C_{ij} = \lambda_{ij}(r_{ij})$$
(4.5)

El número total de combinaciones de dispositivos de seccionamiento es finito y el número de dispositivos de seccionamiento es fijo, por consiguiente el problema de optimización es de solución finita.



4.5 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

A continuación se describe el algoritmo de forma general de acuerdo a lo descrito en las secciones 4.3 y 4.4.

4.5.1 Técnica de enumeración

La localización óptima de los dispositivos de seccionamiento y el costo mínimo del sistema es un problema de optimización, que es normalmente complicado [78].

Para aplicar la técnica de enumeración a este problema los dispositivos de seccionamiento en cada localización i estarán representados mediante la variable S_i . Donde $S_i = 2$, si existe la posibilidad de colocar un restaurador en la posición i , $S_i = 1$, si existe la posibilidad de colocar un dispositivos de seccionamiento en la posición i en este caso una cuchilla desconectadora y $S_i = 0$, si no existe un dispositivos de seccionamiento en la posición i . El procedimiento para determinar la localización óptima de dispositivos de seccionamiento con la técnica de enumeración se realiza con los siguientes pasos:

- a) Determinar el número de combinaciones de los dispositivos de seccionamiento P (ecuación 4.3), para un número determinado de dispositivos de seccionamiento, D .
- b) Seleccionar un número de dispositivos de seccionamiento y hacer sus posibles combinaciones, formando el 'byte' que determina el estado en cada localización de los dispositivos (sección 4.4.1).
- c) Hacer un análisis del costo de la confiabilidad y evaluar los costos de inversión para la localización de dispositivos de seccionamiento L (sección 4.4.2).
- d) Comparar los indicadores de la rentabilidad (VPN, TIR y RBC) de todas las posibles soluciones (combinaciones) con el sistema base, para poder así dar la solución que proporcione una mejor confiabilidad y que además se obtengan beneficios con un costo de inversión bajo (sección 4.5.1.1).



4.5.1.1 Técnica de búsqueda directa

La localización óptima para un número de dispositivos de seccionamiento, se puede determinar utilizando la técnica de enumeración incorporada a una técnica de búsqueda directa. La técnica de búsqueda directa comienza evaluando la primera combinación formada, (combinación que depende de las localizaciones posibles en la red de algunos dispositivos de seccionamiento) determinando cuantos y cuales dispositivos de seccionamiento se encuentran en la sección principal de la red, una vez realizado esto, se evalúa la confiabilidad y se obtienen los parámetros (tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad) de los componentes, los cuales se suman para obtener sus totales para cada punto de carga y así poder calcular los índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI), los cuales son necesarios para el cálculo de la rentabilidad del sistema. Obteniendo de todo esto la confiabilidad y rentabilidad de la primera combinación, es decir, se calculan los datos base (de la red existente) necesarios para poder realizar la comparación con los datos de las posibles combinaciones (redes propuestas) y determinar que red es la más rentable (es decir en que red o solución se obtiene una mayor relación costo-beneficio), evaluando para cada combinación los costos del sistema, los costos de inversión por cada dispositivo, así como su mano de obra. Lo anterior da la oportunidad de tomar una decisión acerca de cual es el proyecto que mejor se adecua a los requerimientos o límites de la red, como por ejemplo, el capital de inversión o la topología del sistema. La técnica de búsqueda directa requiere de cálculos considerables, debido a que es una búsqueda secuencial progresiva de cero hasta el número óptimo de dispositivos de seccionamiento, es decir, la búsqueda se realiza para todas las combinaciones generadas por los dos tipos de dispositivos de seccionamiento considerados en el modelo (cuchillas y restauradores).

Para comprender lo mencionado en las secciones 4.4 y 4.5, se puede observar la Figura 4.7, donde se muestra el funcionamiento general del programa de optimización y de las subrutinas.

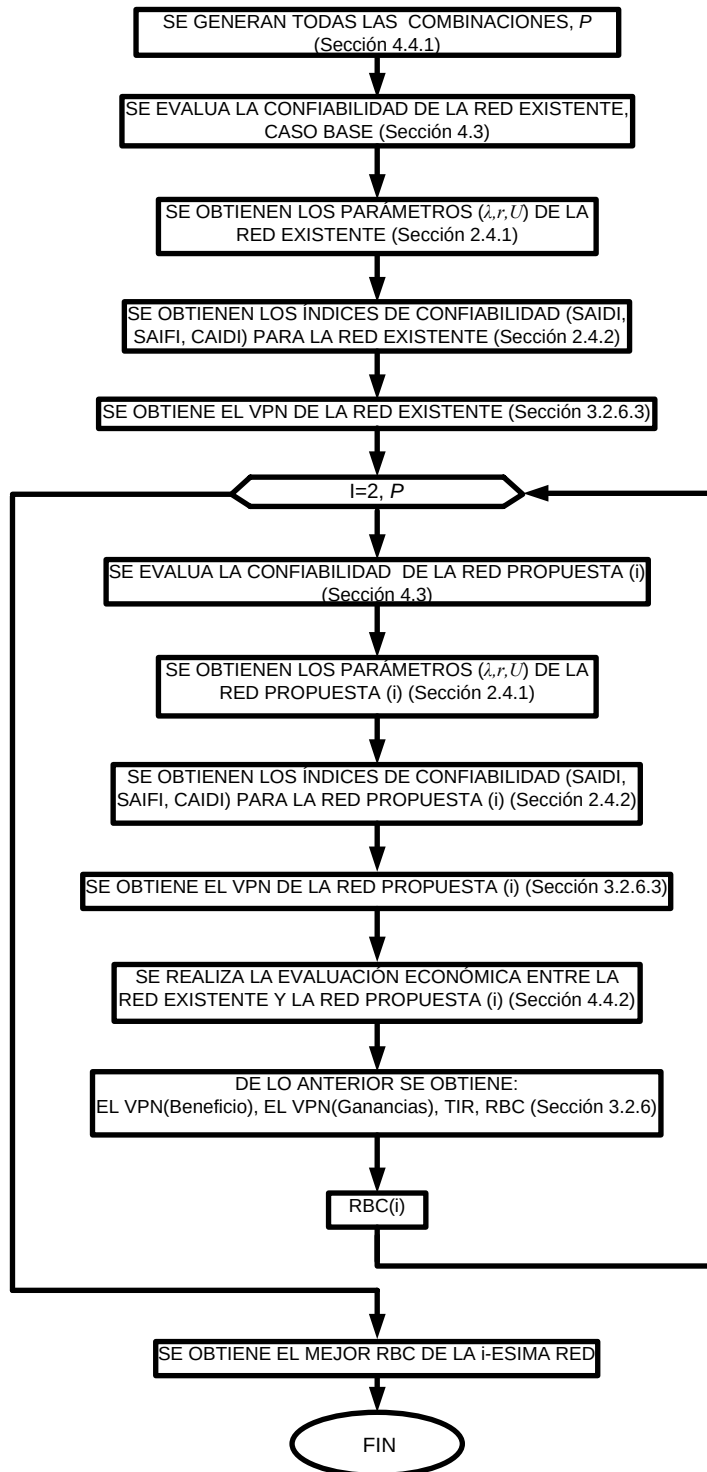


Figura 4.7 Funcionamiento general del programa de optimización y las subrutinas



Para una mejor comprensión de lo mencionado en la sección 4.5.1.1 y de la Figura 4.7, a continuación se describen los pasos para realizar la optimización de la red:

- a) La evaluación comienza generando a todas las posibles combinaciones P , lo cual depende del número de dispositivos D tomados en cuenta para el análisis (sección 4.4.1).
- b) Se evalúa la confiabilidad de la primera combinación y se obtienen los parámetros de los componentes (tasa de falla y tiempo de reparación) de la red, posteriormente se calculan los índices de confiabilidad (sección 4.3, pasos 1-4).
- c) Una vez realizado b) se calcula el valor presente neto de la red existente. Obteniendo así los datos base para las comparaciones con los datos de las posibles soluciones (sección 3.2.6.3).
- d) Se evalúa la confiabilidad de una red en particular y se obtienen los parámetros de los componentes (tasa de falla y tiempo de reparación) de la red, posteriormente se calculan los índices de confiabilidad (sección 4.3, pasos 1-4).
- e) Una vez que ya se obtuvieron los índices de confiabilidad de la red utilizada en el inciso anterior, se calcula su valor presente neto. Obteniendo así el VPN (Costo) que se comparará con el VPN de la red existente (sección 3.2.6.3).
- f) Se calculan los valores del VPN (beneficio), TIR y RBC, utilizando los datos obtenidos en los incisos c) y e) (sección 4.4.2.).
- g) De los cálculos realizados en f) se obtiene un valor de RBC el cual se guardará para una futura comparación y determinar que red es la más rentable.
- h) Regresar a d) y continuar hasta evaluar todas las posibles soluciones
- i) Una vez que ya han sido evaluadas todas las combinaciones se determina que red es la que proporciona una mejor RBC, es decir que red proporciona un mayor beneficio con un pequeño costo de inversión.

Cabe mencionar que el programa desarrollado para resolver el problema de optimización puede realizar el análisis de confiabilidad y rentabilidad para cualquier red de distribución, siempre y cuando sea de tipo radial (también para los sistemas de tipo malla que son operados como sistemas radiales). Debido a la flexibilidad de la subrutina ALCON y al programa principal BERN, los cuales permiten hacer los análisis para cualquier tamaño de la red, con L posibles localizaciones (lugares en los cuales es posible colocar un dispositivo de seccionamiento) y con D diferentes dispositivos de seccionamiento.



CAPÍTULO V

VALIDACIÓN, PRUEBAS Y RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se escriben los resultados de las pruebas realizadas a redes de distribución de tipo radial (2 sistemas de estudio), esto para la validación del algoritmo desarrollado, explicado en el capítulo anterior. Cada red fue evaluada para dos casos, el primero sin considerar el suministro alternativo y el segundo caso tomando en cuenta el suministro alternativo.

5.2 SISTEMA DE ESTUDIO 1

A continuación se observará al sistema de estudio número uno, mediante el cual se realizará el análisis de confiabilidad y rentabilidad.

5.2.1 Caso de prueba No.1

La primera red de distribución que se toma en cuenta para el estudio, es de tipo radial sin suministro alternativo y se puede ver en la Figura 5.1, así también su correspondiente grafo modelador en la Figura 5.2 [74].

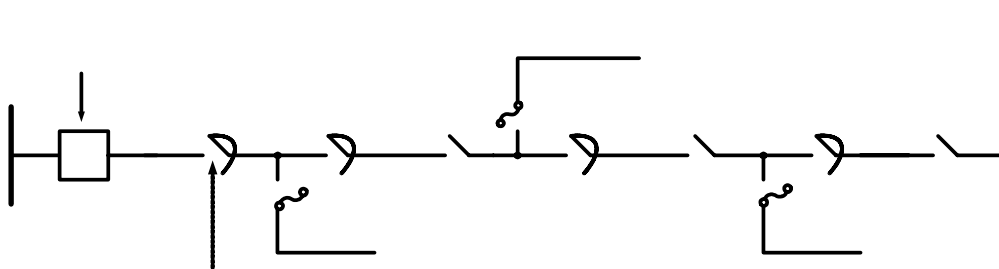


Figura 5.1 Red de distribución tipo radial (Sistema de estudio 1)

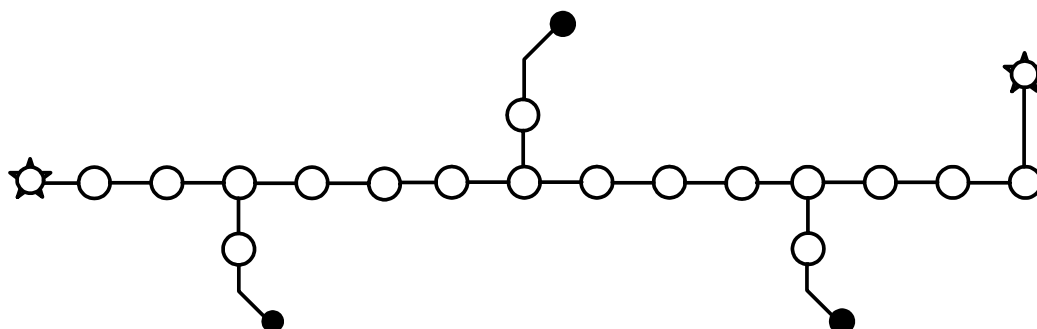


Figura 5.2 Grafo modelador de la red de distribución en la Figura 5.1

Tabla 5.1 Precios supuestos de los dispositivos de seccionamiento y su mano de obra

Dispositivo de seccionamiento		Precios supuestos (\$ pesos)
Cuchilla desconectadora	c/u	\$ 18,600.00
Restaurador	c/u	\$ 30,000.00
Mano de obra de la cuchilla	c/u	\$ 16,400.00
Mano de obra del restaurador	c/u	\$ 18,000.00

El sistema se analiza utilizando la técnica de búsqueda directa. El costo por dispositivos de seccionamiento, como también la mano de obra de la instalación para cada dispositivo, se observa en la Tabla 5.1 datos que serán de gran importancia para el desarrollo de la evaluación económica.

En la red de estudio número 1 se cuenta con 6 secciones de líneas de transmisión de las cuales las primeras tres se consideran como líneas principales, son representados en el grafo modelador por los números 4, 7 y 10. Las otras líneas laterales están representadas por los números 12, 13, 14.

Los puntos de carga se representan en el grafo modelador con los números 15, 16 y 17, las 4 posibles localizaciones de dispositivos de seccionamiento ($S_1, \dots, S_4$), con los números 2, 3, 6 y 9, las cuchillas normalmente cerradas y abiertas están identificadas por los números 5, 8 y 11, éstos dispositivos se consideran totalmente confiables en el análisis de la red.

Los datos de los componentes, los de confiabilidad, los datos de carga y el número de usuarios en cada punto de carga, se pueden observar en las Tablas 5.2, 5.3 y 5.4, respectivamente [44]. El tiempo de la acción de apertura y cierre de los dispositivos N/C para aislar la falla es de 0.5 horas, para la acción de la cuchilla desconectadora será de 0.5 horas y para el del restaurador se tomará un tiempo de cero. El tipo de clientes conectados es 40% comercial y 60% residencial en cada punto de carga.



Tabla 5.2 Datos individuales de los componentes para el sistema de estudio 1, caso 1

Componente	Tasa de falla λ (fallas/Km./año)	Tiempo de reparación r (hrs.)
Alimentador principal	0.1	3.0
Laterales primarios	0.25	1.0

Tabla 5.3 Parámetros de confiabilidad del sistema de estudio 1, caso 1

Sección de línea	Tasa de falla λ (fallas/año)	Tiempo de reparación r (hrs.)
Interruptor general	0.23	11.0
Sección principal		
1	0.2	3.0
2	0.3	3.0
3	0.1	3.0
Sección lateral		
4	0.75	1.0
5	0.5	1.0
6	0.25	1.0

Tabla 5.4 Parámetros en los puntos de carga para el sistema de estudio 1, caso 1

Puntos de carga	Número correspondiente en el grafo modelador	Número de usuarios	Demanda (KW)
1	15	250	10,000.00
2	16	100	10,000.00
3	17	50	10,000.00
Total		400	30,000.00

Tabla 5.5 Duración de interrupción y su respectivo costo (\$/KW) para diferentes sectores

DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN	1 MIN.	20 MIN.	2 HRS.	4 HRS.	8 HRS.
Costo de la interrupción (\$/KW)	0.67	1.56	3.85	12.14	29.41

En la Tabla 5.5, se muestran los datos para la curva compuesta de daño al consumidor para los diferentes sectores como son: industrial, comercial, agrícola, residencial, oficinas, instituciones gubernamentales, y usuarios grandes [44], su representación grafica se muestra en la Figura 5.3.

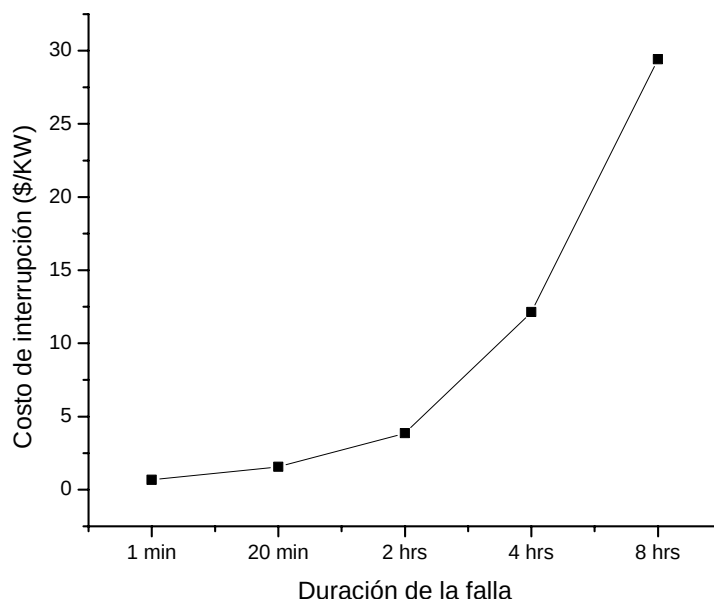


Figura 5.3 Curva compuesta de daño al consumidor

Tabla 5.6 Datos para la evaluación económica

Cuchilla desconectadora	c/u	Ver Tabla 5.1.
Restaurador	c/u	Ver Tabla 5.1.
Mano de obra para la cuchilla	c/u	Ver Tabla 5.1.
Mano de obra para el restaurador	c/u	Ver Tabla 5.1.
Costo por KW interrumpido		\$0.48 *
Costo por KWh		\$0.90 *
KW del sistema**		30,000.00
Tasa de interés		0.1
Años de estudio para el sistema		20

*\$ pesos

** El KW máximo y promedio son iguales (solo para el sistema de estudio 1)

El costo de daño al consumidor se toma en cuenta para la evaluación económica, siendo sumado con los precios de los dispositivos que se colocarán en la red, dependiendo esto, de la topología de la red bajo estudio. Los datos para la evaluación económica se pueden observar en la Tabla 5.6.

Realizando la optimización se obtiene los resultados que se pueden apreciar en las Tablas 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12. Debido al tamaño de las combinaciones (81 combinaciones) se toman iteraciones al azar para verificar los resultados.

**Tabla 5.7 Resultados de los parámetros (tasa de falla e indisponibilidad) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 1**

Número de iteración	Parámetros en cada punto de carga (PC)		
	PC 15	PC 16	PC 17
1	$\lambda=1.58, \lambda_r=4.08$	$\lambda=1.33, \lambda_r=4.58$	$\lambda=1.58, \lambda_r=4.58$
5	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.58$	$\lambda=1.33, \lambda_r=4.58$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.58$
10	$\lambda=1.58, \lambda_r=4.08$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.83$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.58$
20	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.93$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.68$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.58$
22	$\lambda=1.58, \lambda_r=4.08$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.68$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.58$
30	$\lambda=1.58, \lambda_r=4.08$	$\lambda=1.33, \lambda_r=4.58$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.33$
40	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.58$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.84$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.33$
50	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.43$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.68$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.33$
60	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.53$	$\lambda=1.33, \lambda_r=4.53$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.28$
70	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.43$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.78$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.28$
80	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.28$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.63$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.28$
81	$\lambda=1.58, \lambda_r=3.28$	$\lambda=1.33, \lambda_r=3.63$	$\lambda=1.08, \lambda_r=4.28$

Tabla 5.8 Índices de confiabilidad obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 1

No. de iteración	Índices de confiabilidad obtenidos por el programa
1	SAIFI=1.4550, SAIDI=4.2675, CAIDI=2.9330, ASAI=0.9995129, ASUI=0.0004872, ENS=132400.00, AENS=331.0
5	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.9550, CAIDI=2.7182, ASAI=0.9995485, ASUI=0.0004515, ENS=127400.0, AENS=318.5
10	SAIFI=1.4550, SAIDI=4.08, CAIDI=2.8041, ASAI=0.9995342, ASUI=0.0004658, ENS=124900.0, AENS=312.25
20	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.9488, CAIDI=2.7139, ASAI=0.9995492, ASUI=0.0004508, ENS=121900.0, AENS=304.75
22	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.6363, CAIDI=2.499, ASAI=0.9995849, ASUI=0.0004151, ENS=116900.0, AENS=292.25
30	SAIFI=1.4550, SAIDI=4.2362, CAIDI=2.9115, ASAI=0.9995164, ASUI=0.0004836, ENS=129900.00, AENS=324.75
40	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.7362, CAIDI=2.5679, ASAI=0.9995735, ASUI=0.0004265, ENS=117400.00, AENS=293.5
50	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.6050, CAIDI=2.6624, ASAI=0.9995885, ASUI=0.0004115, ENS=114400.00, AENS=286.0
60	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.8737, CAIDI=2.6624, ASAI=0.9995578, ASUI=0.0004422, ENS=123400.00, AENS=308.5
70	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.6237, CAIDI=2.4777, ASAI=0.9995863, ASUI=0.0004137, ENS=114900.00, AENS=308.5
80	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.4925, CAIDI=2.4003, ASAI=0.9996013, ASUI=0.0003987, ENS=111900.00, AENS=287.25
81	SAIFI=1.4550, SAIDI=3.4925, CAIDI=2.4003, ASAI=0.9996013, ASUI=0.0003987, ENS=111900.0, AENS=279.75



Tabla 5.9 VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 1

No. De iteración	VPN (Costo) Obtenido por el programa	VPN Beneficio(\$) Obtenido por el programa
1	1,159,416.44	*
5	1,087,496.00	611,554.00
10	1,116,229.00	366,934.00
20	1,086,060.00	623,780.00
22	1,014,227.00	1,235,334.00
30	1,152,146.00	61,160.00
40	1,037,213.00	1,039,641.00
50	1,007,043.00	1,296,496.00
60	1,068,819.00	770,562.00
70	1,011,353.00	1,259,802.00
80	981,183.20	1,516,657.00
81	981,183.20	1,516,657.00

*No se puede calcular debido a que es el primer cálculo

Tabla 5.10 VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 1 caso 1

Número de iteraciones	VPN (\$) (Ganancias)	Inversión (\$)	RBC	TIR (%)
5	526077.00	85,476.76	7.15	67.40
10	316,680.00	50,253.34	7.301	71.74
20	524,186.00	99,593.83	6.2632	67.24
22*	1,136,857.00	98,476.76	12.54	61.62
30	-37,540.00	98,700.18	0.6196	-----
40	920,057.00	119,583.10	8.6938	63.02
50	1,128,242.00	168,253.30	7.705	61.23
60	623,861.00	146,700.17	5.2525	61.69
70	1,111,074.00	148,727.80	8.4705	61.46
80	1,313,193.00	203,464.00	7.4541	59.97
81	1,300,193.00	216,464.00	7.006	59.97

Cabe notar que en la Tabla 5.10 se puede observar que en la iteración 30 la propuesta resulta no rentable.



Tabla 5.11 Datos de la combinación que optimiza el sistema de estudio 1 caso 1

Número de iteraciones	Combinación binaria correspondiente a la iteración	Dispositivos	\$ Costo de interrupción a los usuarios	\$ Costo total (Inversión)	Localización en la red
1	0000	No hay	15,923.59	15,923.59	No hay
5	1100	2 C	15,476.76	85,476.76	S ₁ ,S ₂
10	0010	1C	15,253.34	50253.34	S ₃
20	1020	1C,1R	16,593.83	99,593.83	S ₁ ,S ₃
22*	0120	1C,1R	15,476.76	98,476.76	S₂,S₃
30	2001	1C,1R	15,700.18	98,700.18	S ₁ ,S ₄
40	0111	3C	14,583.10	119583.10	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
50	1121	3C,1R	15,253.30	168,253.30	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
60	2102	1C,2R	15,700.10	146,700.17	S ₁ ,S ₂ ,S ₄
70	0212	1C,2R	17,727.80	148,727.80	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
80	1222	1C,3R	24,464.00	203,464.00	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
81	2222	4 R	24,464.00	216,464.00	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄

C= Cuchilla desconectadora

R = Restaurador

De acuerdo a lo obtenido por el programa de optimización, la combinación en la cual los resultados son los más favorables para la red de prueba 1 (Caso 1), se encuentran en la iteración 22, siendo su forma binaria: 0210 (ver Tabla 5.11). En la Figura 5.1 las localizaciones son S2 y S3 (2 = 1 Restaurador en S2 y 1 = 1 Cuchilla desconectadora en S3). En esa iteración se obtiene lo siguiente:

- Uno de los mejores índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI) en la red.
- En esa iteración se obtiene un valor presente neto (costo) aceptable.
- Uno de los VPN Beneficio más alto, es decir, un mayor beneficio con una inversión menor.

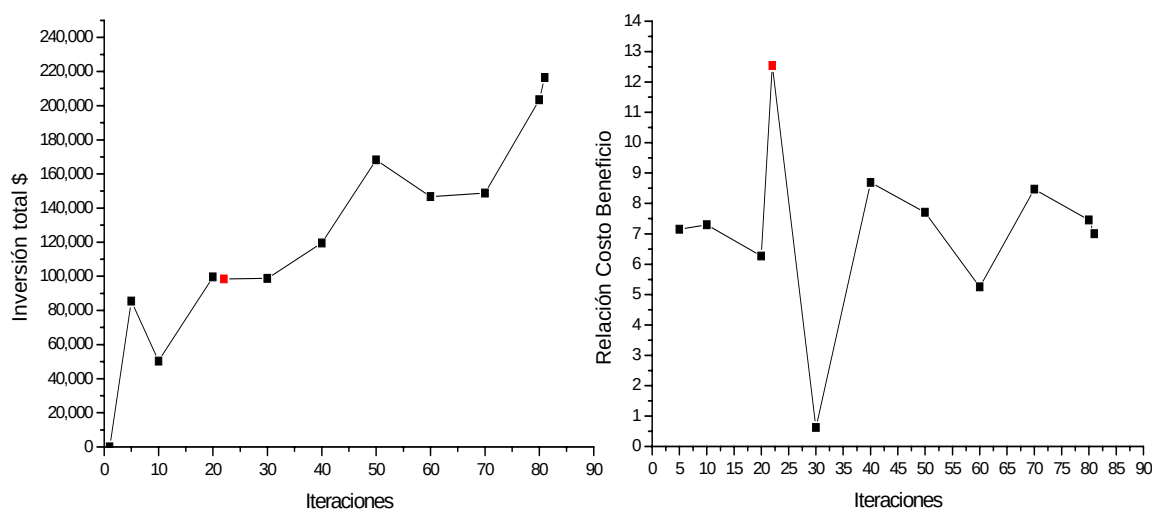


Figura 5.4 Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración. En la grafica izquierda se muestra la diferencia de inversión total, en la grafica derecha se muestra la relación costo beneficio, ambas graficas para cada iteración (sistema de estudio 1, caso 1)

Lo antes mencionado se puede observar en forma grafica por medio de la Figura 5.4, en la cual se grafican los datos de inversión total y de la relación costo beneficio, cada una con respecto a las iteraciones realizadas.

De acuerdo al resultado obtenido, se observa que el algoritmo optimiza la confiabilidad de la red tomando en cuenta el estudio de evaluación económica, dando el resultado más benéfico (es decir, una alta relación costo beneficio) para la red en estudio.

5.2.2 Caso de prueba No. 2

La segunda red que se toma en cuenta para el análisis, es la misma que se utilizó en el caso de prueba 1, con la excepción de que ahora se toma en cuenta el suministro alterno (ver Figuras 5.1 y 5.2).

Los datos para el análisis se pueden observar en las Tablas 5.1 (precios de los dispositivos de seccionamiento y su mano de obra), 5.2 (Datos individual es de los componentes), 5.3 (parámetros de confiabilidad de la red de prueba), 5.4 (Parámetros en los puntos de carga), para la curva compuesta de daño al consumidor se toma en cuenta los datos de la Tabla 5.5 (Duración de interrupción y su respectivo costo para diferentes sectores) y su grafica se observa en la Figura 5.3. Por ultimo, los datos utilizados para la evaluación económica se observan en la Tabla 5.6. Como en la primera red de prueba el KW del sistema es el mismo para los cálculos, es decir, el KW promedio y el KW máximo son iguales.



Tabla 5.12 VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 1 caso 2

No. De iteración	VPN (Costo) Obtenido por el programa	VPN Beneficio(\$) Obtenido por el programa
1	896,420.70	*
2	565,987.40	2,813,162.00
5	494,153.80	3,424,716.00
10	853,319.90	366,934.00
20	492,717.90	3,436,942.00
22	751,317.80	1,235,334.00
30	505,935.30	3,324,417.00
40	774,304.00	1,039,641.00
50	413,700.50	4,109,666.00
60	422,608.70	4,033,828.00
70	728,618.40	1,428,591.00
80	387,841.00	4,329,819.00
81	334,971.40	4,779,931.00

*No se puede calcular debido a que es el primer cálculo

Tabla 5.13 VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 1 caso 2

Número de iteraciones	VPN (\$) (Ganancias)	Inversión (\$)	RBC	TIR (%)
2*	2,773,710.00	39,451.89	71.30	55.11
5	3,350,710.00	74,005.06	46.28	53.60
10	324,849.00	42,084.20	08.71	71.74
20	3,349,490.00	87,451.89	39.30	53.56
22	1,145,696.00	89,637.41	13.78	61.62
30	3,237,393.00	87,023.46	38.20	53.82
40	928,227.00	111,414.00	09.33	63.02
50	3,953,554.00	156,111.40	26.32	52.20
60	3,899,027.00	134,800.04	29.92	52.34
70	1,288,255.00	140,335.29	10.17	60.45
80	4,147,559.00	182,259.80	23.75	51.80
81	4,585,411.00	194,520.00	24.57	51.05

Realizando la optimización de la segunda red (sistema de estudio 1 caso 2) se obtuvieron los resultados que se pueden apreciar en la Tablas 5.12-5.14. De nuevo se toman iteraciones al azar para verificar los resultados.



Tabla 5.14 Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 1, caso 2

Número de iteraciones	Combinación binaria correspondiente a la iteración	Dispositivos	\$ Costo de interrupción a los usuarios	\$ Costo total (Inversión)	Localización en la red
1	0000	No hay	7,754.49	7,754.49	No hay
2*	1000	1 C	4,451.88	39,451.89	S₁
5	1100	2 C	4,005.00	74,005.06	S ₁ ,S ₂
10	0010	1C	7,084.24	42,084.20	S ₃
20	1020	1C,1R	4,451.88	87,451.89	S ₁ ,S ₃
22	0120	1C,1R	6,637.44	89,637.41	S ₂ ,S ₃
30	2001	1C,1R	4,023.48	87,023.46	S ₁ ,S ₄
40	0111	3C	6,414.00	111,414.00	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
50	1121	3C,1R	3,111.36	156,111.40	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
60	2102	1C,2R	3,800.04	134,800.04	S ₁ ,S ₂ ,S ₄
70	0212	1C,2R	9,335.28	140,335.29	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
80	1222	1C,3R	3,259.80	182,259.80	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
81	2222	4 R	2,519.88	194,520.00	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄

C= Cuchilla desconectadora

R = Restaurador

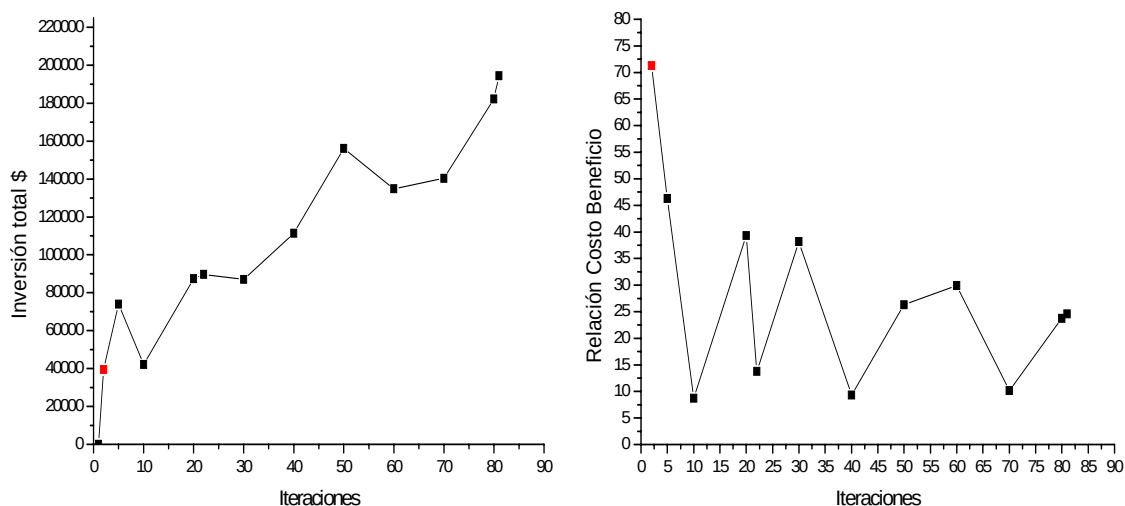


Figura 5.5 Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración. En la grafica izquierda se muestra la diferencia de inversión total, en la grafica derecha se muestra la relación costo beneficio, ambas graficas para cada iteración (sistema de estudio 1, caso 2)



De acuerdo a lo obtenido por el programa de optimización la combinación en la cual los resultados son los más favorables para el caso 2 del sistema de estudio 1, se encuentra en la iteración 2, siendo su forma binaria: 0001 (ver la Tabla 5.14). En la Figura 5.1 la localización es S1. En esa iteración se obtiene los resultados siguientes:

- Uno de los mejores índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI) en la red.
- En esa iteración se obtiene un valor presente neto (costo) no muy grande (promedio).
- Un VPN Beneficio promedio.
- Ganancias buenas, con una inversión de las más pequeñas, lo cual indica que ese proyecto tiene una relación costo beneficio de las más benéficas.

De acuerdo al resultado obtenido, se concluye que se optimiza la confiabilidad de la red tomando en cuenta el estudio de evaluación económica, dando una alta relación costo beneficio para la segunda red en estudio (Caso 1). Para observarlo gráficamente se puede ver la Figura 5.5.

De acuerdo a la Figura 5.5 se verifican los resultados ya mencionados, observando que el proyecto (Propuesto) más rentable para la red de estudio es el de la iteración 2.

El sistema de estudio número dos es el que se puede observar en la Figura 5.6 [79]. Tomando en cuenta solo a la red de distribución radial del alimentador 3 (Figura 5.7), para realizar el análisis de confiabilidad y rentabilidad. En la Figura 5.8 se puede observar su correspondiente grafo planar.

5.3.1 Caso de prueba No. 1

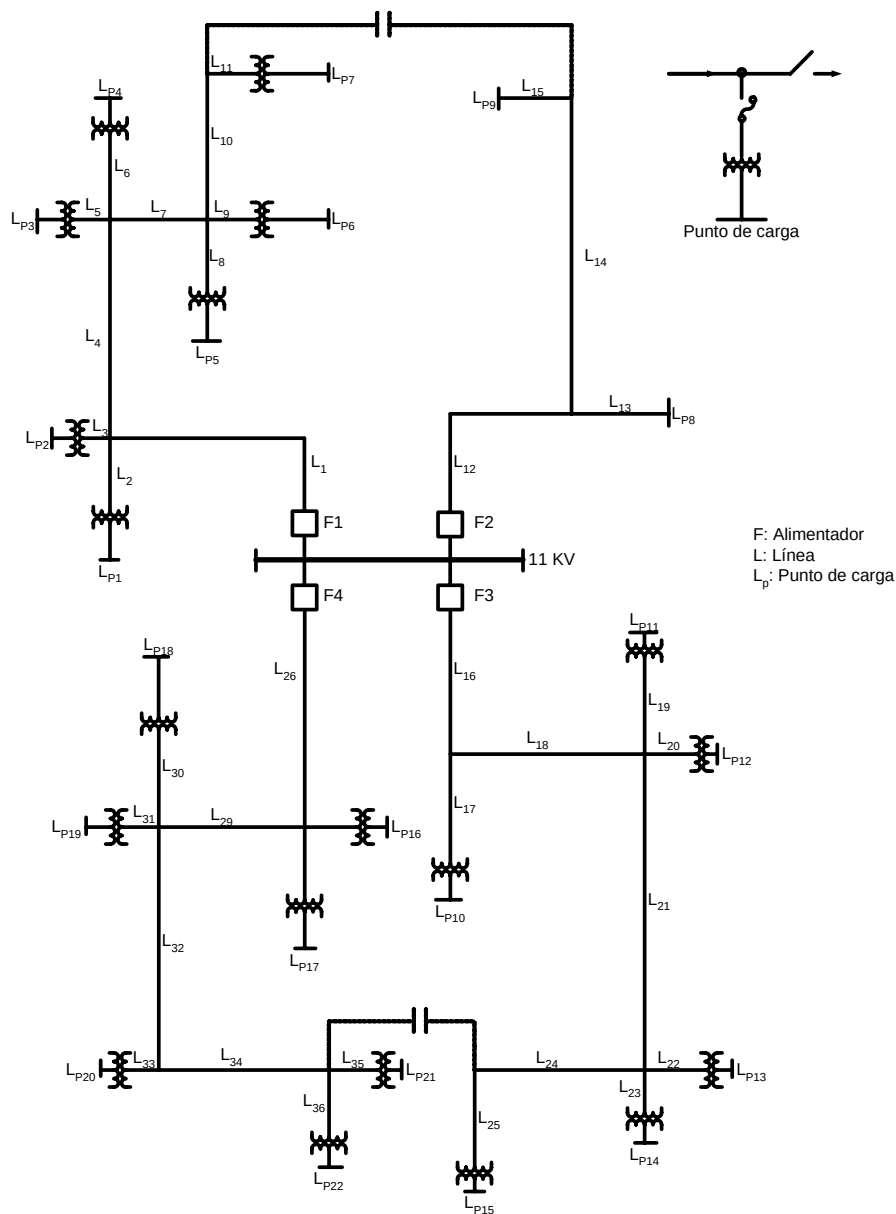


Figura 5.6 Sistema de distribución (Sistema de estudio 2)

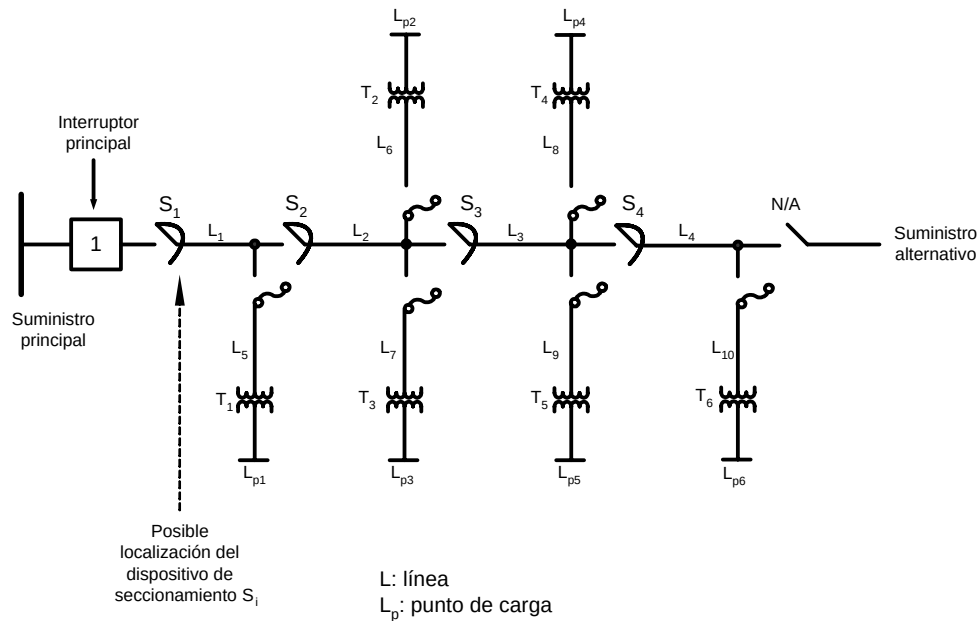


Figura 5.7 Red de distribución radial (3er alimentador de la Figura 5.6)

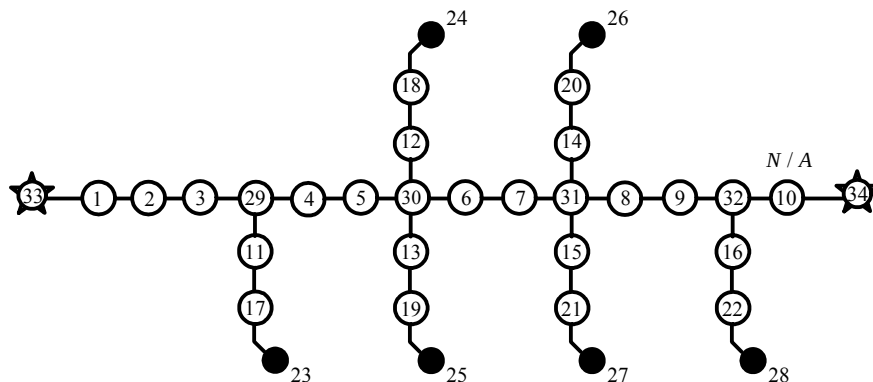


Figura 5.8 Grafo modelador de la Figura 5.7

Esta red de prueba se considera sin suministro alternativo. Se observa que cuenta con 4 secciones de líneas principales, 6 laterales con sus respectivos transformadores, 4 posibles localizaciones de dispositivos de seccionamiento, 6 puntos de carga, y su interruptor general. Note que la red tiene 4 posibles localizaciones (S_1 , S_2 , S_3 y S_4) en las cuales podrá colocarse algún dispositivo de seccionamiento (cuchilla desconectadora o restaurador), se pueden observar en el grafo modelador con los números 2, 4, 6 y 8.

Los datos necesarios para poder realizar los cálculos de la confiabilidad y rentabilidad del sistema se dan en las Tablas 5.15-5.20 [79], (los datos para la evaluación económica se toman de las Tablas 5.1 y 5.6).

En la Tabla 5.5 se muestra los datos para la curva de daño al consumidor para los diferentes sectores, gráficamente ilustrado en la Figura 5.3.



Tabla 5.15 Cargas máximas para el sistema de estudio 2, caso 1

Tipo de usuario	Carga Máxima MW
	Sistema de Prueba RBTS Bus 2
Residencial	7.25
Pequeños Usuarios	3.50
Instituciones gubernamentales	5.55
Comercial	3.70
Total	20.0

Tabla 5.16 Tipo de alimentador y longitudes para el sistema de estudio 2, caso 1

Tipo de alimentador	Longitud (Km.)	Número de las secciones
1	0.60	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34
2	0.75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35
3	0.80	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36

Tabla 5.17 Datos de los consumidores para el sistema de estudio 2, caso 1

Número de puntos de carga	Puntos de carga	Tipo de usuarios	Niveles de carga por cada punto de carga en MW		Número de usuarios
			Promedio	Máximo	
5	1-3, 10, 11	Residencial	0.535	0.8668	210
4	12, 17-19	Residencial	0.450	0.7291	200
1	8	Pequeño U.	1.00	1.6279	1
1	9	Pequeño U.	1.15	1.8721	1
6	4, 5, 12, 14, 20, 21	Inst. Gub.	0.566	0.9167	1
5	6, 7, 15, 16, 22	Comercial	0.454	0.7500	10
Total			12.291	20.00	1908

Tabla 5.18 Datos de carga para el sistema de estudio 2, caso 1

Número del alimentador	Puntos de carga	Carga por alimentador en MW		Número de usuarios
		Promedio	Máximo	
F1	1-7	3.645	5.934	652
F2	8-9	2.15	3.500	2
F3	10-15	3.106	5.057	632
F4	16-22	3.390	5.509	622
Total		12.291	20.00	1908

Tabla 5.19 Datos individuales de los componentes en el sistema de estudio 2, caso 1

Componente	Tasa de falla λ (fallas/Km./año)	Tiempo de reparación r (hrs.)
Alimentador principal	0.065	5.0
Laterales primarios	0.163	2.0



Tabla 5.20 Parámetros de confiabilidad del sistema de estudio 2, caso 1

Sección de línea	Tasa de falla λ (fallas/año)	Tiempo de reparación r (hrs.)
Interruptor general	0.006	4
Sección principal		
1	0.049	5.0
2	0.052	5.0
3	0.039	5.0
4	0.049	5.0
Sección lateral		
5	0.098	2.0
6	0.122	2.0
7	0.130	2.0
8	0.122	2.0
9	0.130	2.0
10	0.098	2.0

Tabla 5.21 VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 2, caso 1

No. De iteración	VPN (costo)	VPN Beneficio(\$)
1	1,601,632.00	*
5	1,575,306.00	224,127.00
10	1,560,458.00	350,537.00
12	1,560,458.00	350,537.00
15	1,534,132.00	574,665.00
20	1,550,164.00	438,167.00
29	1,601,632.00	0
35	1,568,725.00	280,147.00
48	1,550,164.00	438,167.00
53	1,517,256.00	718,339.00
68	1,534,132.00	574,665.00
76	1,523,838.00	662,303.00
81	1,517,256.00	718,339.00

*No se puede calcular debido a que es el primer cálculo

Los resultados obtenidos por el programa de optimización se pueden observar en las Tablas 5.21 - 5.23. (Para el sistema de estudio 2 caso 1, sin suministro alternativo).



Tabla 5.22 VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 2, caso 1

Número de iteraciones	VPN (\$) (Ganancia)	Inversión (\$)	RBC	TIR (%)
5	148,667.00	75,459.79.00	2.97	34.79
10*	310,189.00	40,347.18.00	8.68	72.13
12	262,189.00	88,347.18	3.96	46.58
15	451,359.00	123,305.70	4.66	54.73
20	344,363.00	93,803.24	4.67	54.85
29	-75,501.00	75,501.27	0	-----
35	156,645.00	123,501.27	2.26	26.39
48	296,363.00	141,803.24	3.08	36.21
53	541,535.00	176,803.20	4.06	47.70
68	416,359.00	158,305.70	3.63	42.60
76	520,541.00	141,761.76	4.67	54.86
81	515,535.00	202,803.20	3.54	41.56

Tabla 5.23 Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 2, caso 1

Número de iteraciones	Combinación binaria correspondiente a la iteración	Dispositivos	\$ Costo de interrupción a los usuarios	\$ Costo total (Inversión)	Localización en la red
1	0000	No hay	5,501.26	5,501.26	No hay
5	1100	2C	5,459.78	75,459.79	S ₁ ,S ₂
10*	0010	1C	5,501.28	40,347.18	S₃
12	2010	1C,1R	5,347.18	88,347.18	S ₁ ,S ₃
15	2110	2C,1R	5,305.70	123,305.70	S ₁ ,S ₂ ,S ₃
20	1020	1C,1R	10,803.24	93,803.24	S ₁ ,S ₃
29	1001	2C	5,501.27	75,501.27	S ₁ ,S ₄
35	1201	2C,1R	5,501.27	123,501.27	S ₁ ,S ₂ ,S ₄
48	2021	1C,2R	10,803.24	141,803.24	S ₁ ,S ₃ ,S ₄
53	1221	2C,2R	10,803.24	176,803.2	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
68	1112	3C,1R	5,305.68	158,305.7	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
76	0122	1C,2R	10,761.75	141,761.76	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
81	2222	4 R	10,803.24	202,803.20	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄

C= Cuchilla desconectadora

R = Restaurador

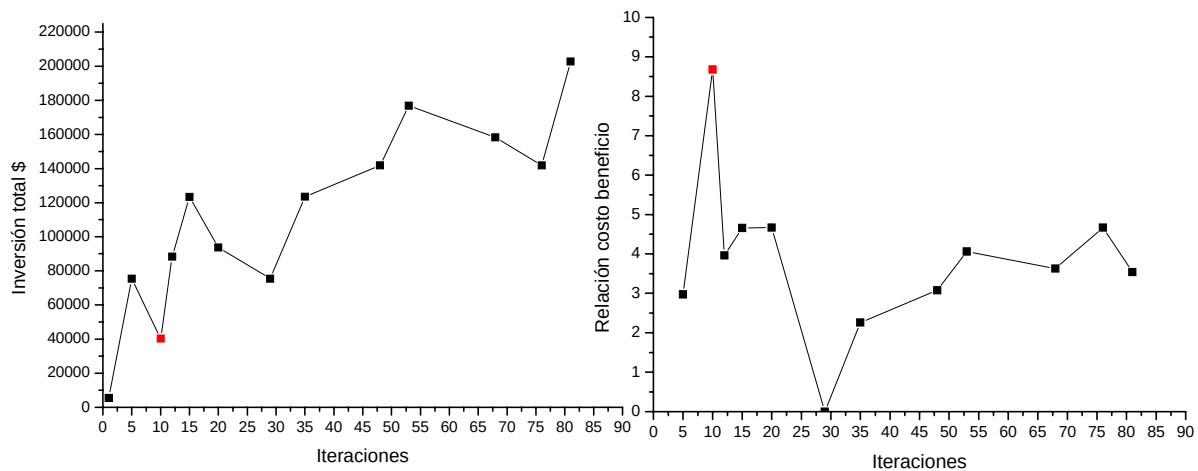


Figura 5.9 Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración. En la grafica izquierda se muestra la diferencia de inversión total, en la grafica derecha se muestra la relación costo beneficio, ambas graficas para cada sistema propuesto (sistema de estudio 2, caso 1)

Como se puede observar en las Tablas 5.22 y 5.23 la combinación o el sistema propuesto de la iteración 10 (0010) es la que ofrece mejores resultados al obtener mayores beneficios a un menor costo de inversión, es decir que su relación costo beneficio es la más alta. Note que el sistema de la iteración 29 es no rentable. Esto se puede observar de manera grafica en la Figura 5.9.

5.3.2 Caso de prueba No. 2

Se considera la red de distribución radial de la Figura 5.7 en este caso considerando el suministro alternativo. Como para todos los casos de prueba realizados anteriormente, se desea maximizar la confiabilidad en los nodos de carga del grafo modelador (para este caso ver Figura 5.8) y determinar que propuesta es la más rentable para un lapso de tiempo, aplicando métodos de evaluación económica (VPN, RBC, TIR).

Los datos para este caso de prueba son los mismos que se utilizaron en el caso anterior (Sistema de estudio 2 caso 1), los cuales se pueden observar en las Tablas 5.15-5.20, en donde se encuentran las cargas máximas, tipo de alimentador y longitudes, datos de los consumidores, datos de carga, datos individuales de los componentes y parámetros de confiabilidad del sistema de estudio 2.

Para la evaluación económica se utilizaron los datos que se encuentran en las Tablas 5.1 (precios de los dispositivos de seccionamiento y su mano de obra), Tabla 5.6 (costos). Como en el caso anterior (sistema de estudio 2 caso 1) el KW promedio y máximo se localizan en las Tablas 5.17 y 5.18. Para la curva compuesta de daño al consumidor se toman en cuenta los datos de la Tabla 5.5, su grafica se observa en la Figura 5.3.



Tabla 5.24 VPN (costo) y VPN (beneficio) obtenidos por el programa de optimización para el sistema de estudio 2, caso 2

No. De iteración	VPN (costo)	VPN Beneficio(\$)
1	1,601,632.00	*
5	1,572,889.00	244,704.00
10	1,560,458.00	350,537.00
12	1,557,234.00	377,984.00
15	1,530,908.00	602,112.00
20	1,547,746.00	458,761.00
29	1,599,214.00	20,585.00
35	1,566,307.00	300,740.00
48	1,546,940.00	465,623.00
53	1,514,839.00	738,916.00
68	1,531,713.00	595,259.00
76	1,523,838.00	662,303.00
81	1,514,034.00	745,770.00

*No se puede calcular debido a que es el primer cálculo

Tabla 5.25 VPN, RBC y TIR obtenidos por el programa para el sistema de estudio 2, caso 2

Número de iteraciones	VPN (\$) (Ganancia)	Inversión (\$)	RBC	TIR (%)
5	169,247.00	75,456.27	3.24	38.03
10*	310,189.00	40,347.18	8.68	72.13
12	289,641.00	88,342.77	4.28	50.24
15	478,810.00	123,301.29	4.88	57.35
20	364,961.00	93,799.73	4.89	57.44
29	-54,912.00	75,497.76	0.27	-----
35	177,242.00	12,3497.76	2.43	28.41
48	323,824.00	141,798.83	3.28	38.51
53	562,116.00	176,799.70	4.18	49.07
68	436,956.00	158,302.19	3.76	44.14
76	520,541.00	141,761.76	4.67	54.86
81	542,659.00	202798.80	3.67	43.10

En las Tablas 5.24-5.26 se observan los resultados obtenidos por el programa, para poder así dar una solución. Cabe mencionar que de acuerdo a los resultados obtenidos en este capítulo, se observa que el método que nos determina que proyecto es el más rentable, es el método del VPN.



Tabla 5.26 Datos de la combinación que optimiza al sistema de estudio 2, caso 2

Número de iteraciones	Combinación binaria correspondiente a la iteración	Dispositivos	\$ Costo de interrupción a los usuarios	\$ Costo total (Inversión)	Localización en la red
1	0000	No hay	5,501.27	5,501.27	No hay
5	1100	2C	5,456.27	75,456.27	S ₁ ,S ₂
10*	0010	1C	5,347.18	40,347.18	S₂
12	2010	1C,1R	5,342.76	88,342.77	S ₁ ,S ₃
15	2110	2C,1R	5,613.15	123,301.29	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
20	1020	1C,1R	10,799.73	93,799.73	S ₁ ,S ₃
29	1001	2C	5,497.76	75,497.76	S ₁ ,S ₄
35	1201	2C,1R	5,497.76	123,497.76	S ₁ ,S ₂ ,S ₄
48	2021	1C,2R	10,798.83	141,798.83	S ₁ ,S ₃ ,S ₄
53	1221	2C,2R	10,799.73	176,799.70	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
68	1112	3C,1R	5,302.18	158,302.19	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄
76	0122	1C,2R	10,761.72	141,761.76	S ₂ ,S ₃ ,S ₄
81	2222	4 R	10,798.83	202,798.80	S ₁ ,S ₂ ,S ₃ ,S ₄

C= Cuchilla desconectadora

R = Restaurador

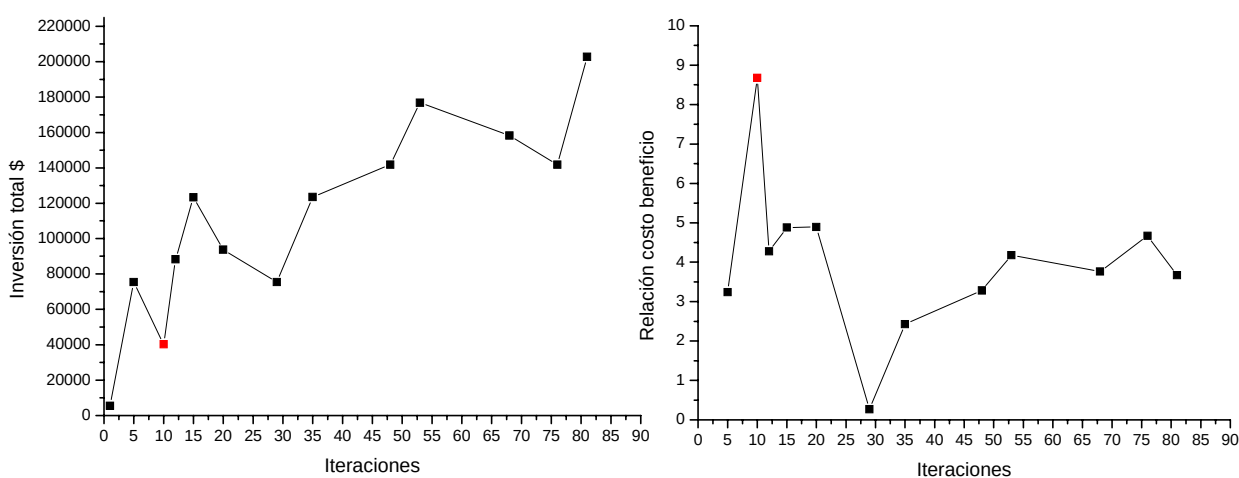


Figura 5.10 Inversión total y relación costo beneficio para cada iteración. En la grafica izquierda se muestra la diferencia de inversión total, en la grafica derecha se muestra la relación costo beneficio, ambas graficas para cada sistema propuesto (sistema de estudio 2, caso 2)

De acuerdo a los resultados obtenidos, el sistema de la iteración 10 (0100) es el que ofrece una mayor relación costo beneficio, por medio de la colocación de un dispositivo de seccionamiento en la ubicación S₂ de la sección principal de la red de distribución tipo radial (Figura 5.7). Note que el sistema de la iteración 29 es no rentable (ver Figura 5.10).



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

6.1 INTRODUCCIÓN

En esta tesis se presenta la metodología para optimizar al sistema de distribución tipo radial, la cual consiste en mejorar la confiabilidad del sistema por medio de la reducción del tiempo de interrupción a los usuarios, por medio de la selección y localización óptima de dispositivos de seccionamiento en la red, obteniendo de ello, mejores índices de confiabilidad al costo más bajo, con respecto a un conjunto de soluciones, por medio de técnicas de evaluación económica. Logrando con esto una media entre la inversión de la compañía suministradora de energía y una mejor continuidad del servicio al cliente.

6.2 CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos mediante la técnica de enumeración incorporada a una búsqueda directa (llamada técnica de búsqueda directa), implementada en un programa digital, se optimiza la confiabilidad de redes de distribución por medio de la selección y localización de dispositivos de seccionamiento, mediante la incorporación de la rentabilidad del sistema.
- El tiempo de cómputo que toma el algoritmo para realizar el análisis de confiabilidad y rentabilidad de la red bajo estudio, varía proporcionalmente al tamaño del sistema. Tomando un rango de los tiempos utilizados para las redes analizadas en esta tesis es de 10 a 13 min.
- La selección y localización óptima de dispositivos de seccionamiento es de interés para el ingeniero en planeación ya que ofrece una mayor confiabilidad en el sistema por medio de la reducción del tiempo de interrupción a los usuarios, lo cual reduce gastos a la compañía ocasionados por fallas en la red, ofreciendo también una mejor operación de la misma.
- De las simulaciones realizadas a diferentes redes de distribución tipo radial se observa que conforme aumenta el número de dispositivos de seccionamiento en la red, la confiabilidad varía proporcionalmente, así como la inversión que ocasionaría la instalación de dichos dispositivos, observando que al mejorar la confiabilidad por medio de la colocación de los dispositivos, el costo por interrupción a clientes



decrece significativamente. Teniendo así, una amplia gama de soluciones para la optimización de la red, que al tomar en cuenta la rentabilidad de cada solución y la topología de la red, se torna en un problema combinatorio, no lineal entero.

- Cabe notar la diferencia de resultados al analizar las redes, con y sin suministro alterno. Al considerar suministro alterno se obtienen mejores índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI) en el sistema, teniendo una mayor continuidad del servicio a los nodos de carga, proporcionando una solución que requiere menos dispositivos de seccionamiento, lo cual disminuirá el costo de inversión.
- De los resultados obtenidos por la metodología de optimización aplicada a los sistemas de prueba, se observa que el método de la relación costo beneficio (RCB) es el que determina que proyecto es el más rentable, ya que si se toman los métodos del VPN y la TIR como los que determinen la rentabilidad de la red, se pueden obtener resultados subóptimos.
- El programa desarrollado puede realizar el análisis de confiabilidad y rentabilidad para cualquier red de distribución, siempre que esta sea de tipo radial o mallada (pero que sea operada como un sistema radial).

6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Desarrollar un algoritmo genético para comparar los resultados obtenidos en esta tesis.
- Desarrollar un programa que realice el análisis de confiabilidad y rentabilidad considerando un sistema mallado o que contenga componentes en paralelo.
- Realizar un comparativo entre una red de distribución aérea y una red de distribución subterránea, a través de un análisis de confiabilidad y una evaluación económica, justificando así la inversión en cualquiera de estas redes.
- Mejorar la confiabilidad en una red de distribución radial por medio de un análisis de sensibilidad, perturbando a los parámetros: tiempo promedio de reparación y/o tiempo promedio de switcheo.
- Realizar una optimización de la confiabilidad y costos en un sistema primario de distribución, mediante la automatización del sistema, es decir tomando en cuenta el costo de la automatización de cada dispositivo colocado en la red, dando así una variedad de soluciones.
- Analizar proyectos considerando múltiples tasas internas de rendimiento



- Considerar en la evaluación económica otros aspectos como por ejemplo: el costo de la colocación de fusibles en los laterales, mantenimiento de las cuchillas, reemplazo de cable, etc.
- Analizar sistemas reales con sus respectivos datos estadísticos y costos.



REFERENCIAS

- [1] IEEE Working Group on System Design, *Trial Use Guide for Power Distribution Reliability Indices*, Repot P1366, IEEE, 1995.
- [2] R. Billinton, and S. Jonnavitihula, “A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment”, IEEE/PES 1996 Winter Meeting, Baltimore, MD, IEEE, 1996.
- [3] J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, and A. M. Leite da Silva, “Evaluation of reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1318-1326.
- [4] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan and J. Aweya, “A Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Feb. 1994, pp. 443-450.
- [5] Michael J. Sullivan, Terry Vardell, B. Noland Suddeth, and Ali Vojdani, “Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- [6] Allan R. and R. Billinton, “Power System Reliability and Its Assessment: Part 3, Distribution Systems and Economic Considerations”, Power Engineering Journal, August 1993.
- [7] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, and R. Fletcher, “Automated Primary Distribution System Design: Reliability and Cost Optimization”, IEEE Transactions on Power Systems, 1996.
- [8] Yifan Tang, “Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, February 1996.
- [9] G. L. Nemhauser, and L. A. Wolser, “Integer Programming and Combinatorial Optimization”, Wiley, 1988.
- [10] L. Davis, *Genetic Algorithms and Simulated Annealing*, Morgan Kauffmann Publishers, Inc., 1987.
- [11] V. Miranda, J. V. Ranito, and L.M. Proenca, “Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Nov. 1994, pp. 1927-1933.



-
- [12] R. Brown, S. Gupta, S. S. Venkata, and R. D. Christie, “A *Genetic Algorithm for Reliable Distribution System Design*”, Proceedings of the International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISPAP-96, Orlando, FL, January, 1996.
 - [13] E. C. Yeh, S. S. Venkata, and Z. Sumic, “*Improved Distribution System Planning Using Computational Evolution*”, Proceedings of 1995 IEEE Power Industry Computer Applications Conference, IEEE, May, 1995, pp. 530-536.
 - [14] David E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Company, 1989.
 - [15] R. E. Brown, S. S. Venkata, and R. D. Christie, “Hybrid Reliability Optimization Methods for Electric Power Distribution Systems”, *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Seoul, Korea, IEEE, July 1997.
 - [16] W. Kuo and V. R. Prasad, “An Annotated Overview of System-Reliability Optimization”, IEEE Trans. Reliability, Vol. 49. No. 2. June 2000, pp. 176-187.
 - [17] L. Goel and R. Billington, “Determination of Reliability Worth for Distribution System Planning”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, July 1994, pp. 1577-1583.
 - [18] K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, and T. Ishihara, “Distribution System Expansion Planning by Multi-Stage Branch Exchange”, IEEE Transactions on Power System, Vol. 7, No. 1, Feb. 1992, pp. 208-214.
 - [19] J. R. Ochoa, and D. L. Garrison, “Application of Reliability Criteria in Power System Planning”, Proceedings of the American Power Conference, 1994, pp. 1114-1120.
 - [20] Z. Zumic, S. S. Venkata, and T. Pistoiese, “Automated Underground Residential Distribution Design Part I: Conceptual Design” and “Automated Underground Residential Distribution Design Part II: Prototype Implementation and Results”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 2, Apr. 1993, pp. 637-650.
 - [21] Brown, E. R., *Electric Power Distribution Reliability*, New York, Marcel Dekker Inc., 2002.
 - [22] The Distribution Working Group of the IEEE Power System Planning and Implementation Committee, “*Planning Effective Distribution*”, IEEE power & energy magazine, September/October 2003.
 - [23] L. L. Grigsby, ed., *Electric Power Engineering Handbook*, CRC Press, 2000.
-



-
- [24] P. Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, Marcel Dekker, 1998.
 - [25] J. Moubray, *Reliability-Centered Maintenance*, John Moubray, 1991.
 - [26] *Electrical Distribution System Protection*, Cooper Power Systems, 1990.
 - [27] E. R. Tufts, *The visual Display of Information*, Edward R. Tuft (published by Graphics Press), 1990.
 - [28] R. E. Brown, and J. J. Burke, "Managing the Risk of Performance Based Rates," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 893-898.
 - [29] R. E. Brown, and J.R. Ochoa, "Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, May 1998.
 - [30] R. E. Brown, H. V. Nguyen, and J.J. Burke, "A Systematic and Cost Effective Method to Improve Distribution System Reliability", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 2, Page (s): 1037-1042, 1999.
 - [31] Frank A. Tillman, Ching-Lai H. Wang, and Way Kuo, "Optimization Techniques for System Reliability with Redundancy-A Review", *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. R-26, No. 3, August 1977.
 - [32] R. E. Brown, and B. Howe, "Optimal Deployment of Reliability Investments," *E-Source, Power Quality Series: PQ-6*, March 2000, 37 pages.
 - [33] R. E Brown, A. P. Hanson, H. L. Willis, F. A. Luedtke, M. F. Born, "Assessing the Reliability of Distribution Systems," *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 14, No. 1, Jan. 2001, pp. 44-49.
 - [34] J. L. Blackburn, *Protective Relaying: Principles and Applications*, Marcel Dekker, 1990.
 - [35] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, Research Studies Press Ltd., 1992.
 - [36] J. J. Burke, *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*, Marcel Dekker, Inc., 1994.
 - [37] Adly A. Girgis, David G. Hart,, William L. Peterson, "A New Fault Location Technique for Two- and Three-Terminal Lines," *IEEE Transactions on power Delivery*, Vol. 7, No. 1, Jan. 1992, pp. 98-107.
-



- [38] A. A. Girgis, C. M. Fallon, and D. L. Lubkeman, "A Fault Location Technique for Rural Distribution Feeders," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 29, No. 6, Nov. 1993, pp. 1170-1175.
- [39] Y-h Hsu, F. C. Lu, Y. Chien, J. P. Liu, J. T. Lin, H. S. Yu, and R. T. Kuo, "An Expert System for Locating Distribution System Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 1, Jan. 1991, pp. 336-372.
- [40] P. Jarventausta, P. Verho, and J. Partanen, "Using Fuzzy Sets to Model the Uncertainty in the Fault Location Process of Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, No. 2, April 1994, pp. 954-960.
- [41] V. Borozan, and N. Rajakovic, "Application Assessments of Distribution Network Minimum Loss Reconfiguration," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997, pp 1786-1792.
- [42] R. Takeski, and D. Rajicic, "Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, Feb. 1997, pp. 398-406.
- [43] Q. Zhou, D. Shirmohammadi, and W. H. E. Liu, "Distribution Reconfiguration for Operation Cost Reduction," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May. 1997, pp. 730-735.
- [44] Billinton R., and Allan, N. R., *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second Edition, University of Saskatchewan, Canada, Plenum Press, 1994.
- [45] L. Goel, R. Billinton, and R. Gupta, "Basic Data and Evaluation of Distribution System Reliability Worth", IEEE Western Canada Conference on Computer Power and Communications Systems in a Rural Environment, 1991, pp. 271-277.
- [46] Northcote-Green, J. E. D., Vismor, T. D., Brooks, C. L., Billinton, R., *Integrated distribution system reliability evaluation: Part I – Current practices*, CEA Engineering and Operating Division Meeting (March 1980).
- [47] T. W. Berrie, *Electricity Economics and Planning*, Meter Peregrinus Ltd., London 1992.
- [48] D. G. Newman, *Engineering Economic Analysis*, Engineering Press, Inc., 1983.
- [49] H. G. Stoll, *Least-Cost Electric Utility Planning*, John Wiley & Sons, 1989.
- [50] C. V. Jones, *Financial Risk Analysis of Infrastructure Debt: The Case of Water and Power Investments*, C. V. Jones (Quorum Books), 1991.



-
- [51] M. P. Reeser, *Introduction to Public Utility Accounting*, American Gas Association and the Edison Electric Institute, 1997.
 - [52] Gómez Hernández J. A, J. Robles García J., Romero Romero D., “*Rentabilidad de proyectos de transmisión considerando la optimización de la confiabilidad*”, IEEE Sección México, RVP-AI/2002, 7 al 13 de Julio, Acapulco, Guerrero.
 - [53] K. J. Arroz, *Proyectos de inversión*. EU, Ed. Stanford University, 2da. Edición, 1990.
 - [54] N. Sapag Chain, *Preparación y evaluación de proyectos de inversión*. México, Ed. McGraw-Hill, 1995.
 - [55] G. Urbina, *Evaluación de Proyectos*, México, Editorial McGraw-Hill, 1992.
 - [56] R. Coss Bu, *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*, México, Editorial LIMUSA, 1996.
 - [57] www.geocities.com/gehg48/APUNTFINANZAS.html
 - [58] www.econolink.com.ar/finanzas.htm
 - [59] www.gacetafinanciera.com
 - [60] Billinton, R., and Li, M., *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, University of Saskatchewan, Canada, Plenum Press, 1994.
 - [61] Billinton, R., Wacker, G., Subramaniam, R. K., “*Factors affecting the development of a residential customer damage function*”, IEEE Trans. Power System, 2 (1987), pp. 204-9.
 - [62] Billinton, R., Oteng-Adjei, J., Ghajar, R., “*Comparison of two alternate methods to establish an interrupted energy assessment rate*” IEEE Trans. Power Systems, 2 (1987), pp. 751-7.
 - [63] Billinton R., *Composite System Adequacy Assessment- the Contingency Enumeration Approach*. IEEE Tutorial Text, reliability assessment of composite generation and transmission systems No. 90, EHO311-1-PWR (1990).
 - [64] Billinton, R., Wacker, G., Wojzynski, E., *Customer Damage Resulting from Electric Service Interruptions*, Canadian Electrical Association, R&D Project 907 U 131 Rep. (1982).
-



-
- [65] Wacker, G., Billinton R., Brewer, R., *Farm Losses Resulting from Electric Service Interruptions*, Canadian Electric Association R&D Research Project 3409 U 403, May (1987).
- [66] Engineering Committee, *Distribution System Reliability Engineering Guide*, Prepared by the CEA Distribution System Reliability. March 1976.
- [67] Dixon, G. F., Hammesley, H., *Reliability and its Cost on Distribution Systems*, International Conference on Reliability of Power Supply Systems (1997), IEEE Conference Publication No. 148.
- [68] Canadian Electrical Association, *Distribution System Reliability Engineering Guide*, CEA publication (March 1976).
- [69] Electricity Council, *Reliability Engineering and Cost-Benefit Techniques for Use in Power System Planning and Design*, Electricity Council Research Memorandum, ECR/M966 (October 1976).
- [70] IEEE Committee Report, “*Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation*”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-91 (1972), pp. 649-60.
- [71] IEEE Committee Report, “*Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1971-1977*”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-97 (1978), pp. 2235-42.
- [72] J. A. Gómez Hernández, *Análisis de Confiabilidad de Subestaciones Eléctricas en Alta Tensión*, Tesis de Licenciatura, Instituto de Investigaciones Eléctricas. Instituto Tecnológico de Veracruz, Diciembre de 1994.
- [73] A. D. Trujillo Hernández, J. A. Gómez Hernández y G. Enríquez Harper, *Evaluación de la rentabilidad de sistemas de distribución radiales considerando la confiabilidad*, Publicación de artículo en RVP de la IEEE en Acapulco, Julio 2004.
- [74] J. A. Gómez Hernández y D. Romero Romero, *Índices Básicos de Confiabilidad en Sistemas de Distribución Radiales*, Artículo presentado en la reunión de verano de potencia, capítulo de potencia IEEE sección México, Acapulco, Gro., Julio de 1999.
- [75] G. B. Jasmon, O.S. Kai, *A New Technique in Minimal Path and Cutset Evaluation*, IEEE Transaction on Reliability, Vol. R-34, No. 2, June 1985.
- [76] Hillier S. F. and Lieberman J. G., *Introduction to Operations Research*, McGraw-Hill 1991.
-



-
- [77] Billinton, R., Allan, R. N., *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Pitman Advanced Publishing Program, 1983.
- [78] Billinton, R., and Jonnavithula, S., *Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems*, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 11, no. 3, July 1996, pp. 1646-1651.
- [79] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K. S. So, "A Reliability Test System For Educational Purposes- Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991.
- [80] Roy Billinton and Peng Wang, "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Montecarlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May 1999.
- [81] Power Systems Reliability Subcommittee of the Power Systems Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society, "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", IEEE Standards Board, Approved 16 December 1997.
- [82] A. Papoulis, *Probability, Random Variable, and Stochastic Processes*, Second Edition, McGraw-hill, 1984.
- [83] Peyton Z. Peebles Jr., *Probability, Random Variables, and Random Signal Principles*, Second Edition, McGraw-Hill, 1987.
- [84] Singh, C., and Billinton, R., *System Reliability Modeling and Evaluation*, London, England: Hutchinson Educational, 1977.
- [85] Shooman, L. M., *Probabilistic Reliability: An Engineering Approach*, New York: McGraw-Hill, 1968.
- [86] Singh, C., "On the behavior of failure frequency bounds," IEEE Transactions on Reliability, vol. R-26, Apr. 1977, pp. 63-66.
- [87] R. N. Allan, and M. G. Da Silva, "Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995.
- [88] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [89] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, 1986.
-



-
- [90] *Electric Utility Engineering Distribution Reference Book: Distribution Systems*, Westing-house Electric Corporation, 1959.
 - [91] E. B. Kurtz, T. M. Shoemaker and J. E. Mack, *The Lineman's and Cableman's Handbook*, McGraw-Hill, 1997.
 - [92] A. H. Kehoe, "Underground Alternating Current Network Distribution for Central Station Systems," *AIEE Transactions*, Vol. 43, June 1924, pp. 844-853.
 - [93] D. Sutherland, and D. S. MacCorkle, "Burn Off Characteristics of AC Low Voltage Network Cables," *AIEE Transactions*, Vol. 50, No. 3, Sept. 1931, pp. 831-844.
 - [94] *Electrical Transmission and Distribution Reference Book (formerly the Westinghouse Electrical Transmission and Distribution Reference Book)*, ABB Power T&D Company, Inc., 1997.
 - [95] Gómez-Hernández, J. A., Optimización de la Confiabilidad en la Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando Algoritmos Genéticos, Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, 1997.



APÉNDICE A

DEFINICIONES E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

A.1 INTRODUCCIÓN

En este apéndice se describen las definiciones de confiabilidad como son, el tiempo promedio de reparación, la tasa de falla, indisponibilidad (solo por mencionar algunos), definiciones indispensables que sirven para analizar y pronosticar la confiabilidad de un sistema. En la sección A.5 se describen los índices de confiabilidad en las redes de distribución como son los índices basados en los clientes, los índices basados en la carga, y los índices de calidad de la energía [21].

A.2 EVENTOS Y ESTADOS DEL SISTEMA

Estado de operación normal – Cuando la posición del interruptor en el sistema esta en su posición usual, los dispositivos de protección no han sido disparados, todos los componentes están operando correctamente.

Contingencia – Un cambio de evento (tal como una falla) que causa que el sistema de distribución salga de su estado de operación normal.

Eventos programados – Una actividad planeada (tal como el mantenimiento) que causa que el sistema de distribución salga de su estado de operación normal.

Mutualmente exclusivo – Cuando los estados (o eventos) no pueden ocurrir simultáneamente.

Eventos independientes – Eventos en los cuales la ocurrencia de uno no afecta la probabilidad del otro.

Probabilidad condicional de ocurrencia – La probabilidad de que ocurra un evento si se asume que otro acontecimiento (o combinación de eventos) ha ocurrido.

A.3 DEFINICIONES DE CONFIABILIDAD

Disponibilidad: Según lo aplicado al funcionamiento de componentes individuales o a el de un sistema, es la fracción media a largo plazo del tiempo que un componente o un sistema esta en servicio y satisfactoriamente realizando su función prevista. Una definición alternativa y equivalente para la disponibilidad es la probabilidad de estado estacionario de que un componente o un sistema este en servicio.



$$= \frac{\text{Tiempo de salida}}{\text{Período de tiempo}} \quad (\text{A.1})$$

Componente: Un equipo eléctrico o mecánico, de una línea o de un circuito, o de una sección de una línea o circuito, o un grupo de artículos que se ven como una entidad para los propósitos de evaluación de la confiabilidad.

Equipo eléctrico: Un término general que incluye a los materiales, guarniciones, dispositivos, aplicaciones, accesorios, aparato, máquinas, etc., usados como parte, o en la conexión de una instalación eléctrica.

Estado - El estado de una componente o unidad es una condición particular en la cual es importante para propósitos de reporte.

Estado en servicio - La componente o unidad esta energizada y totalmente conectada al sistema.

Mantenimiento preventivo eléctrico: Una inspección prevista del sistema, probar, limpiar, secar, supervisar, ajustar, modificación correctiva, y reparación de menor importancia del equipo eléctrico para reducir al mínimo o prevenir problemas de funcionamiento o las fallas del equipo a futuro, que, dependiendo del tipo de equipo, puede requerir ejercitar o corregir la prueba.

Duración esperada de la falla: La duración media prevista o a largo plazo de un solo acontecimiento de falla.

Duración esperada de la interrupción: La duración esperada, o promedio, de la interrupción de un evento de una simple carga.

Tiempo de exposición: El tiempo durante el cual un componente está realizando su función prevista y está sujeta a fallar.

Falla: Cualquier problema con un componente del sistema de energía, el cual puede causar lo siguiente:

- Parcial o completa parada de la planta, u operación de la planta debajo de lo estándar
- Funcionamiento inaceptable del equipo del usuario
- Operación de la retransmisión o la operación del sistema de protección de emergencia de la planta
- Des-energización de cualquier circuito o equipo eléctrico



Una falla en un sistema fuente de una empresa pública puede causar al usuario lo siguiente:

- Una interrupción de la energía o una pérdida de servicio
- Una desviación del voltaje normal o frecuencia fuera del perfil normal de la empresa

Una falla en un componente de una fábrica causa una interrupción forzada del componente; es decir, el componente no puede realizar su función prevista hasta que se repara o se substituye.

Índice de fallas: El número promedio de fallas de un componente por el tiempo de la exposición de la unidad. Generalmente el tiempo de la exposición y el porcentaje de fallas se expresa en años.

Tipo de salida - Una salida se clasifica acorde a la urgencia y la necesidad de la salida y depende de como el equipo es restaurado a servicio.

Salida forzada: Una salida que no puede ser diferida.

Salida forzada transitoria - Una salida forzada donde la unidad o componente esta ileso y es restablecida a servicio automáticamente.

Salida forzada temporal - Una salida forzada donde la unidad o componente esta ileso y es restablecida a servicio por una operación de salida manual sin reparación, solo que puede quedarse bajo inspección.

Salida forzada permanente - Una salida forzada donde la unidad o componente esta dañada y no puede restablecerse a servicio hasta que haya sido completada la acción de reparación o reemplazo.

Indisponibilidad forzada: La fracción promedio a largo plazo del tiempo que un componente o sistema está fuera de servicio debido a una salida forzada.

Interrupción: La pérdida de energía eléctrica suministrada a una o más cargas.

Frecuencia de la interrupción: El número esperado (promedio) de interrupciones de energía a la carga por unidad de tiempo, expresado generalmente como interrupciones por año.

Tiempo promedio entre fallas (MTBF): El tiempo promedio de exposición entre fallas consecutivas de un componente. Puede ser estimado dividiendo el tiempo de exposición por el número de fallas en ese período, a condición de que un número suficiente de fallas haya ocurrido en ese período.



$$= \frac{\text{Tiempo de servicio}}{\text{Número de salidas de tipo específico}} \quad (\text{A.2})$$

Cortes mínimos: Un grupo de componentes que, si son removidos del sistema, resulta una pérdida de continuidad al punto de carga que es investigado y ese no contiene como cualquier subconjunto componentes que son ellos mismos un corte del sistema.

Sistema fuera de línea: Un sistema que esta inactivo hasta que es llamado para funcionar, por ejemplo un generador de diesel que es encendido cuando ocurre un apagón.

Sistema en línea: Un sistema que siempre está funcionando, por ejemplo un inversor previsto cerca de la vía de la fuente de energía primaria, a través de un cargador de batería.

Salida: El estado de un componente o de un sistema cuando no está disponible para realizar correctamente su función prevista debido a un cierto acontecimiento asociado directamente a ese componente o sistema.

Ocurrencia de salida - Un cambio en el estado de un componente o unidad, del estado de servicio al estado de salida.

Evento de salida múltiple relacionado - Un evento de salida múltiple en el cual una salida es consecuencia de otra salida y/o en la cual múltiples salidas son iniciadas por un incidente.

Salida primaria - Una ocurrencia de salida, dentro de un evento de salida múltiple relacionado, la cual ocurre como una consecuencia directa del inicio de un incidente y no depende de otra ocurrencia de salida.

Salida secundaria - Una ocurrencia de salida la cual es resultado de otra ocurrencia de salida.

Salida planeada - Una salida manual que puede reprogramarse sin incrementar el riesgo de vida o daño del equipo.

Salida programada: Una interrupción que resulta cuando un componente es deliberadamente removido fuera del servicio en un tiempo seleccionado, generalmente para los propósitos de construcción, mantenimiento, o de reparación.

Duración de la salida programada: Es el período de la iniciación de una interrupción programada hasta la construcción, mantenimiento preventivo, o hasta que el trabajo de reparación es terminado y el componente afectado se hace disponible para realizar su función prevista.

Índice de la salida programada: Es el número promedio de interrupciones programadas de un componente por unidad de tiempo de exposición.



Tiempo de la operación de interrupción: Es el período del tiempo a partir de que es requerida una operación de interrupción debido a la falla del componente hasta que esta operación termina. Las operaciones de interrupción incluyen operaciones tales como asilar a un circuito alterno, abrir o cerrar un interruptor seccionador, etc.

Sistema: Un grupo de componentes conectados o asociados en una configuración fija, realizando una función especificada de la energía distribuida.

Indisponibilidad: La fracción promedio a largo plazo del tiempo que un componente o un sistema esta fuera de servicio debido a fallas o a las interrupciones programadas. Una definición alternativa es la de probabilidad de estado estacionario que un componente o un sistema esta fuera de servicio debido a las fallas o interrupciones programadas. Matemáticamente, la indisponibilidad = (1 – disponibilidad).

$$= \frac{\text{Tiempo de salida forzada}}{\text{Período de tiempo}} \quad (\text{A.3})$$

A.4 PARÁMETROS DE LOS COMPONENTES EN LA CONFIABILIDAD

Tiempo Promedio de Reparación (MTTR) – MTTR representa el tiempo esperado que se tomará para reparar una falla (medido desde el tiempo en que la falla ocurre). Un simple MTTR es utilizado típicamente para cada componente, pero pueden usarse valores diferentes para varios modos de falla.

Tiempo Promedio de Switcheo (MTTS) – MTTS representa el tiempo esperado que tomará a un dispositivo operar después de que ocurre una falla en el sistema. Para cuchillas manuales, es el tiempo que se toma un equipo para ser despachado y llegar hasta la localización de la cuchilla. Para una cuchilla automática, el MTTS será mucho más corto.

Probabilidad de Falla Operacional (POF) – POF es la probabilidad condicional de que un dispositivo no operará y se supone que debería funcionar. Por ejemplo, si un interruptor automático no puede funcionar correctamente 5 tiempos de salida de cada 100 operaciones, esto tiene un POF de 5%. Este parámetro de confiabilidad es asociado típicamente con los dispositivos de switcheo y de protección

Tiempo Promedio de Mantenimiento (MTTM) – MTTM representa la cantidad promedio del tiempo que se toma para realizar un mantenimiento programado en una pieza de un equipo.

Índice de Falla de Corto Circuito Permanente (λ_P) – λ_P describe el número de veces al año que un componente puede experimentar un corto circuito permanente. Este tipo de falla causa que la corriente de falla fluya, por lo que se requiere el operar sistemas de protección, y requiere de un equipo para ser enviado a reparar la falla.

Índice de Falla de Corto Circuito Temporal (λ_T) – λ_T describe el número de veces por años que un componente puede experimentar un corto circuito temporal. Este tipo de falla



causa que la corriente de falla fluya, pero se limpiará por si mismo si el circuito es desenergizado (Permitiendo que el arco se des-ionice) y después re-energizado.

Índice de Falla de Circuito Abierto (λ_{OC}) – λ_{OC} describe el número de veces por año que un componente interrumpirá el flujo de corriente sin causar que la corriente de falla fluya. Un ejemplo de que un componente cause un circuito abierto es cuando un interruptor tiene fallas falsas.

Frecuencia de Mantenimiento Programado (λ_M) – λ_M representa la frecuencia de mantenimiento programado para una pieza de un equipo. Por ejemplo, una frecuencia de mantenimiento de 2 veces por año significa que el equipo esta en mantenimiento cada 6 meses.

A.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se explicarán los diversos índices de confiabilidad que se tienen como herramienta para el estudio de la confiabilidad en los sistemas de potencia. Obviamente incluyendo los que se obtienen mediante los índices básicos (tasa promedio de falla al punto de carga λ , duración promedio de la salida anual al punto de carga r , y la indisponibilidad o tiempo promedio de la salida anual al punto de carga U) [45, 74, 80].

A.5.1 Índices de confiabilidad basados en los clientes

Los índices más utilizados son promedios que ponderan igualmente a cada cliente. Las fórmulas para los índices basados en los clientes incluyen (salvo especificación, las interrupciones se refieren a interrupciones sostenidas):

Interrupción Anual a los Consumidores (IAC)

$$IAC = \sum_{i \in R} \lambda_i N_i \quad [\text{Int.}] \quad (\text{A.4})$$

Donde λ_i y N_i son la tasa de falla y el número de consumidores respectivamente, de cada punto de carga i ; R es la salida de los puntos de carga del sistema.

Duración de Interrupción a los Consumidores (DIC)

$$DIC = \sum_{i \in R} U_i N_i \quad [\text{Hr}] \quad (\text{A.5})$$

Donde U es la indisponibilidad anual o el tiempo de salida (en hr/año) para cada punto de carga.



System Average Interruption Frequency Index:

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema. Es una medida promedio de cómo los clientes experimentarán varias interrupciones sostenidas sobre el curso de un año.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad \text{/Año}$$

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad [\text{Año}] \quad (\text{A.6})$$

System Average Interruption Duration Index:

Índice Promedio del Tiempo de Interrupción del Sistema. Es una medida promedio de como los clientes experimentarán muchas interrupciones en horas sobre el curso de un año.

Para un número fijo de clientes, SAIDI puede ser mejorado reduciendo el número de interrupciones o por la reducción de la duración de estas interrupciones. Desde que ambas reflejan mejoras en la confiabilidad, una reducción en SAIDI indica un mejoramiento en la confiabilidad.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad \text{Horas / Año}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad [\text{Hrs/Año}] \quad (\text{A.7})$$

Customer Average Interruption Duration Index:

Índice Promedio del Tiempo de Interrupción a los Clientes. Es una medida promedio de que tan grande fue la última interrupción, y se utiliza como medida de tiempo de respuesta para uso general a las contingencias del sistema. CAIDI puede ser mejorado por la reducción de la longitud de las interrupciones, pero también puede ser reducido por el incremento del número de interrupciones cortas. Consecuentemente, una reducción en CAIDI no necesariamente refleja una mejora en la confiabilidad.

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de interrupciones a los clientes}} \quad \text{Horas}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \quad [\text{Hrs}] \quad (\text{A.8})$$

conocido en México como TIU.



Average Service Availability (Unavailability) Index (ASAI), (ASUI):

Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio. Es la disponibilidad del cliente suministrado por el sistema y provee la misma información como SAIDI. Altos valores de ASAI reflejan altos niveles de confiabilidad.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio a los clientes}}{\text{Horas de demanda del servicio de los clientes}} \quad \text{p.u.}$$

$$\text{ó}$$

$$ASAI = \frac{\sum_{i \in R} 8760 - \sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} 8760 N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad [\text{p.u.}] \quad (\text{A.9})$$

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{Horas del servicio indisponible al cliente}}{\text{Horas exigidas del cliente}} \quad \text{p.u.}$$

$$\text{ó}$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i 8760} \quad [\text{p.u.}] \quad (\text{A.10})$$

donde 8760 es el número de horas en el año civil.

Algunos índices de confiabilidad menos utilizados no son basados en los números totales de clientes suministrados. El índice promedio de la frecuencia de interrupción a los clientes (CAIFI) y el índice promedio total de la duración de la interrupción a los clientes (CTAIDI) son basados sobre el número de clientes que han experimentado una o más interrupciones en el año. Las formulas para estos índices son:

Customer Average Interruption Frequency Index:

Índice promedio de la frecuencia de interrupción al cliente.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Clientes que experimentan una o más interrupciones}} \quad / \text{Año} \quad (\text{A.11})$$

Este índice difiere del SAIFI solo en el valor del nominador. Este es particularmente útil cuando un año es comparado con otros años desde entonces, en cualquier año, no todos los clientes serán afectados y muchos experimentarán una completa continuidad de la alimentación. El valor de CAIFI por lo tanto es muy útil en el reconocimiento de tendencias cronológicas en la confiabilidad de un sistema particular de distribución.

En la aplicación de este índice, los clientes afectados deben ser contados solo una vez, sin importar el número de interrupciones que ellos pudieron haber experimentado en el año.



Customer Total Average Interruption Duration Index:

Índice promedio total de duración de la interrupción a los clientes

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la interrupción a los clientes}}{\text{Clientes que experimentan una o más interrupciones}} \text{ Hrs/Año} \quad (A.12)$$

CAIFI es similar al SAIFI. Una gran diferencia es que el posible valor más bajo para SAIFI es cero y el posible valor más bajo para CAIFI es uno. Reduciendo el número de interrupciones que un cliente experimenta de 2 a 1 mejorará CAIDI. Sin embargo, reducir el número de interrupciones que este mismo cliente experimente de 1 a 0 hará CAIDI peor. CTAIDI tiene la misma dificultad como el CAIFI desde que este puede ser mejorado por el incremento del número de clientes que experimentan una sola interrupción. El incremento de la sensibilidad de carga de clientes para breves disturbios ha generado una necesidad de índices relacionados para interrupciones momentáneas. Dos índices momentáneos han llegado a ser estándares. Uno es basado en la frecuencia de interrupciones momentáneas y el otro es basado en la frecuencia de eventos momentáneos. Las formulas de estos índices son:

Momentary Average Interruption Frequency Index:

Índice promedio de la frecuencia de interrupción momentánea

$$MAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones momentáneas de los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Años} \quad (A.13)$$

Momentary Event Average Interruption Frequency Index:

Índice promedio de la frecuencia de interrupción momentánea de un evento

$$MAIFI_E = \frac{\text{Número total de eventos momentáneos de los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Años} \quad (A.14)$$

MAIFI es atractivo para las empresas, debido a que puede ser calculado fácilmente desde interruptores y restauradores con recierre.

Hay dos índices de confiabilidad que corresponden a puntos en las funciones de distribución acumulativas. Estos índices tienen subíndices que definen el nivel más alto de confiabilidad que un cliente debe exceder antes de ser contado. Un índice considera a las interrupciones sostenidas y el otro considera a las interrupciones momentáneas y sostenidas:

Customers Experiencing Multiple Interruptions:

Interrupciones Múltiples que Experimentan los Clientes

$$CEMI_n = \frac{\text{Costo} * \text{experimentar más de n interrupciones}}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Año} \quad (A.15)$$



Customers Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruptions:
Múltiples Interrupciones Sostenidas y Momentáneas que Experimentan los Clientes

$$CEMSMI_n = \frac{\text{Costo * experimentar más de n interrupciones momentáneas y sostenidas combinadas}}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Año} \quad (\text{A.16})$$

CEMI_n y CEMSMI_n no son utilizados ampliamente, pero ofrecen una alternativa atractiva a SAIFI y MAIFI para empresas que buscan flexibles medidas de confiabilidad, sin incurrir en la complejidad de histogramas y probabilidades acumulativas.

A.5.2 Índices de confiabilidad basados en la carga

Uno de los parámetros importantes requerido en la evaluación de los índices orientados a la carga y energía es el de la carga promedio en cada punto de carga del bus [44].

La carga promedio L_a esta dada por

$$\begin{aligned} (a) \quad L_a &= L_p f \\ \text{Donde } L_p &= \text{carga pico demandada} \\ f &= \text{factor de carga} \\ (b) \quad L_a &= \frac{\text{Energía total demandada en el período de interés}}{\text{Período de interés}} = \frac{E_d}{t} \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

Donde E_d y t son mostrados en la curva de duración de la carga de la Figura A.1 y t es normalmente un calendario anual.

- (i) *Energy not supplied index, ENS*
Índice de energía no suministrada, ENS
 $ENS = \text{energía total no suministrada por el sistema} = \sum L_{a(i)} U_i$
Donde $L_{a(i)}$ es la carga promedio conectada al punto de carga i .
- (ii) *Average energy not supplied, AENS or average system curtailment index, ASCI.*
Índice promedio de la energía no suministrada, AENS o promedio del acortamiento del sistema, ASCI

$$AENS = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de los clientes suministrados}} = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (\text{A.18})$$



- (iii) *Average customer curtailment index, ACCI*
Índice promedio del acortamiento del cliente

$$ACCI = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de clientes afectados}} \quad (\text{A.19})$$

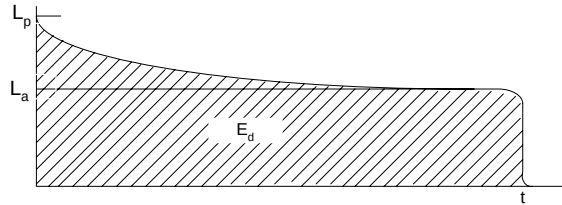


Figura A.1 Ilustración de L_p , L_a , E_d y t

Este índice difiere de AENS en la misma forma que CAIFI difiere de SAIFI. Este es un índice útil para monitorear los cambios de la energía promedio no suministrada entre un año y otro.

Los siguientes índices basados en la carga son:

Average System Interruption Frequency Index:

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema

$$ASIFI = \frac{\text{KVA conectados interrumpidos}}{\text{KVA totales conectados suministrados}} \text{ /Año} \quad (\text{A.20})$$

Average System Interruption Duration Index:

Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema

$$ASIDI = \frac{\text{KVA horas conectados interrumpidos}}{\text{KVA totales conectados suministrados}} \text{ Hora/Año} \quad (\text{A.21})$$

A.5.3 Índices de calidad de la energía

System Average RMS Variation Frequency Index:

Índice Promedio de la Variación de la Frecuencia RMS del Sistema

$$SARFI_x = \frac{\text{Sags totales de clientes debajo de } x\%}{\text{Número total de clientes suministrados}} \text{ /Año} \quad (\text{A.22})$$



System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index:

Índice Promedio de la Variación Instantánea de la Frecuencia del Sistema

$$SIARFI_x = \frac{\text{Sags totales de clientes debajo de } x\% (0.5c - 30c)}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Año} \quad (\text{A.23})$$

System Momentary Average RMS Variation Frequency Index:

Índice Promedio de la Variación Momentánea de la Frecuencia del Sistema

$$SMARFI_x = \frac{\text{Sags totales de clientes debajo de } x\% (30c - 3s)}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Año} \quad (\text{A.24})$$

System Temporary Average RMS Variation Frequency Index:

Índice Promedio de la Variación Temporal de la Frecuencia del Sistema

$$STARFI_x = \frac{\text{Sags totales de clientes debajo de } x\% (3s - 60s)}{\text{Número total de clientes suministrados}} / \text{Año} \quad (\text{A.25})$$



APÉNDICE B

CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

B.1 INTRODUCCIÓN

En este apéndice se verán las bases teóricas para el análisis de la confiabilidad. Algunos conceptos básicos de la teoría de probabilidad son discutidos como la esencia para la comprensión y desarrollo de métodos cuantitativos del análisis de la confiabilidad [81].

B.2 DEFINICIONES

Los siguientes términos son utilizados comúnmente en el análisis de la confiabilidad del sistema: Componente, falla, índice de falla, tiempo promedio entre fallas (MTBF), tiempo promedio de reparación (MTTR), sistema y otros más.

B.3 TEORÍA BÁSICA DE PROBABILIDAD

Aquí se verán algunos conceptos de la teoría de la probabilidad [82, 83]. La apreciación de estas ideas es esencial para el entendimiento y desarrollo de los métodos para el análisis de la confiabilidad.

B.3.1 Espacio de muestreo

El espacio de muestreo es el grupo de todos los resultados posibles de un fenómeno. Por ejemplo, considerar un sistema de distribución con tres conexiones, si se asume que cada conexión puede estar en operación (estado “up”) o en falla (estado “down”), el espacio de muestreo es:

$$S = (1U, 2U, 3U) (1D, 2U, 3U) (1U, 2D, 3U) (1U, 2U, 3D) \\ (1D, 2D, 3U) (1D, 2U, 3D) (1U, 2D, 3D) (1D, 2D, 3D)$$

B.3.2 Evento

En el ejemplo anterior, las descripciones (1D, 2D, 3U), (1D, 2U, 3D), (1U, 2D, 3D) y (1D, 2D, 3D) definen un acontecimiento en el cual dos o tres líneas están en estado de falla. Si se asume que es necesario un mínimo de dos líneas para que la operación del sistema sea exitosa, este grupo de estados también define la falla del sistema. El evento A es, por lo tanto, un grupo de estados del sistema, y el evento A se dice que ha ocurrido si el sistema está en un estado que sea un miembro del grupo A.



B.3.3 Probabilidad

Una manera simple y útil de mirar la probabilidad de una ocurrencia del acontecimiento es utilizando una gran cantidad de observaciones.

B.3.4 Propiedades combinatorias de las probabilidades del evento

Ciertas propiedades combinatorias de las probabilidades del acontecimiento son útiles en el análisis de la confiabilidad.

B.3.4.1 Regla para la suma de probabilidades

Dos eventos, A_1 y A_2 son mutuamente exclusivos si ellos no ocurren al mismo tiempo. Para eventos de A_1 y A_2 que no son mutuamente exclusivos (esto es, eventos que pueden ocurrir al mismo tiempo)

$$P(A_1 \cup A_2) = P(A_1) + P(A_2) - P(A_1 \cap A_2) \quad (B.1)$$

donde

$P(A_1 \cup A_2)$ es la probabilidad de que A_1 o A_2 , o ambas ocurran y

$P(A_1 \cap A_2)$ es la probabilidad de que A_1 y A_2 ocurran al mismo tiempo

Cuando A_1 y A_2 son mutuamente exclusivos, no pueden ocurrir al mismo tiempo, esto es, $P(A_1 \cap A_2) = 0$, además la ecuación (B.1) se reduce a:

$$P(A_1 \cup A_2) = P(A_1) + P(A_2) \quad (B.2)$$

B.3.4.2 Regla de multiplicación de las probabilidades

Si la probabilidad de ocurrencia de un evento A_1 es afectada por la ocurrencia de A_2 , entonces A_1 y A_2 no son eventos independientes.

La probabilidad condicional de que un evento A_1 , dado que el evento A_2 ya ocurrió, es definida por $P(A_1 | A_2)$ y

$$P(A_1 \cap A_2) = P(A_1 | A_2) P(A_2) \quad (B.3)$$

Esta fórmula es también utilizada para calcular la probabilidad condicional

$$P(A_1 | A_2) = P(A_1 \cap A_2) / P(A_2) \quad (B.4)$$

Donde, sin embargo, los eventos A_1 y A_2 son independientes, esto es la ocurrencia de A_2 no afecta a la ocurrencia de A_1 .

$$P(A_1 \cap A_2) = P(A_1) P(A_2) \quad (B.5)$$



B.3.4.3 Complementación

$\bar{A}_1$ es utilizado para definir el complemento del evento A_1 . El componente $\bar{A}_1$ es el grupo de estados que no son miembros de A_1 . Por ejemplo, si A_1 denota a los estados indicando falla en el sistema, entonces los estados que no representan falla en el sistema son $\bar{A}_1$.

$$P(\bar{A}_1) = 1 - P(A_1) \quad (B.6)$$

B.3.5 Variable aleatoria

Una variable aleatoria puede ser definida como “una cantidad que toma valores de acuerdo con las leyes probabilísticas”. Una variable aleatoria discreta toma valores discretos, mientras que una variable que toma valores de un intervalo continuo se llama “variable aleatoria continua”.

B.3.6 Función distribución de la Probabilidad

La función distribución de la probabilidad describe la variabilidad de una variable aleatoria. Para una variable aleatoria X , tomando valores x_i , la función densidad de la probabilidad es definida por:

$$P_X(x) = P(X = x) \quad (B.7)$$

La función densidad de la probabilidad para una variable discreta es también llamada “función total de la probabilidad” y tiene las siguientes propiedades:

- a) $P_X(x) = 0$ a menos que x sea uno de los valores $x_0, x_1, x_2, \dots$
- b) $0 \leq P_X(x_i) \leq 1$
- c) $\sum_i P_X(x_i) = 1$

Otra función útil es la función de distribución acumulativa. Esta es definida por:

$$F_X(x) = P(X \leq x) = \sum P_X(x_i), x_i \leq x \quad (B.8)$$

La función densidad de la probabilidad $f_X(x)$ [o simplemente $f(x)$] para una variable continua es definida:

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(y) dy \quad (B.9)$$

donde

a y b ; es el intervalo de la probabilidad.



La probabilidad correspondiente de la función distribución para una variable continua es:

$$F(x) = P(-\infty \leq X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(y)dy \quad (B.10)$$

La función $f(x)$ tiene ciertas propiedades específicas incluyendo la siguiente [84],

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1 \quad (B.11)$$

B.3.7 Esperanza

El comportamiento probabilístico de una variable aleatoria es completamente definido por la función densidad de la probabilidad. Este valor es definido por:

$$\begin{aligned} E(X) &= \sum_i x_i P_X(x_i) \text{ para una variable discreta} \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \text{ para una variable continua} \end{aligned} \quad (B.12)$$

La esperanza de X es también llamada “valor medio de X ” y tiene una especial relación con el valor promedio de X .

B.3.8 Distribución exponencial

Hay varias distribuciones especiales de la probabilidad [84]; pero una en particular interesante en el análisis de la confiabilidad es la distribución exponencial, teniendo la función densidad de la probabilidad:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad (B.13)$$

Donde λ es una constante positiva. El valor medio de la variable aleatoria X , con distribución exponencial es:

$$d = \int_0^{\infty} x \lambda e^{-\lambda x} dx = \frac{1}{\lambda} \quad (B.14)$$

También la distribución de la probabilidad es:

$$F(x) = \int_0^x \lambda e^{-\lambda y} dy = 1 - e^{-\lambda x} \quad (B.15)$$



B.4 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Los valores numéricos para las medidas de la confiabilidad se pueden obtener por métodos analíticos o con la simulación digital. El método de estado permanente es muy general pero llega a ser incómodo para los sistemas relativamente grandes. El método de la reducción de la red es aplicable cuando el sistema consiste de subsistemas en serie y paralelos. El método de corte está llegando a ser cada vez más popular en el análisis de la confiabilidad de las redes de transmisión y distribución [81].

B.4.1 Método de cortes mínimos

El método de cortes mínimos puede ser aplicado a los sistemas con simples configuraciones así como con configuraciones complejas y es una técnica muy conveniente para el análisis de la confiabilidad de los sistemas de distribución. Un corte es "un grupo de componentes cuyas fallas causarán que el sistema falle," y un corte mínimo no tiene ningún subconjunto propio de componentes, cuyas fallas causarían que el sistema falle. Los componentes de un corte mínimo están en paralelo si todos ellos fallan en orden causando falla en el sistema y varios cortes en serie como cualquier corte mínimo pueden causar la falla del sistema.

Una vez que sea obtenido el corte mínimo, las medidas de confiabilidad se pueden obtener por el uso de formulas [85, 86], asumiendo la independencia del componente y denotando la probabilidad de falla de los componentes en el corte C_1 por $P(\overline{C}_i)$.

B.4.2 Método de estado permanente

El método de estado permanente puede ser utilizado cuando los componentes son independientes así como para los sistemas que implican modos dependientes de falla y de reparación. Los diversos pasos de esta aproximación se ilustran utilizando un ejemplo simple de un componente en serie con dos componentes paralelos, como es mostrado en la siguiente Figura B.1.

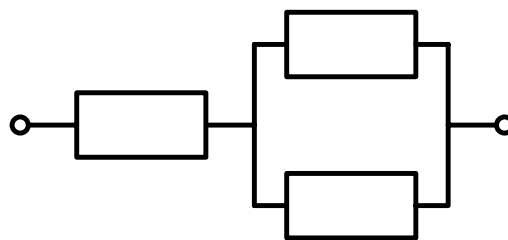


Figura B.1 Un componente en serie con dos componentes en paralelo



a) Enumerar los estados posibles del sistema. Si se asume que cada componente puede estar en el estado arriba o de funcionamiento (U) o en el estado abajo o falla (D) y que los componentes son independientes, hay ocho estados posibles del sistema. Se numeran estos estados de 1 a 8 en la Figura B.2, y la descripción de los estados de los componentes se indica en cada estado del sistema.

b) Determinar los índices de transición entre estados. El índice de transición de s_i (es decir, estado i) a s_j es el índice del sistema que pasa de s_i a s_j . Por ejemplo, en la Figura B.2 el sistema puede transitar desde s_1 a s_2 de la falla del componente 1 y la reparación del componente 1, pondrá al sistema nuevamente dentro de s_1 . Por lo tanto, el índice de transición de s_1 a s_2 es λ_1 y el índice de transición de s_1 a s_2 es μ_1 .

c) Determinar las probabilidades de estado. Cuando los componentes se pueden asumir independientes, las probabilidades de estado se pueden encontrar por la regla del producto según lo indicado en la ecuación (B.5). Donde, sin embargo, está implicada la dependencia estadística, y necesita solucionarse un sistema de ecuaciones simultáneas para obtener las probabilidades de estado [84].

Aquí se discute solamente el caso independiente y para esto, se dice que la probabilidad de estar en el estado 2 se puede determinar por:

$$P_2 = P_{1d}P_{2u}P_{3u} \quad (B.16)$$

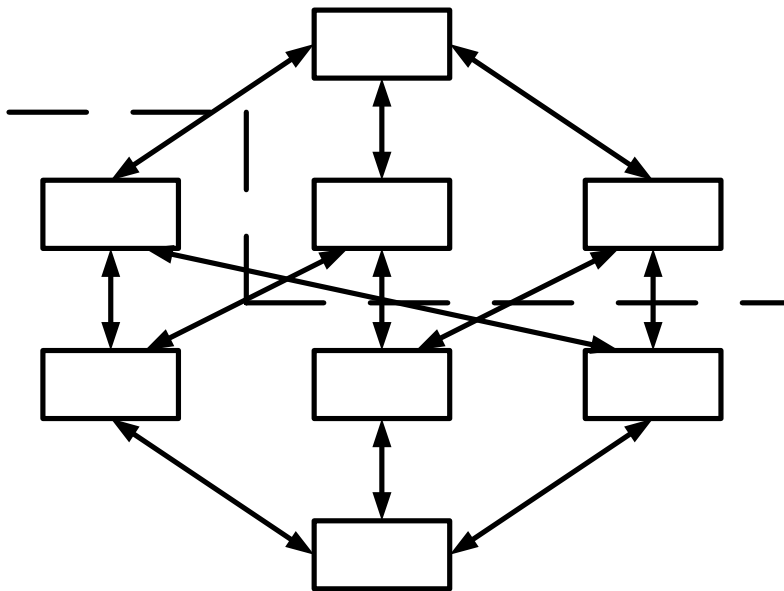


Figura B.2 Diagrama de transición de estado para el sistema en la Figura B.1



donde

P_{iu} es la probabilidad del componente i estando en “up”, estado de operación

$$= \frac{d_i}{(d_i + r_i)} \quad (B.17)$$

$$= \frac{\mu_i}{(\lambda_i + \mu_i)} \quad (B.18)$$

y

P_{id} es la probabilidad del componente i estando en “down”, estado de falla

$$= \frac{r_i}{(d_i + r_i)} \quad (B.19)$$

$$= \frac{\lambda_i}{(\lambda_i + \mu_i)} \quad (B.20)$$

d) Determinar las medidas de confiabilidad. Se identifican los estados que contribuyen a la falla, o al éxito, o cualquier otro acontecimiento de interés. Para el sistema mostrado en la Figura B.1, si los acoplamientos 2 y 3 son completamente redundantes, la falla del sistema puede ocurrir si el componente 1, o los componentes 2 y 3, o si todos los componentes fallan.

B.4.3 Método de reducción de la red

El método de reducción de la red es útil para los sistemas que consisten de subsistemas en series y paralelos. Este método consiste en el reducir sucesivamente las estructuras en serie y paralelo por componentes equivalentes. El conocimiento de las formulas para la reducción en serie y paralelo es esencial para el uso de esta técnica.

B.4.4 Sistemas en serie

Los componentes están en serie cuando la falla de cualquier componente causa una falla en el sistema. Debe observarse que los componentes no tienen que ser conectados físicamente en serie, es el efecto de la falla que es importante.

B.4.4.1 Componentes independientes

Para el sistema de componentes independientes en serie, el componente equivalente al índice de falla y de reparación esta dado por:



$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (B.21)$$

y

$$\mu_s = \lambda_s / \left(\prod_{i=1}^n (1 + \lambda_i / \mu_i) - 1 \right) \quad (B.22)$$

Donde λ_s y μ_s son el equivalente del índice de falla y reparación del sistema en serie y $\prod_{i=1}^n$ denota el producto de los valores de 1 hasta n (siendo n el número de componentes)

Asumiendo que λ_i es mucho mas pequeño que μ_i (en otras palabras, significa que el MTBF es mucho más grande que el MTTR), pueden descuidarse las cantidades que implican los productos de λ_i . La ecuación B.21 se reduce a:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \sum_{i=1}^n \frac{r_i \lambda_i}{\lambda_s} \quad (B.23)$$

B.4.4.2 Componentes que implican dependencia

Cuando se asume que después de la falla del sistema no fallarán más componentes, los parámetros equivalentes de falla y de reparación son:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad y \quad r_s = \sum_{i=1}^n \frac{r_i \lambda_i}{\lambda_s} \quad (B.24)$$

Eso se puede ver en las ecuaciones (B.22) y (B.23), para que el MTBF del componente sea mucho más grande que MTTR, el r_s para los casos dependientes e independientes debe ser prácticamente igual.

B.4.5 Sistemas en paralelo

Dos componentes se consideran en paralelo cuando cualquiera puede asegurar el éxito del sistema. Los índices equivalentes de los índices de falla y de reparación de un sistema en paralelo de dos componentes esta dado por:



$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (\text{B.25})$$

y

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (\text{B.26})$$

Si $\lambda_1 r_1$ y $\lambda_2 r_2$ son mucho más pequeños que 1, entonces la ecuación (B.24) puede ser escrita como:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (\text{B.27})$$



APÉNDICE C

DESCRIPCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

C.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se dará una descripción de las redes de distribución, explicando los sistemas que la componen, así como las configuraciones de las líneas de alimentación, los componentes que las constituyen y sus configuraciones típicas, solo por mencionar algunos. Es de gran importancia la comprensión de estos temas para lograr el mejoramiento de la confiabilidad en la red de distribución.

C.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN

Desde que los sistemas de distribución cuentan por arriba del 90% de todos los problemas de confiabilidad dirigidos a los clientes, el mejorar la confiabilidad en sistemas de distribución, es la llave para mejorar la confiabilidad del cliente [2, 30, 67, 87]. Para hacer efectivo el mejoramiento, es necesaria una comprensión básica de las funciones del sistema de distribución, subsistemas, equipo y operación.

La electricidad generada y entregada a los clientes a través de sistemas de generación, transmisión y de distribución, constituye uno de los mercados de consumo más grandes del mundo. Los números varían para cada empresa individual, pero el costo de electricidad es aproximadamente de 50% en combustible, 20% en generación, 5% en transmisión y 25% en distribución.

En el contexto de confiabilidad, la generación, transmisión y distribución son referidas como zonas funcionales [88]. Cada zona funcional se compone de varios subsistemas. La zona de generación consiste de plantas generadoras de energía y de subestaciones. La zona de transmisión consiste de líneas de transmisión, estaciones de switcheo, subestaciones y sistemas de subtransmisión. Los sistemas de distribución consisten de subestaciones de distribución, sistemas de distribución primarios, transformadores de distribución y sistemas de distribución secundarios [21]. Un dibujo de un sistema con sus subsistemas es mostrado en la Figura C.1.

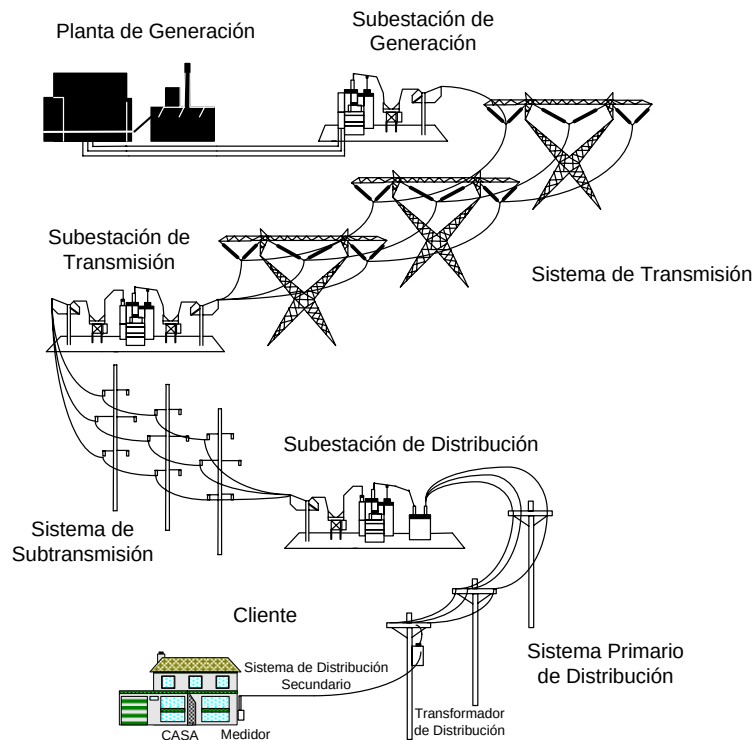


Figura C.1. Sistema eléctrico con sus subsistemas

Subsistemas de Distribución

Subestaciones de Distribución. Son nodos de terminación y reconfiguración de líneas de subtransmisión más transformadores que disminuyen el voltaje, a niveles de distribución primaria.

Sistemas de Distribución Primarios. Entregan energía de subestaciones de distribución a transformadores de distribución. Los rangos de voltaje son de 4.16 KV a 34.5 KV, siendo la clase más común de 15 KV (12.47 KV, 13.8 KV)

Sistemas de Distribución Secundarios. Entregan energía de los transformadores de distribución a entradas de servicio a clientes. Los voltajes son típicamente 120/240V fase simple, 120/208 tres fases o 277/480 tres fases.

C.2.1 Subestaciones de distribución

El sistema de distribución comienza en las subestaciones. Un diagrama de una simple subestación de distribución es mostrado en la Figura C.2. La fuente de energía de la subestación es una simple línea aérea de subtransmisión que entra desde la izquierda y termina en un punto de la estructura. La línea es conectada a una cuchilla de desconexión, montada en la misma estructura, visiblemente capaz de aislar a la subestación desde la línea de subtransmisión. La electricidad es encaminada desde la cuchilla a un transformador de



voltaje, y de un transformador de corriente a un interruptor. Este interruptor protege al transformador de energía que disminuye el voltaje a niveles de distribución. Los componentes de alto voltaje están en “el lado de alta” o “lado primario” de la subestación.

El lado de voltaje medio del transformador es conectado a un interruptor secundario. Si ocurre una falla en el transformador, se abrirá el interruptor primario y secundario para aislar al transformador del resto del sistema. El segundo interruptor es conectado al bus secundario que suministra energía a cuatro interruptores de los alimentadores. Estos interruptores son conectados a cables que salen de la subestación en un tubo subterráneo llamado “salida del alimentador”. Los componentes de voltaje medio están localizados en “el lado de baja” o “lado secundario” de la subestación. Confusamente, los componentes secundarios de la subestación suministran energía a los sistemas de distribución primarios.

La subestación en la Figura C.2 puede ocasionar problemas en la confiabilidad debido a su configuración simple. Si cualquier componente importante falla o es tomado fuera de servicio, no habrá trayectoria eléctrica de la fuente de subtransmisión al bus secundario y todos los alimentadores serán des-energizados. Consecuentemente, muchas subestaciones de distribución son diseñadas con redundancia, permitiendo que una porción de los alimentadores permanezcan energizados si cualquier componente importante falla o es tomado fuera de servicio por mantenimiento.

La Figura C.3 muestra a la izquierda una subestación común y una subestación más complicada (y confiable) a la derecha (“n.o.”, se refiere a la cuchilla normalmente abierta). La subestación a la izquierda es algunas veces referida como una “estación H” o un diseño “transmisión por lazo”. Esta es capaz de proveer a ambos buses secundarios después de la pérdida de cualquier línea de transmisión o de cualquier transformador.

Las fallas sin embargo, causarán que uno de los dos buses secundarios sea des-energizado hasta que se realice una operación de desconexión. La subestación a la derecha incrementa la confiabilidad teniendo una línea de transmisión adicional, un transformador energizado de repuesto, un anillo de protección en el bus primario, cuchillas desconectoras operadas por un motor y un bus de transferencia secundario.

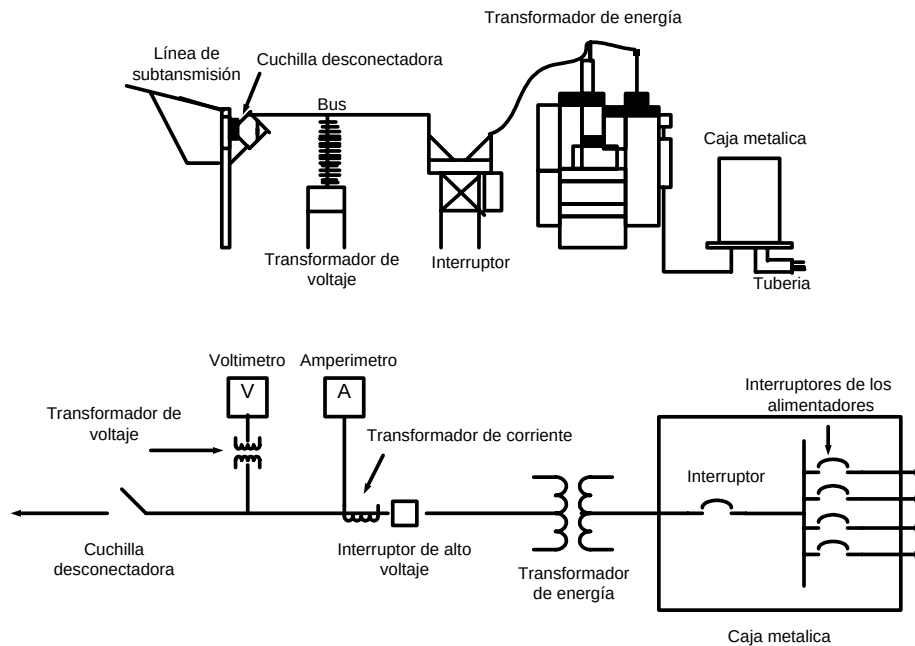


Figura C.2 Diagrama de una línea simple que ilustra a los componentes básicos de una subestación de distribución. Esta subestación tiene una fuente, un transformador y cuatro alimentadores

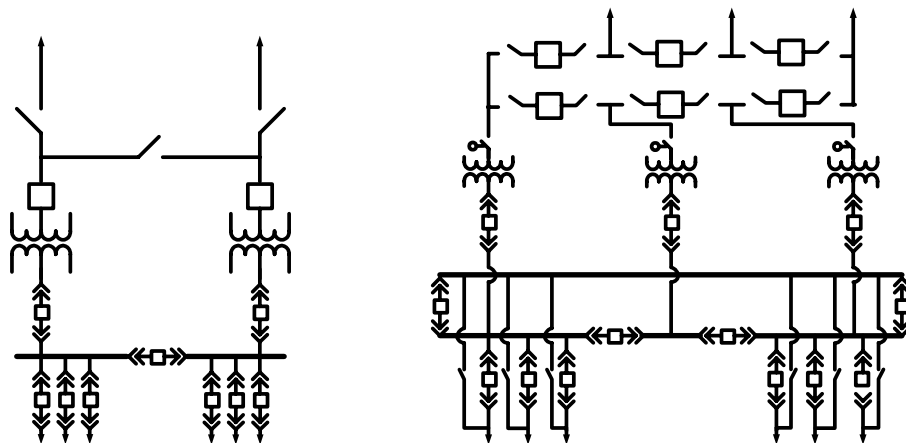


Figura C.3 La subestación de la izquierda es un diseño típico con dos líneas de subtransmisión y dos transformadores. La subestación de la derecha es un diseño muy confiable con un anillo en el bus primario, cuchillas operadas por un motor, un transformador energizado de repuesto y un bus de transferencia secundario

Muchos diferentes tipos de componentes deben ser interconectados para formar una subestación de distribución. Entender estos componentes, es el primer paso en el entendimiento de la confiabilidad de la subestación. A continuación se dará una breve descripción de los componentes importantes de una subestación [2, 21, 30].



C.2.1.1 Componentes de una subestación

Cuchillas desconectadoras de alto voltaje - Son dispositivos usados para aislar visiblemente partes de una subestación durante periodos de mantenimiento o reparación. Pueden también ser usados para reconfigurar las conexiones entre líneas de subtransmisión y / o transformadores de energía. Las cuchillas también se clasifican en las que abren con carga y las que no abren con carga. Las que abren con carga pueden abrir y cerrar con la corriente normal de carga que fluye por ellos. Los interruptores que no abren con carga pueden solo abrir y cerrar si no hay corriente. Las cuchillas desconectadoras no son capaces de interrumpir corrientes de falla.

Bus de alto voltaje – Es un conductor rígido para interconectar el equipo primario. Un bus de alto voltaje debe apoyarse mecánicamente para soportar las fuerzas mecánicas causadas por las altas corrientes de falla.

Interruptor de alto voltaje – Son los dispositivos que pueden interrumpir la corriente de falla [23]. Su clasificación es basada en rangos continuos, rangos de interrupción, medio de aislamiento y potencial. Los rangos continuos es la corriente continua que puede fluir a través del dispositivo sin recalentarlo (típicamente desde 1200 A hasta 5000 A). El rango de interrupción es la cantidad más grande de corriente de falla que puede ser interrumpida (es decir 50 KA o 64 KA). El medio de aislamiento más común es el aceite, SF6 (gas hexafluoruro de sulfuro) y en vacío.

Circuito con interruptores – Es la combinación de dispositivos que consiste de una cuchilla desconectadora visible y de un interruptor. Típicamente no tienen un rango de alta interrupción de corto circuito, pero ocupan menos espacio y el costo es menor que gastar por separado en una cuchilla y un interruptor. Estos circuitos son usualmente utilizados en áreas rurales u otras partes del sistema donde la corriente de falla es baja.

Transformadores de voltaje y de corriente – Estos dispositivos disminuyen los altos voltajes y las altas corrientes a niveles utilizables para aparatos de medición y relevadores. Los transformadores de voltaje y corriente son referidos como TP's y TC's respectivamente.

Transformadores de energía – Son dispositivos que disminuyen los voltajes de transmisión y subtransmisión a voltajes de distribución. La relación de las bobinas primarias con las bobinas secundarias determina la reducción del voltaje. Esta relación puede ser ajustada hacia arriba o abajo con el TAP situado en las bobinas primarias y/o secundarias. Un TAP sin carga puede ser ajustado cuando el transformador es desenergizado, mientras un TAP con carga (LTC) puede ser ajustado bajo una corriente de carga. Los transformadores de energía son caracterizados por un rango de base MVA. Los transformadores de energía también son caracterizados por una impedancia expresada como un porcentaje de los rangos de base.



Autotransformadores – Son transformadores de energía con conexiones eléctricas entre las bobinas primarias y secundarias. Los autotransformadores son caracterizados por bajos costos y baja impedancia. Debido a las bajas impedancias, los autotransformadores son sujetos a altas corrientes de falla y tienden a fallar más frecuentemente a comparación de los transformadores de energía estándar.

Dispositivos de distribución de medio voltaje – Se refieren a cuchillas, interruptores y una línea de alimentación interconectada, localizados en dirección hacia abajo de los transformadores de energía [23]. Estos dispositivos pueden ser situados libremente, pero son frecuentemente encerrados en gabinetes a la intemperie llamados “dispositivos de metal revestidos”. Los interruptores en estos gabinetes son típicamente montados sobre ruedas y pueden ser removidos rodándolos hacia fuera de su compartimiento.

Relevadores de protección – Estos dispositivos reciben información acerca del sistema y mandan señales a los circuitos con interruptores para abrir y cerrar cuando sea apropiado [34, 35]. Los viejos relevadores están basados en principios mecánicos, mientras que los más modernos están basados en electrónica digital [23].

Los relevadores de sobrecorriente mandan una señal cuando son censadas altas corrientes (típicamente causadas por fallas). Los relevadores instantáneos mandan esta señal sin ningún retraso. Los relevadores envían una señal que puede ser retrasada mientras las corrientes son más bajas, permitiendo que los interruptores automáticos se han coordinados en serie.

Los relevadores diferenciales envían una señal si la corriente que fluye en una zona no es igual a la corriente que fluye fuera de la zona. Las aplicaciones comunes incluyen la protección del transformador y la protección del bus.

Los relevadores con recierre activan a los interruptores para cerrar después de liberar una falla, esperando que la falla haya sido liberada. El recierre típicamente ocurrirá varias veces con el aumento de retrasos. Si la falla no es liberada después del último recierre, el interruptor se abre por completo.

Automatización de la subestación – Este término se refiere a la supervisión de control y adquisición de datos (SCADA) del equipo localizado en la subestación de distribución [22]. Típicamente, la automatización de la subestación permite monitorear a los transformadores y alimentadores, abrir y cerrar de manera remota a los interruptores automáticos del circuito. La subestación puede también servir como puente de comunicación al equipo automatizado situado en los alimentadores.

Subestaciones aisladas con gas – Son las subestaciones que incluyen una línea de alimentación de alto voltaje, cuchillas e interruptores en contenedores llenos de gas SF₆. Estas subestaciones protegen al equipo de muchas causas de falla.



Subestaciones móviles - Son subestaciones que tienen un interruptor primario o un fusible, un transformador y caja metálica secundaria en un trailer. Esta subestación es utilizada para remplazar temporalmente a subestaciones permanentes en eventos severos, tales como la pérdida múltiple de transformadores de energía.

C.2.1.2 Configuraciones de las líneas de alimentación

La capacidad de las líneas de subtransmisión y de los transformadores de energía para ser conectados eléctricamente, es determinada por la conexión de la línea de alimentación, cuchillas, interruptores y fusibles. Estos componentes juntos determinan la configuración de la línea de alimentación. La configuración de la línea de alimentación es un aspecto importante en la confiabilidad de la subestación, en la flexibilidad operacional y en costos.

Existe un número infinito de posibilidades para las configuraciones de la subestación. Las seis más comunes son las mostradas en la Figura C.4 [21, 89].

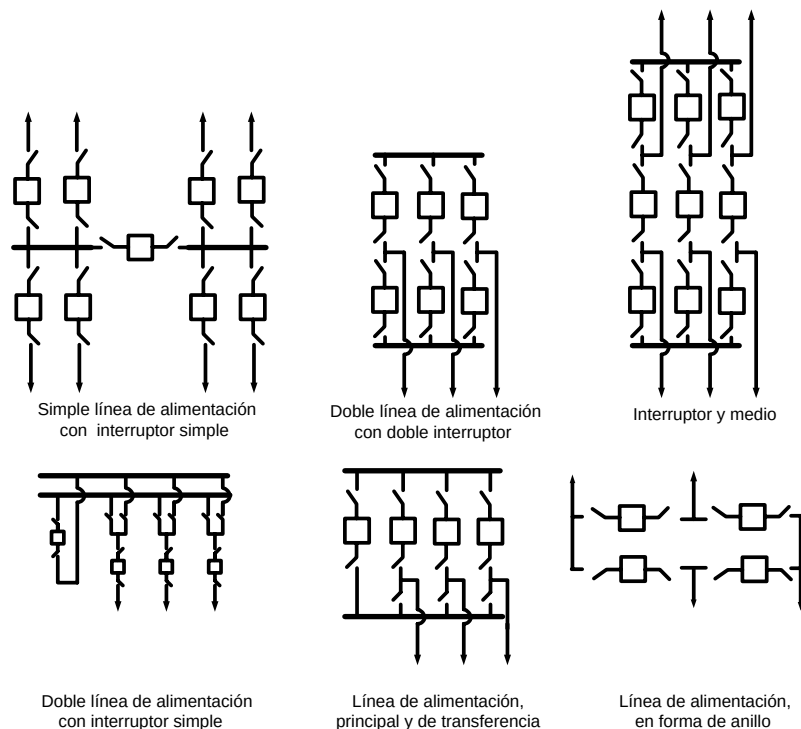


Figura C.4 Configuraciones típicas de la línea de alimentación de la subestación. Las flechas están conectadas a líneas de subtransmisión o transformadores de energía

Línea de alimentación simple con interruptor simple – Todas las conexiones terminan en una línea de alimentación común. Son bajos en costo, pero deben ser completamente des-energizados para el mantenimiento, desde la línea de alimentación hasta las fallas de la línea. Para mejorar la confiabilidad, la línea de alimentación es frecuentemente compartida y conectada por un interruptor o una cuchilla desconectadora.



Línea de alimentación principal y de transferencia – Una línea de alimentación de transferencia es conectada a una línea de alimentación principal por medio de un interruptor de unión. Los circuitos son conectados normalmente a la línea de alimentación principal, pero pueden ser maniobrados a la línea de alimentación de transferencia usando cuchillas seccionadoras.

Doble línea de alimentación con interruptor simple – Utiliza un interruptor por el circuito que puede conectarse a cualquier línea de alimentación. Un interruptor de unión entre las líneas (principal y de transferencia), permite a los circuitos ser transferidos sin llegar a ser des-energizados.

Doble línea de alimentación con doble interruptor – Cada circuito es conectado a dos líneas de alimentación a través de interruptores. El uso de dos interruptores por circuito hace que esta configuración sea confiable, flexible y costosa.

Interruptor y medio - Utiliza las conexiones de tres series de interruptores entre dos líneas de alimentación. Desde que los dos circuitos son conectados en cada pata, se requiere de 1.5 interruptores para cada circuito. Esta configuración es más costosa que las otras opciones (excepto por la de doble línea de alimentación, doble interruptor), pero proporciona una alta confiabilidad, capacidad de mantenimiento y flexibilidad.

Línea de alimentación en forma de anillo – En este arreglo los interruptores están en un lazo cerrado con los circuitos colocados entre los interruptores. Desde que se requiere un interruptor por circuito, la línea de alimentación tipo anillo es económica mientras proporciona un alto nivel de confiabilidad.

C.2.2 Sistemas primarios de distribución

Los sistemas primarios de distribución consisten de alimentadores que entregan energía desde subestaciones de distribución a transformadores de distribución. Un alimentador comienza con un interruptor en el alimentador de la subestación de distribución.

Muchos alimentadores salen de la subestación en un ducto de concreto y son encaminados a un poste cercano. En este punto el cable subterráneo se transiciona a una sección principal trifásica aérea. La sección principal es encaminada alrededor del alimentador de servicio territorial y puede conectarse a otros alimentadores por medio de puntos de unión normalmente abiertos. La sección principal subterránea es también común en áreas urbanas.

Los TAP's laterales fuera de la sección principal son utilizados para cubrir a la mayoría de los alimentadores de servicio por territorio. Estos TAP's son típicamente 1Ø, pero también son 2Ø ó 3Ø. Los laterales pueden ser conectados directamente a una sección principal, pero son más comúnmente protegidos por un fusible, restauradores o seccionadores automáticos. Los laterales aéreos usan transformadores montados en postes para servir a los clientes y los laterales subterráneos utilizan transformadores cubiertos.

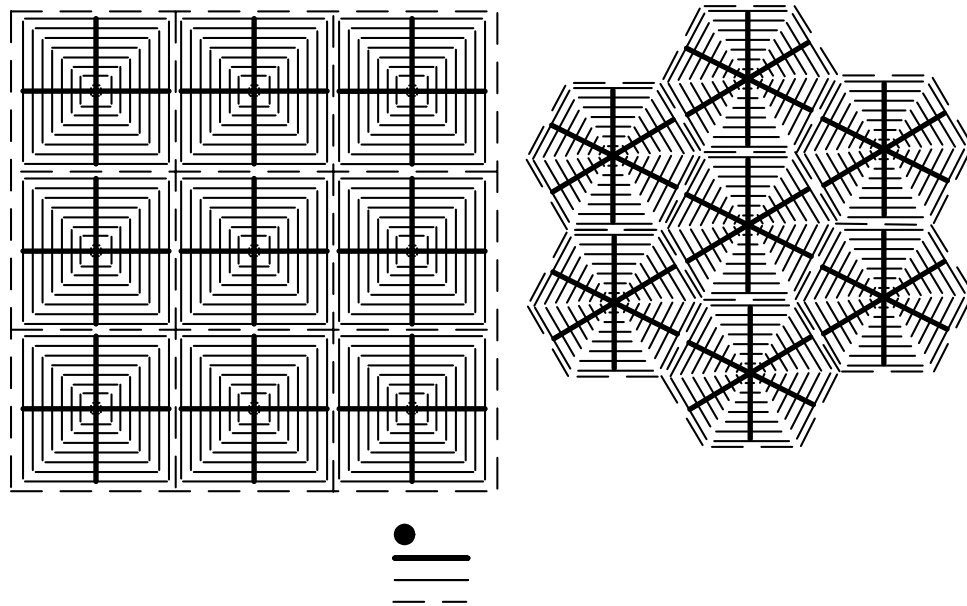


Figura C.5 Subestaciones que suministran a un número de alimentadores para cubrir su servicio por territorio

Las rutas de los alimentadores deben pasar cerca del cliente. Para lograr esto, cada subestación utiliza varios alimentadores para cubrir un servicio por territorio asignado. La Figura C.5 muestra lo antes mencionado con el servicio de territorio cuadrado (izquierda) y cuatro alimentadores por subestación [89, 90], un territorio hexagonal (derecha) y seis alimentadores por subestación [90]. En el mayor de los casos, las rutas de los alimentadores y los servicios por territorios de la subestación se desarrollan con tiempo, se traslapan y no se categorizan fácilmente en configuraciones geométricas simples.

C.2.2.1 Componentes de alimentadores aéreos

Los alimentadores consisten de muchos tipos de componentes - todos juegan un papel interconectado en la confiabilidad en distribución. Aquí se dará una breve descripción de los componentes importantes [21, 91].

Los componentes de los alimentadores pueden ser ampliamente categorizados en aéreos y subterráneos. El equipo del aéreo es menos costoso, como su instalación y su mantenimiento, pero esta más expuesto a mal tiempo en la intemperie y tiene características estéticas pobres.

Postes - Los postes soportan el equipo de distribución aéreo y son una parte importante para todos los sistemas aéreos. Los postes más utilizados son de madera, pero también son utilizados los de concreto y acero.

Líneas aéreas – son alambres que transportan corriente de carga en un sistema aéreo. Sus clasificaciones son por aislamiento, tamaño, material, e impedancia [2].



Las líneas sin aislamiento son llamados cables desnudos y todas las demás líneas son referidas como conductores aislados.

Cuchillas seccionadoras – Dispositivos que pueden abrir y cerrar para reconfigurar un sistema primario de distribución. De manera similar a las cuchillas de una subestación, las cuchillas seccionadoras son clasificadas en: cuchillas que abren con carga o sin carga [2].

Fusibles de corte – Los fusibles de corte son contenedores que llevan a cabo un acoplamiento de la expulsión del fusible [23]. Puesto que la expulsión de los fusibles no puede interrumpir altas corrientes de falla, los fusibles de corte se pueden colocar con un fusible de reserva de corriente limitada. Los fusibles de corriente limitada liberan y reducen la energía de una falla [23].

Restauradores – Son dispositivos autónomos de protección con capacidad de interrupción de falla y recierre automático [23]. La capacidad de interrupción es más baja que para un interruptor, y los lugares donde típicamente se utilizan, están lejos de las subestaciones donde la corriente de falla es más baja. La mayoría de los restauradores utilizan una o dos operaciones instantáneas que liberan a la falla sin ningún retraso de tiempo. Esto permite liberar las fallas temporales en los laterales. Si persiste la falla, las operaciones de tiempo retardado permiten que los dispositivos de sobrecorriente funcionen de una manera coordinada. Los restauradores típicamente utilizan un intervalo corto de recierre seguido por varios intervalos más largos. Una secuencia típica de recierre se muestra en la Figura C.6.

Históricamente, los restauradores han sido utilizados en áreas donde la corriente de falla es muy baja para proteger al interruptor del alimentador.

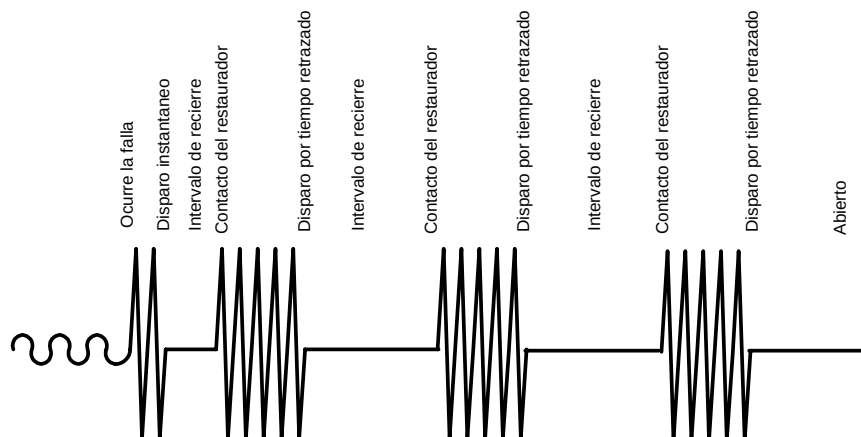


Figura C.6 Secuencia típica de recierre en un restaurador. Después de que ocurre la falla, un relevador instantáneo libera la falla sin ningún retardo de tiempo. Después de un intervalo corto, se cierran sus contactos para ver si la falla ha sido liberada. Si no es así, un tiempo de retardo ocurrirá a menos de que el dispositivo opere primero. Si la falla aun persiste después de varios intervalos largos de recierre, el restaurador se abre permanentemente.



Seccionadores – Son dispositivos de protección utilizados en conjunto con restauradores para aislar automáticamente secciones de alimentadores fallados. Los seccionadores no tienen la capacidad de interrumpir la falla. Sin embrago, cuentan las veces que ha ocurrido una corriente de falla y abren después de que se alcanza una cuenta específica.

Capacitores – Son dispositivos utilizados para proveer corriente reactiva, con el fin de contrarrestar las cargas inductivas tales como son los motores. La aplicación correcta de los capacitores reduce pérdidas, mejoran la regulación del voltaje y permite a un sistema de distribución entregar un incremento de Kilovatios.

Reguladores de voltaje – Los transformadores con TAP (con carga) son utilizados en los alimentadores para soportar el voltaje. Estos están siendo menos comunes como el uso de voltajes más altos, alambres largos, mientras que los capacitores están siendo más utilizados.

Transformadores montados en los postes – Disminuyen el voltaje a niveles de utilización y son caracterizados por el voltaje y rangos en KVA. Desde que los típicos transformadores de distribución solo experimentan la carga máxima varias horas al año, muchas empresas no los remplazan hasta que la carga máxima excede el 200% del índice KVA. Ellos pueden ser de una fase o tres, y puede ser convencional o protegido completamente por él mismo (CSP). Los transformadores convencionales requieren separar la protección de la sobrecorriente y la protección contra rayos. Los transformadores CSP dan protección para voltajes excesivos con apartarrayos primarios y proporcionan protección de sobrecorriente con un interruptor secundario [89].

Protección contra rayos – Se refiere a la protección transitoria del voltaje logrado con los apartarrayos y el alambre estático aterrizado. Los apartarrayos son resistores no lineales que tienen una alta impedancia en voltajes normales e impedancias cercanas a cero en altos voltajes. Si la impedancia a tierra es muy grande, una gran corriente fluye a tierra y puede causar una elevación de potencial a tierra dando por resultado un flameo.

Automatización del alimentador – Se refiere a SCADA y dispositivos controlados localmente en los alimentadores. Esto incluye indicadores de falla en el circuito (FCIs), unidad terminal remota (RTUs), dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), lectura de medición automática (AMR), control del capacitor, reconfiguración automática y muchas otras funciones [22]. En el contexto de la confiabilidad en distribución, la automatización del alimentador se refiere a las cuchillas que pueden abrir y cerrar automáticamente después de que ocurre una falla.

C.2.2.2 Configuraciones típicas

El sistema de distribución más común consiste de un alimentador independiente con cada cliente conectado a un solo alimentador. Puesto que no hay interconexiones en el alimentador, una falla interrumpirá a todos los clientes, en un sentido descendente hasta que la falla sea reparada. Esta configuración se llama sistema radial y es común para las áreas rurales de baja densidad, donde los sistemas más complejos tienen un costo prohibitivo.



Una configuración levemente más común conecta dos alimentadores en sus puntos extremos, con una cuchilla de unión normalmente abierta. Este lazo primario aumenta la confiabilidad permitiendo que reciban energía los clientes en dirección hacia abajo de una falla, abriendo una cuchilla dirección hacia arriba y cerrando la cuchilla de unión. Los únicos clientes que no pueden ser restaurados están en la sección switchable donde ocurrió la falla.

Muchos sistemas de distribución tienen múltiples cuchillas de unión entre los alimentadores. El beneficio de la confiabilidad es similar al lazo primario con una mayor flexibilidad de switcheo.

Ciertos clientes requieren de una mayor confiabilidad de la que le pueda proveer un solo alimentador. El servicio primario conecta a cada cliente con un alimentador preferido y un alimentador alternativo. Si el alimentador preferido se des-energiza, una cuchilla de transferencia desconecta el alimentador preferido y conecta el alimentador alternativo. El servicio secundario alcanza resultados similares, usando las cuchillas en voltajes secundarios en lugar de los voltajes primarios. Con el servicio secundario, cada transformador de distribución debe ser capaz de proveer la carga entera para beneficios máximos de confiabilidad.

Las redes de punto (spot networks) se utilizan para el cliente con los requisitos más altos de confiabilidad. Esta configuración conecta dos o más transformadores en paralelo para energizar la línea de alimentación secundaria. Para prevenir que energía inversa atraviese el transformador, las protecciones especiales de la red son utilizadas con los relevadores inversos. Las redes de punto permiten que ocurran fallas en los componentes múltiples sin ningún impacto sensible en los clientes. Son comunes en distritos centrales del negocio y áreas de alta densidad y se están aplicando con frecuencia en las áreas periféricas para los grandes servicios comerciales [36].

C.2.3 Sistemas secundarios de distribución

A continuación se dará una breve descripción de los sistemas secundarios y servicios pequeños, en los sistemas de distribución [21].

C.2.3.1 Secundario principal y servicios pequeños

Los clientes están conectados al sistema de distribución por medio de servicios pequeños. Los clientes que están cerca de un transformador de distribución pueden tener servicios pequeños, si están conectados directamente con el transformador secundario. Otros clientes son alimentados por medio de un secundario principal, por medio de conexiones al servicio pequeño. Estos dos tipos de conexiones de servicio se muestran en la Figura C.7.

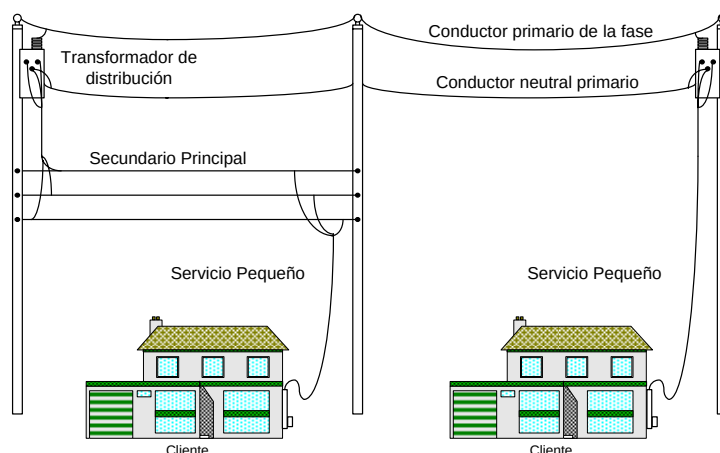


Figura C.7 Los clientes cerca de los transformadores pueden ser alimentados directamente desde un servicio pequeño (derecha). Otros clientes son alimentados por medio de una conexión a los servicios pequeños a través del secundario principal (izquierda)

Los sistemas que utilizan secundarios principales son caracterizados por un número pequeño de grandes transformadores de distribución, en lugar de una gran cantidad de pequeños transformadores de distribución. Esto puede ser rentable para áreas con baja densidad de carga y/o un tamaño de porción grande, pero incrementa las pérdidas óhmicas y resultan caídas de voltaje más altas. La exposición creciente de la línea tiende a reducir la confiabilidad mientras pocos transformadores tienden a aumentarla.

Muchos sistemas subterráneos se conectan a los servicios pequeños directamente con los transformadores de distribución y no utilizan secundarios principales.

C.2.3.2 Redes secundarias

La primera red secundaria de CA fue instalada en los estados unidos en 1922 [92]. Debido a su excepcional alta confiabilidad, la mayoría de las ciudades de los Estados Unidos siguieron el ejemplo y construyeron redes secundarias en sus distritos centrales de negocios. Estos sistemas suministran a los clientes de una red secundaria interconectada, que es encaminada debajo de las calles en conductos de bancos, cámaras acorazadas y bocas de acceso. La red secundaria es energizada por lo menos por dos alimentadores primarios que suministran a muchos transformadores distribuidos a través de la red. Una representación conceptual de una red secundaria se demuestra en la Figura C.8 [21, 89].

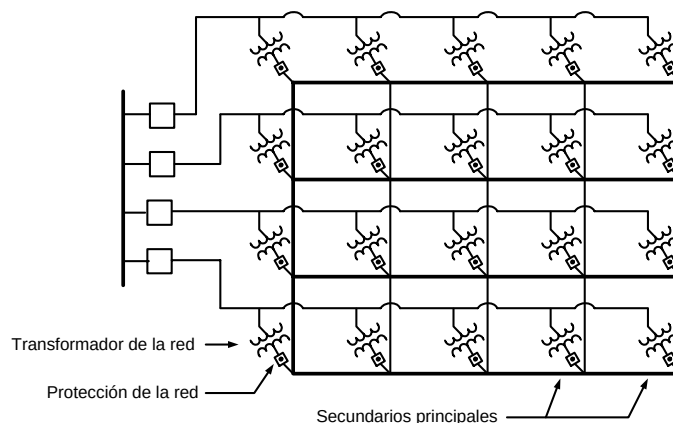


Figura C.8 Redes secundarias suministradas por un gran número de transformadores. La pérdida de cualquier transformador no interrumpirá el servicio a los clientes.

Desde que una red secundaria es suministrada por muchos transformadores en paralelo, la pérdida de cualquier transformador no causará ninguna interrupción sensible a los clientes. La mayoría de las redes pueden soportar la pérdida de un alimentador completo sin interrumpir a los clientes.

Las redes secundarias, como las redes de punto, requieren de más protección sofisticada a comparación de los sistemas de operación radial. Cada transformador tiene una protección en su secundario. Este dispositivo utiliza relevadores de energía para abrir un interruptor de aire cuando el sistema secundario está alimentando una falla primaria. Las protecciones pueden también cerrarse automáticamente cuando el alimentador es energizado de nuevo.

Las protecciones de la red no están previstas para proteger fallas secundarias. Las fallas que ocurren en un secundario principal persisten hasta que se queman (dando por resultado un circuito abierto). Este proceso es confiable para las redes de 120/280 V, debido a que los arcos eléctricos no pueden sostenerse en esta baja tensión. Las fallas persisten mucho más a menudo en redes de 277/480 V [93]. Para resolver este problema, son comúnmente instalados limitadores de corriente (pequeños acoplamientos de cobre del fusible) en todas las ensambladuras de la red secundaria para sistemas de 277/480 V [94].



APÉNDICE D

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DIGITAL

D.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se describe el programa digital y en la sección D.2 se explica como introducir los datos para ser ejecutado.

El programa digital cuenta con un programa principal llamado “BERN” donde se lleva a cabo la localización óptima de dispositivos de seccionamiento para la planeación de sistemas de distribución radial. El programa está escrito en lenguaje FORTRAN.

El programa llamado “BERN” se compone de un programa principal y cinco subrutinas, como se muestra en la Figura D.1.

En el programa principal “BERN” se tienen las declaraciones de variables globales y vectores para facilitar su dimensionamiento. En este programa principal se hacen todas las combinaciones posibles mediante el método de Bernoulli de todos los dispositivos de seccionamiento candidatos a ser evaluados utilizando el método de optimización.

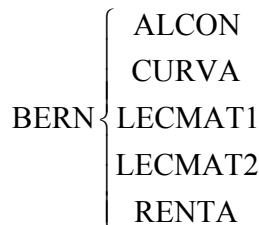


Figura D.1 Organigrama del programa digital “BERN”

D.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBRUTINAS

El programa ALCON se toma como una subrutina, la cual obtiene básicamente los cortes mínimos de primer orden para cada nodo de carga, evaluando la confiabilidad total del sistema, esta subrutina tiene la función de leer los datos del grafo modelador como se describe en [74]. Los detalles de este programa se describen en [75]. Cabe mencionar que las subrutinas son llamadas por el comando RUNQQ que sirve para citar el programa ejecutable (.EXE) de otro programa principal (por ejemplo la subrutina “RENTA”).

La subrutina “CURVA” evalúa los costos de la energía no suministrada en cada combinación mediante el uso de la curva de daño al consumidor que se describe en la sección 5.2.1.



La subrutina “LECMAT1” lee los parámetros (tasa de falla y tiempo de reparación) generados por la subrutina “ALCON” y posteriormente calcula la indisponibilidad para cada punto de carga, esto para la red existente (es decir para la combinación 0000).

La subrutina “LECMAT2” lee los parámetros (tasa de falla y tiempo de reparación) generados por la subrutina “ALCON” y posteriormente calcula la indisponibilidad para cada punto de carga, esto para las redes propuestas (es decir para todas las posibles soluciones).

La subrutina “RENTA” obtiene los índices de confiabilidad (IAC, DIC, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, AENS) para después evaluar la rentabilidad de la red existente (es decir, la combinación 0000) y posteriormente evalúa la rentabilidad de todas las posibles soluciones (combinaciones), teniendo así una base de comparación para tomar una decisión de que red es la que ofrece una mayor relación costo-beneficio (mayores beneficios con una menor inversión). Cabe mencionar que los índices de confiabilidad que se toman en cuenta para el estudio de la rentabilidad son el SAIFI y SAIDI.

Para el estudio de la rentabilidad se utilizaron los métodos de evaluación económica VPN, RBC y la TIR.

D.3 DATOS DE ENTRADA PARA EL PROGRAMA DIGITAL

Los datos del programa principal BERN son tomados de los archivos “BER.DAT”, “bernoulli.sal”, “ICOST.DAT”, “ENTRADA.DAT”, y “RBC.SAL”.

En el archivo “BER.DAT” se leen los datos de la curva de daño al consumidor, así también los datos para la evaluación económica mediante los siguientes parámetros:

NSEC:= Número de dispositivos de seccionamiento en el grafo modelador (Localizaciones posibles).

SEC(i):= Almacena los dispositivos de seccionamiento de acuerdo al rotulo del grafo modelador, donde i=, NSEC.

NPUNTOS:= Número de puntos de la curva de daño al consumidor compuesta.

CURV(i):= Almacena el costo en dólares por el tiempo de interrupción a los clientes.

DOLLAR:= Es el tipo de cambio para hacer la conversión de dólares a pesos (para esta tesis la relación es de 12 pesos por cada dólar).

Costo_dd:= Costo de cada cuchilla desconectadora

Costo_res:= Costo de cada restaurador

Costo_mano:= Costo de la instalación de la cuchilla desconectadora



Costo_mano_res:= Costo de la instalación del restaurador

BKW:= Costo por KW interrumpido

BKWH:= Costo por KWH

TI:= Tasa de interés

TE:= Años para realizar el estudio

NCTE:= Alimentador

KWSIS:= KW del sistema

NP:= Número de los puntos de carga en la red

USUARIOS(CD):= Número de usuarios conectados en cada punto de carga, donde CD=1, NP.

CARGA_PROM(CD):= Carga promedio en cada punto de carga, donde CD=1, NP.

El archivo “bernoulli.sal” es generado por el programa principal “BERN” que obtiene una combinación de dispositivos de seccionamiento mediante el proceso de optimización, posteriormente se evalúa la confiabilidad mediante la subrutina “ALCON”. Los parámetros del archivo bernoulli.sal son:

NSEC:= Número de localizaciones en donde se puede colocar un dispositivo de seccionamiento, obtenido por el proceso de optimización.

a(i,j):= almacena el vector binario que indica la presencia o no presencia de un dispositivo de seccionamiento (0=no hay presencia de un dispositivo, 1=cuchilla, 2=restaurador) en las localizaciones posibles dentro del grafo modelador (red); donde $i=1, NDUM$, donde NDUM son todas las posibles combinaciones generadas por la ecuación $P=D^C$ y $j=1, NSEC$.

SEC(K):= Almacena el número correspondiente al nodo del grafo modelador donde existe posibilidad de asignación de dispositivos de seccionamiento, donde $K=1, NSEC$.

El archivo “ICOST.DAT” es generado por la subrutina “ALCON” y es llamado al programa principal “BERN”. Básicamente son los resultados de la evaluación de confiabilidad para un caso particular en el proceso de optimización y es utilizada por las subrutinas “CURVA”, “LECMAT1”, y “LECMAT2”. Los parámetros de ICOST.DAT son los siguientes:

NP:= Lee el número de los nodos de carga (nodos pozo en el grafo modelador)



NODOS_POSIB(IK):= Almacena los nodos de carga del grafo modelador, donde IK=1, NP.

CARGA_NP(IK):= Almacena la carga en MW del nodo pozo, donde IK=1, NP.

NE:= Es el número total de nodos del grafo modelador.

INDE1(IK,JK):= Almacena la tasa de falla (λ) de todos los nodos del grafo que pueden fallar, de tal manera que afectan a cada nodo pozo del grafo, donde IK=1, NP y JK=1, NE.

INDE2(IK,JK):= Almacena el tiempo de reparación (r) de todos los nodos del grafo que pueden fallar, de tal manera que afectan a cada nodo pozo del grafo, donde IK=1, NP y JK=1, NE.

El archivo “ENTRADA.DAT” es un archivo de entrada que sirve para realizar el estudio de la rentabilidad mediante la subrutina “RENTA”, haciendo una comparación entre la rentabilidad de la red existente con una red propuesta, sus parámetros son:

CCD:= Costo de la cuchilla desconectadora

CLMOI:= Costo de la mano de obra

CI:= Costo por KW interrumpido

CKWH:= Costo por el KWH

TI:= Tasa de interés

AN:= Número de años para el estudio

AL:= Alimentador

CS:= KW del sistema

N:= Número de los puntos de carga

UC:= Número de usuarios conectados en cada punto de carga

CP:= Carga promedio conectada en cada punto de carga

TF:= Valor de la tasa de falla para cada punto de carga (el parámetro que se toma depende si es para la red existente o para la red propuesta).

DIC:= Indisponibilidad en cada punto de carga (el parámetro que se toma depende si es para la red existente o para la red propuesta).



El archivo “RBC.SAL” es generado por la subrutina “RENTA”. El archivo de salida RBC.SAL es un vector de la relación costo-beneficio de cada red propuesta. Dato que se toma en cuenta para determinar que red es la que ofrece un mayor beneficio con un costo de inversión menor:

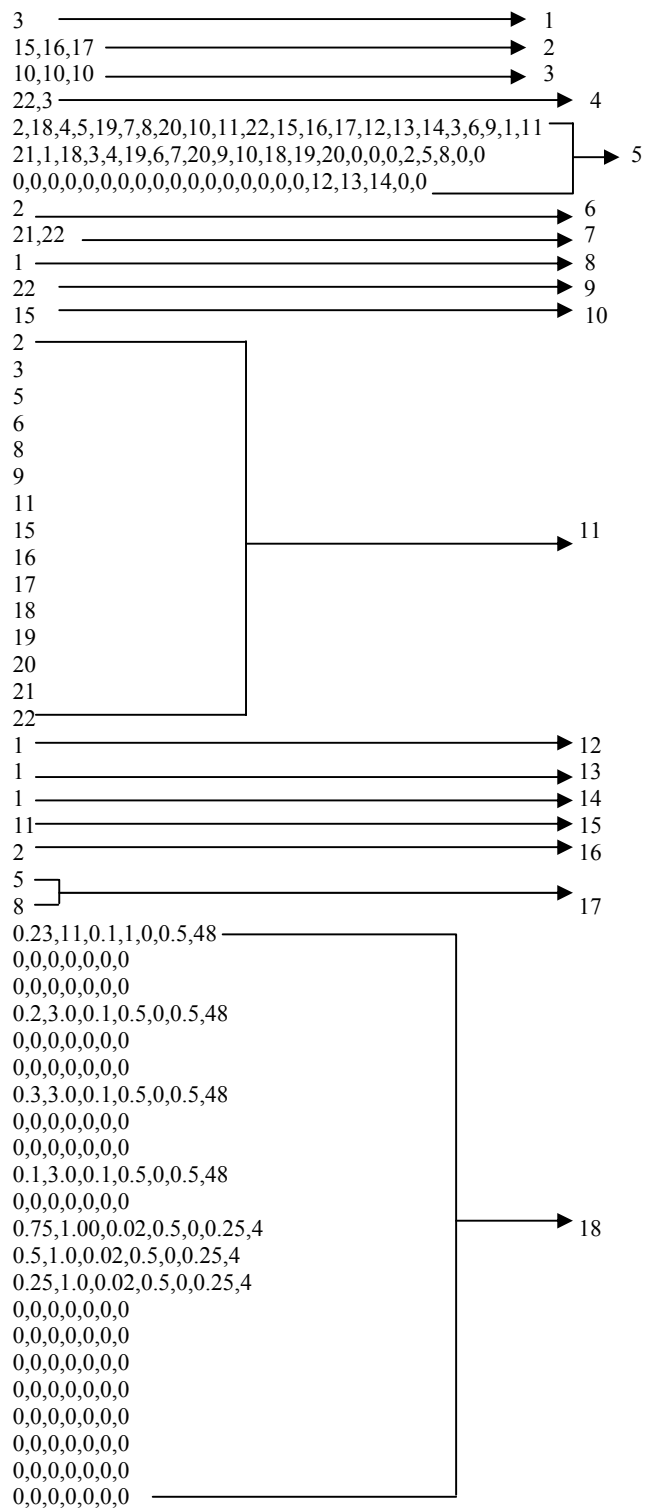
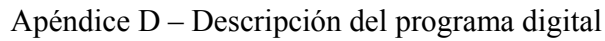
$RBC(i)$:= Es el valor de la relación costo-beneficio para la red propuesta, correspondiente a la combinación de la iteración i , donde $i=2$, NDUM (combinaciones posibles).

D.4 FORMATO DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA Y SALIDA

Para ejemplificar el formato de los archivos de entrada y de salida se toman los datos del ejemplo descrito en la sección 5.2.1.

El archivo “DIS.DAT” se lee por la subrutina “ALCON”, básicamente contiene la información del grafo modelador y los parámetros de confiabilidad (tasa de falla, tiempo de reparación y/o tiempo de switcheo) de cada nodo del grafo. Este archivo se puede observar en la Tabla D.1. A continuación se describe los detalles de la Tabla D.1:

- 1-Número de puntos de carga en el sistema.
- 2-Representación de los puntos de carga en el grafo modelador.
- 3-Carga conectada en los nodos pozo (MW).
- 4-El 22 indica el número total de nodos en el grafo y el 3 indica al grado máximo de conectividad en un nodo.
- 5-Representan la matriz de conectividad del grafo, en cada columna se almacenan todos los nodos conectados a un nodo.
- 6-Índica el número de nodos fuente.
- 7-Representación de los nodos fuente en el grafo.
- 8-Número de nodos de suministro alternativo.
- 9-Representación del suministro alternativo en el grafo modelador.
- 10-Índica el número de nodos ficticios.
- 11-Representación de los nodos ficticios en el grafo modelador.
- 12-Número de nodos de respaldo (interruptor general).
- 13-Índica el nodo de respaldo en el grafo modelador.
- 14-Número de nodos normalmente abiertos.
- 15-Representación del nodo normalmente abierto en el grafo modelador.
- 16-Número de nodos normalmente cerrados.
- 17-Representación de los nodos normalmente cerrados en el grafo modelador.
- 18-Datos de confiabilidad para los nodos del grafo modelador en orden ascendente (la primer columna indica la frecuencia de fallas pasivas, la segunda el tiempo promedio de reparación, la tercera la frecuencia de fallas activas, la cuarta el tiempo promedio de switcheo, la quinta la probabilidad de bloqueo, la sexta la frecuencia de mantenimiento y la séptima el tiempo promedio de mantenimiento). Los nodos (filas) 1, 4, 7, 10, 12,13 y 14 representan las líneas principales y laterales en el grafo modelador. Los nodos restantes (nodos ficticios) se consideran totalmente confiables, en consecuencia sus parámetros de confiabilidad son ceros.



Los datos del archivo DIS.DAT se dan en formato libre.



Los archivos DIS.SAL e ICOST.DAT son generados por la subrutina “ALCON”, en DIS.SAL arroja los resultados de la evaluación de confiabilidad para una posible localización de dispositivos de seccionamiento del proceso de optimización [95], y en ICOST.DAT arroja los parámetros (tasa de falla y tiempo promedio de reparación) para cada nodo de carga y para toda la red. Los detalles del archivo ICOST.DAT se pueden ver en la Tabla D.2.

Tabla D.2 Archivo ICOST.DAT generado por la subrutina ALCON

3					→ Número de nodos de carga en el sistema
15	16	17			→ Representación de los puntos de carga en el grafo modelador
10.00000	10.00000	10.00000			→ Carga conectada a cada punto de carga (KW)
22					→ Número total de nodos en el grafo modelador
0.2300000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.2000000	0.0000000E+00	→ Tasas de falla para el primer punto de carga
0.0000000E+00	0.3000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.1000000	
0.0000000E+00	0.7500000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				
0.2300000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.2000000	0.0000000E+00	→ Tasas de falla para el segundo punto de carga
0.0000000E+00	0.3000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.1000000	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.5000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				
0.2300000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.2000000	0.0000000E+00	→ Tasas de falla para el tercer punto de carga
0.0000000E+00	0.3000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.1000000	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.2500000	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				
11.00000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.5000000	0.0000000E+00	→ Tiempos promedio de reparación para el primer punto de carga
0.0000000E+00	0.5000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.5000000	
0.0000000E+00	1.000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				
11.00000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	3.000000	0.0000000E+00	→ Tiempos promedio de reparación para el segundo punto de carga
0.0000000E+00	3.000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.5000000	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	1.000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				
11.00000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	3.000000	0.0000000E+00	→ Tiempos promedio de reparación para el tercer punto de carga
0.0000000E+00	3.000000	0.0000000E+00	0.0000000E+00	3.000000	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	1.000000	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00	
0.0000000E+00	0.0000000E+00				

Cabe mencionar que el tamaño del archivo ICOST.DAT depende del número de los puntos de carga y de los nodos totales del grafo modelador.

En LECMAT1 se generan los archivos de salida MATRIZ.SAL, INDICES.SAL e INDICE_BASE.DAT. La salida MATRIZ.SAL arroja la matriz de los parámetros (tasa de falla, tiempo promedio de reparación e indisponibilidad), en INDICES.SAL se escriben las sumatorias de cada uno de los parámetros y en INDICE_BASE.DAT se imprimen solo los valores de las sumatorias de los parámetros (tasa de falla e indisponibilidad) que se tomarán en cuenta para el estudio de la rentabilidad (solo para la red existente). El archivo de entrada para las subrutinas LECMAT1 y LECMAT2 es el archivo ICOST.DAT. Los archivos MATRIZ.SAL, INDICES.SAL e INDICE_BASE.DAT se observan en la Tabla D.3 y en las Figuras D.2 y D.3 respectivamente.



Tabla D.3 Archivo de salida MATRIZ.SAL de la subrutina LECMAT1

la matriz de la tasa de falla es:

```
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.7500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2500000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

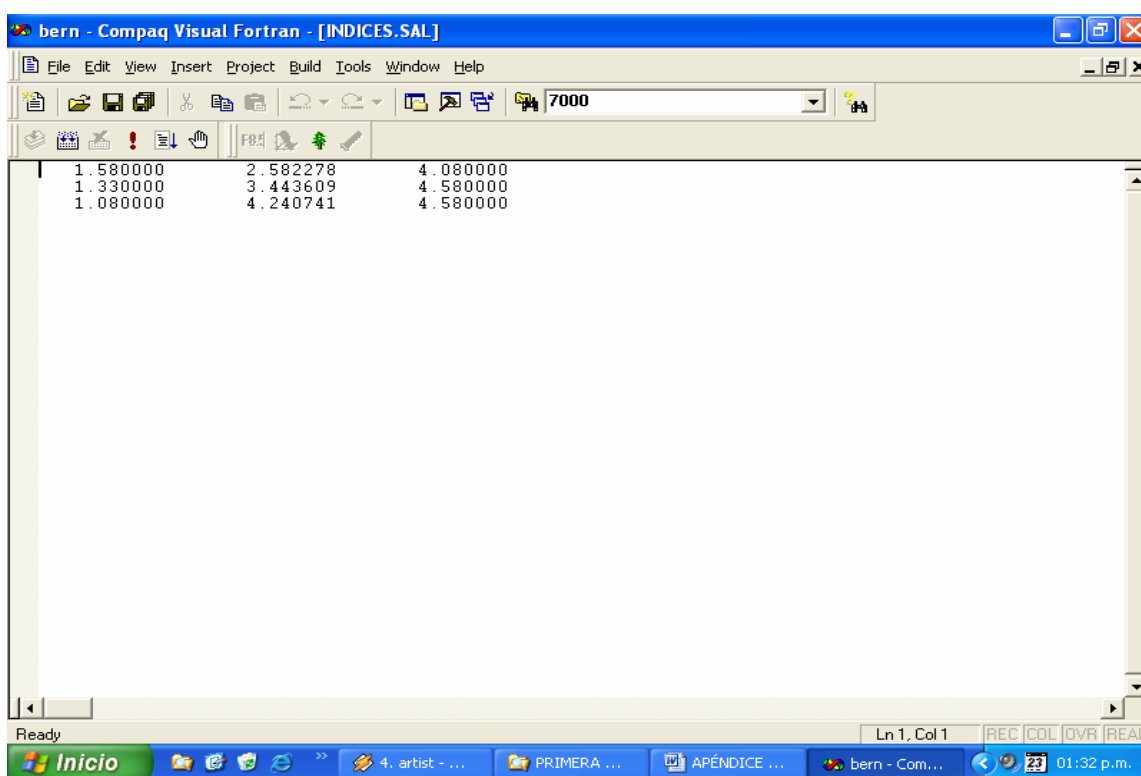
la matriz del tiempo de reparación es:

```
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000
0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

la matriz de la indisponibilidad es:

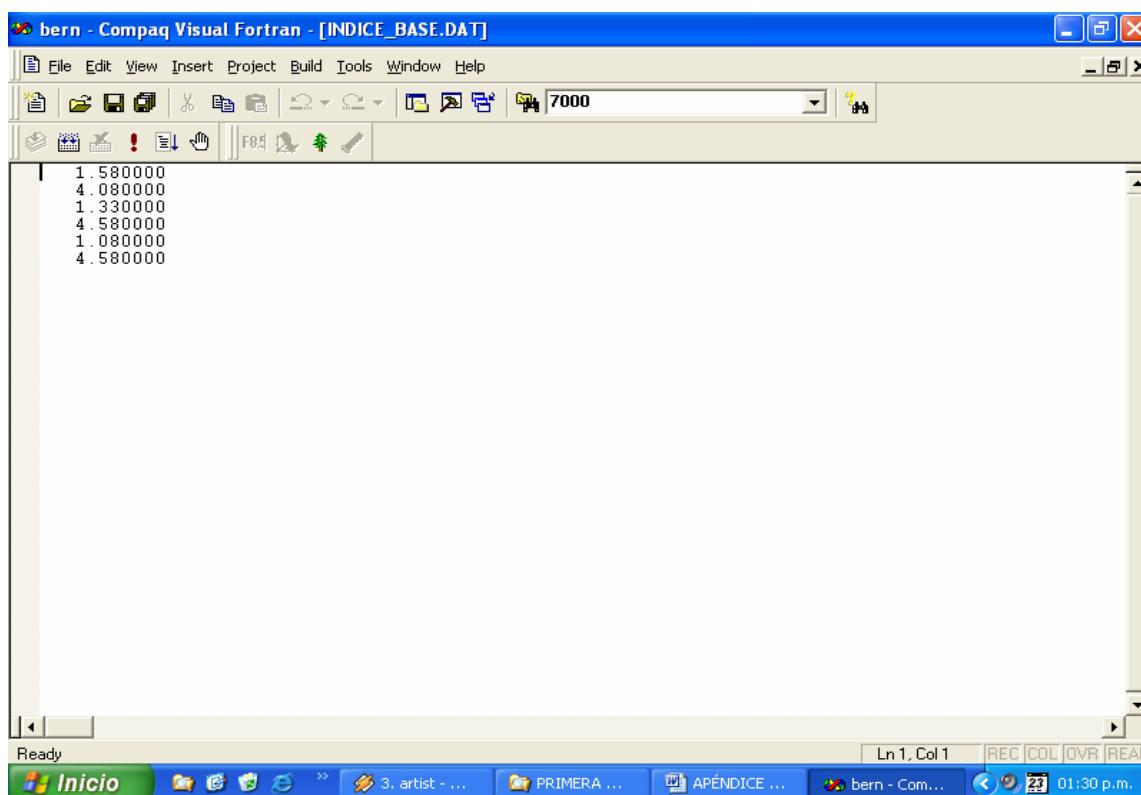
```
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.6000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.1500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 5.0000001E-02
0.0000000E+00 0.7500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.6000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.9000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 5.0000001E-02
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.6000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.9000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.3000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2500000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

El tamaño del archivo MATRIZ.SAL depende del número de los puntos de carga, de los nodos totales y del número de las secciones de línea (principales y laterales) en el grafo modelador.



```
bern - Compaq Visual Fortran - [INDICES.SAL]
File Edit View Insert Project Build Tools Window Help
Ln 1, Col 1 7000
1.580000 2.582278 4.080000
1.330000 3.443609 4.580000
1.080000 4.240741 4.580000
```

Figura D.2 Archivo de salida INDICES.SAL de la subrutina LECMAT1



```
bern - Compaq Visual Fortran - [INDICE_BASE.DAT]
File Edit View Insert Project Build Tools Window Help
Ln 1, Col 1 7000
1.580000
4.080000
1.330000
4.580000
1.080000
4.580000
```

Figura D.3 Archivo de salida INDICE_BASE.DAT de la subrutina LECMAT1



En LECMAT2 se generan los archivos de salida MATRIZ.SAL, INDICES.SAL e INDICE_PRO.DAT. La salida MATRIZ.SAL arroja la matriz de los parámetros (tasa de falla, tiempo promedio de reparación e indisponibilidad), en INDICES.SAL se escriben las sumatorias de cada uno de los parámetros y en INDICE_PRO.DAT se imprimen solo los valores de las sumatorias de los parámetros (tasa de falla e indisponibilidad) que se tomarán en cuenta para el estudio de la rentabilidad (para las redes propuestas). Los archivos MATRIZ.SAL, INDICES.SAL e INDICE_PRO.DAT se pueden observar en la Tabla D.4 y en las Figuras D.4 y D.5 respectivamente.

En RENTA los archivos de entrada son los generados por LECMAT1 y LECMAT2, es decir, INDICE_BASE.DAT (Tabla D.5) e INDICE_PRO.DAT (Tabla D.8) respectivamente, así también el archivo ENTRADA.DAT que es generado en el programa principal BERN. Los archivos de salida generados por la subrutina RENTA son RENTA.SAL y RBC.SAL. En el archivo ENTRADA.DAT se observan los datos necesarios para realizar el estudio de rentabilidad, en el archivo RENTA.SAL se escriben los índices de confiabilidad (IAC, DIC, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, AENS) del sistema existente como del sistema propuesto, así también, los resultados del estudio de rentabilidad (VPN, RBC y TIR) de los dos sistemas bajo estudio, obteniendo así un valor de RBC para cada red propuesta. Una vez que son analizadas todas las redes propuestas, se tomará la decisión de que red es la que ofrece una mayor relación costo-beneficio. Los archivos ENTRADA.DAT, RENTA.SAL y RBC.SAL se pueden observar en la Figura D.6, en la Tabla D.5 y en la Figura D.7 respectivamente.

En el programa principal BERN el archivo de entrada es BER.DAT y el archivo de salida es SALIDA.SAL. El archivo BER.DAT contiene la información para obtener los índices de confiabilidad, así como los datos para realizar el estudio de rentabilidad, también contiene la información necesaria para la curva de daño al consumidor. En SALIDA.SAL se pueden observar a todas las combinaciones generadas por el programa de optimización. Los archivos BER.DAT y SALIDA.SAL se pueden observar en las Figuras D.8 y D.9 respectivamente.

En la Figura D.10 se puede observar el resultado en pantalla del programa BERN, en donde se indica en que iteración se encuentra la red que ofrece una mayor relación costos beneficio (mayores ganancias).

Cabe mencionar que los datos que se pueden observar en las Tablas D.4, D.5 y en las Figuras D.4, D.5 son los obtenidos en la evaluación de la combinación correspondiente a la iteración número cinco. El resultado que se imprime en la pantalla (Figura D.10) corresponde al resultado final del programa de optimización (es el resultado después de haber comparado todas las posibles soluciones). El tamaño de los archivos ICOST.DAT, MATRIZ.SAL (de LECMAT1), MATRIZ.SAL (de LECMAT2) depende del número de los puntos de carga, de los nodos totales y del número de las secciones de línea (principales y laterales) en el grafo modelador, mientras que el tamaño de los archivos INDICES.SAL (de LECMAT1), INDICE_BASE.DAT, INDICES.SAL (de LECMAT2), INDICE_PRO.DAT dependen del número de los puntos de carga y del número de los nodos totales del grafo.



Tabla D.4 Archivo de salida MATRIZ.SAL de la subrutina LECMAT2

la matriz de la tasa de falla es:

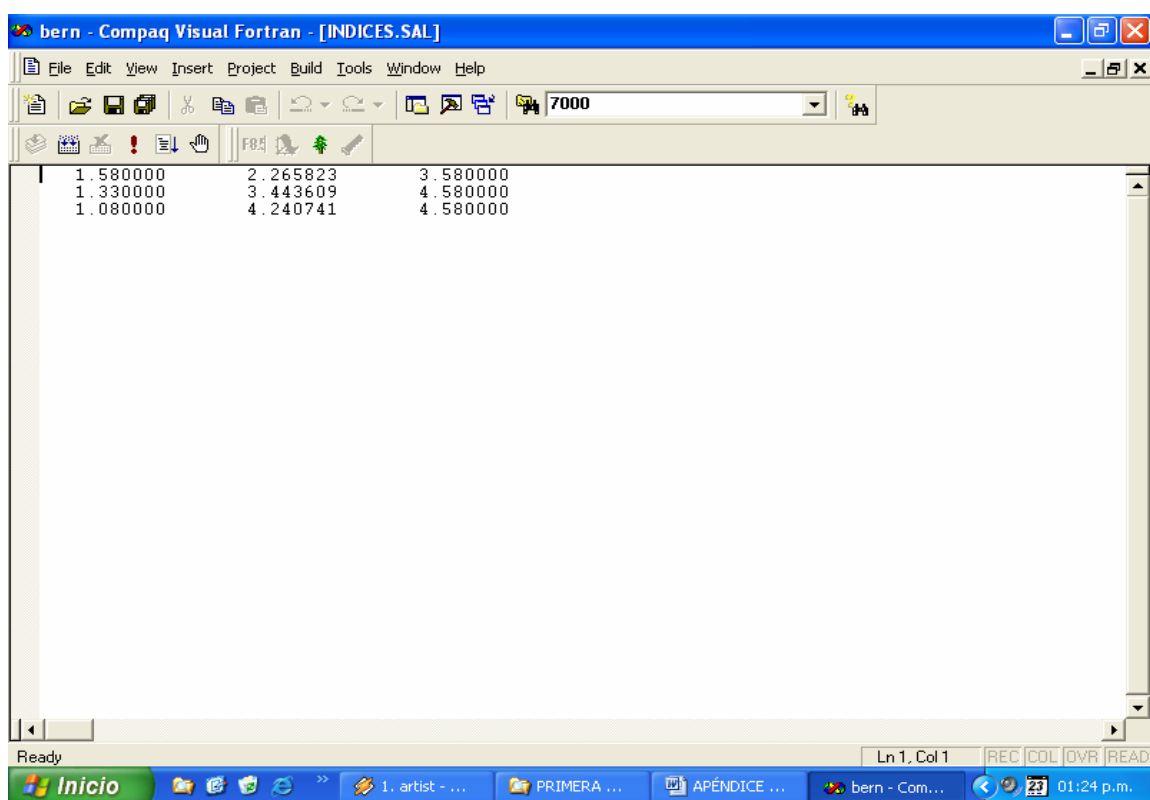
```
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.7500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.2300000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.3000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2500000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

la matriz del tiempo de reparación es:

```
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000
0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
11.00000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 3.000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 3.000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 1.000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

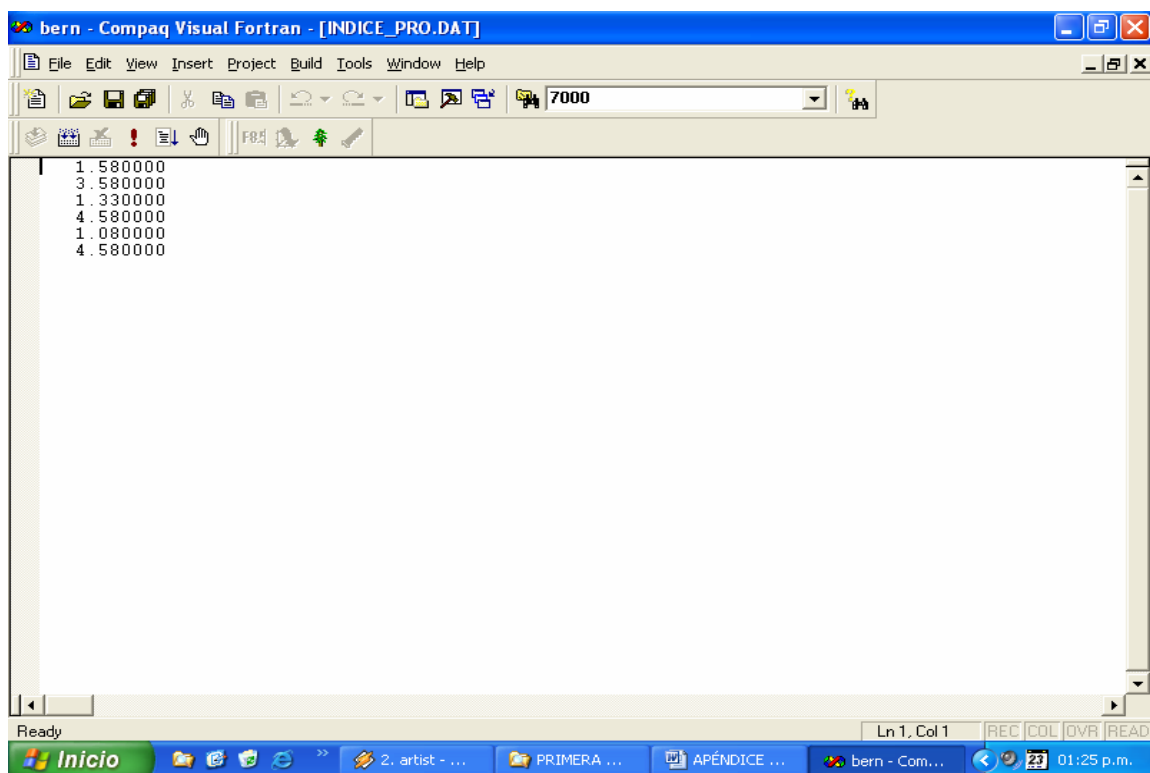
la matriz de la indisponibilidad es:

```
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.1000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.1500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 5.0000001E-02
0.0000000E+00 0.7500000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.6000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.9000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 5.0000001E-02
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
2.530000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.6000000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.9000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.3000000
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.2500000 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
0.0000000E+00 0.0000000E+00
```

```
bern - Compaq Visual Fortran - [INDICES.SAL]
File Edit View Insert Project Build Tools Window Help
1. 580000 2. 265823 3. 580000
1. 330000 3. 443609 4. 580000
1. 080000 4. 240741 4. 580000
Ln 1, Col 1 REC COL OVR READ
Iniciio 1. artist - ... PRIMERA ... APÉNDICE ... bern - Com... 23 01:24 p.m.
```

Figura D.4 Archivo de salida INDICES.SAL de la subrutina LECMAT2



```
bern - Compaq Visual Fortran - [INDICE_PRO.DAT]
File Edit View Insert Project Build Tools Window Help
1. 580000 3. 580000
1. 330000 4. 580000
1. 080000 4. 580000
Ln 1, Col 1 REC COL OVR READ
Iniciio 2. artist - ... PRIMERA ... APÉNDICE ... bern - Com... 23 01:25 p.m.
```

Figura D.5 Archivo de salida INDICE_PRO.DAT de la subrutina LECMAT2



The screenshot shows the Visual Fortran editor window titled "bern - Compaq Visual Fortran - [ENTRADA.DAT]". The menu bar includes File, Edit, View, Insert, Project, Build, Tools, Window, and Help. The toolbar contains various icons for file operations and editing. The main text area displays the following data:

```
52676.76
32800.00
0.4800000
0.9000000
0.1000000
20.00000
1
30000
3
250.0000
10000.00
100.0000
10000.00
50.00000
10000.00
1
30000
3
250.0000
10000.00
100.0000
10000.00
50.00000
10000.00
```

The status bar at the bottom indicates "Ready" and "Ln 1, Col 1". The taskbar at the very bottom shows the Windows Start button and several open applications, including "2. artist - ...", "PRIMERA ...", "APÉNDICE ...", and "bern - Com...". The system clock shows "01:26 p.m." on "23".

Figura D.6 Archivo de entrada ENTRADA.DAT (para la subrutina RENTA) generado por el programa BERN



Tabla D.5 Archivo de salida RENTA.SAL de la subrutina RENTA

PARA EL SISTEMA 1

EN EL ALIMENTADOR 1

EL IAC ES: 582.0000
EL DIC ES: 1707.0000
EL SAIFI ES: 1.4550
EL SAIDI ES: 4.2675
EL CAIDI O TIU ES: 2.9330
EL ASAI ES: 0.9995129
EL ASUI ES: 0.0004872
EL ENS ES: 132400.0000
EL AENS ES: 331.0000

EL VPN ES 1159330.

PARA EL SISTEMA 2

EN EL ALIMENTADOR 1

EL IAC ES: 582.0000
EL DIC ES: 1582.0000
EL SAIFI ES: 1.4550
EL SAIDI ES: 3.9550
EL CAIDI O TIU ES: 2.7182
EL ASAI ES: 0.9995485
EL ASUI ES: 0.0004515
EL ENS ES: 127400.0000
EL AENS ES: 318.5000

EL VPN ES 1087496.

DEL ESTUDIO DE RENTABILIDAD OBTENEMOS:

EL VPN BENEFICIO ES: 611554
EL VPN ES: 526077
CON UNA i DE 0.7925718
LA TIR QUE HACE CERO A VPN ES 67.40986
DANDO UN VALOR DE -192034.8

EL RBC ES 7.154623

POR LO TANTO EL PROYECTO ES RENTABLE AQUI

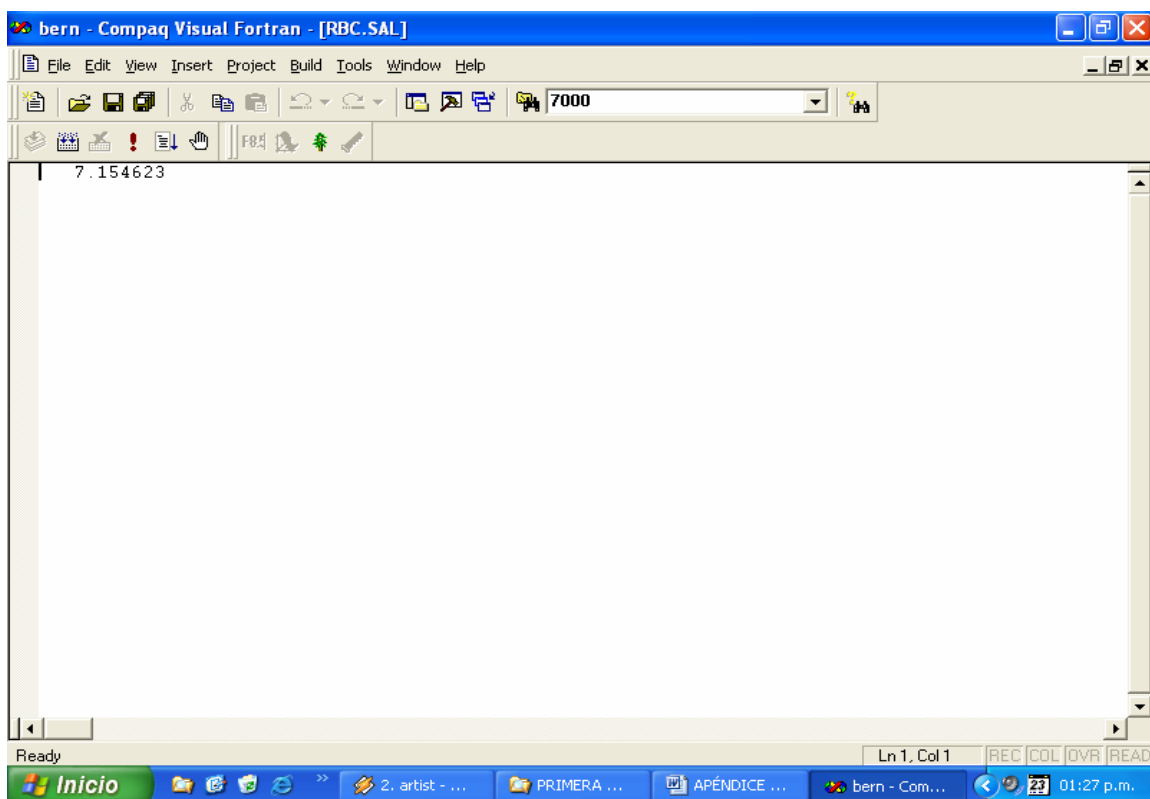


Figura D.7 Archivo de salida RBC.SAL de la subrutina RENTA

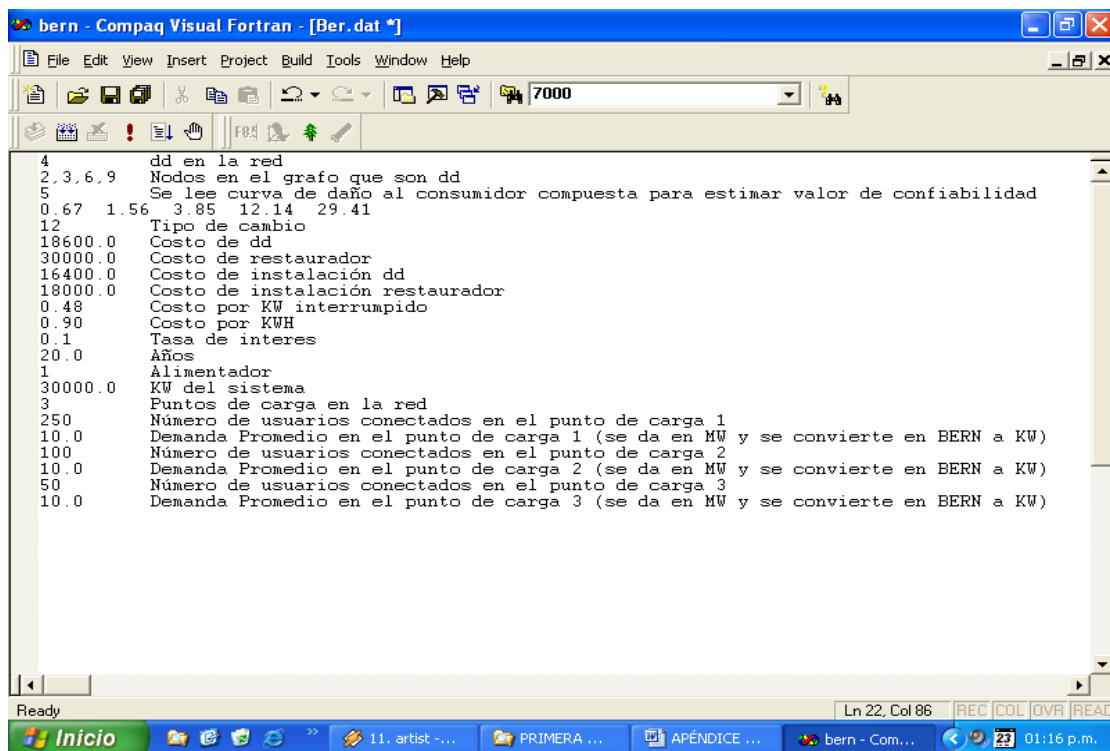


Figura D.8 Archivo de entrada BER.DAT para el programa BERN



```
0 0 0 0
0 0 0 1
0 0 0 2
0 0 1 0
0 0 1 1
0 0 1 2
0 0 2 0
0 0 2 1
0 0 2 2
0 1 0 0
0 1 0 1
0 1 0 2
0 1 1 0
0 1 1 1
0 1 1 2
0 1 2 0
0 1 2 1
0 1 2 2
0 2 0 0
0 2 0 1
0 2 0 2
0 2 1 0
0 2 1 1
0 2 1 2
0 2 2 0
0 2 2 1
0 2 2 2
1 0 0 0
1 0 0 1
1 0 0 2
1 0 1 0
1 0 1 1
```

Figura D.9 Archivo de salida SALIDA.SAL generado por el programa BERN

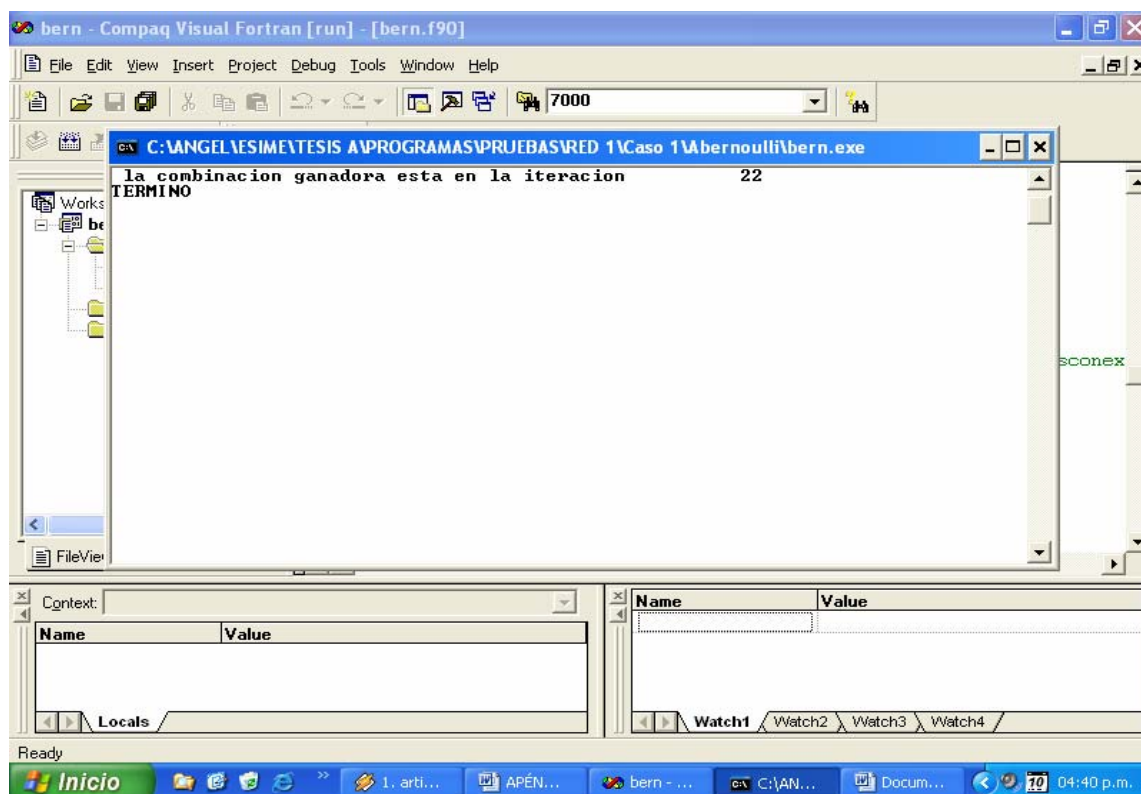


Figura D.10 Salida en pantalla del programa BERN



En la Figura D.11 se observa el funcionamiento del programa de optimización.

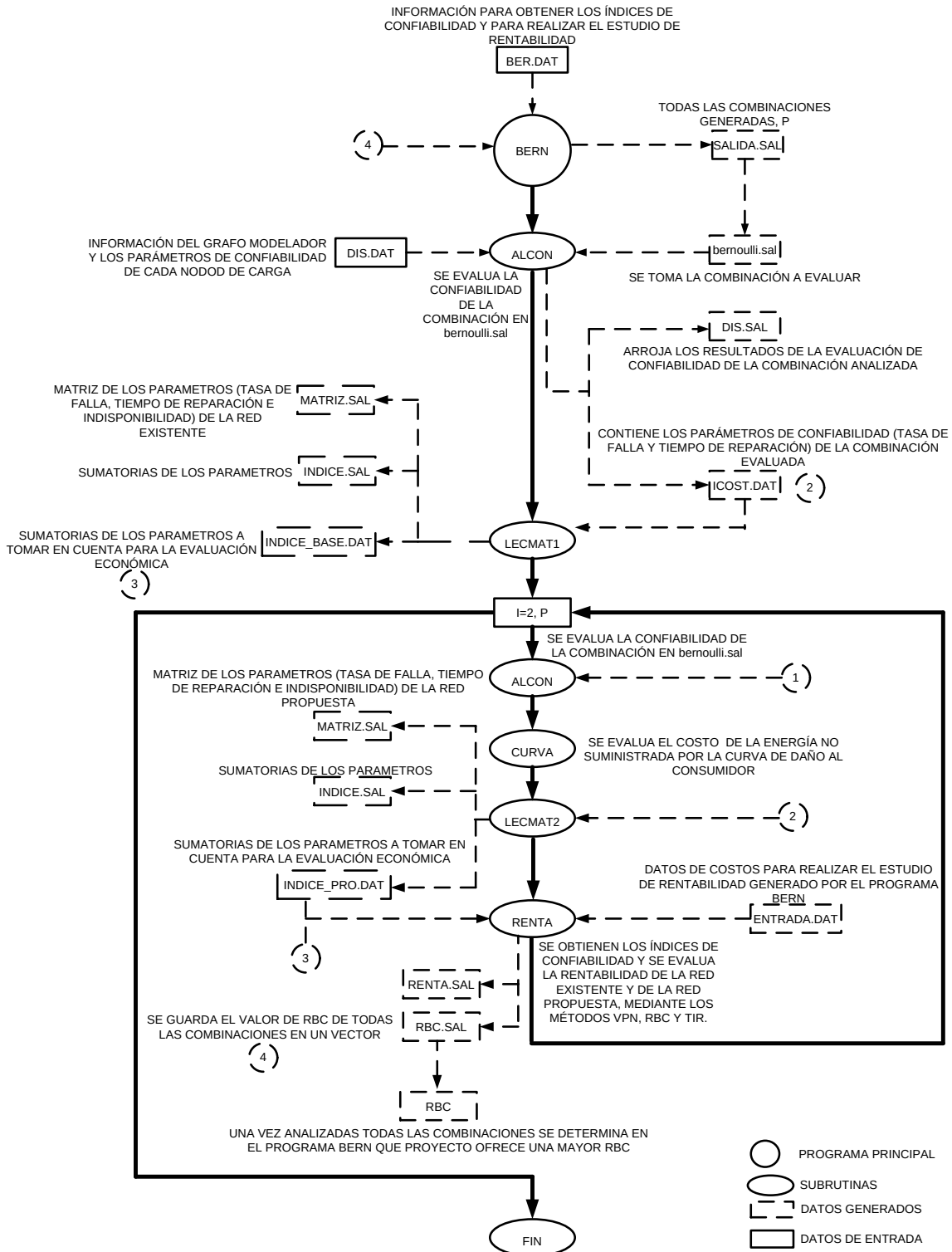


Figura D.11 Funcionamiento del programa digital BERN y subrutinas



D.5 CÓDIGO FUENTE DEL PROGRAMA “BERN” Y SUBRUTINAS

A continuación se observa el código fuente del programa principal BERN y de las subrutinas.

```

*****
!      Programa principal BERN
*****

PROGRAM ANGEL

integer cam(100),maxp,maxd,M,D,i,P,C

INTEGER:: NSEC, NPUNTOS, NP, NE

INTEGER, DIMENSION(1) :: NR

INTEGER,DIMENSION(100) :: SEC

INTEGER,DIMENSION(32800,20):: A

REAL,DIMENSION(100) :: CURV, USUARIOS, CARGA_PROM

REAL, DIMENSION(500,32800) :: INDE1, INDE2

REAL, DIMENSION(0:32800) :: CARGA_NP, ICOST1

REAL, DIMENSION(32800):: COSTV, RBC

INTEGER, DIMENSION(0:32800) :: NODOS_POSIB, NPOSIA,
NPOS1_A

INTEGER, DIMENSION(0:100) :: KM,KME

INTEGER(2) RESULT

INTEGER(4) frequency, duration

INTEGER j,k

REAL MIN_COSTO,DOLLAR,
costo_dd,costo_res,costo_mano,costo_mano_res

OPEN(4,FILE='SALIDA.SAL')
! Archivo de salida del programa que genera todas las combinaciones

OPEN(8,FILE='BER.DAT')
! Archivo de entrada

READ(8,*)NSEC
!Numero de dispositivos de seccionamiento en el grafo modelador
!(Localizaciones posibles)

READ(8,*)(SEC(I),I=1,NSEC)
! SEC(I) Almacena los dispositivos de seccionamiento de acuerdo al rotulo
¡del grafo modelador

READ(8,*)NPUNTOS
!Numero de puntos de la Curva de daño
!al consumidor compuesta

READ(8,*)(CURV(I),I=1,NPUNTOS)

READ(8,*)DOLLAR ! Tipo de cambio

READ(8,*)costo_dd ! Costo de dd

READ(8,*)costo_res ! Costo de restaurador

READ(8,*)costo_mano ! Costo de instalación dd

READ(8,*)costo_mano_res ! Costo de instalación restaurador

READ(8,*)BKW ! Costo por KW interrumpido

READ(8,*)BKWH ! Costo por KWH

READ(8,*)TI ! Tasa de interés

READ(8,*)TE ! Años

READ(8,*)NCTE ! Alimentador

READ(8,*)KWSIS ! KW del sistema

READ(8,*)NP ! Puntos de carga de la red

DO CD=1,NP

READ(8,*)USUARIOS(CD)
! Número de usuarios conectados en los puntos de carga de la red

READ(8,*)CARGA_PROM(CD)
! Carga Promedio en cada punto de carga

END DO

CLOSE(8)

! D= n dispositivos con tres posibilidades de combinarse (0, 1 o 2)
! 0= No hay dispositivo (Restaurador o cuchilla), 1= Existe cuchilla
! 2 = Existe Restaurador
! C = Localizaciones posibles de los dispositivos en la red
! P= Todas las combinaciones con n dispositivos en c localizaciones de la
red

D=3
c=NSEC

P=D**C

NDUM=P

maxp=P
maxd=D
M=D
cont=0

do j=1,C

cam(j)=maxp/maxd

do i=1,P
cont=cont+1
numax=D-M
a(i,j)=numax

if(cont.eq.cam(j))then
M=M-1
cont=0
if(M.eq.0)then
M=D
goto 50
else
goto 50
end if
else
goto 50
end if

50 continue
end do
maxp=cam(j)

end do

do i=1,P
write(4, '(30I3)')(a(i,j),j=1,C)
end do

```



Apéndice D – Descripción del programa digital



! GENERA LOS INDICES DE TASA DE FALLA E
INDISPONIBILIDAD PARA EL CASO BASE

```
open(unit=19,file='bernoulli.sal')
```

```
WRITE(19,*)NSEC  
write(19,*)(a(1,j),J=NSEC,1,-1)  
WRITE(19,*)(SEC(K),K=1,NSEC)
```

```
CLOSE(19)  
RESULT=RUNQQ('ALCON', '-c -r')  
IF(RESULT /= 0)THEN  
  WRITE(*,('FALLA EN EL PROGRAMA ALCON'))  
  PRINT*,I  
  CALL BEEPQQ(frequency, duration)  
  PAUSE  
  STOP  
END IF
```

```
OPEN(8000,FILE='ICOST.DAT')
```

```
READ(8000,*)NP  
READ(8000,*)(NODOS_POSIB(IK),IK=1,NP)  
READ(8000,*)(CARGA_NP(IK),IK=1,NP)  
READ(8000,*)NE  
DO IK=1,NP  
  READ(8000,*)(INDE1(IK,JK),JK=1,NE)  
END DO  
DO IK=1,NP  
  READ(8000,*)(INDE2(IK,JK),JK=1,NE)  
END DO
```

```
CLOSE(8000)
```

```
RESULT=RUNQQ('LECMAT', '-c -r')  
IF(RESULT /= 0)THEN  
  WRITE(*,('FALLA EN EL PROGRAMA LECMAT'))  
  PRINT*,I  
  CALL BEEPQQ(frequency, duration)  
  PAUSE  
  STOP  
END IF
```

```
RBC=0.0
```

```
COSTV=0
```

```
DO I=2,NDUM
```

```
  KKK=KKK+1  
  open(unit=19,file='bernoulli.sal')
```

```
  WRITE(19,*)NSEC  
  write(19,*)(a(i,j),J=NSEC,1,-1)  
  WRITE(19,*)(SEC(K),K=1,NSEC)
```

```
  CLOSE(19)
```

```
  RESULT=RUNQQ('ALCON', '-c -r')  
  IF(RESULT /= 0)THEN  
    WRITE(*,('FALLA EN EL PROGRAMA ALCON'))  
    PRINT*,I  
    CALL BEEPQQ(frequency, duration)  
    PAUSE  
    STOP  
  END IF
```

```
OPEN(8000,FILE='ICOST.DAT')
```

```
READ(8000,*)NP  
READ(8000,*)(NODOS_POSIB(IK),IK=1,NP)  
READ(8000,*)(CARGA_NP(IK),IK=1,NP)  
READ(8000,*)NE  
DO IK=1,NP  
  READ(8000,*)(INDE1(IK,JK),JK=1,NE)  
END DO  
DO IK=1,NP  
  READ(8000,*)(INDE2(IK,JK),JK=1,NE)  
END DO  
CLOSE(8000)
```

CALLCURVA(NPUNTOS,CURV,NP,CARGA_NP,NE,INDE1,INDE2,I,C
OSTV)

! Se llama a rutina (LECMAT) para generar la indisponibilidad del al red de estudio para la topología generada debida a cada combinación de localización de cuchillas y/o restauradores

```
RESULT=RUNQQ('LECMAT2', '-c -r')  
IF(RESULT /= 0)THEN  
  WRITE(*,('FALLA EN EL PROGRAMA LECMAT2'))  
  PRINT*,I  
  CALL BEEPQQ(frequency, duration)  
  PAUSE  
  STOP  
END IF
```

```
NCONTA1=0  
NCONTA2=0
```

```
DO JJ=1,NSEC  
  IF(A(i,JJ) == 1)NCONTA1=NCONTA1+1  
  IF(A(i,JJ) == 2)NCONTA2=NCONTA2+1  
END DO
```

```
COSTV(I)=(COSTV(I)*DOLLAR)+((NCONTA1*costo_dd)+(NCONTA2  
*costo_res))  
  XCOS=(NCONTA1*costo_mano)+(NCONTA2*costo_mano_res)
```

! Se crea base de datos para correr Evaluación Económica

```
OPEN(9000,FILE='ENTRADA.DAT')
```

```
WRITE(9000,*)COSTV(I)  
WRITE(9000,*)XCOS  
WRITE(9000,*)BKW  
WRITE(9000,*)BKWH  
WRITE(9000,*)TI  
WRITE(9000,*)TE  
WRITE(9000,*)NCTE  
WRITE(9000,*)KWSIS  
WRITE(9000,*)NP  
DO KH=1,NP  
  WRITE(9000,*)USUARIOS(KH)  
  WRITE(9000,*)CARGA_PROM(KH)*1000.0 ! Se convierte de MW a
```

KW

```
END DO  
WRITE(9000,*)NCTE  
WRITE(9000,*)KWSIS  
WRITE(9000,*)NP  
DO KH=1,NP  
  WRITE(9000,*)USUARIOS(KH)  
  WRITE(9000,*)CARGA_PROM(KH)*1000.0 ! Se convierte de MW a
```

KW

```
END DO  
CLOSE(9000)
```

!Se llama a rutina (RENTA) para obtener la evaluación económica mediante el estudio de rentabilidad de la del las redes de estudio; es decir, de la red base y de la red propuesta para evaluar

```
RESULT=RUNQQ('RENTA', '-c -r')  
IF(RESULT /= 0)THEN  
  WRITE(*,('FALLA EN EL PROGRAMA RENTA'))  
  PRINT*,I  
  CALL BEEPQQ(frequency, duration)  
  PAUSE  
  STOP  
END IF
```

```
OPEN(14000,FILE='RBC.SAL')  
READ(14000,*)RBC(I)  
CLOSE(14000)
```

```
PRINT*,i
```

```
END DO
```

```
! NR=MINLOC(RBC(2:NDUM))  
NR=MAXLOC(RBC(2:NDUM))  
i write(*,*)(a(NR(1),j),j=1,C)  
!imprime la combinación ganadora
```




Apéndice D – Descripción del programa digital



```

ii=NR+1

write(*,*)'la combinacion ganadora esta en la iteracion',ii

PAUSE 'TERMINO'

END PROGRAM ANGEL

SUBROUTINA CURVA
*****
! Subrutina para cálculo de costo de interrupción al consumidor
*****
SUBROUTINE CURVA
(NPUNTOS,CURV,NP,CARGA_NP,NE,INDE1,INDE2,KK,COSTV)

! NP = Numero de puntos de carga de la red de distribución
! NE = Numero de cortes asociados a cada NP

INTEGER :: NPUNTOS, I, J, NP, NE, KK

REAL,DIMENSION(500) :: CURV

REAL, DIMENSION(0:32800) :: CARGA_NP

REAL, DIMENSION(500,32800)::INDE1, INDE2

REAL :: SUMC1,SUMC2, ICOST, OM, COSTO, DURA, LAMDA

REAL, DIMENSION(32800) :: COSTV

SUMC1=0.0

DO I=1,NP
SUMC1=SUMC1+CARGA_NP(I)
END DO

SUMC2=0.0

DO I=1,NP
DO J=1,NE

LAMDA=INDE1(I,J)
DURA=INDE2(I,J)

if(DURA > 8.0)then
om=(curv(5)-curv(4))/(8.0-4.0)
costo=(dura*om)+((om*(-4.0))+curv(4))

else if(dura > 0.0166 .and. dura <= 0.3333)then
om=(curv(2)-curv(1))/(0.3333-0.0166)
costo=(dura*om)+((om*(-0.0166))+curv(1))

else if(dura > 0.3333 .and. dura <= 2.0)then
om=(curv(3)-curv(2))/(2.0-0.3333)
costo=(dura*om)+((om*(-0.3333))+curv(2))

else if(dura > 2.0 .and. dura <= 4.0)then
om=(curv(4)-curv(3))/(4.0-2.0)
costo=(dura*om)+((om*(-2.0))+curv(3))

else if(dura > 4.0 .and. dura <= 8.0)then
om=(curv(5)-curv(4))/(8.0-4.0)
costo=(dura*om)+((om*(-4.0))+curv(4))

end if

SUMC2=SUMC2+(COSTO*LAMDA)
END DO

END DO

ICOST=SUMC1*SUMC2
COSTV(KK)=ICOST

END SUBROUTINE CURVA

SUBROUTINA LECMAT1
*****
! Subrutina para calcular los parámetros (tasa de falla, tiempo de
reparación e indisponibilidad) del archivo ICOST.DAT. Para la red
existente.
*****
DIMENSION A(15,50),B(15,50),C(15,50)
dimension pcar(1000),dema(1000)

OPEN(UNIT=1,FILE='ICOST.DAT') !ENTRADA DE LAS
MATRICES (TASA DE FALLA Y TIEMPO DE REPARACIÓN)

OPEN(UNIT=7,FILE='MATRIZ.SAL') !SALIDA DE LAS
MATRICES

OPEN(UNIT=8,FILE='INDICES.SAL') !SALIDA DE LOS
INDICES

OPEN(UNIT=9,FILE='INDICE_BASE.DAT') !SALIDA PARA EL
CALCULO DE RANTABILIDAD

READ(1,*)NP
!número de nodos de carga en el sistema

READ(1,*)(PCAR(I),I=1,NP)

READ(1,*)(DEMA(I),I=1,NP)

READ(1,*)NE !nodos totales

DO I=1,NP
READ(1,*)(a(I,J),J=1,NE)
END DO

DO I=1,NP
READ(1,*)(b(I,J),J=1,NE)
END DO

!Se calcula la matriz de indisponibilidad y se escriben los índices de cada
punto de carga que se utilizaran para calcular los índices de confiabilidad

DO I=1,NP
DO J=1,NE

C(I,J)=a(I,J)*b(I,J)
U1=U1+a(I,J)
U3=U3+C(I,J)

END DO

U2=U3/U1
!WRITE(8,*)'los indices son:'
WRITE(8,*)U1,U2,U3
WRITE(9,*)U1
WRITE(9,*)U3
U1=0
U2=0
U3=0

END DO

!Se escriben la matrices de tasa de falla, tiempo de reparación e
indisponibilidad

DO i=1,NP
if(i.eq.1)then
write(7,*)
write(7,*)'la matriz de la tasa de falla es:'
end if
WRITE(7,*)(a(I,J),J=1,NE)
!Escribe la matriz de la tasa de falla
END DO

```



Apéndice D – Descripción del programa digital



```
DO i=1,NP
  if(i.eq.1)then
    write(7,*)
    write(7,*)'la matriz del tiempo de reparación es:'
  end if
  WRITE(7,*)(b(I,J),J=1,NE)
  !Escribe la matriz del tiempo de reparación
END DO
```

```
DO i=1,NP
  if(i.eq.1)then
    write(7,*)
    write(7,*)'la matriz de la indisponibilidad es:'
  end if
  WRITE(7,*)(C(I,J),J=1,NE)
  !Escribe la matriz de indisponibilidad
END DO
```

END

SUBROUTINA LECMAT2

```
!*****
! Subrutina para calcular los parámetros (tasa de falla, tiempo de
reparación e indisponibilidad) del archivo ICOST.DAT. Para las redes
propuestas.
!*****
```

```
DIMENSION A(15,50),B(15,50),C(15,50)
dimension pcar(1000), dema(1000)
```

```
OPEN(UNIT=1,FILE='ICOST.DAT')      !ENTRADA DE LAS
MATRICES (TASA DE FALLA Y TIEMPO DE REPARACIÓN)
```

```
OPEN(UNIT=7,FILE='MATRIZ.SAL')      !SALIDA DE LAS
MATRICES
```

```
OPEN(UNIT=8,FILE='INDICES.SAL')     !SALIDA DE LOS
INDICES
```

```
OPEN(UNIT=9,FILE='INDICE_PRO.DAT')  !SALIDA PARA EL
CALCULO DE RANTABILIDAD
```

```
READ(1,*)NP
!Número de nodos de carga en el sistema
```

```
READ(1,*)(PCAR(I),I=1,NP)
```

```
READ(1,*)(DEMA(I),I=1,NP)
```

```
READ(1,*)NE      !nodos totales
DO I=1,NP
```

```
  READ(1,*)(a(I,J),J=1,NE)
END DO
```

```
DO I=1,NP
  READ(1,*)(b(I,J),J=1,NE)
END DO
```

!Se calcula la matriz de indisponibilidad y se escriben los índices de cada punto de carga que se utilizarán para calcular los índices de confiabilidad

```
DO I=1,NP
```

```
  DO J=1,NE
    C(I,J)=a(I,J)*b(I,J)
    U1=U1+a(I,J)
    U3=U3+C(I,J)
  END DO
```

```
  U2=U3/U1
  !WRITE(8,*)'los índices son:'
  WRITE(8,*)U1,U2,U3
  WRITE(9,*)U1
  WRITE(9,*)U3
  U1=0
  U2=0
  U3=0
```

END DO

!Se escriben la matrices de tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad

```
DO i=1,NP
  if(i.eq.1)then
    write(7,*)
    write(7,*)'la matriz de la tasa de falla es:'
  end if
  WRITE(7,*)(a(I,J),J=1,NE)
  !Escribe la matriz de la tasa de falla
END DO
```

```
DO i=1,NP
```

```
  if(i.eq.1)then
    write(7,*)
    write(7,*)'la matriz del tiempo de reparación es:'
  end if
  WRITE(7,*)(b(I,J),J=1,NE)
  !Escribe la matriz del tiempo de reparación
END DO
```

```
DO i=1,NP
```

```
  if(i.eq.1)then
    write(7,*)
    write(7,*)'la matriz de la indisponibilidad es:'
  end if
  WRITE(7,*)(C(I,J),J=1,NE)
  !Escribe la matriz de indisponibilidad
END DO
```

END

SUBROUTINA RENTA

```
!*****
! Subrutina para calcular los índices de confiabilidad i (IAC, DIC, SAIFI,
SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, iENS, AENS) y la rentabilidad (VPN, RBC
y TIR), i de la red existente y de las redes propuestas.
!*****
```

!PARA ABRIR ARCHIVO DE SALIDA

```
REAL VPN1(100), VPN2(100)
INTEGER :: AL, D
```

```
OPEN(UNIT=1,FILE='RENTA.SAL')
!ARCHIVO DE SALIDA DEL ESTUDIO DE RENTABILIDAD
```

```
OPEN(UNIT=2,FILE='ENTRADA.DAT')      !ARCHIVO DE
ENTRADA
  OPEN(UNIT=3,FILE='INDICE_BASE.DAT')
  OPEN(UNIT=4,FILE='INDICE_PRO.DAT')
```

```
OPEN(UNIT=7,FILE='RBC.SAL')
```

! WRITE(6,*)' PROG PARA CALCULAR LOS INDICES DE CONF Y RENT'

```
! WRITE(6,*)
! WRITE(6,*)
! WRITE(6,*)'INGRESA LOS DATOS PARA i CALCULAR
LOS INDICES DE RENT'
! WRITE(6,*)
! WRITE(6,*)
! WRITE(6,*)'COSTO DE CUCHILLA i
DESCONECTADORA'
  READ(2,*)CCD
! WRITE(6,*)'COSTO DE LINEA (KM) O MANO DE OBRA
IMPREVISTA'
  READ(2,*)CLMOI
!WRITE(6,*)'COSTO POR KW INTERRUMPIDO DEL SISTEMA'
  READ(2,*)CI
! WRITE(6,*)'COSTO POR KWH'
  READ(2,*)CKWH
! WRITE(6,*)'TASA DE INTERES'
  READ(2,*)TI
```



Apéndice D – Descripción del programa digital



```

! WRITE(6,*)'NUMERO DE AÑOS'
  READ(2,*)AN

  DO D=1,2

    WRITE(1,*)
    WRITE(1,*)
    WRITE(1,*)
    WRITE(1,*)'PARA EL SISTEMA',D
  ! WRITE(6,*)
  ! WRITE(6,*)
  ! WRITE(6,*)'NUMERO DE ALIMENTADORES'
    READ(2,*)AL

    DO M=1,AL

      WRITE(1,*)
      WRITE(1,*)
      WRITE(1,*)'EN EL ALIMENTADOR',M
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)'KW DEL SISTEMA'
      READ(2,*)CS
      !METER DATO CON AÑO.0!
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)'INGRESA LOS DATOS PARA CALCULAR LOS
    INDICES DE CONF'
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)
    ! WRITE(6,*)'CUANTOS PUNTOS DE CARGA?'
      READ(2,*)N

      DO I=1, N

        ! WRITE(6,*)
        ! WRITE(6,*)
        ! WRITE(6,*)'PARA EL PUNTO DE CARGA',I
        ! WRITE(6,*)
        ! WRITE(6,*)

        ! WRITE(6,*)
        ! WRITE(6,*)'NUM DE USUARIOS CONECTADOS EN EL
        PUNTO DE CARGA:',I
          READ(2,*)UC
        ! WRITE(6,*)'CARGA PROMEDIO EN EL PUNTO DE
        CARGA',I
          READ(2,*)CP

        IF(D == 1)THEN

          READ(3,*)TF ! VALOR DE LA TASA DE FALLA EN EL
          PUNTO DE CARGA

          READ(3,*)DIC ! TIEMPO DE SALIDA EN ESTE PUNTO DE
          CARGA

          ELSE

            READ(4,*)TF ! VALOR DE LA TASA DE FALLA EN EL
            PUNTO DE CARGA

            READ(4,*)DIC ! TIEMPO DE SALIDA EN ESTE PUNTO DE
            CARGA

            END IF

          !CALCULANDO SAIFI,SAIDI,CAIDI Y ASAI

          ! SUMA DE USUARIOS CONECTADOS

              NUS=UC+NUS

          ! SE CALCULA IAC Y SAIFI

              SUM1=TF*UC+SUM1
              SAIFI=SUM1/NUS

          !SE CALCULA DIC Y SAIDI

              SUM2=DIC*UC+SUM2
              SAIDI=SUM2/NUS

          !SE CALCULA CAIDI O TIU

              CAIDI=SAIDI/SAIFI

          !SE CALCULA ASAI

              MUL1=NUS*8760
              RES=MUL1-SUM2
              ASAI=RES/MUL1

          !SE CALCULA ASUI

              ASUI=SUM2/MUL1

          !SE CALCULA ENS Y AENS

              ENS=CP*DIC+ENS
              AENS=ENS/NUS
          !*****
          END DO

          ! SE CALCULA VPN, TIR, RBC

          !SE CALCULA LAS PERDIDAS POR INTERRUPCION

              PISAIFI=(CI*CS*SAIFI)+PISAIFI
              PISAIDI=(CKWH*CS*SAIDI)+PISAIDI

              FE=(PISAIFI+PISAIDI)+FE
              NUM=FE*(((1+TI)**AN)-1)+NUM
              DEN=(TI*(((1+TI)**AN))+DEN
              VPN=(NUM/DEN)+VPN

              IF(D.EQ.1)THEN

                VPN1(M)=VPN

              ELSE

                P=(CCD+CLMOI)+P
                VPN2(M)=VPN
                NFE=(VPN1(M)-VPN2(M))+NFE
                NUM2=NFE*(((1+TI)**AN)-1)+NUM2
                NVPN=(NUM2/DEN)+NVPN
                NVPN1=(-P+NVPN)+NVPN1

          !PARA CALCULAR RBC

              RBC=(NVPN/P)+RBC

          ! PARA CALCULAR LA TIR

              TI2=TI
              CONTINUE

              do t=1,10

                NUM3=NFE*(((1+TI2)**AN)-1)+NUM3
                DEN3=(TI2*(((1+TI2)**AN))+DEN3
                DIV3=(NUM3/DEN3)+DIV3
                VPN3=(-P+DIV3)+VPN3

                VA1=NVPN1
                VA2=ABS(VPN3)
                TIR1=(TI+((VA1/(VA1+VA2))*(TI2-TI)))+TIR1
                PORC=(TIR1*100)+PORC

                NUM4=NFE*(((1+TIR1)**AN)-1)+NUM4
                DEN4=(TIR1*(((1+TIR1)**AN))+DEN4
                DIV4=(NUM4/DEN4)+DIV4
                TIR2=(-P+DIV4)+TIR2

                if(TIR2.LE.0)then
                  goto 150
                else

```



Apéndice D – Descripción del programa digital



```

TI2=TI2+0.0000001
!INCREMENTO PARA EL CALCULO DE LA TIR
  NUM3=0
  DEN3=0
  DIV3=0
  VPN3=0
  VA2=0
  TIR1=0
  PORC=0
  NUM4=0
  DEN4=0
  DIV4=0
  TIR2=0

  goto 200
end if
end do
150  continue

      END IF

! SALIDA

  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL IAC ES:'
  WRITE(1,400)SUM1
400  FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL DIC ES:'
  WRITE(1,500)SUM2
500  FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL SAIFI ES:'
  WRITE(1,600)SAIFI
600  FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL SAIDI ES:'
  WRITE(1,700)SAIDI
700  FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL CAIDI O TIU ES:'
  WRITE(1,800)CAIDI
800  FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL ASAI ES:'
  WRITE(1,900)ASAI
900  FORMAT(F50.7)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL ASUI ES:'
  WRITE(1,1000)ASUI
1000 FORMAT(F50.7)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL ENS ES:'
  WRITE(1,1050)ENS
1050 FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL AENS ES:'
  WRITE(1,1060)AENS
1060 FORMAT(F50.4)
  WRITE(1,*)
  WRITE(1,*)'EL VPN ES',VPN
  WRITE(1,1200)
1200 FORMAT(F10.4)

      IF(D.EQ.2)THEN
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)'DEL ESTUDIO DE RENTABILIDAD
OBTENEMOS:'
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)'EL VPN BENEFICIO ES:',NVPN
        WRITE(1,1210)
1210  FORMAT(F10.4)
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)'EL VPN ES:',NVPN1
        WRITE(1,1300)
1300  FORMAT(F10.4)

        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)'CON UNA i DE',TI2
        WRITE(1,1450)
1450  FORMAT(F10.4)
        WRITE(1,*)'LA TIR QUE HACE CERO A VPN ES',PORC
        WRITE(1,1451)
1451  FORMAT(F10.4)
        WRITE(1,*)'DANDO UN VALOR DE',TIR2
        WRITE(1,1452)
1452  FORMAT(F10.4)
        WRITE(1,*)
        WRITE(1,*)'EL RBC ES',RBC
        WRITE(7,*)RBC
        WRITE(1,1400)
1400  FORMAT(F10.4)

        IF(NVPN1>0)THEN
          WRITE(1,*)
          WRITE(1,*)'POR LO TANTO EL PROYECTO ES
RENTABLE AQUI'
          WRITE(1,1500)
1500  FORMAT(F10.4)
          ELSE
            WRITE(1,*)
            WRITE(1,*)
            WRITE(1,*)'POR LO TANTO EL PROYECTO AQUI
NO ES RENTABLE'
            WRITE(1,1600)
1600  FORMAT(F10.4)
            END IF
          END IF

!SE INICIALIZAN LOS VALORES PARA NUEVOS CALCULOS DE
VPN TIR RBC
PISAIFI=0
PISAIDI=0
FE=0
NUM=0
DEN=0
VPN=0
NFE=0
P=0
NUM2=0
NVPN=0
NVPN1=0
NUM3=0
DEN3=0
DIV3=0
VPN3=0
TIR1=0
PORC=0
NUM4=0
DEN4=0
DIV4=0
TIR2=0
RBC=0
!INICIALIZA LOS INDICES PARA NUEVOS CALCULOS LOS
INDICES DE CONFIABILIDAD
NUS=0
SUM1=0
SUM2=0
MUL1=0
RES=0
SAIFI=0
SAIDI=0
CAIDI=0
ASAI=0
ASUI=0
ENS=0
AENS=0
!*****

        END DO

      END DO

END

```