

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

CAMPUS MONTERREY

DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY®**

**Análisis Predictivo de la Confiabilidad en los Sistemas de Distribución
de Energía Eléctrica: Aplicando el Sistema SynerGEE**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO
ACADEMICO DE:**

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

ELABORADA POR:

CARLOS GONZÁLEZ ANDRADE

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE DE 2008

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

CAMPUS MONTERREY

DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA



**TECNOLOGICO
DE MONTERREY®**

**Análisis Predictivo de la Confiabilidad en los Sistemas de Distribución
de Energía Eléctrica: Aplicando el Sistema SynerGEE**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO
ACADEMICO DE:**

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

ELABORADA POR:

CARLOS GONZÁLEZ ANDRADE

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE DE 2008

A la compañera de mi vida, mi amada esposa, Alejandra.

A mis adorables hijos Daniela y Carlos:
Que éste sea un aliciente para su futuro desarrollo profesional.

A la autora de mis días, mi Madre.

AGRADECIMIENTOS.

Expreso mi profundo agradecimiento a mi familia, por la paciencia y tolerancia con que la que me acompañaron durante los tres años que duró esta travesía.

Deseo agradecer a las autoridades de la Comisión Federal de Electricidad por haberme brindado la oportunidad y el apoyo económico para cursar una Maestría de tanto prestigio avalada por una universidad tan distinguida como el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. En particular al Ing. Ignacio Morquecho Castillo por su apoyo y motivación, y por ser además uno de nuestros más distinguidos maestros. Así como a los ingenieros Miguel Ángel Loredó Gutiérrez, Hermilo Ceja Lucas y Eduardo Hernández Hernández por sus sabios consejos.

Agradezco las facilidades que me brindaron los ingenieros Jorge Gutiérrez Requejo, José Arturo Mora Alcaráz, Guillermo Nevárez Elizondo, Gonzalo Ortiz Alarcón, y Miguel Álvarez Vázquez, para poder cumplir este compromiso, al tiempo de compartir las responsabilidades laborales, a fin de ver capitalizados los conocimientos adquiridos en esta Maestría a beneficio de la institución que dignamente representan.

Así mismo agradezco el apoyo cálido y gentil, que me brindaron los catedráticos del Centro de Estudios de Energía: Dr. Federico Viramontes Brown, Dr. Armando Llamas Terrés, Dr. José Guadalupe Ríos, especialmente al M.C. Enrique Cervantes Jaramillo, maestro dentro y fuera de CFE, a los cuales expreso mi más grande aprecio.

RESUMEN.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica deben satisfacer la demanda de energía eléctrica de la forma más económica posible, con un grado de calidad y continuidad aceptable. Sin embargo, sus fallas son una de las principales causas de indisponibilidad en el suministro de esta fuente de energía a los usuarios. Las mejoras a la confiabilidad, que se practican actualmente en México, se basan en criterios deterministas, que no responden a la naturaleza estocástica del comportamiento de los sistemas, y se aplican sin que exista un balance adecuado entre confiabilidad y economía.

Lograr este equilibrio requiere aplicar una metodología de planeación de costo mínimo que considere, además del comportamiento histórico del sistema, su evaluación ante diferentes alternativas de inversión, garantizando que los recursos económicos disponibles y limitados, se utilicen de manera óptima para lograr el mayor grado de confiabilidad posible.

En este trabajo se presentan los fundamentos y las metodologías requeridas para evaluar los efectos del diseño y de los criterios operativos sobre la confiabilidad de los puntos de carga del sistema de distribución y su relación con los principales índices de confiabilidad utilizados por las empresas eléctricas en el mundo, haciendo énfasis en la necesidad de evaluar el costo de reforzar éstos indicadores.

Se investiga el uso del sistema de análisis de sistemas de distribución SynerGEE, como una herramienta de simulación útil para evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución de manera predictiva.

La falta de experiencia que se tiene en México con este tipo de análisis, requiere que los ingenieros de distribución se familiaricen con estos conceptos, para aplicarlos en el diseño de sus sistemas de distribución, con la habilidad para utilizar las herramientas de simulación modernas. Con este propósito se plantean una serie de casos de estudio sencillos, con los cuales se sentirán cómodos para introducirse en la exploración y aprendizaje de este tema.

ABSTRACT.

Electrical distribution systems ought to deliver electric power as economical as possible with an acceptable degree of service quality and continuity. Nevertheless, their faults represent one of the main causes of customer's unavailability. At the moment, a wide range of determinist criteria in the improvement of systems reliability based on past behavior are used, but they do not respond to the stochastic nature of system behavior, and are applied without an adequate balance between reliability and economy.

In order to obtain this balance a minimum cost planning methodology that considers the predictive analysis of different investment alternatives in addition to the past behavior of the system is required, which guarantees that the economic resources available and limited will be used to gather the greater possible reliability degree.

In this work this problem is approached with the fundamentals and methodologies needed to assess the design effects and operative criteria over the main reliability indexes used by the main utilities around the world, with emphasis on the need to optimize economical resources.

The use of the system SynerGEE™, is investigated, probing it as a useful tool for the predictive reliability analysis.

Due to the lack of experience that exists in Mexico with this type of analysis, distribution engineers has to become familiar with the concepts of the reliability engineering, their application to establish distribution systems models, and acquiring the ability to use the modern simulation tools, allowing them to evaluate the behavior of these systems with enough analytical rigor. In this sense a serial of well known study cases are presented to help them in this labor.

CONTENIDO.

DEDICATORIA	iii
AGRACEDDECIMIENTOS	vi
RESUMEN	v
CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	xii
LITA DE TABLAS	xiii
1. Introducción.	1
1.1 Confiabilidad de la energía eléctrica.	1
1.1.1 Confiabilidad y economía del suministro de energía eléctrica.	1
1.1.2 Impacto de las fallas en los sistemas eléctricos.	2
1.1.3 Grado óptimo de confiabilidad.	4
1.2 Evaluación de la confiabilidad en los SDEE.	5
1.2.1 Enfoque determinístico.	5
1.2.2 Enfoque probabilista.	6
1.3 Índices de confiabilidad.	7
1.4 Métodos para evaluar la confiabilidad.	7
1.4.1 Métodos analíticos.	7
1.4.2 Métodos de simulación.	8
1.5 Herramientas de simulación.	8
1.6 Definición del problema.	9
1.7 Objetivos.	10
1.7.1 General.	10
1.7.2 Específicos.	10
1.8 Desarrollo de la investigación.	11

2. Conceptos básicos.....	12
2.1 Definición de confiabilidad.....	12
2.2 Eventos asociados a una red de distribución.....	13
2.2.1 Tipos de interrupciones.....	13
2.2.2 Factores que influyen en la confiabilidad de un SDEE.	13
2.3 Ingeniería de confiabilidad.....	14
2.3.1 Indicadores básicos.	14
2.3.2 Función de confiabilidad.....	16
2.3.3 Función de riesgo.	16
2.3.4 Falla aleatorias durante el período de vida útil.....	18
2.3.5 Proceso de poisson.....	18
2.3.6 Confiabilidad de sistemas serie simple.	19
2.3.7 Confiabilidad de sistemas con redundancia activa simple.	20
2.3.8 Reglas para la reducción de un sistema con redundancia activa.	21
2.4 Topología de los sistemas de distribución.....	21
2.5 Índices de confiabilidad del sistema.	24
2.5.1 Índices orientados a los consumidores.	25
2.5.2 Índices orientados a la carga y energía.	27
2.5.3 Indicadores absolutos y relativos.....	29
2.6 Recolección y análisis de datos de las interrupciones.	29
2.6.1 Historial de interrupciones.	29
2.7 Estimación de parámetros.	30
2.7.1 Distribución de los parámetros de confiabilidad.....	30
2.7.2 Estimación puntual de los parámetros de confiabilidad de las secciones de línea.....	32
2.7.3 Estimación puntual de los parámetros de confiabilidad de equipos.	34
2.7.4 Estimación del tiempo de seccionamiento.	34
2.7.5 Datos genéricos de los parámetros de confiabilidad.	35
2.8 Técnicas para el análisis de confiabilidad.	36
2.9 Costos relacionados con la confiabilidad.....	37
3. Casos de estudio.....	40
3.1 Técnicas básicas para el análisis de sdee radiales.	40

3.1.1	Caso 1. sistema sin equipo de protección y seccionamiento.....	41
3.1.2	Caso 2. efecto de la instalación de equipo de protección en los ramales.	43
3.1.3	Caso 3. efecto de la instalación de equipo de protección en los ramales y cuchillas de seccionamiento sobre la troncal.	45
3.1.4	Caso 4. efecto de fallas en los equipos de protección de los ramales.	46
3.1.5	Caso 5. efecto de transferencias de carga, sin restricciones.	47
3.1.6	Caso 6. efecto de transferencias de carga, con restricciones.....	48
3.2	Sistema de prueba de confiabilidad del IEEE.	52
3.2.1	Antecedentes del sistema de prueba.	52
3.2.2	Sistema de prueba para fines académicos.....	52
3.2.3	Descripción de la red de distribución asociada al bus 2 del RBTS.....	53
3.2.4	Análisis del sistema.	55
4.	Simulación utilizando el programa SynerGEE.....	59
4.1	Proceso de simulación.	60
4.1.1	Cálculo de probabilidades.	60
4.1.2	Método de simulación.....	61
4.2	Modelos de confiabilidad.	61
4.2.1	Zonas de exposición.....	61
4.2.2	Zonas de mitigación.....	63
4.2.3	Interrupciones momentáneas y sostenidas.	64
4.2.4	Índices soportados por el programa.....	65
4.2.5	Varianza de los índices de confiabilidad.....	65
4.3	Modelo del sistema radial simple.	65
4.3.1	Secciones.....	66
4.3.2	Cuchillas de seccionamiento.	66
4.3.3	Fusibles.	68
4.3.4	Zonas de exposición.....	69
4.3.5	Resultados.	72
4.4	Análisis del sistema de prueba RBTS-B2.	74
4.4.1	Datos del modelo.	75
4.4.2	Descripción de los casos de análisis.....	78
4.4.3	Evaluación de índices de confiabilidad.	79

4.4.4	Índices de confiabilidad de los puntos de carga	80
4.4.5	Resultados de costos de confiabilidad.....	82
5.	Conclusiones y recomendaciones	83
	Referencias.....	86

ANEXOS

A.	Distribución del tiempo de restablecimiento	89
B.	Diagramas del sistema de prueba del IEEE	92
C.	Análisis de efectos y modos de falla del RBTS-B2	98

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1. Estadística de diez años de interrupciones al servicio de acuerdo al nivel del sistema eléctrico [1].	3
Figura 2.1 Modelo de dos estados para la disponibilidad del servicio.	15
Figura 2.2 Función de riesgo típica.....	17
Figura 2.3 Sistema en serie simple.....	19
Figura 2.4 Configuración redundante activa.	20
Figura 2.5 Reducción de un sistema con redundancia activa de dos elementos.	21
Figura 2.6 Circuito de distribución radial típico.	22
Figura 2.7 Circuito de alimentación en anillo.....	23
Figura 2.8 Diagrama de confiabilidad equivalente para el circuito en anillo.	23
Figura 2.9 Uso de los índices de confiabilidad por las empresas eléctricas [32].	24
Figura 2.10 Identificación de la distribución de los tiempos de restablecimiento.	31
Figura 2.11 Relación entre confiabilidad y costos.....	39
Figura 3.1 Red de distribución radial típica sin equipo de protección y seccionamiento.	41
Figura 3.2 Red de distribución radial con protección de ramal.	44
Figura 3.3 Red de distribución radial con protección de ramal y equipo de seccionamiento en la troncal.....	45
Figura 3.4 Sistema radial con respaldo de una fuente de suministro emergente.....	48
Figura 3.5 Grado de confiabilidad obtenida para los diseños propuestos.	50
Figura 3.6 Sistema de distribución para RBTS-B2 [38].	53
Figura 3.7 Gráfica comparativa d los índices de la confiabilidad obtenida con cada uno de los diseños propuestos.....	58
Figura 4.1 Zonas de exposición para eventos en el sistema radial simple.	62
Figura 4.2 Configuración de las zonas de exposición. (a) troncal_1, (b) ramal_1.	62
Figura 4.3 Catálogo parcial de zonas de exposición.....	63
Figura 4.4 Definición de una zona de mitigación.....	64
Figura 4.5 Falla momentánea liberada por un equipo con re-cierre.	64
Figura 4.6 Falla sostenida debido a la operación de un equipo de protección sin recierre.	64
Figura 4.7 Modelo en SynerGEE del sistema radial simple de la sección 3.1.....	66
Figura 4.8 Parámetros de las secciones de circuito.....	67
Figura 4.9 Configuración de los parámetros de confiabilidad de cuchillas de seccionamiento.....	67
Figura 4.10 Configuración de los parámetros de confiabilidad de los fusibles.	68
Figura 4.11 Configuración general del módulo de confiabilidad.....	69

Figura 4.12 Asignación individual de una zona de exposición a una de las secciones.	70
Figura 4.13 Formato de edición múltiple.	71
Figura 4.14 Parámetros asignados a las secciones por zonas de exposición.	71
Figura 4.15 Proporción de cada tipo de falla que afecta al SDEE.	72
Figura 4.16 Índices de confiabilidad del sistema radial simple.	72
Figura 4.17 Intervalo de confianza del 90% para los índices de confiabilidad, caso 3.	73
Figura 4.18. Gráfica comparativa del índice SAIFI.	74
Figura 4.19. Gráfica comparativa del índice SAIDI.	74
Figura 4.20 Modelo del sistema de prueba RBTS-B2 en el programa SynerGEE.	75
Figura 4.21 Definición de clases de usuarios.	76
Figura 4.22 Definición de zonas de usuarios.	77
Figura 4.23 Asignación de zonas de usuarios a las secciones del modelo.	77
Figura 4.24 Índices de confiabilidad del sistema (Cont.).	79
Figura 4.25 Variabilidad de los índices SAIFI y SAIDI, en los casos E y F.	80
Figura 4.26 Índices de confiabilidad en puntos de carga.	81
Figura 4.27 Impacto de las fallas en las secciones y equipos sobre la frecuencia y duración de las interrupciones.	81
Figura 4.28 Costos en miles de dólares al año por causa de falla.	82
Figura 4.29 Distribución de los costos de reparación por causa.	82
Figura 4.30 Costos de reparación.	82

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1.1 Calidad del suministro de energía eléctrica en México [5].	3
Tabla 1.2 Tiempo de interrupción total en México (en horas) [6].	4
Tabla 1.3 Compromisos de la C.F.E. para el Restablecimiento del Servicio [7].	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 2.1 Algoritmos de cálculo para los índices de confiabilidad del sistema.	27
Tabla 2.2 Registro histórico de interrupciones por circuito (Fuente SIRCAID)	29
Tabla 2.3 Interrupciones registradas por vegetación en un circuito de distribución rural, en un lapso de dos años.	33
Tabla 2.4 Confiabilidad de componentes típicos de un SDEE [3].	35
Tabla 2.5 Estimación de costos de interrupciones por tipo de empresa en México [33].	38
Tabla 3.1 Parámetros de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1.	41
Tabla 3.2 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1.	42
Tabla 3.3 Usuarios y carga conectada para el sistema de la Figura 3.1.	42
Tabla 3.4 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 1.	43
Tabla 3.5 Índices de confiabilidad considerando la protección de ramal.	44
Tabla 3.6 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 2.	44
Tabla 3.7 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.3.	45
Tabla 3.8 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 3.	46
Tabla 3.9 Índices de confiabilidad con una probabilidad de operación exitosa del fusible de ramal de 0,9.	47
Tabla 3.10 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 4.	47
Tabla 3.11 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.4.	48
Tabla 3.12 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 5.	48
Tabla 3.13 Índices de confiabilidad considerando restricciones en la transferencia de carga hacia la fuente de suministro emergente de la Figura 3.4.	49
Tabla 3.14 Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 6.	49
Tabla 3.15 Resumen de índices de confiabilidad para los casos analizados.	51
Tabla 3.16 Distribución de carga y usuarios para el RTBS-B2.	54
Tabla 3.17 Tipos de línea y longitud de las secciones del RBTS-B2.	54
Tabla 3.18 Datos de confiabilidad del RBTS-B2.	55
Tabla 3.19 Índices de confiabilidad del RBTS-B2.	56
Tabla 3.20 Índices de confiabilidad de los puntos de carga del RBTS-B2.	57
Tabla 4.1 Intervalos de confianza al 90% de los índices de confiabilidad.	73

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.

1.1 CONFIABILIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.1.1 CONFIABILIDAD Y ECONOMÍA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La función principal de un sistema de distribución de energía eléctrica, SDEE, es la de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los usuarios de la manera más económica posible, con un grado de calidad y continuidad aceptables. La gran dependencia de las actividades de la sociedad en la energía eléctrica, ha dado origen a que los usuarios de este servicio sean poco tolerantes a las interrupciones de esta fuente de energía, ya que estas implican la interrupción de algún proceso social o productivo que afecta su economía en mayor o menor grado. Por esta razón, la continuidad del suministro de la energía eléctrica es uno de los principales factores que los usuarios valoran en la percepción del servicio que ofrecen las compañías suministradoras.

De acuerdo con Willis [1], un sistema totalmente confiable suministraría la energía eléctrica ininterrumpidamente. Sin embargo, como lo afirman Lakervi y Holmes [2], las compañías suministradoras reconocen que este objetivo resulta técnica y económicamente imposible de cumplir. Cualquiera de los elementos de un

sistema de distribución se encuentra expuesto a una eventual falla, con una probabilidad que se incrementa cuanto mayor sean sus años de operación [3].

Considerando que en entornos de recursos limitados, las empresas eléctricas se ven forzadas a responder al crecimiento de la demanda con estrategias para utilizar al máximo sus instalaciones con una mínima inversión [3], los problemas asociados a la confiabilidad de los SDEE podrían acentuarse en nuestro País debido a que gran parte de la infraestructura eléctrica de distribución, hoy día en operación, se reconstruyó o construyó durante la segunda mitad del Siglo XX, después de la nacionalización de la industria eléctrica.

Por lo cual, para minimizar los efectos de las fallas sobre la continuidad en el suministro de la energía eléctrica, al menor costo posible, los planificadores y operadores de los SDEE requieren tener la capacidad de evaluar el comportamiento de estos sistemas de manera predictiva, a fin de elegir los esquemas de reforzamiento que garanticen que los recursos económicos disponibles, (y limitados), se utilicen adecuadamente para lograr el mayor grado de confiabilidad posible.

1.1.2 IMPACTO DE LAS FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Históricamente, los SDEE han recibido menor atención que los sistemas de generación y transmisión en lo que respecta al modelado y evaluación de la confiabilidad, debido a su menor costo, y al impacto muy localizado de sus fallas respecto a las que ocurren en estos últimos, las cuales pueden tener consecuencias catastróficas para la sociedad y el medio ambiente [4].

Sin embargo, el análisis estadístico de las interrupciones a los usuarios [1] (véase la Figura 1.1), muestra que las fallas de los SDEE representan una de las principales causas de indisponibilidad en el suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, los usuarios conectados a un SDEE poco confiable, recibirán un servicio deficiente, sin importar la alta confiabilidad que pueda existir en los sistemas de generación y de transmisión. Este hecho muestra la necesidad e importancia de

evaluar cuantitativamente la confiabilidad de los SDEE desde sus etapas de planificación y diseño.

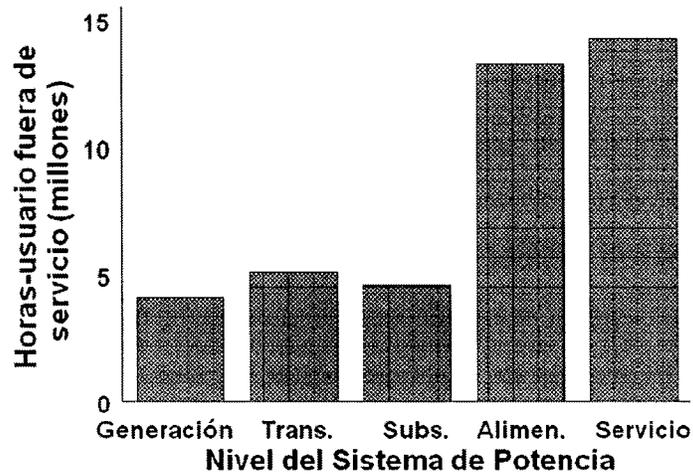


Figura 1.1. Estadística de diez años de interrupciones al servicio de acuerdo al nivel del sistema eléctrico [1].

La Tabla 1.1, muestra el comportamiento del principal indicador de la confiabilidad de la energía eléctrica en México, así como el porcentaje de la población que cuenta con acceso a la energía eléctrica, de acuerdo a datos de la C.F.E. [5]; en los últimos 9 años, el tiempo promedio de las interrupciones por usuario, TIU, se redujo de 2,23 a 1,11 horas / año, sin considerar afectaciones por eventos extraordinarios como huracanes o terremotos. Mientras que, como se muestra en la Tabla 1.2, el tiempo promedio de restablecimiento, TPR, en un período de 8 años fue de 3,06 horas / año con un máximo de 7,87 horas en el año 2002 [6].

Tabla 1.1. Calidad del suministro de energía eléctrica en México [5].

Indicador	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tiempo de interrupción por usuario (horas.) sin afectación	2.23	2.15	2.13	2.07	2.02	1.48	1.28	1.32	1.40	1.12
Población con acceso al servicio de energía eléctrica (%)	94.5	94.7	94.7	95.0	95.0	96.0	96.5	97.0	97.3	97.3

Tabla 1.2. Tiempo de interrupción total en México (en horas) [6].

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Prom.
2.30	2.53	7.87	2.46	1.63	4.01	1.68	3.01	2.03	3.06

Dado el alto grado de electrificación, el reto actual del servicio público de energía eléctrica en México es el de lograr un alto nivel competitivo en la calidad del suministro que supere las expectativas de los usuarios. En este sentido la C.F.E. ha establecido algunas metas para la calidad del servicio como las que se muestran en la Tabla 1.3 [7], e invita incluso, a sus clientes, a presentar alguna queja o aclaración en caso de incumplimiento [8], no obstante que la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, libera a esta empresa de la responsabilidad por interrupciones motivadas por causas de fuerza mayor, trabajos de mantenimiento y reparación, o la modificación de sus instalaciones [9].

Tabla 1.3 Compromisos de la C.F.E. para el Restablecimiento del Servicio [7].

Compromiso	Siglas	Descripción	Unidad	Urbano	Rural
Restablecimiento de suministro individual.	RSI	Tiempo máximo para restablecer el suministro a clientes servidos con acometida individual en baja tensión.	hora	10	30
Restablecimiento de suministro sector fuera.	RSS	Tiempo máximo para restablecer el suministro a todos los clientes alimentados de un sector o área de distribución fallada.	hora	4	10
Restablecimiento de suministro en alimentador de media tensión.	RSM	Tiempo máximo para restablecer el suministro a todos los clientes alimentados de un circuito o un servicio individual, de media tensión.	hora	2	5

Estos compromisos implican la necesidad de encontrar las mejores opciones de inversión para robustecer la infraestructura eléctrica de distribución de la manera más económica posible.

1.1.3 GRADO ÓPTIMO DE CONFIABILIDAD.

Generalmente, un sistema de potencia se construye de manera redundante para garantizar la continuidad del suministro eléctrico de forma aceptable. Sin embargo, la redundancia obtenida en la capacidad de la generación y transformación, y en la topología de las redes del sistema eléctrico de transmisión y

distribución, debe equilibrarse con la restricción de lograr que el suministro de energía eléctrica a los usuarios sea lo más económico posible.

Sin lugar a dudas, reducir la probabilidad, frecuencia y duración de las fallas, y aminorar sus efectos, requiere de mayores inversiones [4]. Sin embargo, al minimizar estos factores podrían tenerse altos costos operativos que repercutirían en la estructura tarifaria, contraviniendo la restricción de economía. En cambio, si la inversión es escasa, el nivel de confiabilidad sería bajo. Por tanto, de acuerdo con Willis [3], un grado de confiabilidad óptimo, no implica el máximo posible.

De acuerdo con Chowdhury y Koval [10], equilibrar la competencia entre confiabilidad y economía, requiere una metodología de planeación de costo mínimo que considere tanto los costos de inversión, de operación y mantenimiento, como el costo de las interrupciones a los usuarios, para determinar cuánto debe invertirse en el incremento marginal de la confiabilidad, a fin de que el costo total para la sociedad sea mínimo.

1.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN LOS SDEE.

El propósito de evaluar la confiabilidad de los SDEE es el de obtener indicadores de su comportamiento en los puntos de carga, predecir su comportamiento, y evaluar el costo de reforzar éstos indicadores. Este análisis desprecia normalmente, los efectos de los sistemas de generación y de transmisión, con pequeñas imprecisiones en los resultados [11].

1.2.1 ENFOQUE DETERMINÍSTICO.

Las prácticas actuales para la operación y planificación de los sistemas eléctricos están dominadas por una gama de criterios deterministas, soportados en la “*intuición*” y la “*experiencia*” de muchos años de operación [10]. Criterios de este tipo son, por ejemplo: el uso de porcentajes de reserva para la capacidad de diseño de

una central generadora, planificar un número mínimo de circuitos, (criterio de contingencia N-1 o N-2), para la capacidad de una red eléctrica, etc. [12].

Con este enfoque se clasifica, de acuerdo a su gravedad, un conjunto de eventos indeseables que darían lugar a una condición insegura o falla del sistema, y se considera que la confiabilidad es *“el arte de diseñar y mantener un sistema tan inmune a las fallas como sea posible”* [13]. Sin embargo, mantener la inmunidad de un sistema ante un evento catastrófico, cuya probabilidad de ocurrir sea tan baja, que pudiera ignorarse, daría lugar a inversiones innecesarias. Mientras que al ignorar eventos de menor gravedad, pero con alta probabilidad de ocurrir, se tendría un sistema poco confiable [4].

1.2.2 ENFOQUE PROBABILISTA.

La debilidad básica de los criterios deterministas radica en que éstos no responden a la naturaleza estocástica del comportamiento del SDEE, la incertidumbre de la demanda, o la aleatoriedad de la falla de sus componentes. Por tanto, se requiere adoptar técnicas probabilísticas que tomen en cuenta este comportamiento [4].

Combinando gravedad y verosimilitud se obtiene un conjunto de parámetros que representan objetivamente el riesgo al que se encuentra expuesto un SDEE. El esfuerzo adicional que esto implica se justifica por la creciente complejidad de los sistemas, la necesidad de optimizar los recursos económicos disponibles, lograr costos competitivos, evaluar diseños alternativos, y estudiar el efecto de diferentes procedimientos operativos y de mantenimiento [14].

Desafortunadamente, a pesar de que la necesidad de evaluar probabilísticamente el comportamiento de los sistemas eléctricos se reconoce desde los años 30, es un hecho que la mayoría de los criterios de operación, diseño y planeación actuales se basan en técnicas determinísticas [4].

1.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Las compañías de electricidad mantienen un registro detallado de las interrupciones con el propósito de obtener indicadores del comportamiento del SDEE, respecto a la disponibilidad, energía no suministrada, número de incidentes, número de horas de interrupción, etc. [4]. Sin embargo, pocas empresas compilan datos suficientes para evaluar el comportamiento del sistema en los puntos de carga y usuarios importantes [13], [15], o para realizar estudios de confiabilidad en términos probabilísticos [16].

Los índices de confiabilidad se utilizan principalmente para establecer tendencias generales en el comportamiento operativo de la empresa, y para comparar los resultados obtenidos por diferentes compañías [15]. Así mismo, son útiles para identificar las áreas más débiles del sistema, que requieren reforzarse o modificarse, y para fijar metas de aceptación para evaluar el comportamiento futuro, comparar predicciones de la confiabilidad, o monitorear la respuesta del sistema a cambios de diseño [4].

1.4 MÉTODOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD.

Los métodos para analizar la confiabilidad de los SDEE se agrupan en dos grandes categorías: (1) métodos analíticos directos y (2) técnicas de simulación.

1.4.1 MÉTODOS ANALÍTICOS.

Los métodos analíticos representan al SDEE mediante un modelo matemático que permite evaluar los índices de confiabilidad a través de soluciones numéricas directas. Las herramientas comúnmente utilizadas incluyen [17]: (1) diagramas de espacio de estado, (2) análisis de efectos y modos de falla (FMEA), enumeración de estados, (4) árboles de eventos, (5) conjuntos de corte mínimos, (6) árboles de falla. Adicionalmente, Koval y Billinton [18][19], recomiendan la técnica denominada “zone-branch” para evaluar el impacto de la coordinación de protecciones. En cuanto

al análisis de la confiabilidad en sistemas industriales, el IEEE STD 493-2007 [20] recomienda: (1) los conjuntos de corte mínimos, (2) la reducción de redes, (3) el algoritmo GO, y (4) los modelos de Markov.

1.4.2 MÉTODOS DE SIMULACIÓN.

Los métodos de simulación consisten en el análisis estadístico de una secuencia de experimentos aleatorios que simulan los procesos de falla, reparación y restablecimiento, que pueden ocurrir durante la vida operativa de un SDEE. Con la simulación se obtiene el valor esperado y la distribución de frecuencias de los indicadores de confiabilidad, dando una clara imagen de las deficiencias del sistema. Estos métodos se denominan generalmente como métodos de simulación de “Monte Carlo”, y se clasifican en: (1) métodos secuenciales y (2) no secuenciales.

Debe destacarse que los resultados de la simulación se ven afectados por la calidad del modelo, y que la aleatoriedad con que se presentan las fallas en un sistema eléctrico impide hacer predicciones precisas, por lo cual estas técnicas son tan sólo una herramienta auxiliar en el análisis.

1.5 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN.

La aplicación de los métodos probabilísticos y de simulación se ha visto inhibida por el gran volumen de datos necesarios para modelar un sistema eléctrico complejo, y la escasa familiaridad de los ingenieros con la teoría de la probabilidad. Sin embargo, existen en la actualidad potentes herramientas de cómputo que instrumentan estas metodologías y simplifican el análisis de la confiabilidad de los SDEE.

Estas herramientas permiten evaluar predictivamente la confiabilidad de un SDEE a partir de la topología y los datos de confiabilidad de sus componentes. Y aun cuando no se cuente con información precisa de las tasas de falla o de tiempos de reparación y seccionamiento para los equipos del sistema bajo estudio, existen

fuentes de datos alternas, útiles para iniciar el análisis y calibrar el modelo con el valor histórico de sus indicadores de confiabilidad [3], [21].

Los primeros programas de simulación para analizar la confiabilidad en los sistemas eléctricos surgieron a finales de los 70's, en una época en que las compañías eléctricas no habían puesto aún gran énfasis en este tipo de análisis [3]. Sin embargo, el interés por modelar el impacto de nuevos diseños e identificar claramente los problemas que existen en las redes eléctricas actuales, ha dado lugar a una variedad de programas comerciales para el análisis de redes que incluyen este tipo de evaluación.

1.6 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

Existe un gran interés en CFE por mantener estándares competitivos de la calidad del servicio, tales como el tiempo promedio de restablecimiento, TPR. Sin embargo, se carece de una metodología para evaluar cuantitativamente, desde la fase de planificación, el impacto que tendrán diferentes alternativas de inversión sobre los índices de confiabilidad del SDEE.

Las acciones para mejorar la confiabilidad se soportan en criterios deterministas, que no toman en cuenta que exista un balance adecuado entre confiabilidad y economía. Y sus resultados solo pueden evaluarse a partir del comportamiento pasado del sistema una vez que las interrupciones han ocurrido.

Se requiere, por tanto, contar con los medios para evaluar las propuestas de inversión dirigidas a mejorar la confiabilidad de los SDEE. Y aunque CFE cuenta en CFE con programas modernos para el análisis de redes que incorporan módulos para evaluar la confiabilidad de los SDEE con base en su topología, como el sistema "SynerGEE Electric", útil para evaluar estos proyectos de mejora. Sin embargo, se carece de experiencia en su utilización.

Se requiere, por tanto, que los ingenieros de distribución se familiaricen con la construcción de modelos para analizar la confiabilidad de los SDEE con suficiente rigor analítico, mediante el uso de técnicas probabilistas y las herramientas de simulación disponibles.

1.7 OBJETIVOS.

1.7.1 GENERAL.

En este trabajo se investigan las técnicas probabilísticas y de simulación requeridas para evaluar la confiabilidad de los SDEE, demostrando su aplicación con el uso de una herramienta de cómputo moderna que permite analizar este tipo de sistemas, con el propósito de facilitar su instrumentación en la evaluación del impacto a los proyectos de inversión, dirigidos a mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

1.7.2 ESPECÍFICOS.

a) Aplicar el enfoque de sistemas para evaluar los indicadores de confiabilidad en los puntos de carga de sistemas de distribución radiales, estableciendo su relación con los índices de confiabilidad utilizados por las empresas eléctricas.

b) Obtener una metodología para evaluar el tiempo promedio de restablecimiento, TPR, a partir de los índices de confiabilidad del sistema.

c) Utilizar una metodología para estimar los parámetros de confiabilidad de los componentes de un SDEE, que se adapte a la información disponible de las interrupciones al servicio eléctrico con que se cuenta en la CFE.

e) Comprender los principios para modelar un SDEE aplicando las herramientas de simulación y los criterios de evaluación costo-confiabilidad, involucrados en la selección de alternativas de mejora.

d) Aplicar y demostrar la utilidad del programa SynerGEE en la evaluación predictiva de la confiabilidad de SDEE, como una herramienta auxiliar para la

planificación de proyectos de inversión y prácticas operativas destinadas a mejorar la confiabilidad de este tipo de sistemas.

1.8 DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.

En este trabajo se muestran los modelos probabilísticos requeridos para analizar la confiabilidad de SDEE radiales. En el Capítulo 2 se incluyen los conceptos fundamentales necesarios para comprender la forma en que se evalúan los indicadores de confiabilidad de los puntos de carga del sistema y su relación con los índices de confiabilidad utilizados por las empresas eléctricas.

Así mismo, se indica la forma en que se lleva el registro de las interrupciones al suministro de energía eléctrica, en la CFE, y su utilización en la estimación de los parámetros de confiabilidad requeridos para modelar los componentes del SDEE.

En este capítulo se describen también, los principales indicadores utilizados por las compañías eléctricas, las principales técnicas para el análisis de confiabilidad, y los conceptos relacionados con el análisis costo-confiabilidad necesario para seleccionar las alternativas de mejora.

En el Capítulo 3 se aplica la metodología análisis de efectos y modos de falla (FMEA) para evaluar los índices de confiabilidad de sistemas de distribución radiales, utilizando como ejemplo una serie de casos de estudio bien conocidos, propuestos en [4] y [38], para un circuito de distribución radial simple, y para el sistema de prueba de confiabilidad del IEEE, que consiste en un sistema de distribución típico compuesto por cuatro circuitos de distribución.

En el Capítulo 4, se modelan estos ejemplos utilizando la herramienta de cómputo SynerGEE, y se comparan sus resultados con el método manual del Capítulo 3. Se describe la manera de construir los modelos de confiabilidad con dicha herramienta, y se muestran los reportes principales obtenidos con este sistema.

CAPÍTULO 2. CONCEPTOS BÁSICOS.

La confiabilidad, como disciplina, se remonta a los años 30's cuando los conceptos de la probabilidad se aplicaron por primera vez a la solución de problemas asociados con la generación de energía eléctrica, y se utilizaron posteriormente durante la Segunda Guerra Mundial, y en la aeronáutica [22]. Su aplicación a los SDEE se impulsó en 1964 y 1965 con la publicación de dos artículos [23][24], que expusieron la forma de evaluar la frecuencia y la duración de las interrupciones, y fueron el punto de partida para muchos de los desarrollos modernos [4].

2.1 DEFINICIÓN DE CONFIABILIDAD.

El término *confiabilidad* se utiliza de formas distintas, cualitativamente se define como la *calidad de un producto a través del tiempo*, y cuantitativamente, como la probabilidad de que un producto realice su función específica, en un período de tiempo y condiciones operativas preestablecidos [25]. Esta última considera tanto la calidad del producto, como la forma en que los usuarios hacen uso del mismo.

Singh y Billinton [14] definen la confiabilidad más formalmente como una medida del funcionamiento del sistema, de acuerdo a la probabilidad de que éste se encuentre dentro de un conjunto de estados posibles que definen el éxito o la falla del mismo, con la cual se identifican las desviaciones en su funcionamiento respecto a ciertos índices de referencia.

Para Brown [26] y Willis [1], la confiabilidad de los SDEE equivale a la continuidad del suministro eléctrico en la acometida del usuario, dentro de ciertos límites de frecuencia y voltaje.

2.2 EVENTOS ASOCIADOS A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.

2.2.1 TIPOS DE INTERRUPCIONES.

Una red de distribución se ve afectada por las fallas que se originan en la indisponibilidad de alguno de sus componentes, dando lugar a la interrupción de la continuidad del suministro eléctrico a los clientes conectados en los puntos de carga que dependen de su funcionamiento.

Generalmente, se consideran dos tipos de interrupciones: (1) programadas, (2) e imprevistas. Las primeras toman en cuenta la indisponibilidad de los puntos de carga debido a la necesidad de realizar labores de mantenimiento preventivo o correctivo, cuyo propósito es alargar la vida útil de las instalaciones, y que consiguen un efecto positivo al disminuir el número de fallas, pero que pueden afectar negativamente, si éstas requieren des-energizar algunas secciones del sistema.

Las interrupciones imprevistas se generan a consecuencia de fallas en los componentes del sistema, y dependiendo de su duración se clasifican en momentáneas y sostenidas. Típicamente, una interrupción sostenida es aquella con una duración superior a un minuto [26].

2.2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CONFIABILIDAD DE UN SDEE.

La frecuencia y la duración de las interrupciones dependen de variables aleatorias como la confiabilidad de los componentes del sistema y la carga de los circuitos de distribución, o de parámetros tales como la longitud de los circuitos y la topología de la red [2]. Por lo cual, algunos aspectos del diseño del sistema eléctrico pueden contribuir a mejorar la confiabilidad del sistema, considerando que

diferentes parámetros de diseño y diferentes topologías influirán de manera diferente en el número de usuarios afectados por una interrupción [1].

La duración de las interrupciones puede controlarse mediante la localización adecuada de equipos de seccionamiento, ya sean éstos de operación manual, automática o automatizada, y que reduzcan los tiempos de traslado para recuperar la carga en las secciones no falladas, o bien brinden flexibilidad al sistema para realizar transferencias de carga.

2.3 INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD.

2.3.1 INDICADORES BÁSICOS.

Para medir la confiabilidad, en los puntos de carga del SDEE, se utilizan tres indicadores básicos: la *tasa promedio de falla*, (λ), la *duración promedio de las interrupciones*, (r), y la *indisponibilidad anual o tiempo anual promedio sin servicio*, (U). Estas medidas, al ser funciones de variables aleatorias como la falla de los componentes del sistema, y la duración de los tiempos de reparación y de seccionamiento, representan el valor esperado o promedio de alguna distribución de probabilidad [4][27].

El servicio a los usuarios puede describirse únicamente de dos maneras: (1) *disponible* y (2) *no-disponible* (interrumpido). El intervalo entre dos interrupciones sucesivas se describe estadísticamente en términos del *tiempo de falla promedio*, m , o de su recíproco, *la tasa de falla promedio*, λ (ver Figura 2.1). Del mismo modo, la duración de las interrupciones se caracteriza por el *tiempo de interrupción promedio*, r , o de su recíproco, *la tasa promedio de restablecimiento*, μ , y el intervalo entre fallas sucesivas por el tiempo promedio del *ciclo falla-restablecimiento*, T .

A partir de estos indicadores, la *disponibilidad* del servicio, A , se define como la probabilidad de que el componente se encuentre en servicio en un momento dado,

y se calcula como la razón entre el tiempo de falla promedio dividido por el tiempo promedio del ciclo ($A = m/T$).

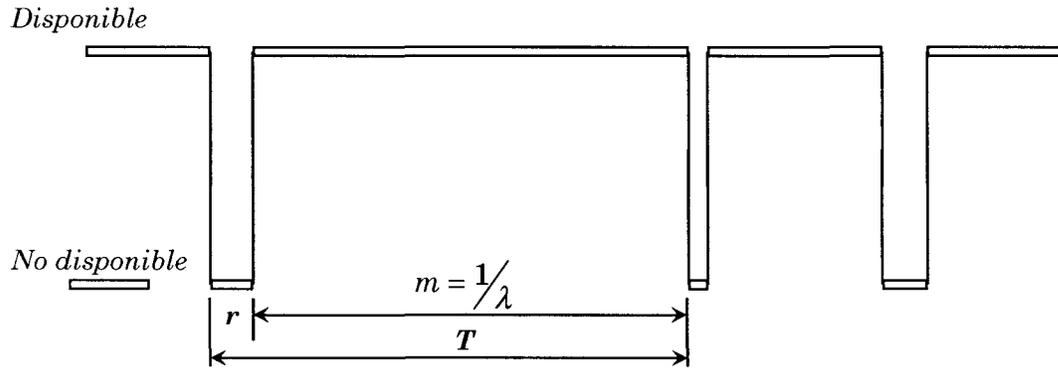


Figura 2.1 Modelo de dos estados para la disponibilidad del servicio.

De igual manera, la *indisponibilidad* del servicio se define como la probabilidad de que un componente se encuentre en estado de falla, en un momento dado, y se calcula como $U = 1 - A$, o como la razón entre el tiempo de interrupción promedio y el tiempo promedio del ciclo.

$$U = \frac{r}{T} = \frac{r}{r + m} = \frac{r}{r + 1/\lambda} = \frac{\lambda r}{1 + \lambda r} \quad (2-1)$$

Para componentes de elevada confiabilidad (como los de los sistemas de potencia) se tiene que $\lambda r \ll 1$, entonces: $U \approx \lambda r$ [28]. Atendiendo a las unidades, si λ se expresa en fallas/año y r en horas, para que U resulte adimensional, pues se trata de una probabilidad, se tendrá que dividir ésta entre el número de horas del año: $U = \lambda r / 8760$.

Una métrica útil de la calidad del servicio es la duración esperada, en horas, de las interrupciones al año por usuario, H , que se define como [28]:

$$H = \frac{\lambda r}{1 + \lambda r / 8760} \quad \text{hr / año / usuario} \quad (2-2)$$

Por ejemplo, con una tasa de falla promedio, $\lambda = 0,3$ fallas por año, y un tiempo de interrupción promedio en el servicio a los usuarios, $r = 1,5$ horas, se tiene

que: $H = 0,3 \times 1,5 / (1 + 0,45 / 8760) = 0,45$ horas al año por usuario. Y la disponibilidad del servicio, será: $A = 1 - H / 8760 = 0,99995$.

2.3.2 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD.

Sea la variable aleatoria, tiempo de falla, T , con función de distribución $F(t)$ y función de densidad de probabilidad $f(t)$, el tiempo previo a la falla. La confiabilidad del componente (o sistema o subsistema), en el tiempo t , se define por:

$$R(t) = 1 - F(t) = P(T > t) \quad (2-3)$$

La cual se conoce como *función de confiabilidad*, y representa la probabilidad de que el componente siga en funcionamiento más allá del tiempo t . Así mismo, la probabilidad de que una falla se presente en el intervalo de tiempo $[t_1, t_2]$, se calcula utilizando la función de confiabilidad del siguiente modo:

$$P(t_1 \leq T \leq t_2) = \int_{t_1}^{t_2} f(t) dt = \int_{-\infty}^{t_2} f(t) dt - \int_{-\infty}^{t_1} f(t) dt = F(t_2) - F(t_1) = R(t_1) - R(t_2) \quad (2-4)$$

2.3.3 FUNCIÓN DE RIESGO.

La *tasa de falla del intervalo*, $\lambda(t, t + \delta)$, a la cual ocurren las fallas en un intervalo dado, $[t, t + \delta]$, se define como la probabilidad condicional de que la falla ocurra durante el mismo, dado que el componente no ha fallado antes del tiempo t .

$$\lambda(t, t + \delta) = \frac{P(t \leq T < t + \delta \mid T \geq t)}{\delta} = \frac{P(t \leq T < t + \delta)}{P(T \geq t)} \cdot \frac{1}{\delta} = -\frac{R(t + \delta) - R(t)}{\delta} \cdot \frac{1}{R(t)} \quad (2-5)$$

La *tasa de falla instantánea* o *función de riesgo*, $\lambda(t)$, se define como la forma límite de la tasa de falla del intervalo cuando $\delta \rightarrow 0$. Su importancia se basa en el hecho de que ésta nos indica la forma en que las fallas del componente o sistema se distribuyen a través del tiempo. Así:

$$\lambda(t) = \lim_{\delta \rightarrow 0} \frac{P(t \leq T < t + \delta \mid T \geq t)}{\delta} = -\lim_{\delta \rightarrow 0} \frac{R(t + \delta) - R(t)}{\delta} \cdot \frac{1}{R(t)} = -\frac{dR(t)}{dt} \cdot \frac{1}{R(t)} \quad (2-6)$$

Siendo evidente la relación entre la función de riesgo, la función de densidad y la función de confiabilidad:

$$\lambda(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \cdot \frac{1}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2-7)$$

Integrando en ambos lados de esta expresión, se tiene:

$$\int_0^t \lambda(x) dx = -\int_0^t \frac{1}{R(x)} dR(x) = -\ln R(x) \Big|_0^t = -\ln R(t) \quad (2-8)$$

Y despejando $R(t)$, se obtiene la siguiente expresión que se denomina *función general de confiabilidad*:

$$R(t) = \exp \left[-\int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad (2-9)$$

De forma experimental se ha observado que la gráfica de la función de riesgo de muchos aparatos tiene una forma característica, como la que se muestra en la Figura 2.2, denominada “*curva de la bañera*” [29]. Esta gráfica presenta tres fases claramente definidas, en la vida del componente (o sistema).

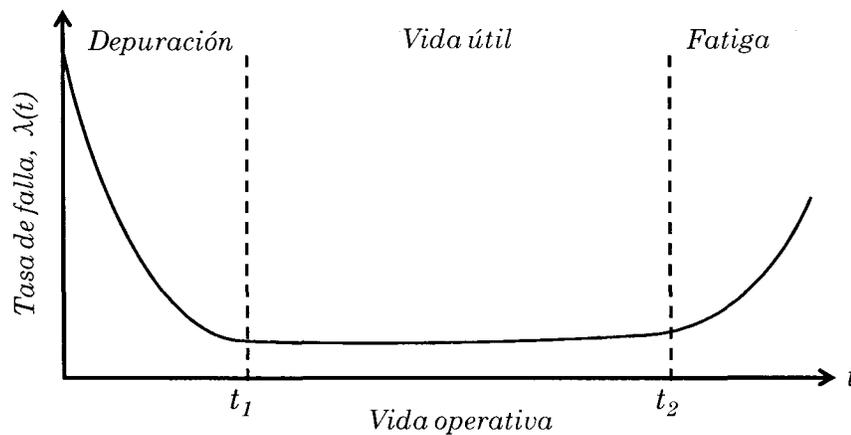


Figura 2.2. Función de riesgo típica.

La primera representa una etapa de mortalidad temprana, cuando el componente es sometido a pruebas de aceptación y las fallas se presentan por defectos de construcción y diseño. La segunda etapa, representa el tiempo de vida

útil, cuya tasa de falla es prácticamente constante, y durante la cual solamente se presentan fallas aleatorias. La tercera etapa representa las fallas por fatiga debidas al envejecimiento.

2.3.4 FALLA ALEATORIAS DURANTE EL PERÍODO DE VIDA ÚTIL.

Cuando el componente se encuentra dentro de su período de vida útil, la función de riesgo se considera aproximadamente constante, es decir, $\lambda(t) \approx \lambda$. Entonces, a partir de la función general de confiabilidad, se tiene que:

$$R(t) = 1 - F(t) = \exp[-\lambda t] \Rightarrow F(t) = 1 - \exp[-\lambda t] \quad (2-10)$$

Lo que significa que durante el período de vida útil, el tiempo previo a la falla, T , se distribuye exponencialmente, con parámetro λ .

Dada la característica de pérdida de memoria de la distribución exponencial, la probabilidad de falla de los componentes del sistema es proporcional a la longitud del intervalo del ciclo falla-restablecimiento, T , sin importar el tiempo que haya transcurrido desde que se puso en funcionamiento [30].

2.3.5 PROCESO DE POISSON.

Otra característica importante de la distribución exponencial, es su estrecha relación con la distribución de Poisson, ésta permite modelar el número de fallas en un intervalo de tiempo dado [30]. Si la variable aleatoria, X , define el número de fallas que ocurren en el intervalo de tiempo $[0, t]$, con una tasa de falla por unidad de tiempo, λ , entonces X sigue una distribución de Poisson con parámetro λt :

$$P(X = x | \lambda t) = \begin{cases} \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^x}{x!} & x = 0, 1, 2, K \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2-11)$$

Utilizando la distribución de Poisson se calcula la probabilidad de que no ocurra ninguna falla dentro del intervalo $[0, t]$:

$$P(X = 0 | \lambda t) = \exp[-\lambda t]. \quad (2-12)$$

Que equivale a que la primera falla ocurra en un tiempo posterior a t , por lo que esta probabilidad es igual a la confiabilidad del componente en t :

$$R(t) = P(T > t | \lambda) = P(X = 0 | \lambda t) \quad (2-13)$$

Esta equivalencia se utiliza en los programas de simulación para evaluar la probabilidad de cualquier número de fallas al año en los puntos de carga del sistema, conocida su tasa de falla [4][31].

2.3.6 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS SERIE SIMPLE.

Para que un sistema simple en serie, como el que se muestra en la Figura 2.3, funcione, todos sus componentes deben funcionar. Sea T_j el tiempo de falla para el componente c_j , $j = 1, 2, \dots, n$, y T el tiempo de falla del sistema; asuma que cada componente funciona de modo independiente. El modelo de confiabilidad es:

$$R(t) = P[T > t] = P(T_1 > t) \cdot P(T_2 > t) \cdot \Lambda \cdot P(T_n > t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \cdot \Lambda \cdot R_n(t) \quad (2-14)$$

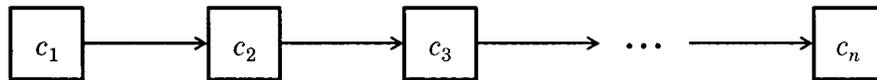


Figura 2.3 Sistema en serie simple.

Es decir, la confiabilidad del sistema simple en serie se calcula como el producto de las funciones de confiabilidad de sus componentes. Además, si se consideran únicamente fallas aleatorias durante el período de vida útil, el tiempo de falla en todos los componentes se distribuye exponencialmente, con tasa de falla λ_j , por lo que la confiabilidad del sistema será:

$$R(t) = \exp[-\lambda_1 t] \cdot \exp[-\lambda_2 t] \cdot \Lambda \cdot \exp[-\lambda_n t] = \exp\left[-\sum_j \lambda_j t\right] = \exp[-\lambda_s t] \quad (2-15)$$

Se concluye que el tiempo de falla del sistema, T , se distribuye exponencialmente, con parámetro λ_s , el cual determina la tasa de falla del sistema, siendo igual a la suma de las tasas de falla de los componentes:

$$\lambda_s = \sum_j \lambda_j \quad (2-16)$$

La indisponibilidad del sistema, U_s , puede calcularse aproximando la indisponibilidad de los componentes por $U_j \approx \lambda_j r_j$ (véase sección 2.3), de donde el tiempo de interrupción anual promedio del sistema, es igual a la suma de los tiempos de interrupción anual promedio de los componentes:

$$U_s \approx \lambda_s r_s \approx \sum_j \lambda_j r_j \quad (2-17)$$

La duración promedio de las interrupciones del sistema, r_s , se aproxima entonces como:

$$r_s \approx \frac{U_s}{\lambda_s} \approx \frac{\sum_j \lambda_j r_j}{\sum_j \lambda_j}, \quad \text{suponiendo que } U_s \approx \lambda_s r_s \approx \sum_j \lambda_j r_j. \quad (2-18)$$

2.3.7 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS CON REDUNDANCIA ACTIVA SIMPLE.

La Figura 2.4 muestra una configuración redundante activa. El ensamble funciona si funcionan k o más de los elementos, $k \leq n$; se supone independencia y una tasa de falla constante. Para el caso más simple, cuando sólo se requiere que uno de los componentes funcione, la confiabilidad del sistema se obtiene como:

$$R(t) = 1 - \prod_j (1 - R_j(t)) = 1 - \prod_j (1 - \exp[-\lambda_j t]) \quad (2-19)$$

Donde el producto es la probabilidad de que todos los componentes fallen.

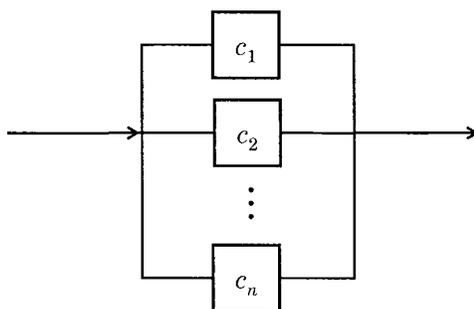


Figura 2.4 Configuración redundante activa.

2.3.8 REGLAS PARA LA REDUCCIÓN DE UN SISTEMA CON REDUNDANCIA ACTIVA.

Un sistema redundante formado por dos o más elementos en paralelo puede reducirse a un sistema equivalente, como se muestra en la Figura 2.5.

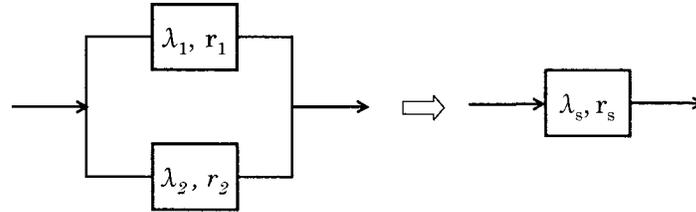


Figura 2.5 Reducción de un sistema con redundancia activa de dos elementos.

En este caso puede demostrarse, (véase [29]), que la tasa de falla del sistema se obtiene como, considerando que $\lambda_j r_j \ll 1$, lo que es aceptable para los SDEE:

$$\lambda_s = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2-20)$$

De acuerdo con [29], el tiempo de restablecimiento del sistema es:

$$r_s = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2-21)$$

Y su indisponibilidad se calcula de manera aproximada como:

$$U_s \approx \lambda_s r_s. \quad (2-22)$$

Sustituyendo las ec. (2-20) y (2-21) en esta última, se tiene que la indisponibilidad del sistema es aproximadamente igual al producto de la indisponibilidad de cada componente del sistema en paralelo, estableciendo que para que el sistema falle ambos componentes deben de fallar.

$$U_s \approx U_1 \cdot U_2. \quad (2-23)$$

2.4 TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las técnicas requeridas para analizar los SDEE dependen de su topología, sin embargo, los circuitos de distribución se construyen, generalmente, de forma radial o en anillo de operación radial. En estos casos, el flujo de la energía tiene un solo sentido desde la fuente (subestación) hacia los puntos de carga, por lo que la falla de una sección interrumpe el servicio de los usuarios conectados “aguas abajo” de la sección dañada.

En la Figura 2.6 se muestra un circuito de distribución radial típico, que consiste de una línea troncal trifásica, ramales y sub-ramales, y da servicio a 16 puntos de carga, que se interconectan a una fuente de alimentación a través del interruptor principal de la subestación. Se muestran además los elementos de protección y desconexión del sistema: restaurador y fusibles. Sin embargo, generalmente se concentra la demanda y el número de usuarios en los puntos de carga indicados, omitiendo el detalle de las redes de baja tensión.

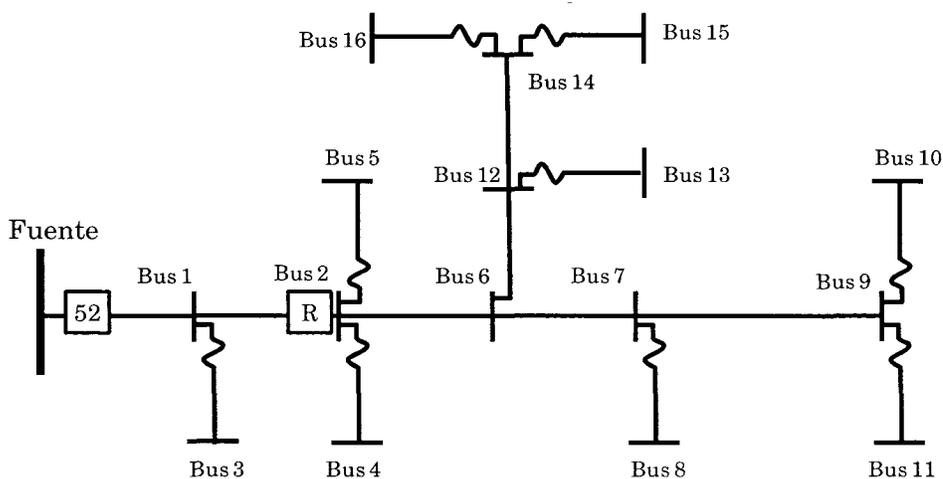


Figura 2.6 Circuito de distribución radial típico.

Para evaluar la confiabilidad de un circuito como el de la Figura 2.6, se aplican los principios de los sistemas serie simple analizados en la sección 2.3.6, ya que los usuarios conectados en cualquiera de sus puntos de carga, requieren que todos los dispositivos que se encuentren entre éstos y la fuente de alimentación,

funcionen correctamente. Además, los elementos de desconexión y la coordinación de protecciones, juegan un papel importante en la confiabilidad de los sistemas radiales, ya que estos factores inciden directamente sobre el tiempo de restablecimiento de los puntos de carga que se localizan entre el equipo de desconexión y la fuente.

Los sistemas en anillo cuentan con una redundancia tal que permite que los puntos de carga “aguas abajo” de una sección fallada, se alimenten desde una fuente de suministro emergente, accionando algún equipo de desconexión, normalmente abierto. Por ejemplo, la Figura 2.7, muestra una carga con dos posibilidades de alimentación, en caso de falla del componente c_1 , el equipo de seccionamiento desconecta la sección fallada, y conecta la carga a la fuente de suministro emergente, a través del componente c_2 .

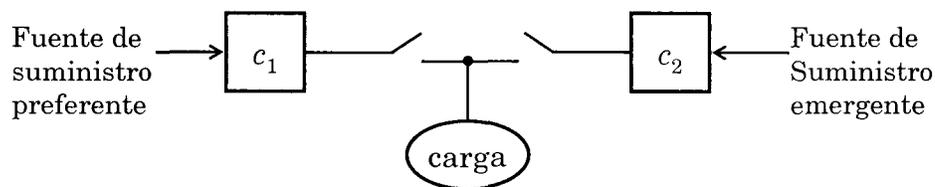


Figura 2.7 Circuito de alimentación en anillo.

Este sistema se modela con el diagrama de bloques de la Figura 2.8, la cual muestra la tasa de falla y los tiempos de seccionamiento y restablecimiento de cada componente. Las fuentes forman un sistema con redundancia activa, que se conecta en serie con el equipo de seccionamiento.

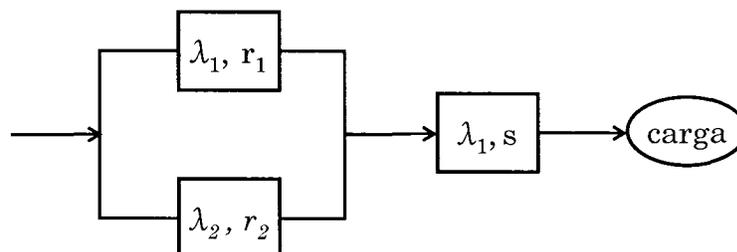


Figura 2.8 Diagrama de confiabilidad equivalente para el circuito en anillo.

2.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA.

Además de los indicadores básicos de confiabilidad mencionados en la sección 2.3, se requiere un conjunto de índices adicionales que permitan describir las interrupciones de un SDEE, en términos de la demanda y los usuarios conectados en cada uno de los puntos de carga afectados por la falla de los componentes del sistema. Estos indicadores adicionales se agrupan en: (1) *índices orientados a los consumidores*, (2) e *índices orientados a la demanda y la energía*, y distinguen entre interrupciones momentáneas y sostenidas.

La información requerida para su cálculo depende de los objetivos del análisis, ya sea que el sistema se evalúe de forma predictiva, o sólo se analice su comportamiento pasado. En el primer caso se requiere conocer los parámetros de confiabilidad de los puntos de carga, su demanda y el número de usuarios conectados a cada uno de éstos. En el segundo caso se requiere el registro histórico de la duración y frecuencia de las interrupciones, así como la demanda y número de usuarios afectados por cada una de ellas.

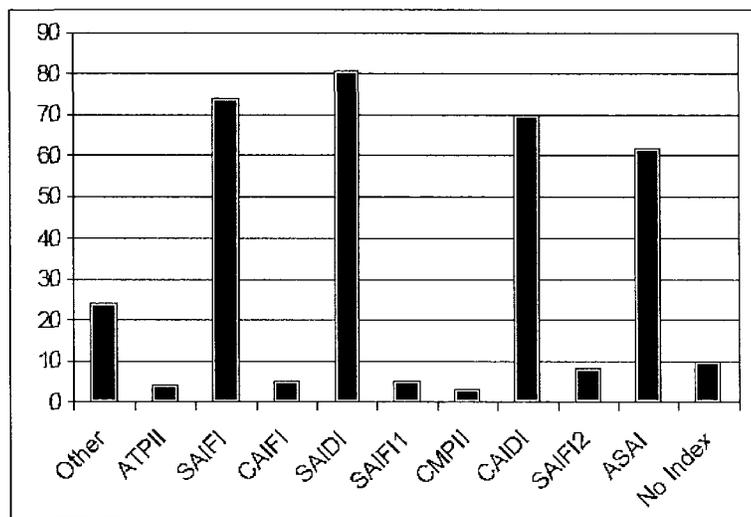


Figura 2.9 Uso de los índices de confiabilidad por las empresas eléctricas [32].

La Figura 2.9, muestra que los principales índices utilizados por 49 empresas eléctricas de los EUA, de acuerdo a una encuesta realizada en el año 1993 [32], son el SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI, y que más del 80% utiliza el índice SAIDI. En

México, la CFE y la CLyFC evalúan la confiabilidad del sistema eléctrico con los índices TIU, *Tiempo de Interrupción por Usuario*, equivalente al SAIDI, y el NIU, *Número de Interrupciones por Usuario*, el cual se relaciona con el SAIFI.

2.5.1 ÍNDICES ORIENTADOS A LOS CONSUMIDORES.

El IEEE STD 1366-2003 [15] identifica una variedad de índices para medir la confiabilidad de los SDEE, y los factores que afectan a su cálculo. A continuación se describen los más comunes.

2.5.1.1 Índice de la frecuencia de la interrupción promedio del sistema, SAIFI.

Este índice indica la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas que experimenta un usuario durante el año. Se calcula como la proporción de los usuarios del sistema que experimentaron una interrupción sostenida en ese período.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de interrupciones por usuario}}{\text{Número total de usuarios del sistema}} \quad (2-24)$$

2.5.1.2 Índice de la frecuencia de la interrupción promedio del usuario. CAIFI.

Este índice evalúa la frecuencia de las interrupciones sostenidas para los usuarios que son afectados al menos una vez al año. Los usuarios afectados se contabilizan solamente una vez, sin importar cuántas veces les haya faltado el servicio. Por lo que este índice difiere del SAIFI solamente en el denominador.

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número total de interrupciones por usuario}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (2-25)$$

2.5.1.3 Índice de la frecuencia de la interrupción promedio momentánea, MAIFI.

Indica la frecuencia promedio de las interrupciones momentáneas.

$$\text{MAIFI} = \frac{\text{Número total de usuarios temporalmente desconectados}}{\text{Número total de usuarios del sistema}} \quad (2-26)$$

2.5.1.4 Índice de la duración de la interrupción promedio del sistema, SAIDI.

Este índice indica la duración promedio acumulada de las interrupciones sostenidas experimentadas al año por un usuario. Comúnmente se mide en minutos por usuario o en horas por usuario de interrupción al año. En México este índice se denomina como TIU (Tiempo de Interrupción por usuario).

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Duración total de las interrupciones por usuario}}{\text{Número total de usuarios del sistema}} = \text{TIU} \quad (2-27)$$

2.5.1.5 Índice de la duración total promedio de la interrupción de los usuarios afectados, CAIDI.

Representa el tiempo promedio requerido para restablecer el servicio.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Duración total de las interrupciones}}{\text{Número total de usuarios desconectados}} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \quad (2-28)$$

2.5.1.6 Índice de la disponibilidad promedio del servicio, ASAI.

Este índice representa la fracción del tiempo en el cual el usuario promedio ha recibido energía eléctrica durante el año.

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Horas usuario de servicio disponible}}{\text{Horas usuario de servicio demandado}} \quad (2-29)$$

2.5.1.7 Índice de la indisponibilidad promedio del servicio, ASUI.

Este índice representa la fracción del tiempo, en el cual el usuario promedio no ha contado con servicio de energía eléctrica durante el año.

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} = \frac{\text{Horas usuario de servicio no disponible}}{\text{Horas usuario de servicio demandado}} \quad (2-30)$$

2.5.1.8 Número de interrupciones por usuarios, NIU.

$$\text{NIU} = \frac{\text{Número total de usuarios desconectados}}{\text{Número total de usuarios del sistema}} \quad (2-31)$$

$$\text{NIU} \approx \text{SAIFI} \times \text{Frecuencia de interrupciones del año} \quad (2-32)$$

2.5.2 ÍNDICES ORIENTADOS A LA CARGA Y ENERGÍA.

Uno de los parámetros importantes que se requieren para evaluar estos índices es la demanda promedio de cada uno de los puntos de carga, que se obtiene al multiplicar la demanda máxima por su factor de carga o por el cociente entre la energía total y la duración del período de análisis.

2.5.2.1 Índice de la energía no suministrada.

$$\text{ENS} = \text{Energía total no suministrada por el sistema} \quad (2-33)$$

2.5.2.2 Índice de la energía promedio no suministrada.

$$\text{AENS} = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de usuarios del sistema}} \quad (2-34)$$

2.5.2.3 Índice de la energía no suministrada a los usuarios afectados.

$$\text{ACCI} = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (2-35)$$

Los índices mencionados se expresan de forma matemática en la Tabla 2.1, agrupados de acuerdo al objetivo del análisis.

Tabla 2.1 Algoritmos de cálculo para los índices de confiabilidad del sistema.

Índice	Análisis predictivo	Análisis histórico
SAIFI	$= \frac{\sum \lambda_j N_j}{N_T}$	$= \frac{\sum N a_i}{N_T}$
CAIFI	$= \frac{\sum \lambda_j N_j}{N_a}$	$= \frac{\sum N a_i}{N a_T}$

Tabla 2.2 Algoritmos de cálculo para los índices de confiabilidad del sistema (cont).

MAIFI	$= \frac{\sum \lambda_j N_j}{N_T}$	$= \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T}$
SAIDI	$= \frac{\sum U_j N_j}{N_T}$	$= \frac{\sum r_i N \alpha_i}{N_T}$
CAIDI	$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$	$= \frac{\sum r_i N \alpha_i}{\sum N \alpha_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$
ASAI	$= \frac{N_T \times 8760 - \sum U_j N_j}{N_T \times 8760}$	$= \frac{N_T \times 8760 - \sum r_i N \alpha_i}{N_T \times 8760}$
ASUI	$= \frac{\sum U_j N_j}{N_T \times 8760} = \frac{SAIDI}{8760}$	$= \frac{\sum r_i N d_i}{N_T \times 8760}$
ENS	$= \sum L_{a(i)} U_i$	
AENS	$= \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{N_T}$	
ACCI	$= \frac{ENS}{N_a}$	

Donde:

- λ_j = Tasa de falla en el punto de carga j.
- U_j = Tiempo de interrupción anual en el punto de carga j.
- N_j = Número total de usuarios conectados en el punto de carga j.
- D_j = Demanda en el punto de carga j.
- NaT = Número total de usuarios afectados por las interrupciones sostenidas que ocurrieron en el año.
- r_i = Duración de la interrupción i .
- $N\alpha_i$ = Número de usuarios desconectados por la interrupción i sostenida.
- N_T = Número de usuarios totales del sistema.
- $L_{a(i)}$ = Carga promedio conectada en el punto de carga i .
- IM_i = Número de interrupciones momentáneas.
- N_{mi} = Número de usuarios desconectados por interrupciones momentáneas.

2.5.3 INDICADORES ABSOLUTOS Y RELATIVOS.

Los índices de confiabilidad se pueden interpretar de manera absoluta como la confiabilidad que se espera que exhiba el sistema, y que se conoce en términos de su comportamiento pasado, pero que es difícil de predecir con un nivel de confianza aceptable debido a su incertidumbre.

Para el análisis predictivo se prefiere usar índices relativos para comparar el comportamiento del sistema antes y después de aplicar alguna consideración de diseño, cambios operativos, y evaluar los méritos de diferentes alternativas [4].

2.6 RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS DE LAS INTERRUPCIONES.

2.6.1 HISTORIAL DE INTERRUPCIONES.

Las empresas eléctricas compilan grandes bases de datos con las interrupciones ocurridas en el SDEE. La Tabla 2.3 muestra un ejemplo del registro de las interrupciones ocurridas en un mes, en un circuito de distribución, en México.

Tabla 2.3. Registro histórico de interrupciones por circuito (Fuente SIRCAID)

Fecha y Hr de Inicio	Fecha y Hr de Termino	Duración HH:MM	Demanda KW	Usuarios Afectados	Ramal	PUR	Material	Causa	TIU	Observaciones
● MES DE Enero										
● ● AGF : AGF 1904										
● ● ● 04020 : LA CEIBA										
2007.01.10 17:00	2007.01.10 17:18	00:18	10	27	F0037	100	FUSIBLE UNIVERSAL	VANDALISMO	0.0014	REPOSICIÓN DE FUSIBLE EN LA ENTRADA A SANTA RITA EN LA FASE C
2007.01.13 19:21	2007.01.13 19:43	00:22	799,12	2104	****	100	CORTACIRCUITO FUSIBLE OTRAS MARCAS	FALLA CORTACIRCUITO	0.1322	CORTACIRCUITO DAÑADO EN TEPETATE
2007.01.14 22:10	2007.01.14 22:41	00:31	42	111	S0001	100	SIN DAÑO	RAMA SOBRE LINEA	0.0098	OPERÓ SECCIONALIZADOR POR RAMA SOBRE LA FASE B SIN DAÑOS PARA LA INSTALACIÓN
2007.01.27 19:41	2007.01.27 19:53	00:12	184,59	486	F0013	100	FUSIBLE UNIVERSAL	RAMA SOBRE LINEA	0.0167	RESP.FUS. 15 AMP. FASES A Y B, HACIA TACUBAYA.
2007.01.28 11:57	2007.01.28 12:09	00:12	39,75	105	F0080	100	FUSIBLE UNIVERSAL	RAMA SOBRE LINEA	0.0036	PBA. POSITIVA, UN FUS. 15 AMP. TIPO K EN POB. TEMASCALAPA, CUDRILLA EN LA ZONA AFECTADA.
2007.01.30 17:46	2007.01.30 18:59	01:13	123,06	243	F0013	100	FUSIBLE UNIVERSAL	RAMA SOBRE LINEA	0.0507	FASE A, POR FINCA LA PERLA, FUS. 15 AMP.
2007.01.30 18:19	2007.01.30 20:31	02:12	11,65	23	F0070	100	FUSIBLE UNIVERSAL	RAMA SOBRE LINEA	0.0087	REP.FUS.FASE C, POB. TACUBAYA
2007.01.30 18:53	2007.01.30 22:34	03:41	9,96	20	F0042	100	FUSIBLE UNIVERSAL	RAMA SOBRE LINEA	0.0126	APERTURA, POR RAMAS SOBRE LINEA EN FASE C.
TOTAL CIRCUITO Y/O LINEA :									0.2357	

Estos registros se analizan para evaluar la tendencia de los índices de confiabilidad en los circuitos de distribución y para comparar el comportamiento del sistema respecto a ciertos índices objetivo, determinados de manera subjetiva.

2.7 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS.

El análisis predictivo de la confiabilidad requiere configurar y calibrar un modelo representativo del sistema bajo análisis, que cuente con datos de confiabilidad para cada uno de sus componentes, a continuación se indican los más importantes [21]:

- λ_M : Tasa momentánea de falla – (frecuencia de las fallas que se liberan solas después de una operación de re-cierre).
- λ_S : Tasa sostenida de falla – (frecuencia de las fallas que requieren la intervención del personal para su liberación o reparación).
- λ_P : Tasa pasiva de falla – (frecuencia de las fallas no originadas por corto circuito).
- $MTTR (r)$: Tiempo promedio de reparación – (tiempo esperado que tomará a una cuadrilla reparar el elemento dañado).
- $MTTS (s)$: Tiempo promedio de seccionamiento – (tiempo esperado para efectuar la operación de un equipo de seccionamiento).
- PSS : Probabilidad de seccionamiento exitoso.

Utilizando el registro histórico de las interrupciones, la tasa de falla y restablecimiento en las secciones de línea y equipos de un circuito de distribución se puede determinar aplicando una metodología publicada por Gangel y Ringlee [28] en 1968.

2.7.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD.

Los parámetros de confiabilidad evaluados anteriormente, son valores promedio o esperados de alguna función de probabilidad. Durante el período de vida útil de los elementos del SDEE, la tasa de falla se considera aproximadamente constante, por lo cual se infiere que ésta se distribuye exponencialmente con

parámetro λ . El cual se estima fácilmente a partir de los datos, dado que para una muestra aleatoria de tiempo de interrupción (t_1, t_2, \dots, t_n) , en estimador de máxima verosimilitud es:

$$\hat{\lambda} = \frac{N}{\sum t_j} \quad (2-36)$$

El tiempo de restablecimiento, en cambio, no sigue en la práctica una distribución exponencial, como demuestra el análisis estadístico realizado para un gran número de interrupciones, registradas en un gran sistema de distribución en México, durante el período 2000 – 2008 (ver Anexo A). La Figura 2.10, muestra que éste se puede ajustar a una distribución Lognormal, con parámetros (μ, σ) , los cuales se estiman por el promedio y la desviación muestral de $\ln(r_j)$:

$$\hat{\mu} = \frac{\sum \ln(r_j)}{N} \quad \text{y} \quad \hat{\sigma} = \frac{\sum (\ln(r_j) - \hat{\mu})^2}{N - 1} \quad (2-37)$$

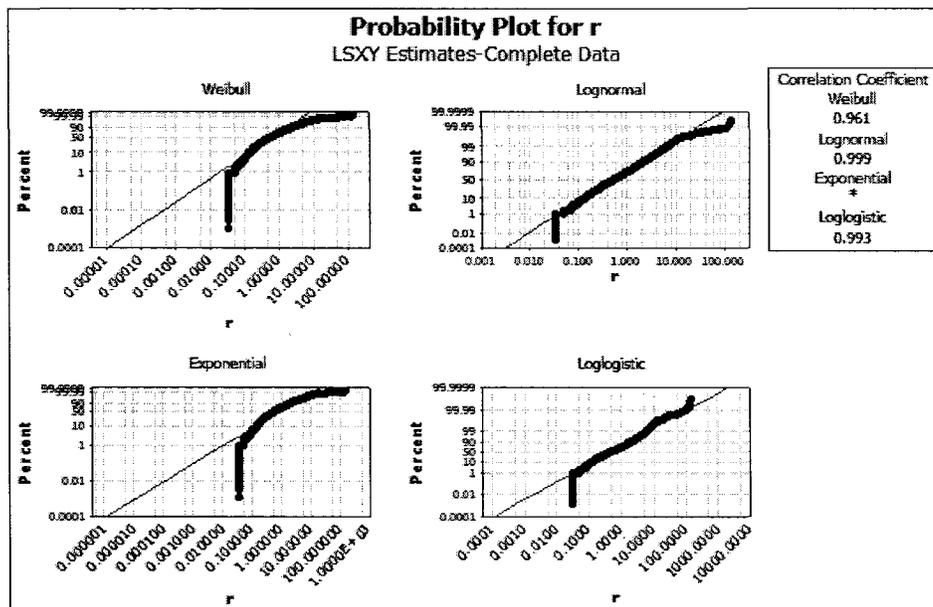


Figura 2.10 Identificación de la distribución de los tiempos de restablecimiento.

Para esta distribución el valor esperado del tiempo de restablecimiento se determina como:

$$E[r] = \exp\left[\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right] \quad (2-38)$$

2.7.2 ESTIMACIÓN PUNTUAL DE LOS PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE LAS SECCIONES DE LÍNEA.

Las interrupciones se clasifican de acuerdo a diferentes modos de falla, tales como: (1) fallas de corto circuito a tierra, (2) fallas por circuito abierto, y (3) interrupciones por mantenimiento. Cada una de las cuales se caracteriza por su tasa de falla y tiempo de restablecimiento correspondiente.

A partir del historial de las interrupciones ocurridas en cada uno de los circuitos, se determina el *tiempo de exposición*, Te , durante el cual éstos se vieron expuestos en un período de tiempo, T , analizado, medido en años, restando la duración de las interrupciones, r_j , debidas a cada uno de los modos de interrupción:

$$Te = T - \sum_j r_j \quad \text{años.} \quad (2-39)$$

Dado que la tasa de falla en líneas de distribución se considera proporcional a la longitud del circuito, ésta se expresa en fallas por km al año. Por lo que la tasa de falla, λ_j , para el modo de interrupción j , se calcula como:

$$\hat{\lambda}_j = \sum_k \frac{N_{jk}}{L_k Te_k} \quad \text{fallas / km / año.} \quad (2-40)$$

Donde N_{jk} es el número de interrupciones del circuito k , originadas por el modo de interrupción j , y L_k es la longitud total del circuito k , que se multiplica por el tiempo de exposición de ese circuito.

El tiempo de restablecimiento promedio, r_j , para la causa j , es igual al cociente entre el tiempo de restablecimiento y el número de interrupciones en cada uno de los circuitos del sistema:

$$\hat{r}_j = \sum_k \frac{r_{jk}}{N_{jk}} \quad \text{horas.} \quad (2-41)$$

La indisponibilidad se aproxima entonces por:

$$U_k \approx \frac{\hat{\lambda} \cdot \hat{r}}{8760} = \frac{\sum r_{kj}}{8760L \cdot Te} \quad (2-42)$$

Considere, por ejemplo, los datos de las interrupciones de la Tabla 2.4, las cuales se registraron en un circuito de distribución a través de un período de 2 años, y que se clasificaron como problemas debidos a la vegetación. Se registraron un total de 26 interrupciones con una duración de 17,47 hr, el circuito cuenta con una longitud total de 133,68 km. Como es natural, el circuito se vio afectado, durante ese período, por otro tipo de interrupciones, con una duración adicional de 140,55 h.

Entonces, el tiempo de exposición es: $Te = 2 - (17,47 + 140,55) / 2 / 8760 = 1,991$ años. La tasa de falla (por vegetación) para el circuito en particular es: $\lambda_j = 26 / (1,991)(133,68) = 0,09769$ f / km / año. El tiempo de restablecimiento es: $r_j = 17,47 / 26 = 0,67154$ h. Y la indisponibilidad es $U = (0,09769)(0,67154) / 8760 = 4,48 \times 10^{-6}$.

Tabla 2.4 Interrupciones registradas por vegetación en un circuito de distribución rural, en un lapso de dos años.

Fecha Inicio	Fecha Término	Hora Inicio	Hora Término	Duración	Demanda kW	Usuarios	Ramal	Causa	TIU	Usuarios Promedio
2007.02.01	2007.02.01	13:48	14:13	00:25	799	2104	*****	RAMA SOBRE LINEA	0,1500	355406
2007.02.01	2007.02.01	14:13	14:28	00:15	756	1993	*****	RAMA SOBRE LINEA	0,0853	355406
2007.02.01	2007.02.01	12:25	12:28	00:03	799	2104	*****	RAMA SOBRE LINEA	0,0180	355406
2007.11.23	2007.11.23	11:47	11:48	00:01	1688	4443	*****	RAMA SOBRE LINEA	0,0125	355406
2007.02.03	2007.02.03	12:20	12:30	00:10	18	50	F0009	RAMA SOBRE LINEA	0,0014	355406
2007.03.24	2007.03.24	11:40	12:23	00:43	20	50	F0009	ÁRBOL SOBRE LINEA	0,0061	355406
2007.01.27	2007.01.27	19:41	19:53	00:12	185	486	F0013	RAMA SOBRE LINEA	0,0167	355406
2007.01.30	2007.01.30	17:46	18:59	01:13	123	243	F0013	RAMA SOBRE LINEA	0,0507	355406
2007.05.10	2007.05.10	09:37	10:34	00:57	26	70	F0014	RAMA SOBRE LINEA	0,0113	355406
2007.02.03	2007.02.03	11:56	12:09	00:13	483	1274	F0039	RAMA SOBRE LINEA	0,0472	355406
2007.02.01	2007.02.01	11:36	11:49	00:13	160	423	F0041	RAMA SOBRE LINEA	0,0157	355406
2007.02.01	2007.02.01	11:02	11:49	00:47	54	141	F0041	RAMA SOBRE LINEA	0,0189	355406
2007.01.30	2007.01.30	18:53	22:34	03:41	10	20	F0042	RAMA SOBRE LINEA	0,0126	355406
2007.01.30	2007.01.30	18:19	20:31	02:12	12	23	F0070	RAMA SOBRE LINEA	0,0087	355406
2007.01.28	2007.01.28	11:57	12:09	00:12	40	105	F0080	RAMA SOBRE LINEA	0,0036	355406
2007.01.14	2007.01.14	22:10	22:41	00:31	42	111	S0001	RAMA SOBRE LINEA	0,0098	355406
2006.01.17	2006.01.17	11:40	11:48	00:08	15	37	S0001	RAMA SOBRE LINEA	0,0009	344170
2006.01.17	2006.01.17	12:00	12:11	00:11	38	101	F0006	RAMA SOBRE LINEA	0,0033	344170
2006.04.06	2006.04.06	15:51	18:58	03:07	17	44	F0008	RAMA SOBRE LINEA	0,0242	344170
2006.04.08	2006.04.08	17:01	17:11	00:10	613	1616	S0002	RAMA SOBRE LINEA	0,0475	344170
2006.09.10	2006.09.10	12:25	12:40	00:15	614	1616	F0039	RAMA SOBRE LINEA	0,0707	344170
2006.09.12	2006.09.12	15:25	15:32	00:07	26	69	F0068	RAMA SOBRE LINEA	0,0014	344170
2006.09.14	2006.09.14	19:30	19:37	00:07	47	125	F0011	RAMA SOBRE LINEA	0,0026	344170
2006.09.24	2006.09.24	13:25	13:36	00:11	3	15	F0086	RAMA SOBRE LINEA	0,0005	344170
2006.12.15	2006.12.15	08:35	09:21	00:46	14	37	S0001	RAMA SOBRE LINEA	0,0049	344170
2006.12.15	2006.12.15	19:40	20:18	00:38	4	10	F0050	RAMA SOBRE LINEA	0,0011	344170
				17:28	6606	17310			0,625596	

Fuente: SIRCAID.

Para estimar parámetros de confiabilidad que se apliquen a toda la extensión del SDEE, se requiere analizar las interrupciones de cada uno de los circuitos de distribución del área involucrada, y clasificar éstas de acuerdo a sus diferentes causas. Así mismo, es recomendable contar con un historial de interrupciones de mayor longitud. Las interrupciones se pueden agrupar para determinar los parámetros de confiabilidad en las secciones de línea troncal o en los ramales y crear zonas geográficas de exposición en el circuito para causas de falla específicas.

2.7.3 ESTIMACIÓN PUNTUAL DE LOS PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DE EQUIPOS.

Para estimar los parámetros de confiabilidad de los equipos del SDEE se requiere el historial de operación de un gran número de equipos de características similares, que muestre el tiempo en operación de cada equipo y las causas que dieron lugar a su falla.

Por ejemplo, suponga una muestra de N equipos con características similares, que fallaron por una causa parecida, y que se conoce, para cada uno de ellos, el tiempo desde su puesta en servicio hasta que su falla, en años, (t_1, \dots, t_n) . Considerando que las fallas siguen una función de distribución exponencial, la tasa de falla para el período de vida útil se estima por:

$$\hat{\lambda} = \frac{N}{\sum t_j} \text{ fallas / año.} \quad (2-43)$$

Y el tiempo de restablecimiento se evalúa como el promedio del tiempo, en horas, que le toma al personal reemplazar el equipo dañado, t_j , para N equipos:

$$\hat{r}_j = \frac{\sum t_j}{N} \text{ horas.} \quad (2-44)$$

2.7.4 ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE SECCIONAMIENTO.

Para el análisis de confiabilidad es importante conocer el tiempo de seccionamiento. Este depende de la clase de dispositivo, de su forma de operación

manual, automática y si su operación es local o tele-controlada. Así como de las condiciones ambientales, la hora del día, el tipo de área, rural o urbana, etc.

Dado la variabilidad de este parámetro, generalmente el tiempo de seccionamiento se determina con base en la experiencia del ingeniero de campo.

2.7.5 DATOS GENÉRICOS DE LOS PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD.

De acuerdo con Brown y Ochoa [21], muchas compañías eléctricas se encuentran aún lejos de contar con la información requerida para modelar la confiabilidad de todos los componentes del SDEE. Por lo cual una alternativa es utilizar los datos publicados para otros sistemas. Éstos podrían no ser representativos del sistema bajo análisis, por lo que el modelo debe validarse y ajustarse de acuerdo a la información histórica del comportamiento del sistema.

Brown y Ochoa [21] determinaron la sensibilidad de los índices de confiabilidad a ciertos parámetros. Así, encontraron que en las redes aéreas, el SAIFI, es mucho más sensitivo a la tasa de falla sostenida, λ_s , que a cualquier otro parámetro, y que el SAIDI (TIU) es afectado predominantemente, por ésta misma y por el tiempo promedio de reparación, $MTTR$. Por lo cual recomiendan que se ajusten principalmente estos parámetros al momento de validar el modelo.

Tabla 2.5 Confiabilidad de componentes típicos de un SDEE [3].

Tipo de Equipo	Tasa de falla anual λ			MTTR r		
	Bajo	Típico	Alto	Bajo	Típico	Alto
Línea aérea (por km)						
Troncal	0.020	0.100	0.300	2.0	4.0	8.0
Ramal	0.020	0.160	0.300	2.0	4.0	8.0
Secundario y acometida	0.020	0.088	0.030	1.5	2.3	8.0
Transformador tipo poste	0.004	0.010	0.015	3.0	4.0	10.0
Desconectador		0.014		1.0	1.5	4.0
Fusible				0.5	1.5	4.0
Restaurador				3.0	4.0	10.0
Capacitor				0.5	1.5	4.0
Regulador de voltaje				3.0	4.0	10.0
Cable subterráneo						
Primario	0.003	0.070	0.100	2.5	10.0	30.0
Secundario	0.005	0.100	0.150	2.5	10.0	30.0
Conectores y codos	6.E-05	0.0006	0.001	1.0	4.5	8.0
Empalmes	6.E-05	0.030	0.159	0.5	2.5	8.0
Transformador tipo pedestal	0.001	0.010	0.049	4.0	6.5	7.8
Seccionadores tipo pedestal	0.001	0.003	0.005	0.8	2.5	5.0

La Tabla 2.5, tomada de [3], muestra algunos valores típicos para los indicadores de confiabilidad de los principales componentes de un SDEE.

2.8 TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

Dentro de las técnicas existentes para llevar a cabo el análisis de la confiabilidad de un sistema, a partir de los índices de confiabilidad de sus componentes, se destacan las siguientes:

Método de análisis por árboles de fallo: considera una condición de falla particular y construye un árbol que identifica las diferentes combinaciones y secuencias que conducen a la misma.

Método de Monte Carlo: se basa en simular secuencias operativas de operación-fallo para los componentes del sistema, utilizando un generador de números aleatorios que permita obtener una secuencia de números que siga una distribución de probabilidad determinada con sus parámetros característicos correspondientes.

Método basado en un análisis en el espacio de estado: utilizan una modelación basada en el empleo de procesos homogéneos de Markov de espacio de estado discreto y parámetro continuo, empleando un tratamiento en el espacio de estado, definiendo la matriz estocástica de probabilidad de transición, determinando la tasa de fallo y tiempos de reposición equivalentes, así como la indisponibilidad correspondiente a asociaciones de componentes del sistema.

Método de los conjuntos de corte mínimos: este método se basa en la aplicación del concepto de conjuntos de corte mínimo, CCM: fijados dos puntos de una red (considerando uno como entrada y otro como salida) se dice que un conjunto de componentes constituyen un grupo de corte mínimo si el fallo simultáneo de todos los componentes del conjunto causa el fallo de la red, verificándose que si uno cualquiera de los componentes funciona, la red funciona.

Teniendo en cuenta el sentido de la asociación serie y paralelo de componentes, se puede afirmar que los componentes que constituyen un CCM se encuentran conectados en paralelo, pues es necesario que se produzca el fallo de todos los componentes del grupo para que falle la red. De forma recíproca, el conjunto de CCM se conecta en serie, dado que la falla de la red se produce cada vez que se presenta algún evento (simple o múltiple) de componentes que conforman cada CCM.

Por lo tanto, si se deduce el conjunto de CCM de un sistema, se tendrán identificados sus modos de fallo, con lo que para evaluar los índices de confiabilidad del conjunto de la red, bastará con determinar los índices de confiabilidad equivalentes para sistemas compuestos por asociaciones de elementos serie y paralelo.

2.9 COSTOS RELACIONADOS CON LA CONFIABILIDAD.

Los costos de las interrupciones tienen dos aspectos: aquellos vistos por la empresa suministradora y aquellos que son vistos por la sociedad o los usuarios.

Los costos para la empresa suministradora incluyen la:

Pérdida de ingresos por la energía no suministrada.

Pérdida de confianza de los usuarios.

Pérdida de ventas futuras potenciales debido a reacciones adversas.

Incremento de gastos de mantenimiento y reparación.

Los costos vistos por los usuarios, son más difíciles, y en ocasiones imposibles de cuantificar, e incluyen los:

Costos impuestos a la industria por la pérdida de producción, producción defectuosa, daño de equipos, mantenimientos extraordinarios, etc.

Costos impuestos a los usuarios residenciales debido al descongelamiento de comida, costos de iluminación y calentamiento alternos.

Costos no cuantificables, que abarcan desde la incapacidad para disfrutar de aficiones y pasatiempos, hasta situaciones graves que ocurren durante los “apagones” como falla de servicios hospitalarios, aumento de la delincuencia, caos vial, etc.

Se estima que en EUA el costo por fallas en el suministro de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales. [33].

La confiabilidad tiene diferente valor para usuarios diferentes, algunos de ellos puede necesitar una alta confiabilidad, lo que depende del uso final que éstos dan a la energía. Mientras que algunos usuarios se ven más afectados por la frecuencia de las interrupciones, a otros les afecta más su duración.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9% o de “tres nueves”, equivalentes a 8,7 horas al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología de algunos procesos de producción demandan una confiabilidad de hasta seis y nueve nueves, equivalentes a tiempos de interrupción al año de tan sólo 32 segundos y 0,03 segundos, respectivamente [33].

Se han utilizado diferentes métodos para evaluar el costo de las interrupciones a los usuarios, pero el preferido por las compañías suministradoras es la realización de encuestas.

Tabla 2.6. Estimación de costos de interrupciones por tipo de empresa en México [33].

<i>INDUSTRIA / EMPRESA</i>	<i>COSTO (USD / hr)</i>
<i>Comunicaciones celulares</i>	41,00
<i>Venta de boletos por teléfono</i>	72,00
<i>Reservaciones de aerolíneas</i>	90,00
<i>Operaciones de tarjetas de crédito</i>	2 580 000,00
<i>Operaciones bursátiles</i>	6 480 000,00
<i>Fabricación de micro – chips</i>	60 000 000,00

La Tabla 2.6 muestra los costos estimados de interrupciones por tipo de empresa. De manera comparativa, en las fábricas de papel de México, de un tamaño mediano (de acuerdo a su producción e ingresos), el costo por interrupciones en los procesos es de 10 a 20 mil dólares americanos por día, según la calidad del papel [33].

La Figura 2.11 muestra la relación entre los costos y la confiabilidad. Como se observa, los costos por la mejora de la confiabilidad tienen un comportamiento exponencial, necesitándose cada vez más inversiones para obtener mejoras mayores. Por lo cual, la planeación del SDEE, debe equilibrar los costos tanto para la compañía suministradora como para el usuario.

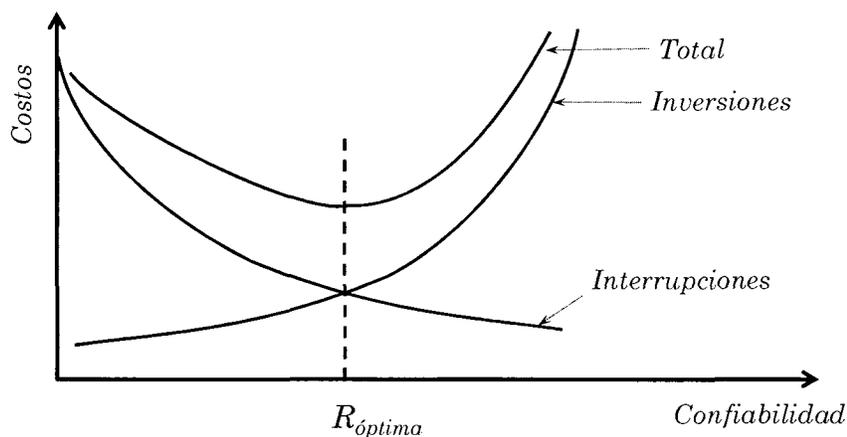


Figura 2.11 Relación entre confiabilidad y costos.

Para satisfacer las necesidades de los usuarios, las compañías eléctricas deben hacer mejoras a sus circuitos de distribución, debiendo incurrir en costos que no todos los usuarios están dispuestos a afrontar. Con algunos usuarios importantes es posible también establecer negociaciones para mejorar la confiabilidad, en donde se acepta pagar un precio especial para la energía, o pagar las mejoras que procedan. Por lo cual, como alternativa viables es ofrecer a los usuarios interesados un costo diferencial de acuerdo al nivel de confiabilidad que requiere.

CAPÍTULO 3. CASOS DE ESTUDIO.

Con el propósito de comprender los alcances del análisis predictivo y las ventajas de la simulación por computadora para el análisis de sistemas más complejos, en este capítulo se analizan algunos sistemas de distribución simples que se utilizan para su modelación con el sistema SynerGEE en el siguiente capítulo. Estos ejemplos muestran la forma de evaluar analíticamente la confiabilidad de SDEE radiales, y el cálculo predictivo de los parámetros de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema.

Se describen las características del *sistema de prueba de confiabilidad* desarrollado por el Subcomité para la Aplicación de Métodos de Confiabilidad del IEEE [34], y enriquecido por Allan, Billinton, Sjarief, Goel y So [35] para su aplicación al análisis de sistemas de distribución con fines académicos. Este sistema se evaluó con ayuda de una hoja de cálculo.

3.1 TÉCNICAS BÁSICAS PARA EL ANÁLISIS DE SDEE RADIALES.

Billinton y Allan exponen en [4] las técnicas básicas para evaluar la confiabilidad de SDEE radiales. Debido a su sencillez, se comentan a continuación algunos ejemplos tomados de su libro, los cuales se utilizan en el siguiente capítulo para su modelación con el sistema SynerGEE, y contar con una referencia para comparar los resultados.

3.1.1 CASO 1. SISTEMA SIN EQUIPO DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO.

La Figura 3.1, muestra el diagrama unifilar de un circuito de distribución radial simple, el cual cuenta únicamente con el interruptor principal de subestación como medio de desconexión. Se supone que los componentes del sistema se exponen solamente a fallas de corto circuito, por lo que cualquiera de ellas provocará la apertura del interruptor de la subestación, y sólo podrá cerrarse éste hasta que la falla haya sido reparada. Por tanto, la falla ocurrida en cualquiera de las secciones del circuito afectará del mismo modo a todos los puntos de carga del sistema.

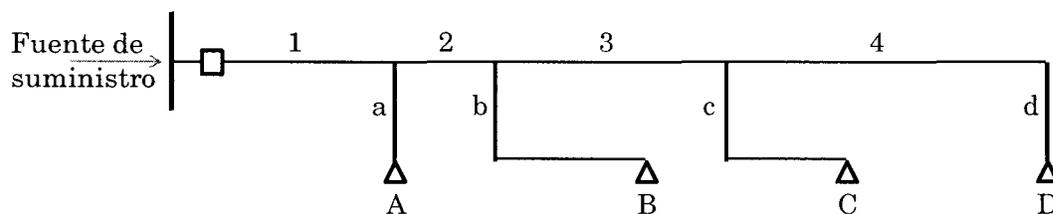


Figura 3.1. Red de distribución radial típica sin equipo de protección y seccionamiento.

Se supone una tasa de falla en la troncal, (secciones: 1, 2, 3, 4), de $0,1 f / km$, y en los ramales, (secciones: a, b, c, d), de $0,2 f / km$. El tiempo de reparación es de 4 h y 2 h, para la troncal y los ramales respectivamente. La Tabla 3.1 muestra la longitud y su tasa de falla de cada sección.

Tabla 3.1 Parámetros de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1.

Componente	Longitud (km)	λ (f/año)	r (hr)
Troncal			
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Ramal			
a	1	0,2	2
b	3	0,6	2
c	2	0,4	2
d	1	0,2	2

Para que cualquiera de los puntos de carga tenga servicio, deberán de funcionar correctamente todas las secciones del circuito. Por tanto, para determinar los parámetros de confiabilidad de los puntos de carga se aplican los principios de los

sistemas serie. Así, la tasa de falla en los puntos de carga será igual a la suma de las tasas de falla de todas las secciones del circuito:

$$\lambda_A = \sum_j \lambda_j = 0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2 + 0,2 + 0,6 + 0,4 + 0,2 = 2,2 \quad f/año.$$

El tiempo de interrupción anual se aproxima por:

$$U_A = \sum_j \lambda_j r_j = (0,2 + 0,1 + 0,3 + 0,2)(4) + (0,2 + 0,6 + 0,4 + 0,2)(2) = 6,0 \quad h/año.$$

Y el tiempo de restablecimiento se evalúa por:

$$r_A = \frac{U_A}{\lambda_A} = \frac{6,0}{2,2} = 2,73 \quad h$$

La Tabla 3.2 muestra los parámetros de confiabilidad en cada uno de los puntos de carga.

Tabla 3.2 Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.1.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
(f/año)	(h)	(hr/año)										
Troncal												
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
Ramal												
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

Tabla 3.3. Usuarios y carga conectada para el sistema de la Figura 3.1.

Punto de carga	Número de usuarios	Carga promedio (kW)
A	1 000	5 000
B	800	4 000
C	700	3 000
D	500	2 000
	3 000	14 000

A continuación se muestra el cálculo de los índices del sistema, los cuales se evalúan considerando la demanda promedio y el número de usuarios del sistema, distribuidos entre los diferentes puntos de carga como se muestra en la Tabla 3.3. Éstos índices se resumen en la Tabla 3.4.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_j N_j}{N_T} = \frac{(2,2)(1\,000 + 800 + 700 + 500)}{3\,000} = 2,2 \quad \text{int. / usuario / año}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_j N_j}{N_T} = \frac{(6,0)(1\,000 + 800 + 700 + 500)}{3\,000} = 6,0 \quad \text{h / usuario / año}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{6,0}{2,2} = 2,73 \quad \text{h / usuario / interrupción}$$

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8\,760} = \frac{6,0}{8\,760} = 0,000685$$

$$ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0,000685 = 0,999315$$

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i = (5\,000 + 4\,000 + 3\,000 + 2\,000)(6,0) = 84\,000 \quad \text{kWh / año}$$

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} = \frac{84\,000}{3\,000} = 28,0 \quad \text{kWh / usuarios / año}$$

Tabla 3.4. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 1.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
2,20	6,00	2,73	0,0006849	0,999315	84 000	28,0

3.1.2 CASO 2. EFECTO DE LA INSTALACIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN EN LOS RAMALES.

La instalación de equipo de protección en los ramales es una práctica común en los SDEE. Dependiendo de la carga conectada puede tratarse de una protección con fusibles, seccionalizadores o restauradores. En este caso se consideran fusibles de protección en los ramales.

Se considera que los fusibles operan correctamente en todos los casos. Por lo cual las fallas en los ramales harán que el fusible correspondiente opere, desconectando la carga alimentada por este ramal, sin afectar a los puntos de carga restantes. Sin embargo, las fallas en la troncal afectarán a todos los usuarios del circuito, de la misma forma que en el Caso 1.

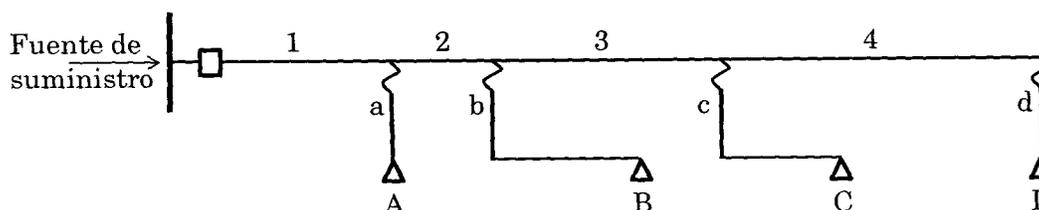


Figura 3.2. Red de distribución radial con protección de ramal.

Los principios de los sistemas serie se aplican de la misma forma a este caso, excepto que sólo se consideran las secciones que afectan directamente la confiabilidad de cada uno de los puntos de carga. Esta situación se indica en la Tabla 3.5, suprimiendo las afectaciones de las secciones de los ramales complementarios.

Tabla 3.5 Índices de confiabilidad considerando la protección de ramal.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (h)	U (hr/año)									
Troncal												
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
Ramal												
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	1,4	3,1	4,4	1,2	3,3	4,0	1,0	3,6	3,6

La Tabla 3.6 muestra el resumen de los índices de confiabilidad del sistema obtenidos a partir de estos parámetros.

Tabla 3.6. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 2.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
1,15	3,91	3,39	0,0004460	0,999554	54 800	18,3

3.1.3 CASO 3. EFECTO DE LA INSTALACIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN EN LOS RAMALES Y CUCHILLAS DE SECCIONAMIENTO SOBRE LA TRONCAL.

Una mejora adicional se obtiene al instalar cuchillas de seccionamiento sobre la troncal, como se muestra en la Figura 3.3. Éstas tienen la función de reducir el tiempo de restablecimiento para las cargas conectadas entre la subestación y la sección dañada, cuando ocurren fallas en la troncal. Los ramales se comportan del mismo modo que el caso 2.

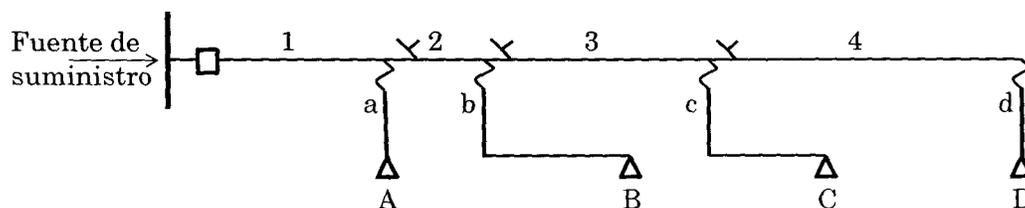


Figura 3.3. Red de distribución radial con protección de ramal y equipo de seccionamiento en la troncal

Considerando un tiempo de seccionamiento de 0,5 h, el restablecimiento de los puntos de carga conectados “aguas arriba” de la sección dañada será en 0,5 h, mientras que para los puntos de carga conectados “aguas abajo” el tiempo de restablecimiento será de 4 h. Por ejemplo para una falla en la sección 3, podrá restablecerse en servicio en los puntos de carga A y B en un tiempo de 0,5 h, mientras que los puntos de carga C y D podrán restablecerse hasta que la falla haya sido reparada.

Tabla 3.7. Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.3.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (h)	U (hr/año)									
Troncal												
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
Ramal												
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	1,5	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1	3,6	3,6

La Tabla 3.7 muestra los parámetros de confiabilidad en los puntos de carga. Y la Tabla 3.8 muestra los índices de confiabilidad del sistema.

Tabla 3.8. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 3.

<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>	<i>CAIDI</i>	<i>ASUI</i>	<i>ASAI</i>	<i>ENS</i>	<i>AENS</i>
1,15	2,58	2,23	0,0002941	0,999706	35 200	11,7

3.1.4 CASO 4. EFECTO DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE LOS RAMALES.

Cuando el equipo de protección opera incorrectamente y no libera la falla de corto circuito en alguno de los ramales, la protección de respaldo operará, afectando a un número mayor de usuarios. En estos casos, el ramal fallado contribuye a la tasa de falla en los ramales colaterales de dos maneras distintas.

Si el fusible opera correctamente, la contribución será nula, mientras que si el fusible opera incorrectamente, la contribución a la tasa de falla será igual al caso en que no exista el fusible. Por lo tanto, para determinar la tasa de falla esperada en los ramales colaterales, se aplica el concepto de valor esperado de una función de probabilidad discreta, como se indica en la siguiente expresión.

$$E[\lambda] = (\lambda | \text{fusible opera}) \cdot P(\text{fusible opera}) + (\lambda | \text{fusible no opera}) \cdot P(\text{fusible no opera}) \quad (3-1)$$

Por ejemplo, en el sistema de la Figura 3.3, se considera que los fusibles operan con éxito 9 de cada 10 veces para liberar las fallas de corto circuito en el ramal protegido. Entonces, la probabilidad de que el fusible opere es 0,9 y la probabilidad de que el fusible no opere es 0,1. Entonces, la contribución a la tasa de falla del punto de carga *B*, debido a fallas en el ramal *c*, se calcula como:

$$E[\lambda_B] = (0)(0,9) + (0,4)(0,1) = 0,04$$

El tiempo de restablecimiento en los puntos de carga colaterales es igual al tiempo necesario para operar manualmente el fusible del ramal dañado. En este ejemplo se considera un tiempo de seccionamiento de 0,5 hr.

Estos efectos se muestran en la Tabla 3.9. Los efectos de las fallas sobre la troncal son idénticos al caso 3. Pero el efecto de fallas en los ramales colaterales se modifica de acuerdo a la tasa de falla esperada. La Tabla 3.10 muestra el resumen de los índices de confiabilidad del sistema.

Tabla 3.9. Índices de confiabilidad con una probabilidad de operación exitosa del fusible de ramal de 0,9.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (h)	U (hr/año)									
Troncal												
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
Ramal												
a	0,2	2	0,4	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,02	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

Tabla 3.10. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 4.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
1,26	2,63	2,09	0,0003001	0,999700	35 930	12,0

3.1.5 CASO 5. EFECTO DE TRANSFERENCIAS DE CARGA, SIN RESTRICCIONES.

En este caso se considera que la carga del circuito puede respaldarse, sin restricciones de carga, por una fuente de suministro emergente, a través de un equipo de seccionamiento normalmente abierto, localizado al final de la troncal, como se muestra en la Figura 3.4.

Considerando que los fusibles operan correctamente, el arreglo permite disminuir los tiempos de restablecimiento de los puntos de carga afectados por fallas en la troncal. Por ejemplo, si el tiempo de seccionamiento es de 0,5 h, para una falla en las secciones 1, 2 o 3, la carga en el punto D podrá ser restablecida en un tiempo de 0,5 h.

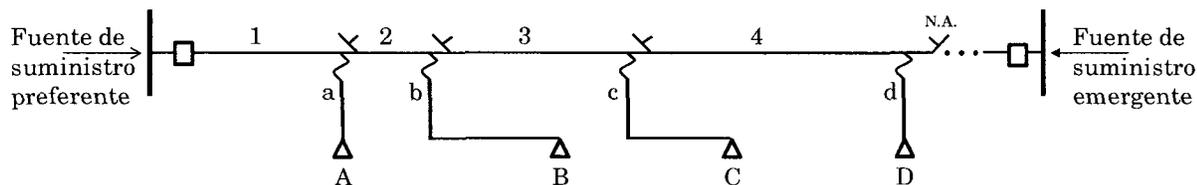


Figura 3.4. Sistema radial con respaldo de una fuente de suministro emergente.

La Tabla 3.11 muestra el cambio en los tiempos de restablecimiento. Y la Tabla 3.12 muestra el resumen de los índices de confiabilidad del sistema.

Tabla 3.11. Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 3.4.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (h)	U (hr/año)									
Troncal												
1	0,2	4	0,8	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	0,5	0,05	0,1	0,5	0,05
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	0,5	0,15
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Ramal												
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	1,5	1,5	1,4	1,39	1,95	1,2	1,88	2,3	1	1,5	1,5

Tabla 3.12. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 5.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
1,15	1,80	1,56	0,0002049	0,999795	25 050	8,4

En este caso no se considera el efecto de interrupciones debidas a fallas en la fuente de suministro emergente, ni en la cuchilla de enlace, por lo cual la tasa de falla de todos los componentes es la misma que en los casos anteriores.

3.1.6 CASO 6. EFECTO DE TRANSFERENCIAS DE CARGA, CON RESTRICCIONES.

Cuando existen restricciones en la magnitud de la carga que puede transferirse hacia la fuente de suministro emergente, el tiempo de restablecimiento para las secciones no falladas es igual al tiempo de seccionamiento si la carga puede transferirse a la fuente emergente, e igual al tiempo de reparación en caso contrario. Entonces, la contribución al tiempo de restablecimiento es una variable aleatoria

que dependen de la probabilidad de transferir la carga a la fuente de suministro emergente, y cuyo valor esperado se calcula como:

$$E[r] = (r | \text{transf.}) \cdot P(\text{transferencia}) + (r | \text{no transf.}) \cdot P(\text{no transferencia}). \quad (3-2)$$

Por ejemplo considerando que la carga del punto D puede transferirse con una probabilidad de 0,6, para una falla en las secciones 1, 2 o 3, de la troncal, el tiempo de restablecimiento de la carga del punto D se calcula como:

$$E[r_D] = (0,5)(0,6) + (4)(0,4) = 1,9$$

La Tabla 3.13 muestra el cambio en los tiempos de restablecimiento. Y la Tabla 3.14, el resumen de los índices de confiabilidad del sistema.

Tabla 3.13. Índices de confiabilidad considerando restricciones en la transferencia de carga hacia la fuente de suministro emergente de la Figura 3.4.

Sección	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ (f/año)	r (h)	U (hr/año)									
Troncal												
1	0,2	4	0,8	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	1,9	0,19	0,1	1,9	0,19
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	1,9	0,57
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Ramal												
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	1,5	1,5	1,4	1,59	2,23	1,2	2,23	2,67	1	2,34	2,34

Tabla 3.14. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso 6.

SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
1,15	2,11	1,83	0,0002406	0,999759	29 110	9,7

Tabla 3.15 Resumen de casos analizados.

Caso	Interruptor	Fusibles	Cuchillas			
			seccionamiento en la troncal	Fallas en fusibles	Transferencias de carga	Transf. Carga c/ restricciones
1	x	x	x	x	x	x
2		x	x	x	x	x
3			x	x	x	x
4				x	x	x
5					x	x
6						x

La Tabla 3.15 muestra un resumen con las características de los diferentes casos analizados. Y la Figura 3.5 muestra la gráfica comparativa de los principales índices de confiabilidad del sistema. El caso con mayor confiabilidad es 5. Se observa que la confiabilidad obtenida en los Casos 3 y 4 es muy parecida, de modo que el efecto de contar con fusibles que operan exitosamente en el 90% de los casos no implica una reducción significativa en la confiabilidad del sistema.

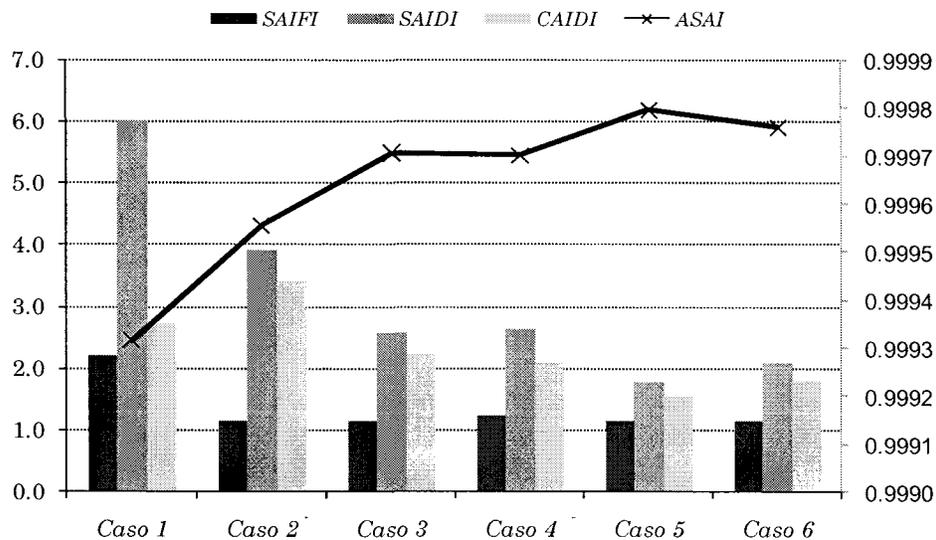


Figura 3.5. Grado de confiabilidad obtenida para los diseños propuestos.

En la Tabla 3.16 se muestra el resumen de los índices de confiabilidad en los puntos de carga, así como los índices de confiabilidad del sistema obtenidos para cada uno de los casos analizados, como referencia para comparar los índices de confiabilidad calculados con el método de simulación utilizado en el siguiente capítulo.

Tabla 3.16 Resumen de índices de confiabilidad para los casos analizados

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
<i>Punto de carga A</i>						
λ (f/año)	2,2	1,0	1,0	1,12	1,0	1,0
r (hr)	2,73	3,6	1,5	1,39	1,5	1,5
U (hr/año)	6,0	3,6	1,5	1,56	1,5	1,5
<i>Punto de carga B</i>						
λ (f/año)	2,2	1,4	1,4	1,48	1,4	1,4
r (hr)	2,73	3,14	1,89	1,82	1,39	1,59
U (hr/año)	6,0	4,4	2,65	2,69	1,95	2,23
<i>Punto de carga C</i>						
λ (f/año)	2,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
r (hr)	2,73	3,33	2,75	2,58	1,88	2,23
U (hr/año)	6,0	4,0	3,30	3,35	2,25	2,67
<i>Punto de carga D</i>						
λ (f/año)	2,2	1,0	1,0	1,12	1,0	1,0
r (hr)	2,73	3,6	3,6	3,27	1,5	2,34
U (hr/año)	6,0	3,6	3,6	3,66	1,5	2,34
	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>	<i>Caso 3</i>	<i>Caso 4</i>	<i>Caso 5</i>	<i>Caso 6</i>
<i>SAIFI</i>	2,2	1,15	1,15	1,26	1,15	1,15
<i>SAIDI</i>	6,0	3,91	2,58	2,63	1,80	2,11
<i>CAIDI</i>	2,73	3,39	2,23	2,09	1,56	1,83
<i>ASAI</i>	0,999315	0,999554	0,999706	0,999700	0,999795	0,999759

En este tipo de análisis se ha supuesto que los valores de λ y r son conocidos e invariantes, sin embargo estos parámetros son en la práctica estimaciones puntuales del valor esperado variables aleatorias. Debido a la naturaleza aleatoria de estos parámetros, las realizaciones de estos índices en años futuros, diferirán de estos valores promedio. La variabilidad de los índices de confiabilidad del sistema está asociada con una distribución de probabilidad. A partir de la cual es posible obtener una estimación por intervalo del propio valor promedio, o la probabilidad de que el índice en años futuros no exceda de cierto límite establecido.

Como se verá en el siguiente capítulo, el sistema SynerGEE permite obtener las estimaciones por intervalo de los índices de confiabilidad del sistema con cierto nivel de confianza.

3.2 SISTEMA DE PRUEBA DE CONFIABILIDAD DEL IEEE.

3.2.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE PRUEBA.

En 1979, el Subcomité para la Aplicación de Métodos de Probabilidad del IEEE, publicó un *sistema de prueba de confiabilidad*, RTS-79 [34], formado por un sistema de 24 buses y 32 unidades generadoras interconectadas por 38 líneas de transmisión y transformadores de 230/138 kV. Este sistema se preparó con el fin de contar con una base de datos de referencia para probar y comparar diferentes herramientas para el análisis de la confiabilidad en sistemas de potencia.

El sistema se revisó en 1986 [35], incorporando más unidades generadoras, estados de operación, programas de mantenimiento, incertidumbre en el pronóstico de carga, y efectos de las interconexiones. Con el RTS-86 se publicaron resultados de sus índices de confiabilidad evaluados con técnicas de solución rigurosas.

En 1996, los cambios en la regulación de la industria eléctrica, motivaron a la “RTS Task Force” del IEEE [36], a mejorar el RTS-79, incorporando más datos para el análisis de áreas de transmisión múltiples.

3.2.2 SISTEMA DE PRUEBA PARA FINES ACADÉMICOS.

En 1989, el *Grupo de Investigación de Sistemas de Potencia* de la Universidad de Saskatchewan [37] publicó un sistema de prueba más sencillo, para facilitar la comprensión de los conceptos básicos de la confiabilidad, y la aplicación manual de técnicas analíticas. El sistema se denominó “*Sistema de Prueba de Roy Billinton*”, RBTS por sus siglas en inglés, y consiste de dos buses de generación (PV), 4 buses de carga (PQ), 9 líneas de transmisión y 11 unidades generadoras.

En 1991, Billinton et al [38] publicaron una extensión del RTBS, para la cual diseñaron una pequeña red de distribución, para los buses 2 y 4, con los principales elementos de un SDEE encontrados en la práctica. En este trabajo se utiliza la red asociada al bus 2 para su modelación con el sistema SynerGEE.

En el Anexo B se muestran los diagramas unifilares de los sistemas de prueba mencionados.

3.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ASOCIADA AL BUS 2 DEL RBTS.

La Figura 3.6 muestra el diagrama unifilar de la red de distribución asociada al bus 2 del RBTS [38], que se denominará como RBTS-B2. El sistema cuenta con 4 circuitos de distribución conectados en malla a través de puntos de seccionamiento normalmente abiertos S-1 y S-2, por lo que su operación es radial. La cuchilla seccionadora S-1 enlaza los circuitos C-1 y C-2, y la cuchilla S-2 enlaza los circuitos C-3 al C-4.

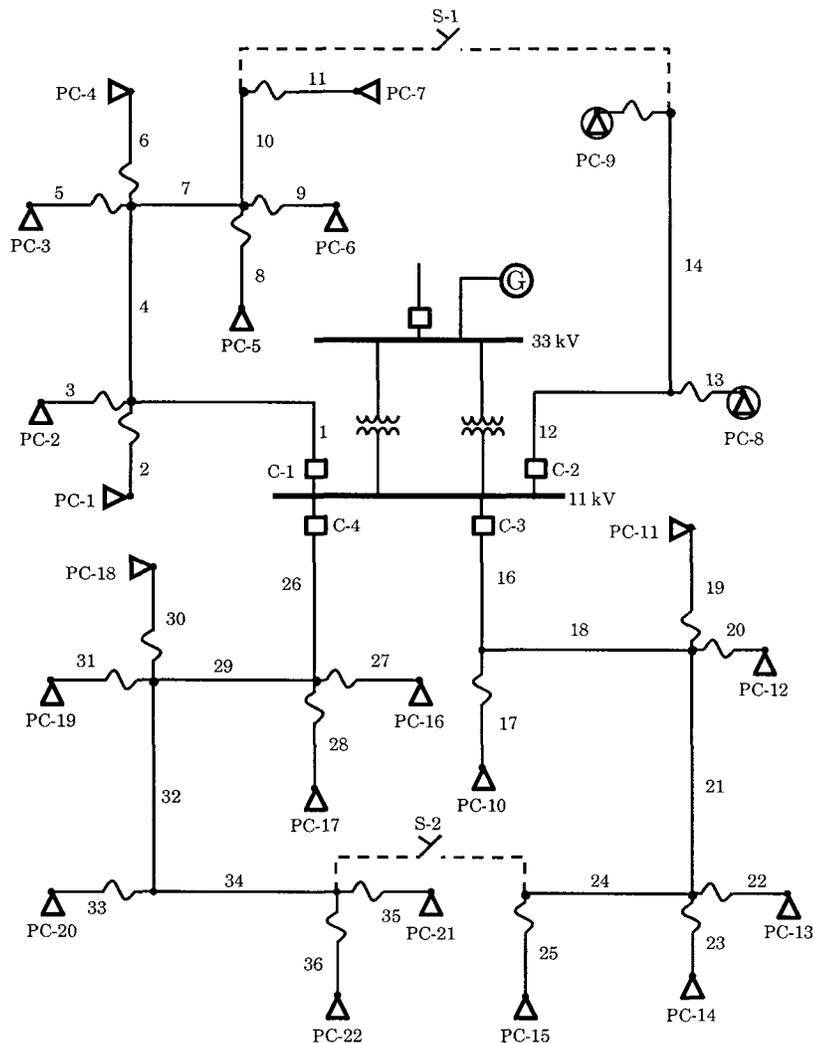


Figura 3.6. Sistema de distribución para RBTS-B2 [38].

Al ocurrir una falla sobre uno de estos circuitos, la conexión en anillo permite transferir a un circuito de respaldo (sin restricciones), la carga de los usuarios conectados a las secciones no falladas, a través de los puntos de seccionamiento, normalmente abiertos.

El sistema da servicio a 1 908 usuarios, estratificados en cuatro clases: residenciales, comerciales, gubernamentales e institucionales, y pequeños usuarios. Los cuales representan una demanda máxima total de 20 MW, distribuida a través de 22 puntos de carga, como se muestra en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17. Distribución de carga y usuarios para el RTBS-B2.

Círculo C_1	PC-1	PC-2	PC-3	PC-4	PC-5	PC-6	PC-7	Total	
Clase usuario	Res.	Res.	Res.	Gob. / Inst.	Gob. / Inst.	Com.	Com.		
Carga Promedio (kW)	535,00	535,00	535,00	566,00	566,00	454,00	454,00	3 645,00	
Carga Máxima (kW)	866,80	866,80	866,80	916,70	916,70	750,00	750,00	5 933,80	
Número de Usuarios	210	210	210	1	1	10	10	652	
Círculo C_2	PC-8	PC-9							
Clase usuario	pequeño	pequeño							
Carga Promedio (kW)	1 000,00	1 150,00							
Carga Máxima (kW)	1 627,90	1 872,10							
Número de Usuarios	1	1							
Círculo C_3	PC-10	PC-11	PC-12	PC-13	PC-14	PC-15			
Clase usuario	Res.	Res.	Res.	Gob. / Inst.	Gob. / Inst.	Com.			
Carga Promedio (kW)	535,00	535,00	450,00	566,00	566,00	454,00	3 106,00		
Carga Máxima (kW)	866,80	866,80	729,10	916,70	916,70	750,00	5 046,10		
Número de Usuarios	210	210	200	1	1	10	632		
Círculo C_4	PC-16	PC-17	PC-18	PC-19	PC-20	PC-21	PC-22		
Clase usuario	Com.	Res.	Res.	Res.	Gob. / Inst.	Gob. / Inst.	Com.		
Carga Promedio (kW)	454,00	450,00	450,00	450,00	566,00	566,00	454,00	3 390,00	
Carga Máxima (kW)	750,00	729,10	729,10	729,10	916,70	916,70	750,00	5 520,70	
Número de Usuarios	10	200	200	200	1	1	10	622	

A excepción de los usuarios conectados a los puntos de carga 8 y 9, los cuales se alimentan en media tensión a 11 kV, el resto de los usuarios se alimenta en baja tensión a 415 V, a través de transformadores de distribución.

Tabla 3.18. Tipos de línea y longitud de las secciones del RBTS-B2.

Tipo de línea	Longitud	
	km	Números de sección
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

Las secciones de la red de media tensión consisten únicamente de tres tipos de línea, y su longitud se indica en la Tabla 3.18.

En la Tabla 3.19 se definen los parámetros de confiabilidad de los componentes del sistema. Para cada componente se especifican tasas de falla para interrupciones permanentes y momentáneas, tiempos de reparación y reemplazo, y tiempos de re-cierre y de seccionamiento. Por ejemplo, un transformador tipo poste solo se encuentra expuesto a fallas permanentes con una tasa de 0,015 fallas al año, y requiere un tiempo de reparación de 100 h, mientras que su reemplazo solo requiere de 10 h. Se requiere de un tiempo de 1 h para llevar a cabo el seccionamiento de una sección de línea fallada.

Tabla 3.19. Datos de confiabilidad del RBTS-B2.

Componente	λ_P	λ_T	r	r_P	r_c	s
Transformadores de potencia 33/11 kV	0.015	0.05		15	0.083	1
Transformadores tipo poste 11/0.415 kV	0.015		100	10		1
Transformadores de pedestal 11/0.415 kV	0.015		100	10		3
Interruptores 11 kV	0.006	0.06	4		0.083	1
Buses 11 kV	0.001	0.01	2		0.083	1
Líneas aéreas	0.065		5			1
Cables de potencia	0.040		30			3

Donde:

- λ_P = Tasa de falla permanente (en fallas / año o fallas / año / km).
- λ_T = Tasa de falla temporal (en fallas / año o fallas / año / km).
- r = Tiempo de reparación (en h).
- r_P = Tiempo de remplazo (en h).
- r_c = Tiempo de recierre (en h).
- s = Tiempo de seccionamiento (en h).

3.2.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA.

El sistema de la Figura 3.6 se analizó con el apoyo de una hoja de cálculo, aplicando la técnica descrita en la sección 3.1, y evaluando diferentes condiciones operativas. Se consideró un sistema formado por líneas aéreas, expuesto únicamente a fallas de corto circuito, y que una falla en los transformadores de distribución ocasiona la apertura de los dispositivos de protección del ramal.

La Tabla 3.20 muestra los índices de confiabilidad obtenidos para el sistema y cada uno de los circuitos, para cada uno de las condiciones operativas analizadas.

En la Figura 3.7 se muestra la gráfica comparativa de los principales índices del sistema.

Tabla 3.20. Índices de confiabilidad del RBTS-B2.

CASO A. Sin desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.625	13.10	20.96	0.001495	0.998505	47,750	73.24
C-2	0.192	0.96	5.00	0.000109	0.999891	2,061	1,030.66
C-3	0.558	11.34	20.32	0.001295	0.998705	35,222	55.73
C-4	0.625	13.10	20.96	0.001495	0.998505	44,409	71.40
Sistema	0.602	12.50	20.76	0.001427	0.998573	129,442	67.84
CASO B. Sin desconectores, con fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.248	2.66	10.75	0.000304	0.999696	9,712	14.90
C-2	0.140	0.70	5.00	0.000080	0.999920	1,502	751.16
C-3	0.250	2.67	10.70	0.000305	0.999695	8,312	13.15
C-4	0.247	2.66	10.77	0.000304	0.999696	9,086	14.61
Sistema	0.248	2.66	10.74	0.000304	0.999696	28,613	15.00
CASO C. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.248	2.12	8.54	0.000242	0.999758	7,705	11.82
C-2	0.140	0.52	3.74	0.000060	0.999940	1,122	561.03
C-3	0.250	2.12	8.50	0.000242	0.999758	6,544	10.35
C-4	0.247	2.11	8.52	0.000240	0.999760	7,163	11.52
Sistema	0.248	2.11	8.52	0.000241	0.999759	22,534	11.81
CASO D. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, sustitución de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.248	0.77	3.10	0.000088	0.999912	2,784	4.27
C-2	0.140	0.52	3.74	0.000060	0.999940	1,122	561.03
C-3	0.250	0.77	3.10	0.000088	0.999912	2,351	3.72
C-4	0.247	0.76	3.06	0.000086	0.999914	2,587	4.16
Sistema	0.248	0.77	3.08	0.000087	0.999913	8,844	4.64
CASO E. Con desconectores, sin fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.625	4.13	6.61	0.000471	0.999529	14,418	22.11
C-2	0.192	0.58	3.00	0.000066	0.999934	1,234	616.93
C-3	0.558	3.53	6.33	0.000403	0.999597	11,071	17.52
C-4	0.625	4.15	6.64	0.000474	0.999526	13,153	21.15
Sistema	0.602	3.93	6.53	0.000449	0.999551	39,877	20.90
CASO F. Con desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASUI	ASAI	ENS	AENS
C-1	0.625	5.55	8.88	0.000634	0.999366	30,327	46.51
C-2	0.192	0.78	4.05	0.000089	0.999911	1,697	848.66
C-3	0.558	4.88	8.75	0.000557	0.999443	23,073	36.51
C-4	0.625	6.59	10.54	0.000752	0.999248	29,449	47.35
Sistema	0.602	5.66	9.40	0.000647	0.999353	84,547	44.31

La Tabla 3.21 muestra el resumen de los índices de confiabilidad en los puntos de carga, obtenidos para cada uno de los circuitos, en cada uno de los casos analizados. El análisis detallado de estos indicadores se incluye en el Anexo B.

Tabla 3.21 Índices de confiabilidad de los puntos de carga del RBTS-B2.

	Caso A			Caso B			Caso C			Caso D			Caso E			Caso F		
	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
C-1																		
1	0,625	20,96	13,10	0,239	10,956	2,62	0,239	8,674	2,08	0,239	3,031	0,73	0,625	6,646	4,15	0,625	6,646	4,15
2	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,485	2,14	0,252	3,133	0,79	0,625	6,646	4,15	0,625	6,646	4,15
3	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,485	2,14	0,252	3,133	0,79	0,625	6,646	4,15	0,625	12,293	7,68
4	0,625	20,96	13,10	0,239	10,956	2,62	0,239	8,674	2,08	0,239	3,031	0,73	0,625	6,646	4,15	0,625	12,293	7,68
5	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,485	2,14	0,252	3,133	0,79	0,625	6,709	4,19	0,625	18,002	11,25
6	0,625	20,96	13,10	0,249	10,723	2,67	0,249	8,530	2,12	0,249	3,108	0,77	0,625	6,709	4,19	0,625	18,002	11,25
7	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,330	2,10	0,252	2,978	0,75	0,625	3,958	2,47	0,625	20,960	13,10
C-2																		
8	0,192	5	0,96	0,140	5	0,70	0,140	3,8837	0,54	0,140	3,884	0,54	0,192	3,102	0,59	0,192	3,102	0,59
9	0,192	5	0,96	0,140	5	0,70	0,140	3,6047	0,50	0,140	3,605	0,50	0,192	2,898	0,56	0,192	5,000	0,96
C-3																		
10	0,558	20,323	11,34	0,243	10,876	2,64	0,243	8,571	2,08	0,243	3,004	0,73	0,558	4,290	2,39	0,558	4,290	2,39
11	0,558	20,323	11,34	0,252	10,649	2,69	0,252	8,485	2,14	0,252	3,133	0,79	0,558	7,418	4,14	0,558	10,708	5,98
12	0,558	20,323	11,34	0,256	10,577	2,70	0,256	8,440	2,16	0,256	3,157	0,81	0,558	7,418	4,14	0,558	10,708	5,98
13	0,558	20,323	11,34	0,252	10,649	2,69	0,252	8,278	2,09	0,252	2,927	0,74	0,558	7,324	4,09	0,558	17,032	9,50
14	0,558	20,323	11,34	0,256	10,577	2,70	0,256	8,237	2,10	0,256	2,953	0,75	0,558	7,324	4,09	0,558	17,032	9,50
15	0,558	20,323	11,34	0,243	10,876	2,64	0,243	8,571	2,08	0,243	3,004	0,73	0,558	4,290	2,39	0,558	20,323	11,34
C-4																		
16	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,485	2,14	0,252	3,133	0,79	0,625	6,646	4,15	0,625	6,646	4,15
17	0,625	20,96	13,10	0,243	10,876	2,64	0,243	8,625	2,09	0,243	3,058	0,74	0,625	6,646	4,15	0,625	6,646	4,15
18	0,625	20,96	13,10	0,243	10,876	2,64	0,243	8,571	2,08	0,243	3,004	0,73	0,625	6,646	4,15	0,625	12,293	7,68
19	0,625	20,96	13,10	0,256	10,577	2,70	0,256	8,389	2,14	0,256	3,106	0,79	0,625	6,646	4,15	0,625	12,293	7,68
20	0,625	20,96	13,10	0,256	10,577	2,70	0,256	8,389	2,14	0,256	3,106	0,79	0,625	4,021	2,51	0,625	15,314	9,57
21	0,625	20,96	13,10	0,252	10,649	2,69	0,252	8,278	2,09	0,252	2,927	0,74	0,625	6,646	4,15	0,625	20,960	13,10
22	0,625	20,96	13,10	0,256	10,577	2,70	0,256	8,237	2,10	0,256	2,953	0,75	0,625	6,646	4,15	0,625	20,960	13,10

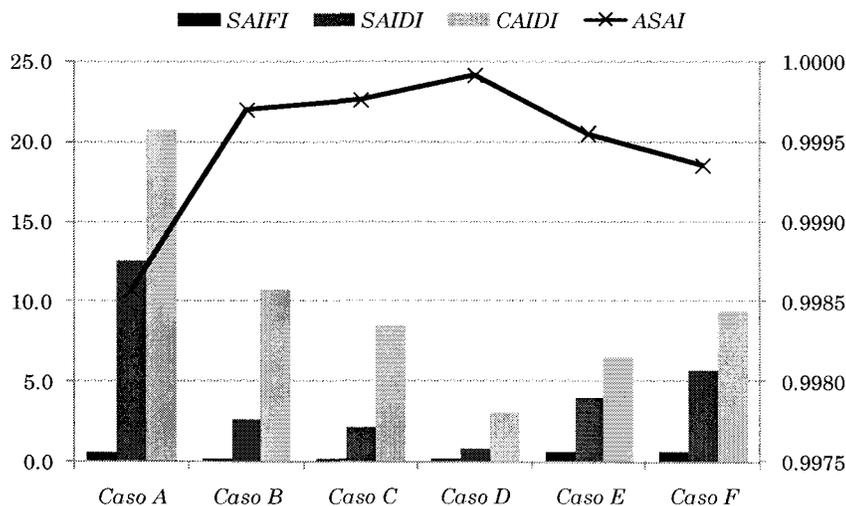


Figura 3.7. Gráfica comparativa de los índices de la confiabilidad obtenida con cada uno de los diseños propuestos

Este análisis consideró únicamente los efectos de fallas permanentes en líneas y transformadores, y una confiabilidad del 100% en interruptores y barras del sistema; sin embargo, la falla de estos componentes podría incluirse fácilmente en este análisis. Para modelar los efectos de fallas momentáneas, deben considerarse, además de su tasa de falla correspondiente, la ubicación y tipo de los equipos de protección y sus operaciones de re-cierre.

La técnica utilizada para resolver los ejemplos de las secciones 3.1 y 3.2, se basa en el *Análisis de Efectos y Modos de Falla* (FMEA por sus siglas en inglés), *conjuntos de corte mínimo*, CCM, y las ecuaciones para el cálculo de los parámetros de confiabilidad de sistemas serie y paralelo. En el caso de sistemas serie el análisis se facilita, dado que cada CCM consiste de un solo elemento. Y aunque la aplicación a sistemas en paralelo y redes malladas requiere ecuaciones más elaboradas para el cálculo de los parámetros de confiabilidad, una vez identificados los CCM, éstos se reducen a un sistema serie que se resuelve del modo indicado.

CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN UTILIZANDO EL PROGRAMA SYNERGEE.

La simulación es una técnica numérica que se emplea para el análisis de experimentos sobre el modelo matemático de un sistema estocástico, que describe su comportamiento durante períodos de tiempo prolongados [39]. Aplicada al análisis de la confiabilidad de SDEE, proporciona el valor esperado y la distribución de probabilidad de los índices de confiabilidad del sistema, circuitos y puntos de carga, a partir de la simulación de una secuencia de eventos aleatorios, que actúan sobre el sistema produciendo la falla de sus componentes [17].

El programa SynerGEE es una herramienta auxiliar en la simulación y análisis de la confiabilidad de los SDEE, sobre un modelo eléctrico similar al utilizado por otro tipo de análisis, como el análisis de flujos de potencia, corto circuito, coordinación de protecciones, etc. El modelo se configura de acuerdo a los parámetros de confiabilidad de los componentes del sistema: tasas de falla, tiempos de reparación, tiempos de seccionamiento, etc. El modelo establece entonces, las ecuaciones características de un sistema serie – paralelo, utilizadas para calcular la confiabilidad a partir de la topología del sistema eléctrico [31].

En este capítulo se describen las características principales del sistema SynerGEE, y la construcción de modelos del SDEE utilizando los casos de estudio descritos en el Capítulo 3.

4.1 PROCESO DE SIMULACIÓN.

4.1.1 CÁLCULO DE PROBABILIDADES.

La simulación se basa en la probabilidad de falla de los elementos del sistema. El programa SynerGEE utiliza la distribución de Poisson, considerando que son válidos los siguientes supuestos [31]:

Un dispositivo se encuentra operando, o bajo falla.

La probabilidad de que un dispositivo falle no depende del tiempo.

El período de evaluación es constante para todos los dispositivos.

Las fallas de los diferentes dispositivos son independientes.

Los dispositivos y las secciones de línea del SDEE se modelan con los siguientes parámetros, que varían dependiendo de los tipos de falla (eventos) a los que se encuentra expuesto el sistema durante su vida útil:

$\lambda(i,j)_d$ = tasa de falla, por causa, para el dispositivo “d”, en fallas / año.

$r(i,j)_d$ = tiempo de reparación, por causa, para el dispositivo “d”, en horas.

$Cr(i,j)_d$ = costo de reparación, por causa, para el dispositivo “d”.

Las fallas se clasifican en diferentes categorías (i), y subcategorías (j); por ejemplo, si se define la categoría “*efectos del clima*”, las diferentes subcategorías podrían ser: “*lluvia*”, “*hielo y nieve*”, “*granizo*”, “*huracán*”, etc.

Así, la probabilidad de que ocurran n eventos sobre el dispositivo d , durante el período de tiempo t (medido en años), por la causa $K(i,j)$, se calcula por:

$$P(n) = \frac{\{\lambda(i,j)_d \cdot t\}^n}{n!} \exp[-\lambda(i,j)_d \cdot t]. \quad (4-1)$$

Haciendo $t = 1$, la ecuación (4-1) calcula la probabilidad de cualquier número de fallas al año, en los puntos de carga del sistema, conociendo el valor de la tasa promedio de falla $\lambda(i,j)$ en *fallas / año*.

4.1.2 MÉTODO DE SIMULACIÓN.

La simulación genera una muestra aleatoria, (t_1, \dots, t_n) , del tiempo de falla, T , a partir de una secuencia de números aleatorios (u_1, \dots, u_n) , de una distribución uniforme, en el rango $[0, 1]$. Como el tiempo de falla se distribuye exponencialmente, con parámetro $\lambda_{(i,j)}$, se demuestra [4][12], que éste se relaciona con la variable aleatoria $U \sim \text{Uniforme}[0, 1]$, mediante la siguiente transformación:

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln U \quad (4-2)$$

Luego, asumiendo que el dispositivo se encuentra en estado de falla, se repite el procedimiento para obtener una muestra aleatoria del tiempo de restablecimiento, (r_1, \dots, r_n) , con lo cual se simula un proceso falla – restablecimiento en cada uno de los componentes del sistema, durante un período de tiempo que capture los eventos deseados, generalmente de un año. El proceso se repite para cualquier número de períodos, generando un conjunto de escenarios que es analizado estadísticamente para obtener el valor esperado y la distribución de probabilidad de los parámetros de confiabilidad de los puntos de carga.

4.2 MODELOS DE CONFIABILIDAD.

4.2.1 ZONAS DE EXPOSICIÓN.

Los parámetros de confiabilidad de las secciones varían en función del evento simulado. El programa utiliza la herramienta denominada “*zona de exposición*” para asignar los datos de confiabilidad a las secciones de línea con características de operación similares, en términos de su antigüedad, incidencia de descargas atmosféricas, ubicación geográfica, fauna nociva, vandalismo, etc., por lo cual suelen estar expuestas a los mismos tipos de falla.

En la sección 3.1.1 se estableció una tasa de falla del sistema de 0,1 f / km para la troncal, y de 0,2 f / km para los ramales. Las cuales podrían asociarse a dos

clases de eventos distintos, los cuales actúan sobre las secciones del sistema de manera diferente, véase la Figura 4.1.

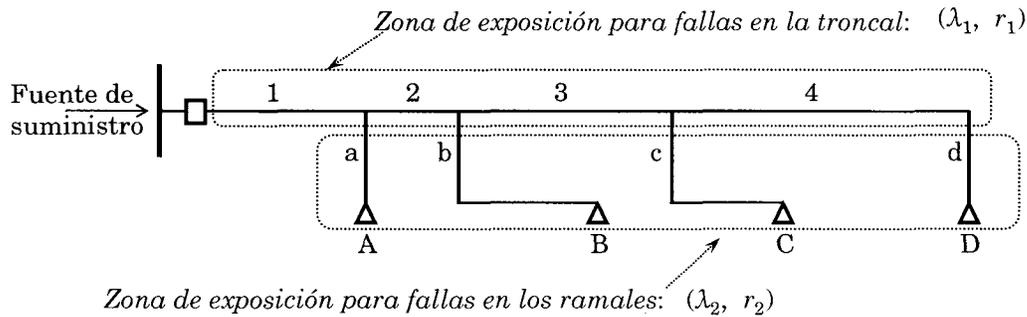


Figura 4.1. Zonas de exposición para eventos en el sistema radial simple.

Para modelar este sistema, se configuraron dos zonas de exposición, denominadas como “Troncal_1” y “Ramal_1”, cuyos parámetros se configuraron como se muestra en la Figura 4.2. Estas zonas definen la tasa de falla sostenida, λ_P , la tasa de falla momentánea, λ_T , el tiempo de reparación, r , y los costos de reparación, Cr que se asignarán a cada una de las secciones, dependiendo del número de fases afectadas, si se trata de una interrupción momentánea o sostenida, y del tipo falla. En este caso se seleccionó, para ambas zonas, la categoría de falla “Equipment” y la sub-categoría “General”.

Exposure Zone: Troncal_1

Exposure Zone: Troncal_1

Description: Troncal 1 - 0.1 - 4

Category: Equipment Sub-Category: General

Enabled

Sustained Faults	
Single Phase	2 or 3 Phase
Failure Rate: 0.10000	0.10000 f/yr/kM
Repair Time: 4.0	4.0 Hr
Repair Cost: 1	1 \$

Temporary Faults	
Single Phase	2 or 3 Phase
Failure Rate: 0.00000	0.00000 f/yr/kM

Apply Cancel Help

Exposure Zone: Ramal_1

Exposure Zone: Ramal_1

Description: Ramal 0.2 - 2

Category: Equipment Sub-Category: General

Enabled

Sustained Faults	
Single Phase	2 or 3 Phase
Failure Rate: 0.20000	0.20000 f/yr/kM
Repair Time: 2.0	2.0 Hr
Repair Cost: 1	1 \$

Temporary Faults	
Single Phase	2 or 3 Phase
Failure Rate: 0.00000	0.00000 f/yr/kM

Apply Cancel Help

(a)

(b)

Figura 4.2. Configuración de las zonas de exposición. (a) troncal_1, (b) ramal_1.

Las diferentes categorías y sub-categorías se definen en el programa a través de un catálogo configurable como el que se muestra en la Figura 4.3.

Exposure Zones

Name	Customers	Miles	Category	Sub-category	Sust. f.r.	Momt. f.r.	Rep. Hrs	Rep. Cst
Ez_Redloser West Martin	0	0.0	Animals	Squirrels	0.0502	0.0358	1.0000	1700.0000
			Animals	Raccoons	0.0383	0.0330	2.0000	1700.0000
			Animals	Rodent	0.0358	0.0158	2.0000	1700.0000
			Trees	General	0.0880	0.1980	2.0000	2200.0000
			Trees	Evergreen	0.1320	0.1188	2.0000	2200.0000
			Public	General	0.0088	0.0008	2.0000	2400.0000
			Public	Vandalism	0.0088	0.0088	2.0000	2400.0000
			Birds	Nesting	0.0038	0.0007	2.0000	1800.0000
			Birds	Migratory	0.0038	0.0007	2.0000	1800.0000
			Weather	Ice/Snow	0.0358	0.0000	5.0000	4500.0000
			Weather	Storm	0.1320	0.0132	4.0000	4500.0000
			Planned	General	0.0132	0.0000	1.0000	0.0000
			Equipment	Jumper	0.0038	0.0000	3.0000	2800.0000
			Equipment	Arrester	0.0007	0.0007	3.0000	2800.0000
Forest Hills Subdivision	0	0.0	Animals	Squirrels	0.0092	0.0048	2.0000	2000.0000
			Animals	Rodent	0.0081	0.0038	2.0000	2000.0000
			Trees	General	0.0388	0.0358	3.0000	2500.0000
			Trees	Hardwood	0.0438	0.0000	3.0000	2500.0000
			Birds	Nesting	0.0012	0.0008	2.0000	2200.0000
			Birds	Migratory	0.0022	0.0011	2.0000	2200.0000
			Weather	Ice/Snow	0.1135	0.0000	4.0000	4500.0000
			Weather	Storm	0.0482	0.0224	4.0000	4500.0000
			Weather	Lightning	0.5940	0.3584	2.0000	3000.0000
Newville Business District	0	0.0	Animals	Squirrels	0.0409	0.0277	2.0000	2000.0000

Figura 4.3. Catálogo parcial de zonas de exposición.

4.2.2 ZONAS DE MITIGACIÓN.

Una zona de mitigación representa el esfuerzo para reducir el impacto de las interrupciones originadas por alguna causa específica. Por ejemplo, si un grupo de secciones se encuentra afectado por problemas de vegetación, un buen programa de poda podría mitigar los efectos de las ramas sobre la línea. La Figura 4.4 ejemplifica el esfuerzo para contrarrestar los eventos en una zona boscosa, con el cual se obtiene una reducción en la incidencia de fallas del 75%. Estos esfuerzos tienen implícito un costo asociado, que se considera en la evaluación del costo de las mejoras de confiabilidad propuestas.

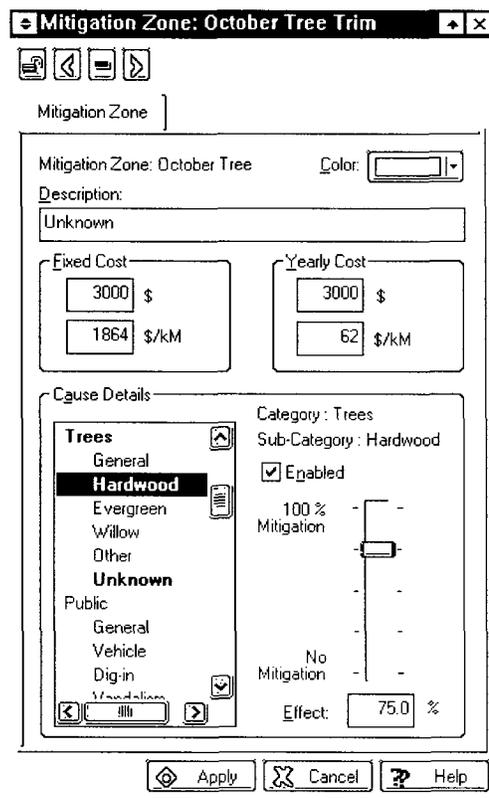


Figura 4.4. Definición de una zona de mitigación.

4.2.3 INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS Y SOSTENIDAS.

El programa considera que las interrupciones originadas por fallas que se liberan por un dispositivo de protección con re-cierre, serán momentáneas, ver Figura 4.5.

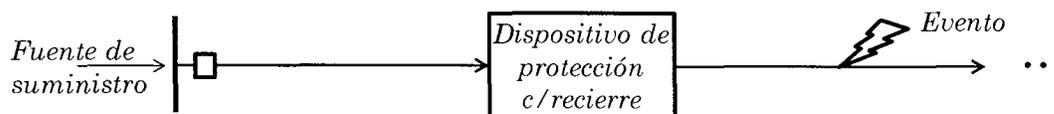


Figura 4.5. Falla momentánea liberada por un equipo con re-cierre.

Si el equipo de protección no cuenta con re-cierre, como es el caso los fusibles, la interrupción se considera sostenida, ver la Figura 4.6.

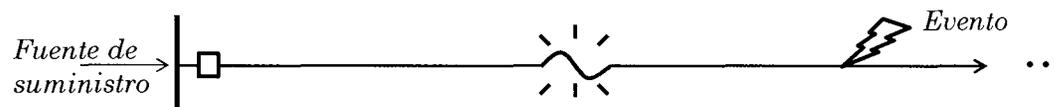


Figura 4.6. Falla sostenida debido a la operación de un equipo de protección sin recierre.

4.2.4 ÍNDICES SOPORTADOS POR EL PROGRAMA

Al momento de escribir este trabajo, el programa SynerGEE sólo calcula los índices SAIFI, MAIFI, y SAIDI, los cuales son utilizados por la mayoría de las empresas eléctricas.

4.2.5 VARIANZA DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Como en todo análisis estadístico, métricas tales como el SAIDI y SAIFI, se consideran como variables aleatorias. Por tanto, el programa calcula su valor esperado, y la varianza de estos estimadores. La varianza es muy sensitiva a la configuración del sistema y la ubicación de los equipos, por cual ésta se puede utilizar como un criterio para la selección de alternativas, desde una perspectiva estrictamente numérica [31].

Por ejemplo, cierta configuración podría reducir el valor esperado del índice SAIFI de 2.5 a 2.3, sin embargo considerando una varianza del estimador original en el intervalo (1,5; 3,5), y una varianza del estimador propuesto en el intervalo (0,8; 4,8), el límite superior rebasa por mucho el límite superior de la condición original, por lo cual se decidiría en contra de la configuración propuesta.

Una forma de reducir el intervalo de confianza de estos estimadores es considerar muestras de mayor tamaño en el proceso de simulación, desafortunadamente, al momento de escribir este trabajo, este no es un parámetro que se pueda configurar en el programa.

4.3 MODELO DEL SISTEMA RADIAL SIMPLE.

La Figura 4.7, muestra el modelo en SynerGEE del sistema radial simple que se analizó en la sección 3.1. A continuación se describe la configuración de los principales parámetros de este modelo requeridos para el análisis de confiabilidad, así como las condiciones requeridas para configurar cada uno de los casos de estudio.

Con el fin de representar las condiciones del diagrama unifilar de la sección 3.1, el sistema se modeló como un sistema monofásico, en el cual interviene únicamente la fase A. Cabe destacar que a diferencia de otros programas de análisis de redes, el programa SynerGEE asocia el modelo de carga a las secciones de línea y no a los nodos de la red. En la Figura 4.8 se indican los parámetros requeridos, como mínimo, para modelar las secciones de línea, tales como la longitud, la demanda promedio y el número de usuarios.

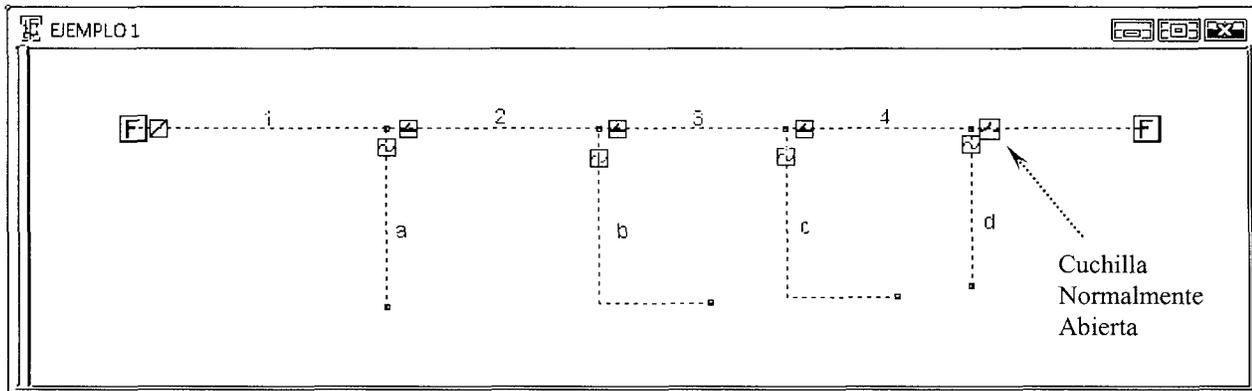


Figura 4.7. Modelo en SynerGEE del sistema radial simple de la sección 3.1.

4.3.1 SECCIONES.

La Figura 4.8 muestra los cuadros de diálogo que se utilizan para capturar los parámetros de configuración de las secciones de circuito. Se requiere especificar la longitud de las secciones para el cálculo de la tasa de falla, así como indicar la demanda y el número de usuarios atendidos por dicha sección, para el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema.

4.3.2 CUCHILLAS DE SECCIONAMIENTO.

El modelo se configuró inicialmente con todos los dispositivos de protección y seccionamiento conectados como se muestra en la Figura 4.7. Para analizar los diferentes casos de la sección 3.1, fue necesario activar y desactivar sus operaciones de apertura/cierre durante el proceso de simulación, mediante la opción “*Don't allow operation from analysis*” que se muestra en las Figura 4.9 y Figura 4.10. Otro

parámetro importante, es el tiempo que toma a una cuadrilla abrir o restablecer el equipo de seccionamiento, en este caso de 0,5 h.

The figure shows two screenshots of the 'Section: a' configuration dialog box. The left screenshot displays the 'General' and 'Phasing' tabs. The 'General' tab includes fields for Section ID (a), Feeder (Nodo_2773086351), Substation (Unknown), From / To (Nodo_2773086352 / Nodo_2773086610), Description (a), and Note. The 'Phasing' tab has checkboxes for A, B, C, and N, and a 'Conductor Length' section with 'Length (M)' set to 1000.0. The 'Distributed & Spot Loads' section includes '% Growth Rate/Year' (2.000) and 'Connection' (phase-ground). The 'Amp Rating for Loading Calculations' section has radio buttons for 'From Conductor (340 A)', 'Specified' (Rating: 100.0), and 'From Duct Bank'. The right screenshot shows the 'Distributed Load/Phase' table and the 'Distributed Constant Percent Load' section. The table has columns for A, B, and C phases, and rows for kW, kvar, conn. kVA, conn. kWh, and Customers. The 'Distributed Constant Percent Load' section has input fields for %I (10.0), %Z (40.0), and %PQ (50.0).

Distributed Load/Phase	A	B	C
kW:	5000.0	0.0	0.0
kvar:	0.0	0.0	0.0
conn. kVA:	0.0	0.0	0.0
conn. kWh:	0.0	0.0	0.0
Customers:	1000.0	0.0	0.0

Figura 4.8 Parámetros de las secciones de circuito.

The figure shows two screenshots of the 'Switch: Switch 2' configuration dialog box. The left screenshot displays the 'General' tab with fields for Name (Switch 2), Section (2), Feeder (Nodo_2773086351), Type (Cuchilla Navaja), and Note. The 'Status' section has radio buttons for Open, Closed, Loop Tie switch, and Wandering Lateral Tie. The 'Switching Model' section has radio buttons for Manual, Automatic, and Auto-Transfer, and a checkbox for 'Don't allow operation from analysis'. The right screenshot shows the 'Rates' tab with fields for Sustained Failure Rate (0.0000 f/yr), Temporary Failure Rate (0.0000 f/yr), Failure Repair Time (6.0 hr), Failure Repair Cost (5000 \$), and Crew Oper. / Reset (0.5 Hr). The 'Location Link' field is empty, and the 'Year' section has 'Energize' (2008) and 'Retire' (Never) dropdowns.

Figura 4.9. Configuración de los parámetros de confiabilidad de cuchillas de seccionamiento.

4.3.3 FUSIBLES.

Para modelar la operación exitosa de los fusibles, a éstos se les asignó una tasa de falla igual a cero. Sin embargo, para modelar el caso 4 fue necesario ajustar éste valor a 0,1 f/año, considerando que el fusible opera exitosamente sólo en el 90% de los casos. Por otra parte, como se muestra en la Figura 4.10, el tiempo de reparación de estos fusibles es 0,5 h.

En los casos 5 y 6 se considera la posibilidad de transferir la carga del circuito a una fuente de suministro emergente, en el primer caso, sin restricciones de carga y con una probabilidad de 0.6, en el segundo.

Dado que resulta poco práctico considerar que las transferencias de carga se realizan en términos probabilísticos, el programa utiliza el análisis de flujos de carga como parte integral de la simulación. Así, la magnitud de la carga que el circuito de respaldo puede recibir depende de un porcentaje de la capacidad de emergencia determinada para el mismo, la cual se establece en la sección “*pickup model*” del cuadro de diálogo de la Figura 4.11.

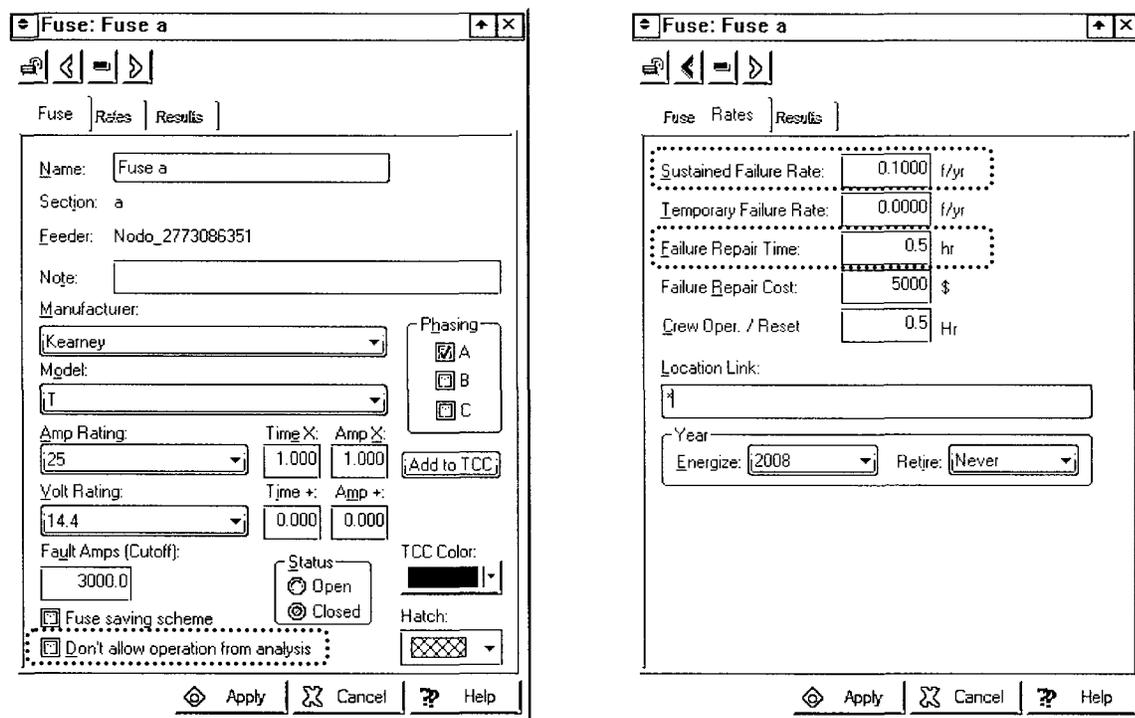


Figura 4.10. Configuración de los parámetros de confiabilidad de los fusibles.

Otras de las opciones que se configuran en la Figura 4.11, incluye la posibilidad de elegir el cálculo de intervalos de confianza para la estimación de los índices de confiabilidad, el porcentaje de fallas monofásicas, el uso de porcentajes de mitigación, el comportamiento de los equipos de seccionamiento y de transferencia automáticos, criterios de coordinación para la operación de fusibles, las unidades del índice SAIDI.

Así mismo, es posible establecer un porcentaje para la supresión general de los efectos de los eventos declarados en una zona de exposición, de manera similar a la mitigación, excepto que este cambio es general para todas las secciones que tienen asignada dicha zona.

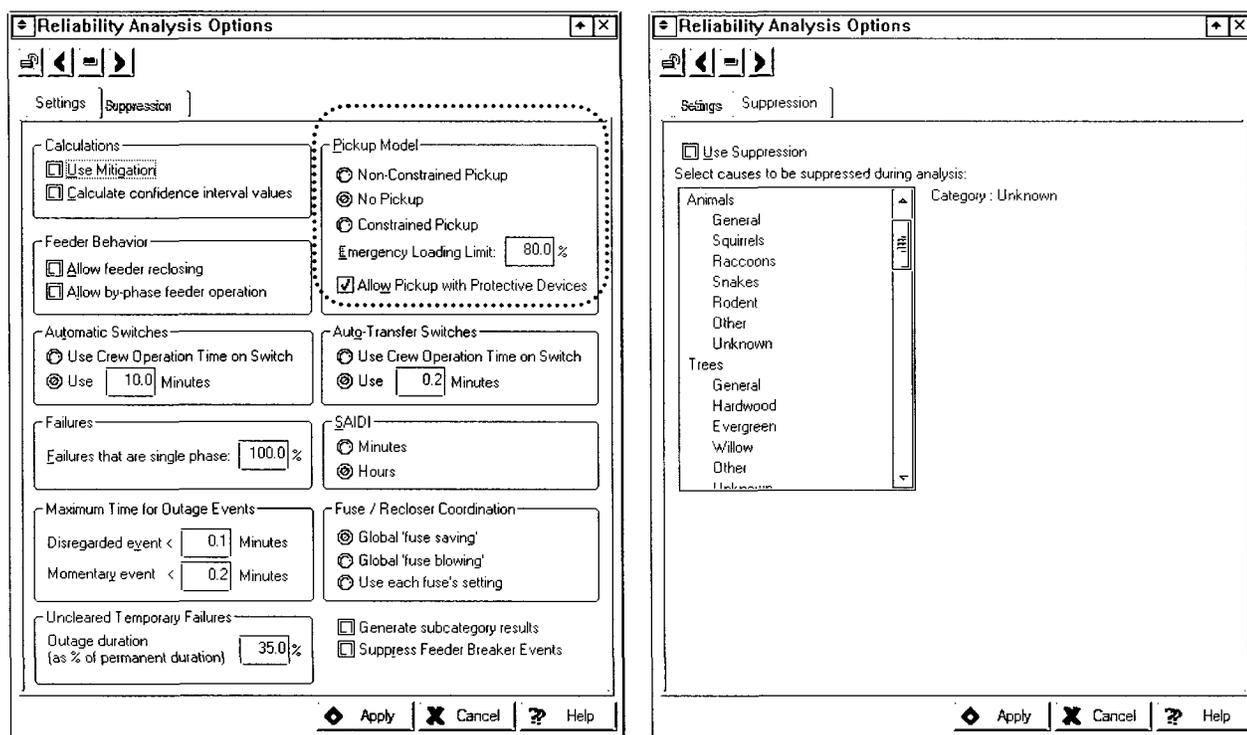


Figura 4.11. Configuración general del módulo de confiabilidad.

4.3.4 ZONAS DE EXPOSICIÓN.

Las zonas de exposición y de mitigación se pueden asignar individualmente sección por sección, o a un conjunto de secciones en un solo paso. Individualmente se utiliza el cuadro de diálogo que se muestra en la Figura 4.12. En el cual también se

definen un conjunto de multiplicadores que modifican los parámetros de confiabilidad asignados por una zona de exposición para esa sección en particular.

La asignación múltiple resulta más práctica, los parámetros de las zonas de exposición y mitigación se asignan a través de una selección gráfica o por atributos de las secciones que se desee y de una herramienta de edición múltiple que se muestra en la Figura 4.13.

La herramienta de edición múltiple permite además, cambiar los parámetros de confiabilidad para los dispositivos conectados a estas secciones, tales como transformadores, restauradores, fusibles, cuchillas, etc.

Asignación de zonas de exposición y mitigación para la sección de línea.

Figura 4.12. Asignación individual de una zona de exposición a una de las secciones.

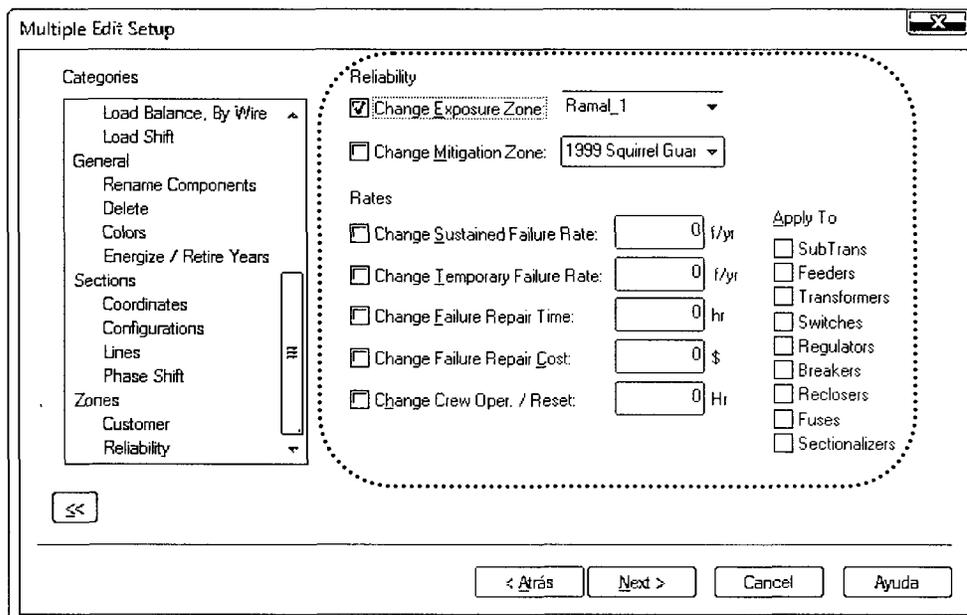


Figura 4.13. Formato de edición múltiple.

En la Figura 4.14 se muestran los parámetros de confiabilidad asignados a cada una de las secciones del modelo de la Figura 4.7, éstos corresponden a los datos de la Tabla 3.1. Nótese que la tasa de falla se expresa en número de fallas por cada mil años. Se indica además, el número de usuarios que resultan afectados por alguna falla en cada sección de línea.

Exposure - Outage Zones					42253
Zone Device	Zone Cust. Into	Failures / kyr IPh Perm	Failures / kyr IPh Temp	Repair hours / failure IPh	
1	3000	200.00	0.00	4.00	
2	2000	100.00	0.00	4.00	
3	1200	300.00	0.00	4.00	
4	500	200.00	0.00	4.00	
a	1000	200.00	0.00	2.00	
b	800	600.00	0.00	2.00	
c	700	400.00	0.00	2.00	
d	500	200.00	0.00	2.00	

Figura 4.14. Parámetros asignados a las secciones por zonas de exposición.

La gráfica de la Figura 4.15 muestra la proporción de la longitud total del circuito afectada por cada una de las zonas de exposición asignadas a este sistema.

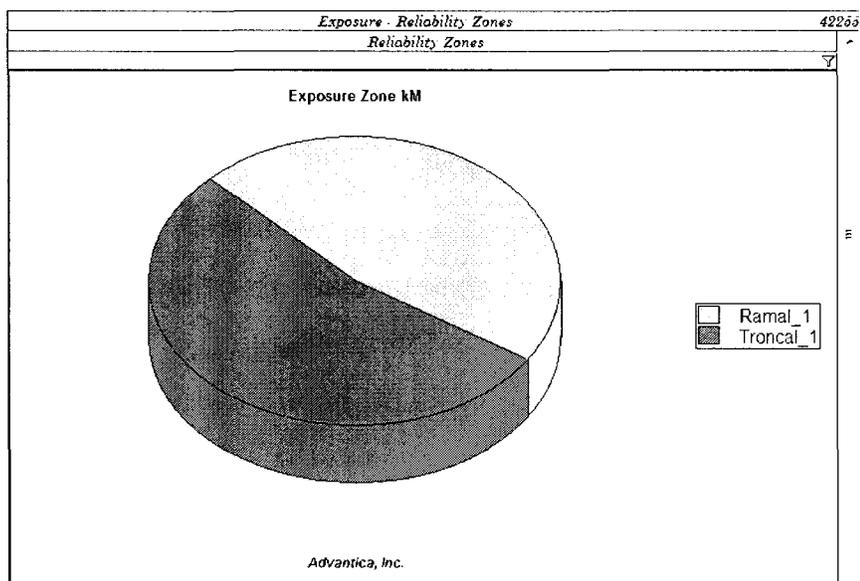


Figura 4.15. Proporción de cada tipo de falla que afecta al SDEE.

4.3.5 RESULTADOS.

La Figura 4.16 muestra los resultados de la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema para cada uno de los casos analizados.

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		2.20	0.00	6.00	3000

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		1.25	0.00	2.63	3000

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		1.15	0.00	3.91	3000

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		1.15	0.00	1.79	3000

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		1.15	0.00	2.58	3000

Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer
ID	Type	T	T	T	T
System		1.15	0.00	2.23	3000

Figura 4.16. Índices de confiabilidad del sistema radial simple.

Como puede comprobarse, a excepción del índice SAIDI en el caso 6, los resultados obtenidos para los demás índices de confiabilidad, son idénticos a los que se calcularon utilizando la técnica analítica (véase la Tabla 3.16).

La diferencia se debe a la manera de determinar la magnitud de la carga transferida hacia la fuente de alimentación emergente, el programa utiliza los resultados del análisis de flujos de carga con base a un porcentaje de la capacidad de emergencia, y no a la probabilidad de éxito en la transferencia de carga hacia la fuente emergente.

La Figura 4.17 muestra la estimación por intervalo de los índices de confiabilidad en el caso 3, la cual se obtuvo con un nivel de confianza del 90%, el cual está predefinido por el programa.

Intervals - System										42263
Zone		SAIFI		MAIFI		SAIDI				
ID	Type	Value	Interval	Value	Interval	Value	Interval	Value	Interval	
System		1.15 +/- 0.02	1.13 - 1.18	0.00 +/- 0.00	0.00 - 0.00	2.58 +/- 0.14	2.43 - 2.72			

Figura 4.17. Intervalo de confianza del 90% para los índices de confiabilidad, caso 3.

Los intervalos para la estimación de los índices de confiabilidad en los 6 casos analizados se muestran en la Tabla 4.1, y se grafican en las Figuras 4.18 y 4.19. Es evidente la mayor variabilidad en la estimación del índice SAIDI y SAIFI para el caso 1. Así como la semejanza de índice SAIDI obtenido en los casos 3 y 4 dado el traslape en sus intervalos de estimación. El valor esperado del SAIFI para los casos 2, 3, 5 y 6 es el mismo, la variabilidad es mayor en los casos 2 y 6.

Tabla 4.1. Intervalos de confianza al 90% de los índices de confiabilidad.

CASO	SAIFI			SAIDI		
	Valor Esp.	LI	LS	Valor Esp.	LI	LS
Caso 1	2.20	2.12	2.28	6.00	5.56	6.44
Caso 2	1.15	1.10	1.21	3.91	3.58	4.23
Caso 3	1.15	1.13	1.18	2.58	2.44	2.72
Caso 4	1.25	1.23	1.28	2.63	2.47	2.78
Caso 5	1.15	1.12	1.19	1.79	1.70	1.89
Caso 6	1.15	1.10	1.21	2.23	2.07	2.38

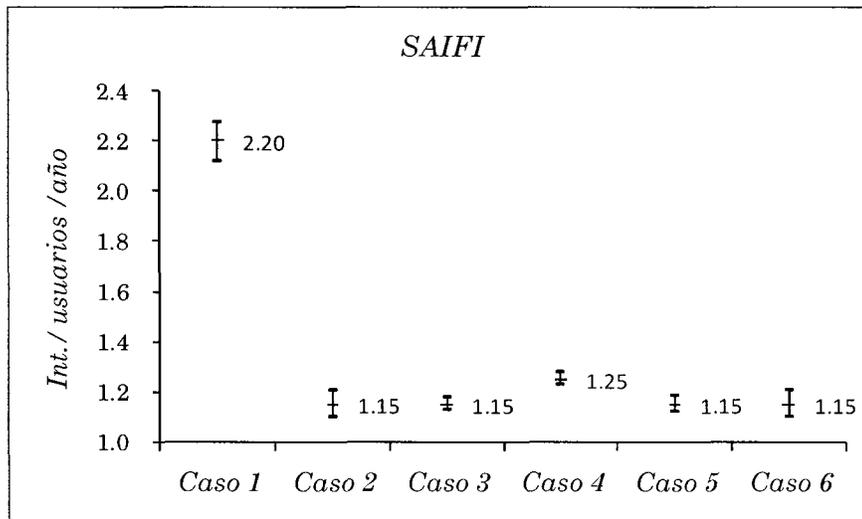


Figura 4.18. Gráfica comparativa del índice SAIFI.

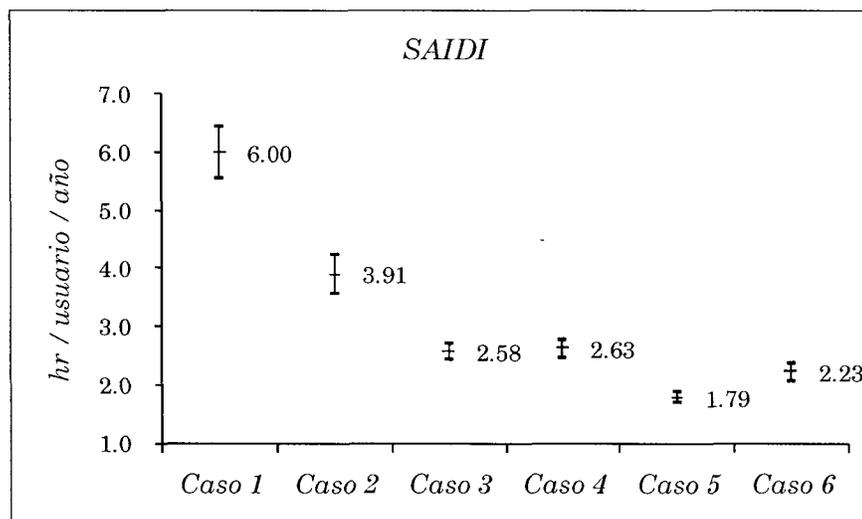


Figura 4.19. Gráfica comparativa del índice SAIDI.

4.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRUEBA RBTS-B2.

La Figura 4.20, muestra el sistema de prueba RBTS-B2 modelado en SynerGEE, este modelo incluye la representación explícita de los transformadores de distribución, con el fin de cuantificar las interrupciones originadas por la falla de estos dispositivos.

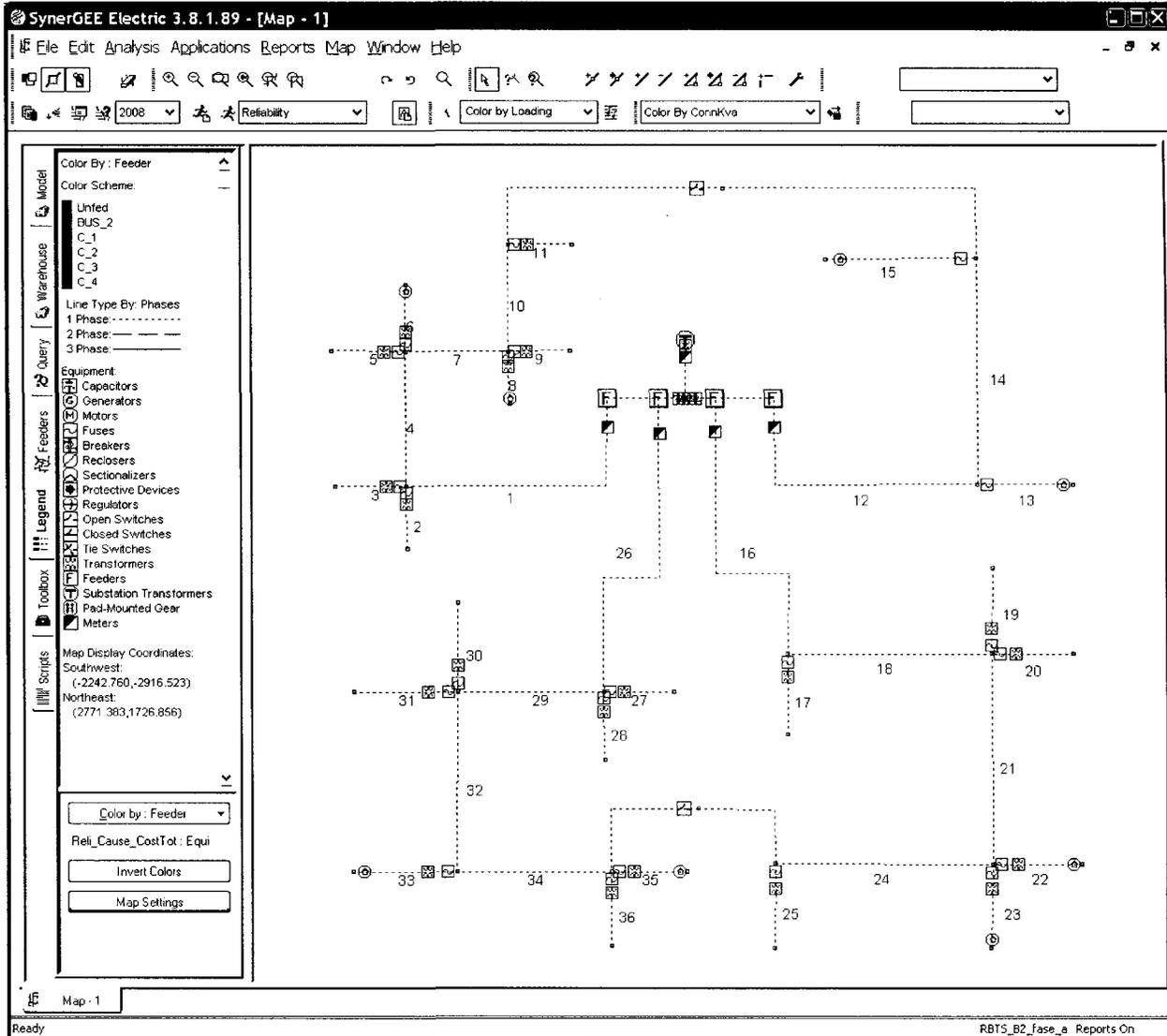


Figura 4.20 Modelo del sistema de prueba RBTS-B2 en el programa SynerGEE.

4.4.1 DATOS DEL MODELO.

Los datos que se utilizaron para modelar el sistema, se muestran en las Tablas 3-15, 3-16 y 3-17. El sistema se configuró con una zona de exposición denominada “RBTS-B2”, que considera una tasa de falla sostenida de 0,065 f/ año / km y un tiempo de reparación de 5 h. Estos parámetros se asignaron a todas las secciones de línea del sistema utilizando las opciones de edición múltiple.

Del mismo modo se asignó a todos los transformadores de distribución una tasa de falla sostenida de 0,015 f/ año y un tiempo de reparación de 100 h para los

casos A, B, C, E, y F. En el caso D, se considera la sustitución del transformador en lugar de su reparación, por tanto se utilizó un tiempo de reparación de 10 h.

Las cuchillas de seccionamiento se modelaron sin falla y con un tiempo de seccionamiento de 1,0 hr. Se consideró una confiabilidad del 100% en todos los fusibles. Las transferencias de carga en los casos C, D y E se consideraron sin restricciones. Y en este modelo no se utilizaron zonas de mitigación espacial, ni factores de amortiguamiento.

Para representar las condiciones del diagrama unifilar de la sección 3.1, se modeló un sistema monofásico, con todas las cargas conectadas a la fase A.

Figura 4.21 Definición de clases de usuarios.

La Tabla 3.17 considera cuatro clases de usuarios: residenciales, comerciales, gubernamentales e institucionales, y pequeños usuarios. Para modelar esta clasificación se utilizó el “editor de clases de usuarios” que se muestra en la Figura 4.21. En la cual se especifica, además de los datos de su comportamiento típico de carga, los datos referentes al costo de las interrupciones. Esta clasificación se utiliza

para definir una “zonas de usuarios” como se muestra en la Figura 4.22, la cual permite asignar estos parámetros a las secciones de línea del modelo, como se muestra en la Figura 4.23.

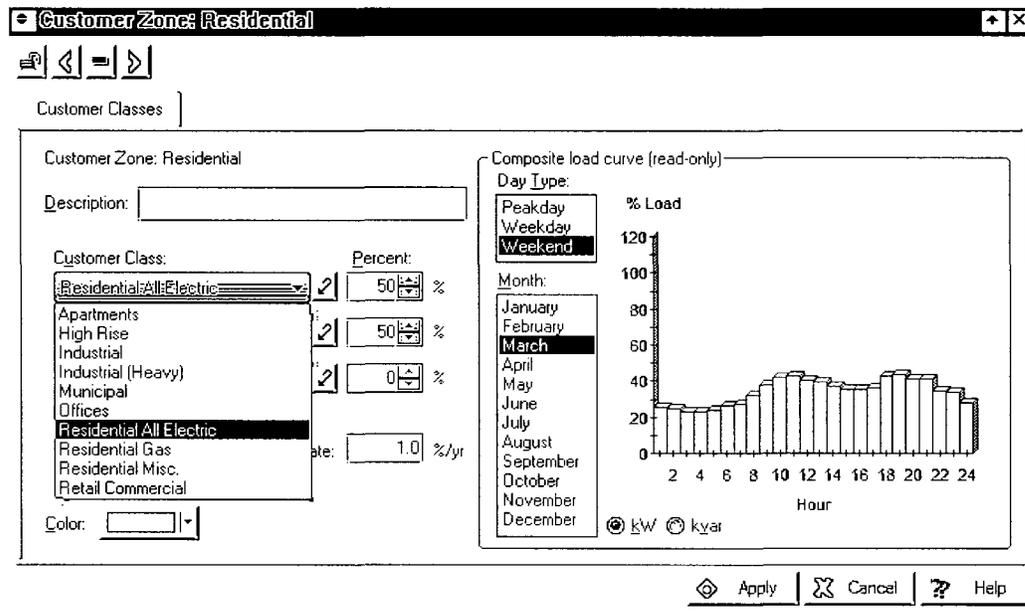


Figura 4.22 Definición de zonas de usuarios.

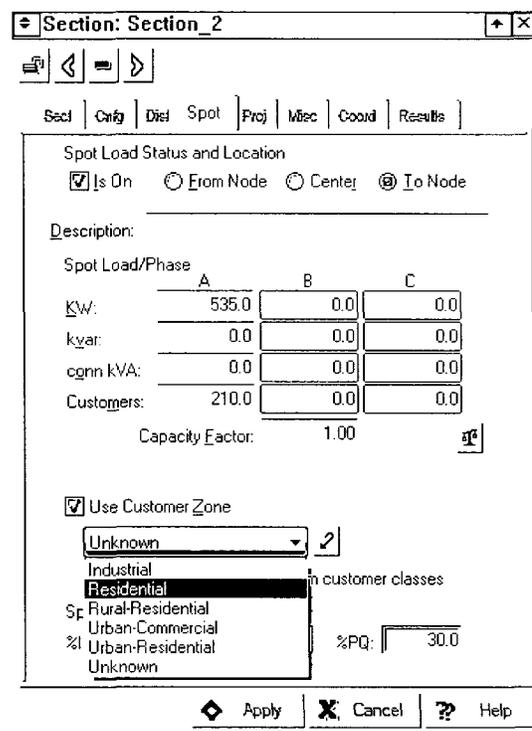


Figura 4.23 Asignación de zonas de usuarios a las secciones del modelo.

4.4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ANÁLISIS.

Caso A. El sistema opera sin protección en ramales, sin cuchillas de seccionamiento, sin posibilidades de transferencia de carga, y se requiere la reparación de los transformadores para poder restablecer el servicio. Por lo que cualquier falla en las secciones de línea o transformadores produce una interrupción en todos los usuarios conectados al circuito fallado.

Caso B. Este caso considera que el sistema cuenta con protección con fusibles para cada uno de los ramales, de modo que la falla en la sección de línea o el transformador de distribución del ramal protegido solo afectará a los usuarios de ese ramal. Por lo demás, el sistema opera sin cuchillas de seccionamiento, sin posibilidades de transferencia de carga, y se considera la reparación de los transformadores.

Caso C. Este caso contempla un esquema de operación completo, es decir además de los fusibles de ramal se considera la operación de las cuchillas de seccionamiento de la troncal, la posibilidad de transferir la carga a los circuitos adyacentes, sin restricciones de carga, pero se considera la reparación de los transformadores para poder restablecer el servicio.

Caso D. En este caso se consideran las mismas condiciones operativas que en el caso C, con la excepción de que en lugar de esperar la reparación los transformadores éstos se reemplazan, siendo ésta la situación más realista para la operación de un sistema real.

Caso E. Este caso se eliminan los fusibles de los ramales pero se mantienen las demás condiciones del caso C. Este caso permite analizar el caso extremo de la operación incorrecta de la protección de ramal por un problema de coordinación de protecciones, con la posibilidad de transferir la carga a los circuitos adyacente.

Caso F. Este caso es similar al caso E, excepto que no se permite la transferencia de carga a los circuitos adyacentes.

4.4.3 EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

La Figura 4.24 muestra los resultados de la evaluación de los índices de confiabilidad del sistema para cada uno de los casos descritos en la sección anterior. Comparando éstos con los resultados obtenidos con la técnica analítica del Capítulo 3 (véase la Tabla 3.20), se obtiene que los índices del sistema calculados analíticamente y con la simulación son idénticos para los casos A, B, C y D.

Lo mismo aplica para el índice SAIFI de los caos E y F. Sin embargo, el índice SAIDI obtenido con la simulación resulta menor que el calculado analíticamente.

CASO A						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.60	0.00	12.50	1908	
C_1	Feeder	0.63	0.00	13.10	652	
C_2	Feeder	0.19	0.00	0.96	2	
C_3	Feeder	0.56	0.00	11.34	632	
C_4	Feeder	0.63	0.00	13.10	622	

CASO B						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.25	0.00	2.66	1908	
C_1	Feeder	0.25	0.00	2.66	652	
C_2	Feeder	0.14	0.00	0.69	2	
C_3	Feeder	0.25	0.00	2.67	632	
C_4	Feeder	0.25	0.00	2.66	622	

CASO C						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.25	0.00	2.11	1908	
C_1	Feeder	0.25	0.00	2.12	652	
C_2	Feeder	0.14	0.00	0.52	2	
C_3	Feeder	0.25	0.00	2.12	632	
C_4	Feeder	0.25	0.00	2.11	622	

CASO D						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.25	0.00	0.76	1908	
C_1	Feeder	0.25	0.00	0.77	652	
C_2	Feeder	0.14	0.00	0.52	2	
C_3	Feeder	0.25	0.00	0.77	632	
C_4	Feeder	0.25	0.00	0.76	622	

CASO E						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.60	0.00	3.02	1908	
C_1	Feeder	0.63	0.00	3.57	652	
C_2	Feeder	0.19	0.00	0.57	2	
C_3	Feeder	0.56	0.00	2.43	632	
C_4	Feeder	0.63	0.00	3.05	622	

CASO F						
Index Summary						42242
Zone		SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
ID	Type	T	T	T	T	T
System		0.60	0.00	4.62	1908	
C_1	Feeder	0.63	0.00	4.83	652	
C_2	Feeder	0.19	0.00	0.78	2	
C_3	Feeder	0.56	0.00	3.66	632	
C_4	Feeder	0.63	0.00	5.39	622	

Figura 4.24 Índices de confiabilidad del sistema.

Como puede comprobarse, en las Figura 4.25, para los casos E y F, la varianza de los índices en los circuitos “C-1”, “C-3” y “C-4” son mucho mayores que el valor esperado del índice, para el circuito “C-2”, la varianza es pequeña y los valores son

similares a los obtenidos analíticamente. Por lo tanto, la simulación en este caso no aporta suficiente evidencia para estimar adecuadamente el índice SAIDI en estos casos, requiriéndose posiblemente de un período mayor de tiempo en la simulación. Desafortunadamente, el programa no permite ajustar los períodos de simulación.

CASO E							
Intervals - Feeders							42263
Zone		SAIFI		SAIDI			
ID	Type	Value	Interval	Value	Interval		
C_1	Feeder	0.63 +/- 0.11	0.51 - 0.74	3.57 +/- 5.65	-2.08 - 9.22		
C_2	Feeder	0.19 +/- 0.05	0.14 - 0.24	0.57 +/- 0.09	0.48 - 0.66		
C_3	Feeder	0.56 +/- 0.07	0.49 - 0.63	2.43 +/- 207.10	-204.67 - 209.53		
C_4	Feeder	0.63 +/- 0.05	0.57 - 0.68	3.05 +/- 5.56	-2.51 - 8.61		

CASO F							
Intervals - Feeders							42263
Zone		SAIFI		SAIDI			
ID	Type	Value	Interval	Value	Interval		
C_1	Feeder	0.63 +/- 0.09	0.53 - 0.72	4.83 +/- 8.10	-3.26 - 12.93		
C_2	Feeder	0.19 +/- 0.01	0.18 - 0.20	0.78 +/- 0.14	0.64 - 0.91		
C_3	Feeder	0.56 +/- 0.05	0.50 - 0.61	3.66 +/- 5.36	-1.69 - 9.02		
C_4	Feeder	0.63 +/- 0.03	0.59 - 0.66	5.39 +/- 35.32	-29.93 - 40.72		

Figura 4.25 Variabilidad de los índices SAIFI y SAIDI, en los casos E y F.

4.4.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS PUNTOS DE CARGA.

La Figura 4.26 muestra el reporte de los índices de confiabilidad para las secciones protegidas por fusible. En este caso este reporte permite determinar la confiabilidad de los puntos de carga del sistema. La Figura muestra los resultados para el caso C.

Comparando estos valores con los de la Tabla 3.21, se verifica que son idénticos a los obtenidos por el método analítico. Se verifica que el índice SAIFI se corresponde con la tasa de falla, y el índice SAIDI con la indisponibilidad en el punto de carga.

Fuses Into - Switches / Protection					42243
ID	SAIFI	MAIFI	SAIDI	Customer	
Section	T	T	T	T	T
Section_2	0.24	0.00	2.08	210	
Section_3	0.25	0.00	2.14	210	
Section_5	0.25	0.00	2.14	210	
Section_6	0.24	0.00	2.08	1	
Section_8	0.25	0.00	2.14	1	
Section_9	0.25	0.00	2.12	10	
Section_11	0.25	0.00	2.10	10	
Section_13	0.14	0.00	0.54	1	
Section_15	0.14	0.00	0.50	1	
Section_17	0.24	0.00	2.08	210	
Section_19	0.25	0.00	2.14	210	
Section_20	0.26	0.00	2.16	200	
Section_22	0.25	0.00	2.09	1	
Section_23	0.26	0.00	2.10	1	
Section_25	0.24	0.00	2.08	10	
Section_27	0.25	0.00	2.14	10	
Section_28	0.24	0.00	2.09	200	
Section_30	0.24	0.00	2.08	200	
Section_31	0.26	0.00	2.14	200	
Section_33	0.26	0.00	2.14	1	
Section_35	0.25	0.00	2.09	1	
Section_36	0.26	0.00	2.10	10	

Figura 4.26 Índices de confiabilidad en puntos de carga.

Comparando las siguientes gráficas se verifica que la frecuencia de las interrupciones se encuentra dominada principalmente por las fallas en las secciones de línea, pero que las fallas de los transformadores de distribución tienen un impacto mayor en la duración de éstas.

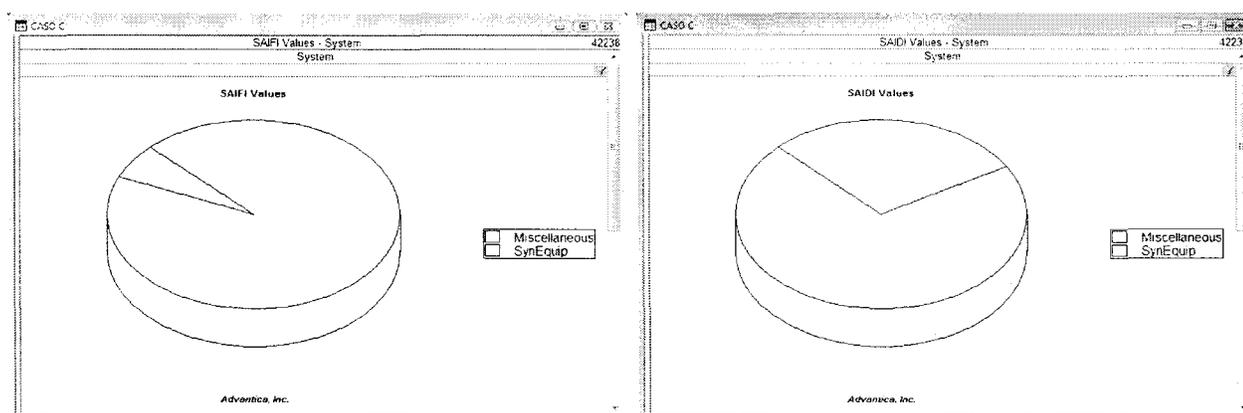


Figura 4.27 Impacto de las fallas en las secciones y equipos sobre la frecuencia y duración de las interrupciones.

4.4.5 RESULTADOS DE COSTOS DE CONFIABILIDAD.

Las Figura 4.28 y 4.29, muestran el costo de las interrupciones al año a los usuarios conectados al sistema, clasificados de acuerdo a su causa de falla, para el caso C.

Reliabilit...	
Tab - Outage Costs 42248	
Exposure	Cost k\$/y
Cat	Total
Miscellaneous	8.25
SynEquip	18.17

Figura 4.28 Costos en miles de dólares al año por causa de falla.

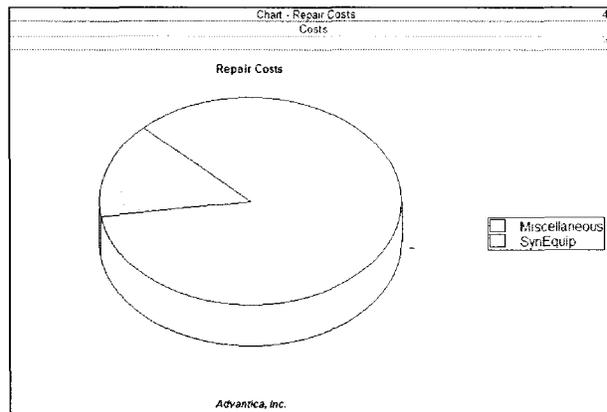


Figura 4.29 Distribución de los costos de reparación por causa.

La Figura 4.30 muestra los costos en que se incurre por la reparación de los equipos.

Reliabilit...	
Tab - Repair Costs 42246	
Failure	Repair k\$
Cat	Tot
Miscellaneous	169.98
Miscellaneous	169.98
SynEquip	1500.00
SynEquip	1500.00

Figura 4.30 Costos de reparación.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se utilizó el enfoque de sistemas para evaluar analíticamente la confiabilidad de los SDEE. Se encontró que la metodología de “Análisis de Efectos y Modos de Falla”, FEMA, es una técnica útil para el análisis de circuitos de distribución radiales, la cual proporciona los indicadores de confiabilidad en los puntos de carga del sistema, requeridos para determinar, a su vez, los índices de confiabilidad del sistema utilizados por las empresas eléctricas.

Para facilitar la comprensión de los fundamentos y la aplicación de la metodología de análisis de confiabilidad en los sistemas de distribución, así como los principios involucrados en la construcción de los modelos requeridos para aplicar las herramientas de simulación modernas, se presentó una serie de ejemplos ilustrativos de un sistema de distribución típico, tomando como base el sistema de prueba de confiabilidad desarrollado por el IEEE.

Con ayuda de estos ejemplos se verificó la capacidad del sistema SynerGEE como una herramienta de simulación útil para el análisis predictivo de la confiabilidad de sistemas de distribución más complejos. Concluyendo que la CFE tiene a su alcance una herramienta poderosa con la que es posible evaluar el impacto de diferentes opciones de diseño, condiciones operativas, y como una fuente de insumos para la evaluación costo/confiabilidad de cada una de ellas, que permita lograr un balance adecuado entre confiabilidad y economía.

Por lo cual se requiere una mejora a la metodología de evaluación de proyectos de inversión, que contemple el resultado del análisis costo/confiabilidad para proponer aquellas que brinden la mayor confiabilidad, al menor costo posible.

Se podrá evaluar, por ejemplo, el impacto económico de la intensificación de ciertas políticas de mantenimiento, tales como el lavado de aislamiento, o la poda de árboles, y su contribución en la mitigación de las fallas en zonas de exposición específicas. Así como el análisis de diferentes alternativas de inversión tales como el efecto de la automatización de la red o el uso del conductor semi-aislado.

El análisis predictivo de la confiabilidad es indispensable para optimizar el diseño de los circuitos de distribución para lograr cierto grado de confiabilidad específico de acuerdo con el requerimiento de la carga servida. Con estas herramientas se podrán evaluar las mejoras de diseño, verificando que los índices de confiabilidad esperados a largo plazo en los puntos de carga no rebasen los valores establecidos, con un nivel de confianza aceptable.

A partir del análisis del registro histórico de las interrupciones con que cuenta la CFE, en el sistema SIRCAID, se concluye que es posible estimar los parámetros de confiabilidad (tasa de falla y tiempo de restablecimiento promedio) para los principales componentes del sistema de distribución. Se recomienda además, instrumentar alguna herramienta de análisis estadístico y minería de datos, como una mejora sustancial en dicho sistema que permita analizar de manera dinámica el gran volumen de datos de las interrupciones y estimar estos parámetros de confiabilidad requeridos para calibrar los modelos de análisis.

Dado que la herramienta SynerGEE permite modelar con suficiente detalle geográfico, las diferentes zonas de exposición del sistema de acuerdo a su causa raíz. Se recomienda diseñar una interfase entre los sistemas SIRCAID y el Sistema de Información Geográfica y Eléctrica, SIGED, a fin de registrar las interrupciones con el detalle geográfico requerido.

Los índices de confiabilidad que se obtienen en el análisis predictivo deben interpretarse de forma adecuada, para la toma de decisiones. Dado que la tasa de falla y los tiempos de restablecimiento son variables aleatorias, los índices del sistema basados en estos parámetros representan el valor esperado o promedio de alguna distribución de probabilidad. El sistema SynerGEE permite estimar estos índices de manera puntual y con un intervalo de confianza para la media, lo cual ayuda en la comparación de diferentes casos de estudio de acuerdo a su comportamiento a largo plazo.

Sin embargo, las futuras realizaciones de los índices de confiabilidad diferirán de estos valores promedio, por lo cual se recomienda que el sistema evalúe los intervalos de estimación a fin de determinar el valor máximo extremo que se puede esperar en dichos indicadores, con lo cual se podrán verificar las desviaciones del diseño respecto a ciertos valores objetivo.

Se espera que este trabajo sirva al ingeniero interesado como una fuente de información útil, en la cual encuentre los conceptos básicos y ejemplos prácticos para comprender la metodología de evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica y la construcción de modelos para la simulación con las herramientas de cómputo modernas.

REFERENCIAS.

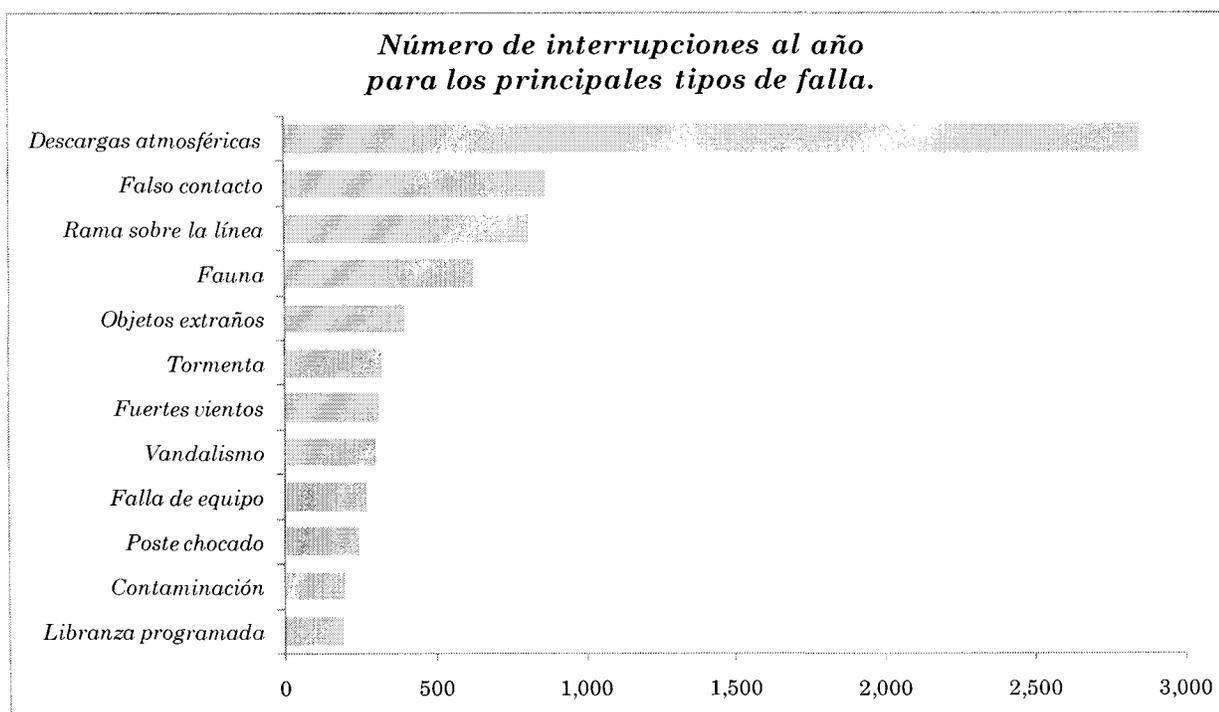
- [1] WILLIS, H. L. *Power Distribution Planning Reference Book* (2ed.). New York, USA: Marcel Dekker Inc., 2004, ch. 4, pp. 10, 103-131. ISBN: 0-8247-4875-1.
- [2] LAKERVI, E. AND HOLMES, E.J. *Electricity Distribution Network Design*. London, UK: Peter Peregrinus, 1989, ch. 4, pp. 69-86. ISBN: 0-86341-151-7.
- [3] WILLIS, H. L. *Aging Power Delivery Infrastructures*. New York, USA: Marcel Dekker, Inc., 2001, ch. 1, sec. 1.4 pp. 15-49, ch. 14, pp. 466–494. ISBN: 0-8247-0539-4.
- [4] BILLINTON, R. AND ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems* (2ed.). New York, USA: Plenum Press, 1996, ch. 1, 7, pp. 1-17, 220-248, 400-442. ISBN: 0-306-45259-6.
- [5] CFE (2008, Nov. 20). *Estadísticas: Calidad del Suministro de Energía Eléctrica* [Online]. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estadísticas/>.
- [6] CFE (2008, Nov. 20). *Tiempo de Interrupción Total en CFE* [Online]. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Preguntasfrecuentes/pregfrec23a/>.
- [7] CFE (2008, Nov. 20). *Compromisos de Servicio* [Online]. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/ServiciosEnLinea/nuestroscpromisoscontigo/>.
- [8] CFE (2008, Nov. 20). *Carta Compromiso al Ciudadano* [Online]. Disponible: <http://www.cfe.gob.mx/es/ServiciosEnLinea/nuestroscpromisoscontigo/Cartascompromiso/atencionreportefallas/Atencion+de+reporte+de+fallas+en+el+suministro+de+energia+eletrica.htm>.
- [9] *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Publicada en el DOF del 22 de diciembre de 1975 y reformas adicionales. Disponible: <http://www.sener.gob.mx/webSener/>
- [10] CHOWDHURY, A. A. AND KOVAL, D. O. “Current Practices and Customer Value-Based Distribution System Reliability Planning”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 40, No. 5, pp. 1174-1182, Sept./Oct. 2004.
- [11] ALLAN, R. N., DIALYNAS, E. N. AND HOMER, I. R. “Modeling and evaluating the Reliability of Distribution Systems”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2181-2189, Nov. /Dec. 1979.

- [12] BILLINTON, R. AND LI, W. *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. New York, USA: Plenum Press, 1994, ch. 1, 3, sec. 1.1, 3.4, pp. 1-2, 42-51. ISBN: 0-306-44781-9.
- [13] WARREN, C. A. "Distribution Reliability: What it is?". *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 32-37, Jul./Aug. 1996.
- [14] SINGH C. AND BILLINTON, R. *System Reliability Modelling and Evaluation*. London, UK. Hutchinson Educational Publishers, 1977, ch. 1, pp. 2-6. Available in <http://www.ece.tamu.edu/People/bios/singh/sysreliability/>
- [15] *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, IEEE Std. 1366, 2003.
- [16] BILLINTON, R. AND BILLINTON, J. E. "Distribution System Reliability Indices". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 561-568, Jan. 1989.
- [17] MOMOH, J. A. *Electric Power Distribution, Automation, and Control*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group, 2008, ch. 4, pp. 115-163. ISBN: 978-0-8493-6835-6.
- [18] KOVAL, D. O. "Zone-Branch Reliability Methodology for Analyzing Industrial Power Systems". *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 36, No. 5, pp. 1212-1218, Sept./Oct. 2000.
- [19] KOVAL, D. O. AND BILLINTON, R. "Evaluation of Distribution Circuit Reliability". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 2, pp. 509-518, Mar./Apr. 1979.
- [20] *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Std 493, 2007.
- [21] BROWN, R.E. AND OCHOA, J. R. "Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 12, pp. 704-709, May. 1998.
- [22] DHILLON, B. S. *Design Reliability: Fundamentals and applications*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group, 1999, ch. 1, sec. 1.1, p. 16. ISBN 0-8493-1465-8.
- [23] GAVER, D. P., MONTMEANT, F. E., PATTON, A. D. "Power system reliability: I – Measures of reliability and methods of calculation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-83, pp. 727-737, Jul. 1964.
- [24] MONTMEANT, F. E., PATTON, A. D., ZEMKOSKI, J., CUMMING, D. J. "Power system reliability: II—Applications and a computer program". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-84, pp. 636-643, Jul. 1965.
- [25] WASSERMAN, G. S. *Reliability Verification, Testing, and Analysis in Engineering Design*. New York, USA, Marcel Dekker, Inc, 2003, c. 1, pp. 14-75. ISBN: 0-8247-0475-4.
- [26] BROWN, R. E. *Electric Power Distribution Reliability*. New York, USA: Marcel Dekker, Inc., 2002, ch. 5, pp. 154–223. ISBN: 0-8247-0798-2.
- [27] BILLINTON, R. AND WOJCZYNSKI, E. "Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 11, pp. 3152-3160, Nov. 1985.

- [28] GANGEL, M.W.; RINGLEE, R.J. "Distribution System Reliability Performance". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No. 7, pp. 1657- 1665 Jul. 1968.
- [29] GÖNEN, T. *Electric Power Distribution Systems Engineering*. Singapore: McGraw-Hill, 1986, ch. 11, pp. 577-649. ISBN: 0-07-023707-7.
- [30] HINES, W. W. Y MONTGOMERY, D. C. *Probabilidad y Estadística para Ingeniería*. (2ed). México, Compañía Editorial Continental, 2002. ch17, sec. 17.6, pp 698-716. ISBN: 968-26-1232-2.
- [31] *Technical Reference, SynerGEE Electric 3.8*. Houston, USA: Advantica, Inc., 2008, ch18, pp. 365-414.
- [32] EPRI White Paper 1000424: Reliability of Electric Utility Distribution Systems. Final Report. Palo Alto, California, USA, Oct. 2000, pp. 5-4.
- [33] CONAE (2008, Nov. 20). *Fuentes renovables de energía*. [Online] Disponible: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui/_rid/6232?page=5.
- [34] IEEE RTS TASK FORCE OF APM SUBCOMMITTEE. "IEEE Reliability Test System". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [35] ALLAN, R. N., BILLINTON, R., ABDEL-GAWAD, N. M. K. "The IEEE Reliability Test System – Extensions to and Evaluation of the Generating System". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-1, No. 4, pp. 1-7, Nov. 1986.
- [36] IEEE RTS TASK FORCE OF APM SUBCOMMITTEE. "The IEEE Reliability Test System – 1996". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [37] BILLINTON, R., KUMAR, S., CHOWDHURY, N. CHU, K., DEBNATH, K., GOEL, L., KHAN, E., KOS, P., NOURBAKHSH, G., OTENG-ADJEL, J. "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Data". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, pp. 1238-1244, Aug. 1989.
- [38] ALLAN, R. N., BILLINTON, R., SJARIEF, I., GOEL, L. AND SO, K. S. "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, May. 1991.
- [39] NAYLOR, T.H., BALINTFY, J.L., BURDICK, D.S. AND CHU, K. *Técnicas de Simulación en Computadoras*. México, D.F.: Editorial Limusa, 1977, ch. 1, pp. 15-36.

ANEXO A. DISTRIBUCIÓN DEL TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO.

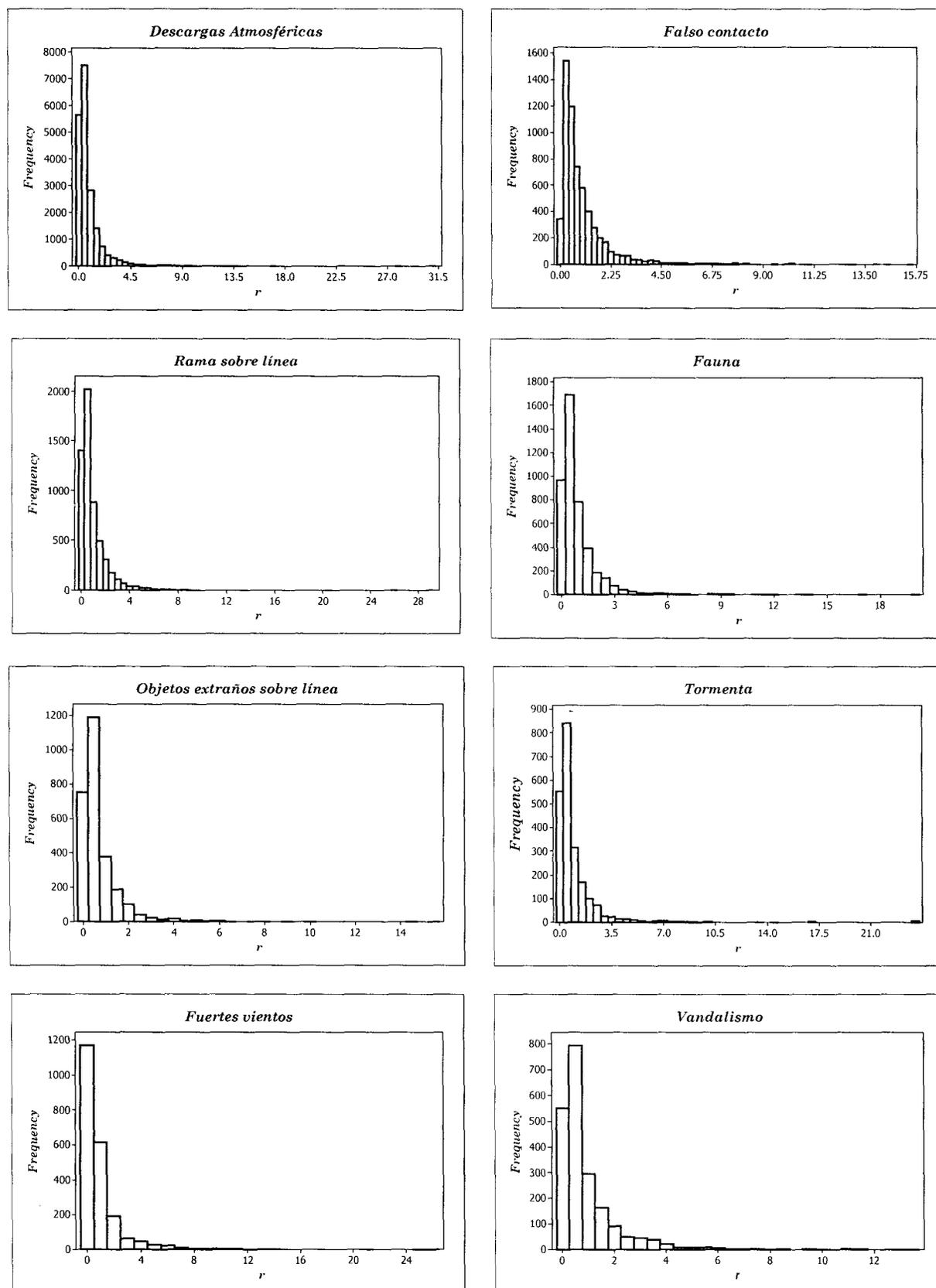
La Figura A1 muestra las principales causas de interrupción en un gran sistema de distribución en México, registradas en el período de 2000-2008. Siendo dominantes las fallas originadas en la incidencia de descargas atmosféricas, seguidas de falsos contactos, vegetación, fauna y objetos extraños sobre la línea.



Fuente: SIRCAID

Figura A1. Principales causas de falla en un sistema de distribución de CFE.

El análisis estadístico de estas interrupciones hace concluir que la distribución del tiempo de restablecimiento se puede ajustar a la distribución de probabilidad Lognormal. La Figura A2, muestra la distribución del tiempo de restablecimiento para las primeras ocho causas. Sin embargo, suponer una distribución exponencial para el tiempo de restablecimiento facilita la estimación de este parámetro. Sin embargo dado que es poco realista suponer que la probabilidad se incrementa conforme éste se aproxima a cero, la distribución exponencial se podría ajustar en estos casos para valores de tiempo mayores a 1,0 h.



Fuente: SIRCAID

Figura A2. Distribución del tiempo de restablecimiento para las principales causas de falla.

En la Tabla A1 se muestra la estimación del tiempo promedio de restablecimiento, obtenido con el programa Minitab, para la principales causas de interrupción. En todos los casos se verifica que este valor esperado es cercano a 1 hora, con excepción de la causa “objetos extraños” que tiene un valor de 0,7 y para “descargas atmosféricas con un valor de 0,85.

Tabla A1. Estimación del tiempo promedio de restablecimiento.

	<i>LI</i>	<i>Media</i>	<i>LS</i>
<i>Descargas atmosféricas</i>	0,82889	0,84585	0,86315
<i>Falso contacto</i>	0,98008	1,01284	1,04670
<i>Rama sobre la línea</i>	0,91938	0,95332	0,98851
<i>Fauna</i>	0,88344	0,91792	0,95375
<i>Objetos extraños</i>	0,67293	0,70481	0,73819
<i>Tormenta</i>	0,89997	0,95997	1,02397
<i>Fuertes vientos</i>	0,93026	0,99751	1,06962
<i>Vandalismo</i>	0,89242	0,94762	1,00623

ANEXO B. DIAGRAMAS DEL SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE.

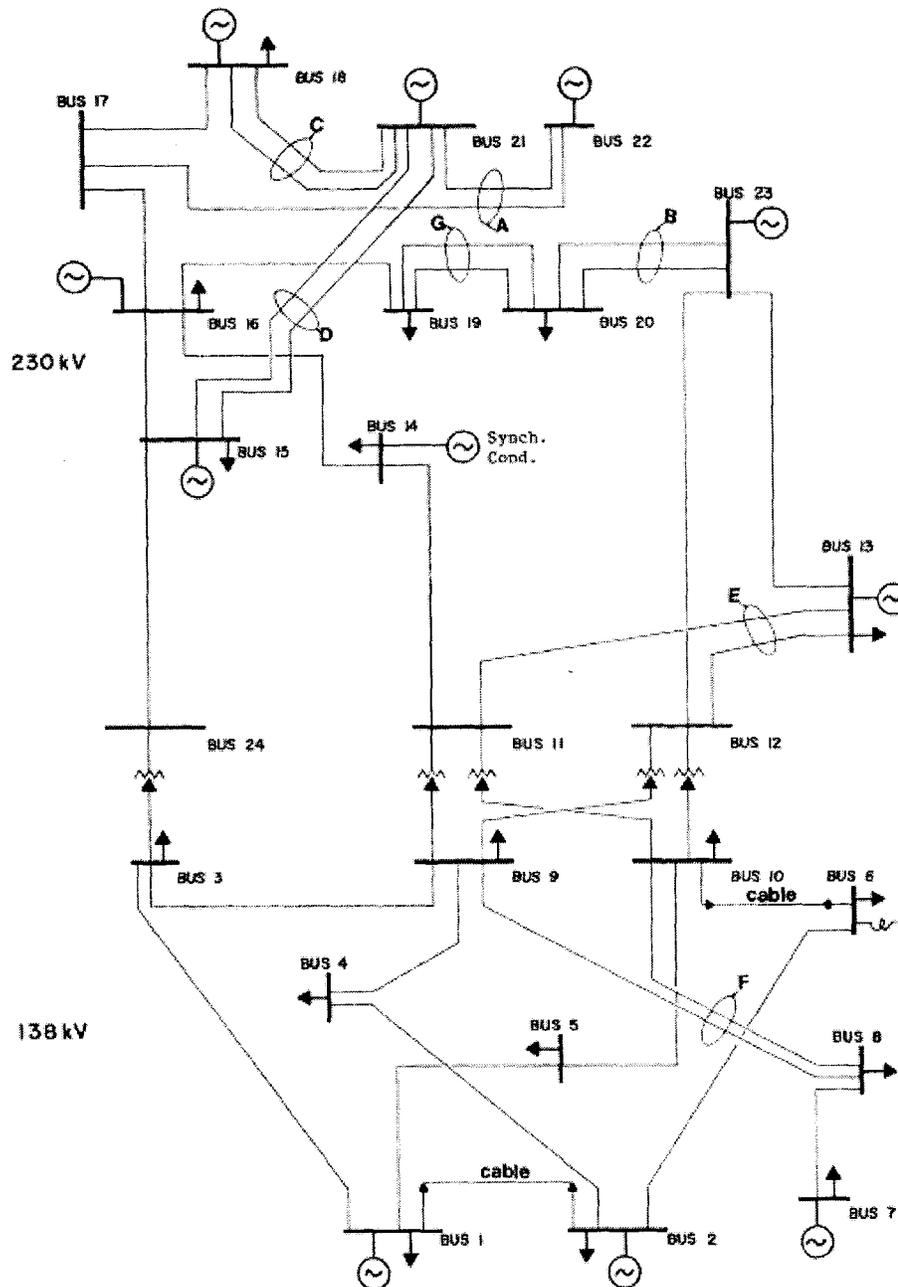


Figura B1. Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE, RTS-79.

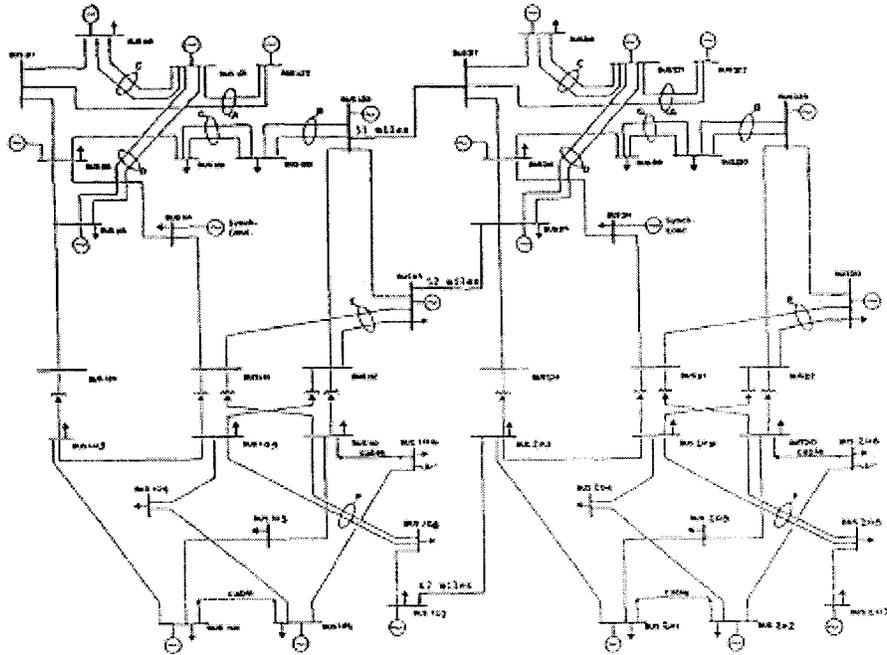


Figura B2. IEEE RTS-96 de dos áreas.

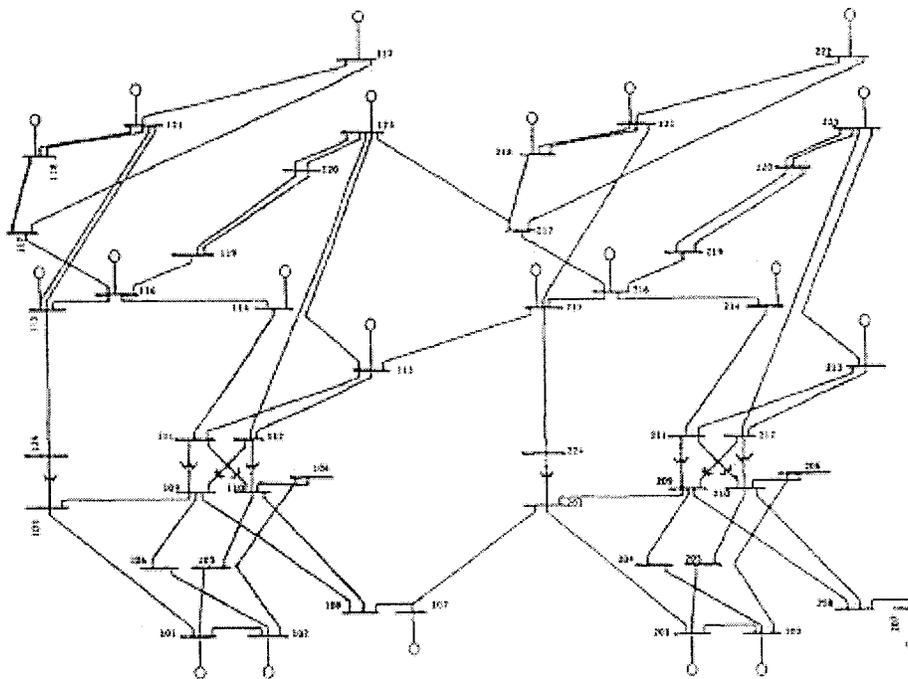
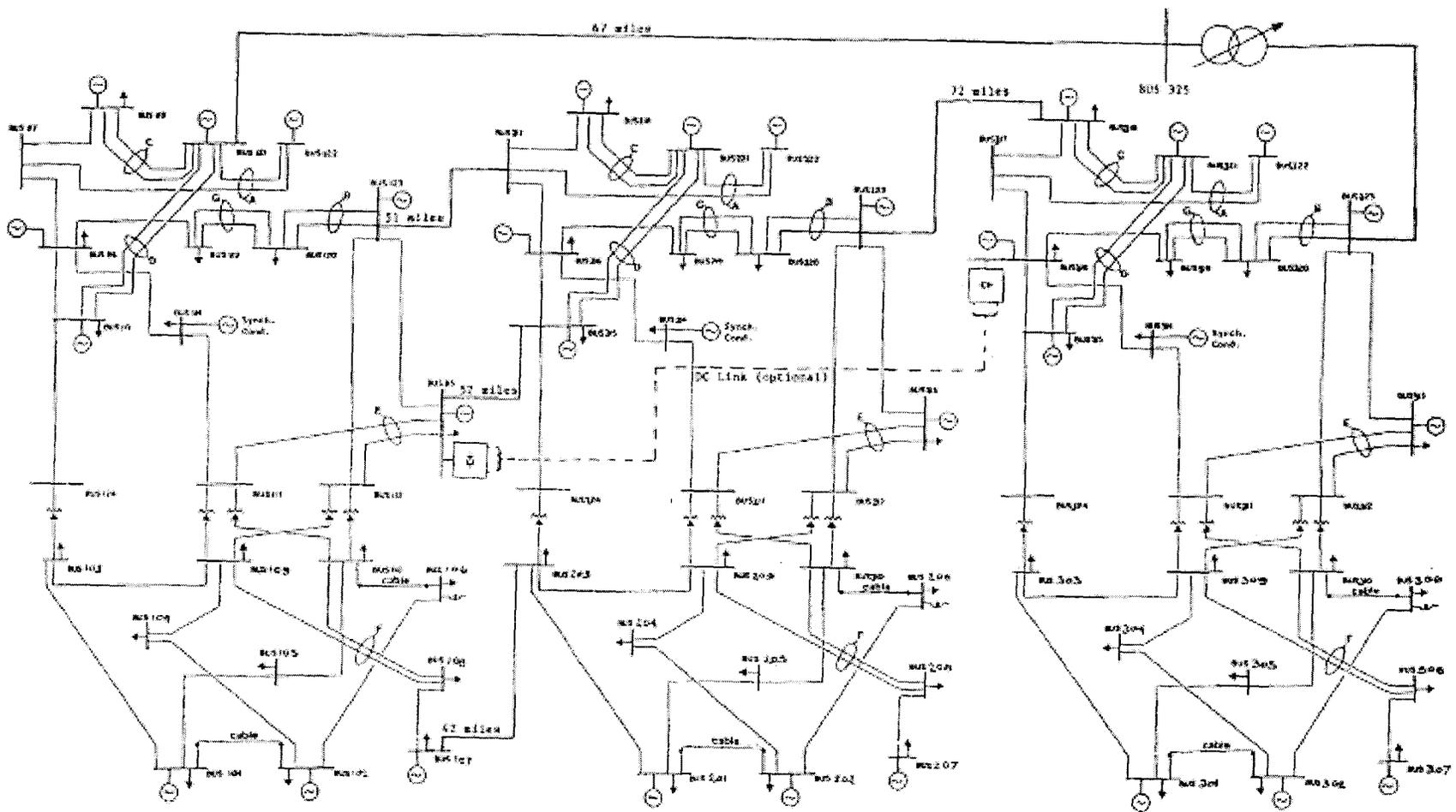


Figura B3 IEEE RTS-96 de dos áreas a escala geográfica.

Figura B4. IEEE RTS-96 de tres áreas.



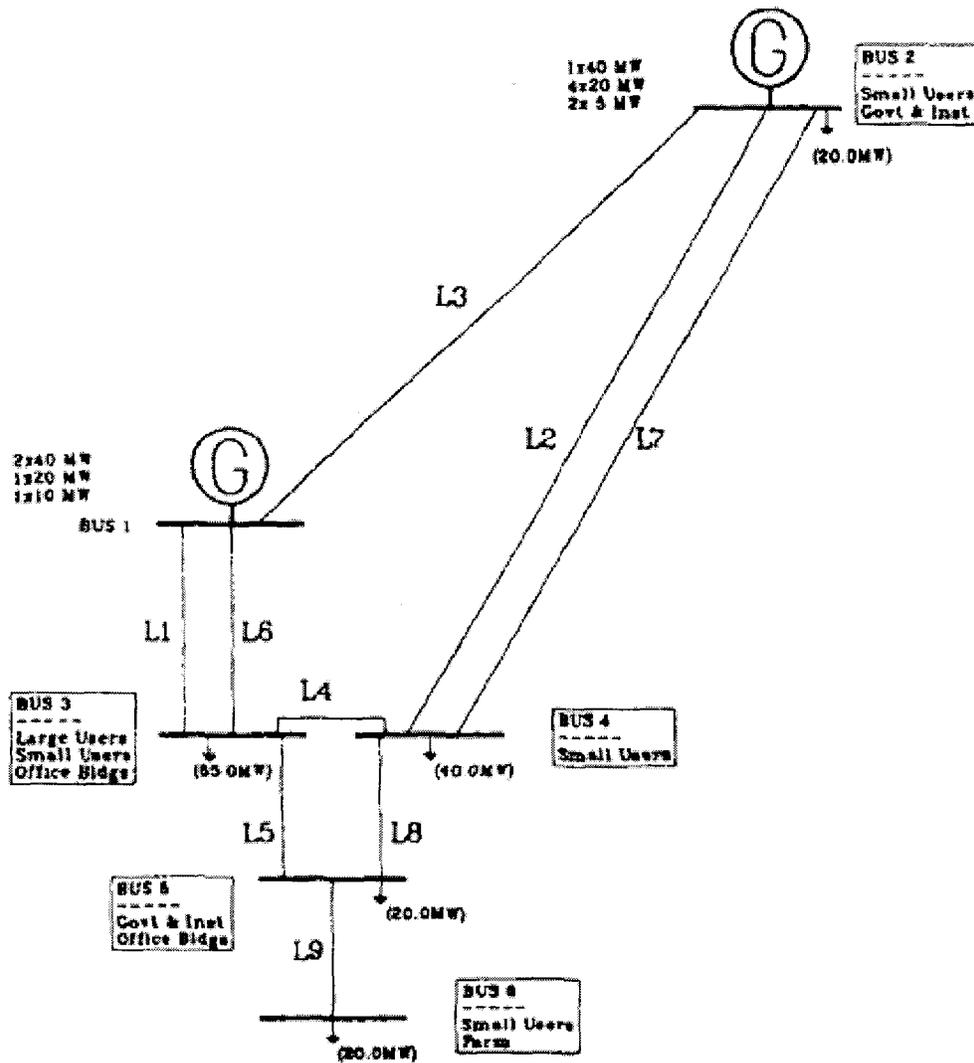


Figura B5. Primera versión del Sistema de Prueba para fines académicos de Roy Billinton, RBTS [37].

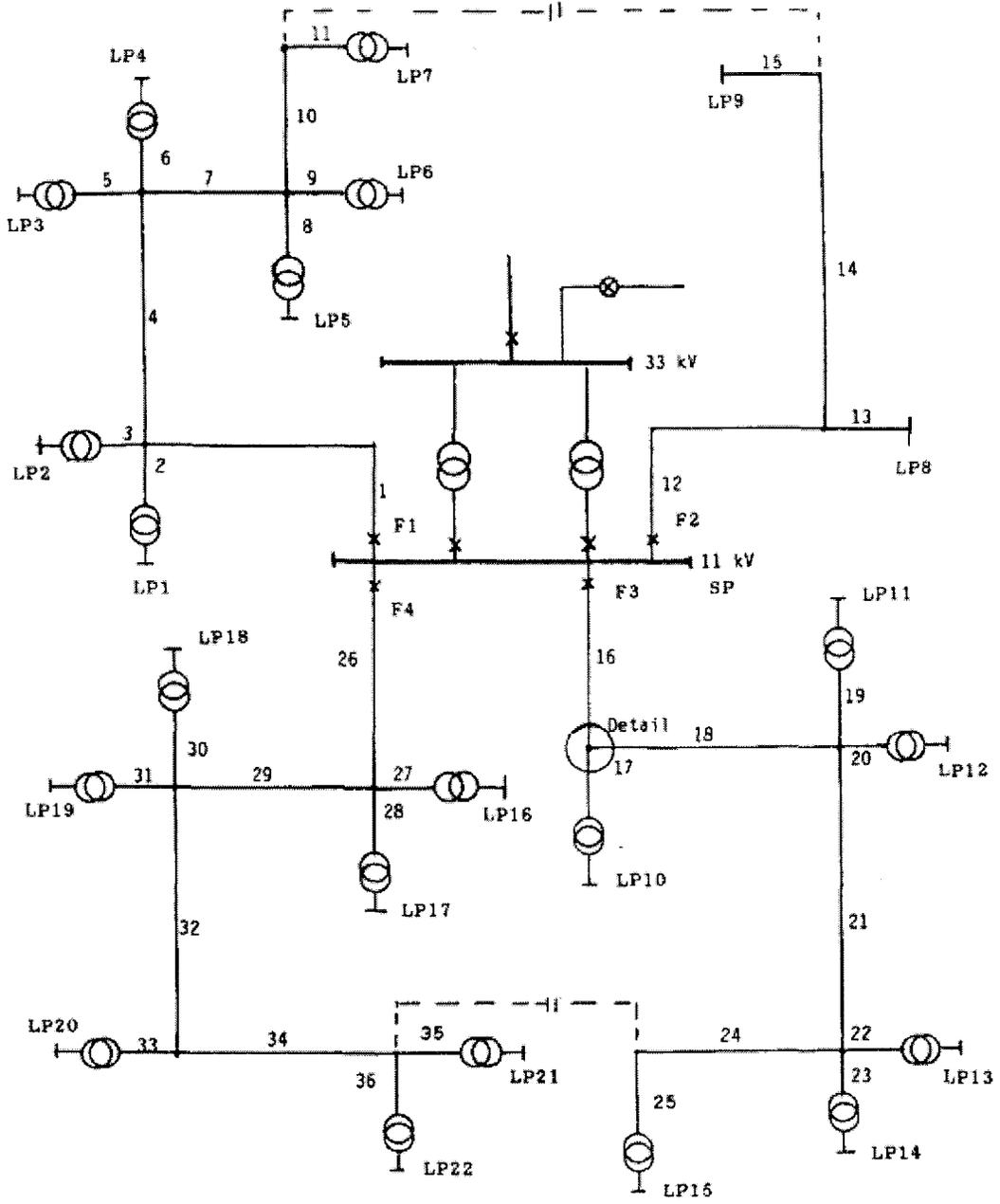
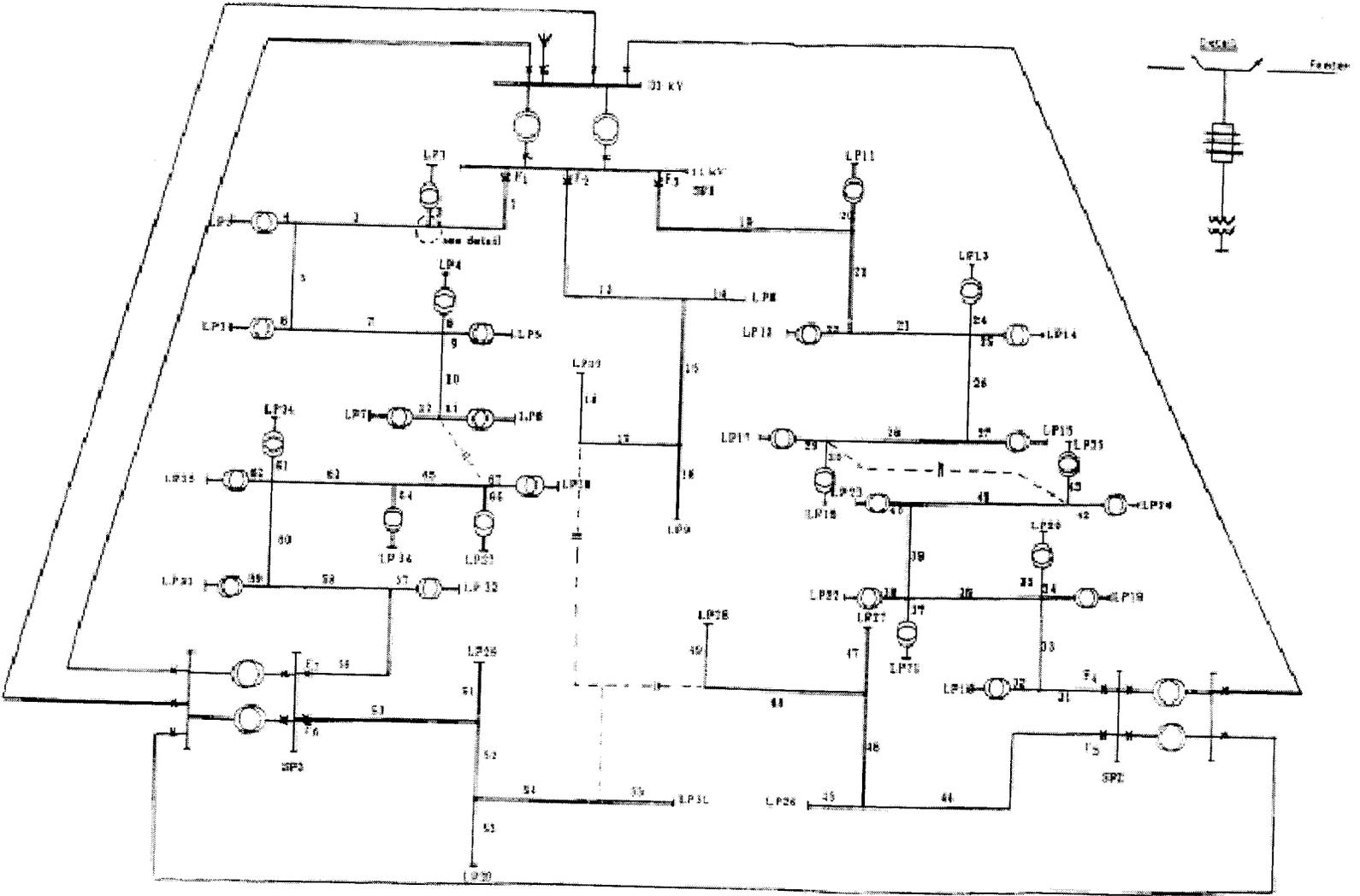


Figura B6. Sistema de distribución asociado al bus 2 del RBTS [38].

Figura B7. Sistema de distribución asociado al bus 4 del RBTS [38].



ANEXO C. ANÁLISIS DE EFECTOS Y MODOS DE FALLA DEL RBTB-B2.

Circuito: C-1

CASO A. Sin desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 1			Punto de carga 2			Punto de carga 3			Punto de carga 4			Punto de carga 5			Punto de carga 6			Punto de carga 7		
		λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Troncal																						
1	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
4	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
7	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
10	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
2	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
3	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
5	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
6	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
8	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
9	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
11	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
Transformador de distribución																						
2		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
3		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
5		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
6		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
8		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
9		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
11		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
Total	8.000	0.62500	20.96	13.1																		

Circuito: C-1

CASO B. Sin desconectores, con fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 1			Punto de carga 2			Punto de carga 3			Punto de carga 4			Punto de carga 5			Punto de carga 6			Punto de carga 7		
		λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Troncal																						
1	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
4	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
7	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
10	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
2	0.600	0.03900	5	0.19500																		
3	0.800				0.05200	5	0.26000															
5	0.800							0.05200	5	0.26000												
6	0.600									0.03900	5	0.19500										
8	0.800												0.05200	5	0.26000							
9	0.750															0.04875	5	0.24375				
11	0.800																		0.05200	5	0.26000	
Transformador de distribución																						
2		0.01500	100	1.50000																		
3					0.01500	100	1.50000															
5								0.01500	100	1.50000												
6											0.01500	100	1.50000									
8													0.01500	100	1.50000							
9																0.01500	100	1.50000				
11																			0.01500	100	1.50000	
Total	8.000	0.23925	10.96	2.6	0.25225	10.65	2.7	0.25225	10.65	2.7	0.23925	10.96	2.6	0.25225	10.65	2.7	0.24900	10.72	2.7	0.25225	10.65	2.7

Circuito: C-1
CASO C. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores

Sección	long. (km)	Punto de carga 1			Punto de carga 2			Punto de carga 3			Punto de carga 4			Punto de carga 5			Punto de carga 6			Punto de carga 7			
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																			
Troncal																							
1	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
4	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
7	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
10	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	
Ramal																							
2	0.600	0.03900	5	0.19500																			
3	0.800				0.05200	5	0.26000																
5	0.800							0.05200	5	0.26000													
6	0.600										0.03900	5	0.19500										
8	0.800																						
9	0.750													0.05200	5	0.26000							
11	0.800																0.04875	5	0.24375				
Transformador de distribución																							
2		0.01500	100	1.50000																	0.05200	5	0.26000
3					0.01500	100	1.50000																
5								0.01500	100	1.50000													
6											0.01500	100	1.50000										
8														0.01500	100	1.50000							
9																	0.01500	100	1.50000				
11																				0.01500	100	1.50000	
Total	8.000	0.23925	8.67	2.1	0.25225	8.48	2.1	0.25225	8.48	2.1	0.23925	8.67	2.1	0.25225	8.48	2.1	0.24900	8.53	2.1	0.25225	8.33	2.1	

Circuito: C-1
CASO D. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, sustitución de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 1			Punto de carga 2			Punto de carga 3			Punto de carga 4			Punto de carga 5			Punto de carga 6			Punto de carga 7			
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																			
Troncal																							
1	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
4	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
7	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	
10	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	
Ramal																							
2	0.600	0.03900	5	0.19500																			
3	0.800				0.05200	5	0.26000																
5	0.800							0.05200	5	0.26000													
6	0.600										0.03900	5	0.19500										
8	0.800																						
9	0.750													0.05200	5	0.26000							
11	0.800																0.04875	5	0.24375				
Transformador de distribución																							
2		0.01500	10	0.15000																	0.05200	5	0.26000
3					0.01500	10	0.15000																
5								0.01500	10	0.15000													
6											0.01500	10	0.15000										
8														0.01500	10	0.15000							
9																	0.01500	10	0.15000				
11																				0.01500	10	0.15000	
Total	8.000	0.23925	3.03	0.73	0.25225	3.13	0.79	0.25225	3.13	0.79	0.23925	3.03	0.73	0.25225	3.13	0.79	0.24900	3.11	0.77	0.25225	2.98	0.75	

Circuito: C-2

CASO A. Sin desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
14	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
15	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.19175	5.00	1.0	0.19175	5.00	1.0

Circuito: C-2

CASO B. Sin desconectores, con fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
14	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000			
15	0.800				0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.13975	5.00	0.7	0.13975	5.00	0.7

Circuito: C-2

CASO C. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875
14	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000			
15	0.800				0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.13975	3.88	0.5	0.13975	3.60	0.5

Circuito: C-2

CASO D. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, sustitución de transformadores

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875
14	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000			
15	0.800				0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.13975	3.88	0.5	0.13975	3.60	0.5

Circuito: C-2

CASO E. Con desconectores, sin fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875
14	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200
15	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.19175	3.10	0.6	0.19175	2.90	0.6

Circuito: C-2

CASO F. Con desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 8			Punto de carga 9		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal							
12	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
14	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Ramal							
13	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
15	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000
Total	2.950	0.19175	3.10	0.6	0.19175	5.00	1.0

Circuito: C-3

CASO A. Sin desconectadores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
18	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
21	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
24	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
19	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
20	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
22	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
23	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
25	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
19		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
20		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
22		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
23		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
25		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
Total	7.200	0.55800	20.32	11.3															

Circuito: C-3

CASO B. Sin desconectadores, con fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
18	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
21	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
24	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500															
19	0.750				0.04875	5	0.24375												
20	0.800							0.05200	5	0.26000									
22	0.750										0.04875	5	0.24375						
23	0.800													0.05200	5	0.26000			
25	0.600																0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	100	1.50000															
19					0.01500	100	1.50000												
20								0.01500	100	1.50000									
22											0.01500	100	1.50000						
23														0.01500	100	1.50000			
25																	0.01500	100	1.50000
Total	7.200	0.24250	10.88	2.6	0.25225	10.65	2.7	0.25550	10.58	2.7	0.25225	10.65	2.7	0.25550	10.58	2.7	0.24250	10.88	2.6

Circuito: C-3

CASO C. Con desconectadores, con fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
18	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
21	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	1	0.03900
24	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500															
19	0.750				0.04875	5	0.24375												
20	0.800							0.05200	5	0.26000									
22	0.750										0.04875	5	0.24375						
23	0.800													0.05200	5	0.26000			
25	0.600																0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	100	1.50000															
19					0.01500	100	1.50000												
20								0.01500	100	1.50000									
22											0.01500	100	1.50000						
23														0.01500	100	1.50000			
25																	0.01500	100	1.50000
Total	7.200	0.24	8.57	2.08	0.25	8.48	2.14	0.26	8.44	2.16	0.25	8.28	2.09	0.26	8.24	2.10	0.24	8.57	2.08

Circuito: C-3

CASO D. Con desconectadores, con fusibles, con fuente alternativa, sustitución de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
18	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
21	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	1	0.03900
24	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500															
19	0.750				0.04875	5	0.24375												
20	0.800							0.05200	5	0.26000									
22	0.750										0.04875	5	0.24375						
23	0.800													0.05200	5	0.26000			
25	0.600																0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	10	0.15000															
19					0.01500	10	0.15000												
20								0.01500	10	0.15000									
22											0.01500	10	0.15000						
23														0.01500	10	0.15000			
25																	0.01500	10	0.15000
Total	7.200	0.24250	3.00	0.7	0.25225	3.13	0.8	0.25350	3.16	0.8	0.25225	2.93	0.7	0.25350	2.95	0.8	0.24250	3.00	0.7

Circuito: C-3

CASO E. Con desconectores, sin fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)															
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
18	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
21	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	1	0.03900
24	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900
19	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
20	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
22	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875
23	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200
25	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	100	1.50000	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500
19		0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500
20		0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500
22		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	1	0.01500
23		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	1	0.01500
25		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000
Total	7.200	0.55800	4.29	2.4	0.55800	7.42	4.1	0.55800	7.42	4.1	0.55800	7.32	4.1	0.55800	7.32	4.1	0.55800	4.29	2.4

Circuito: C-3

CASO F. Con desconectores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 10			Punto de carga 11			Punto de carga 12			Punto de carga 13			Punto de carga 14			Punto de carga 15		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)	λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)
Troncal																			
16	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
18	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
21	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
24	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375
Ramal																			
17	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
19	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
20	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
22	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
23	0.800	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
25	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500
Transformador de distribución																			
17		0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
19		0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
20		0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
22		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
23		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000
25		0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0.01500	100	1.50000
Total	7.200	0.55800	4.29	2.39	0.55800	10.71	5.98	0.55800	10.71	5.98	0.55800	17.03	9.50	0.55800	17.03	9.50	0.55800	20.32	11.34

Circuito: C-4

CASO A. Sin desconectadores, sin fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 16			Punto de carga 17			Punto de carga 18			Punto de carga 19			Punto de carga 20			Punto de carga 21			Punto de carga 22		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																		
Troncal																						
26	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
29	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
32	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
34	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
27	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
28	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
30	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
31	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
33	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
35	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
36	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
Transformador de distribución																						
27	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
28	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
30	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
31	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
33	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
35	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
36	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	0.01500	100	1.50000	1.50000
Total	8.000	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1	0.62500	20.96	13.1

Circuito: C-4

CASO B. Sin desconectadores, con fusibles, sin fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 16			Punto de carga 17			Punto de carga 18			Punto de carga 19			Punto de carga 20			Punto de carga 21			Punto de carga 22		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																		
Troncal																						
26	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000
29	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
32	0.750	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375
34	0.600	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
27	0.750	0.04875	5	0.24375																		
28	0.600				0.03900	5	0.19500															
30	0.600							0.03900	5	0.19500												
31	0.800									0.05200	5	0.26000										
33	0.800											0.05200	5	0.26000								
35	0.750														0.04875	5	0.24375					
36	0.800																		0.05200	5	0.26000	
Transformador de distribución																						
27	0.01500	100	1.50000																			
28				0.01500	100	1.50000																
30							0.01500	100	1.50000													
31									0.01500	100	1.50000											
33											0.01500	100	1.50000									
35													0.01500	100	1.50000							
36																				0.01500	100	1.50000
Total	8.000	0.25225	10.65	2.7	0.24250	10.88	2.6	0.24250	10.88	2.6	0.25550	10.58	2.7	0.25550	10.58	2.7	0.25225	10.65	2.7	0.25550	10.58	2.7

Circuito: C-4

CASO C. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, reparación de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 16			Punto de carga 17			Punto de carga 18			Punto de carga 19			Punto de carga 20			Punto de carga 21			Punto de carga 22		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																		
Troncal																						
26	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
29	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
32	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
34	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
27	0.750	0.04875	5	0.24375																		
28	0.600				0.03900	5	0.19500															
30	0.600							0.03900	5	0.19500												
31	0.800										0.05200	5	0.26000									
33	0.800													0.05200	5	0.26000						
35	0.750																0.04875	5	0.24375			
36	0.800																			0.05200	5	0.26000
Transformador de distribución																						
27		0.01500	100	1.50000																		
28					0.01500	100	1.50000															
30								0.01500	100	1.50000												
31											0.01500	100	1.50000									
33													0.01500	100	1.50000							
35																0.01500	100	1.50000				
36																				0.01500	100	1.50000
Total	8.000	0.25225	8.48	2.1	0.24250	8.62	2.1	0.24250	8.37	2.1	0.25550	8.39	2.1	0.25550	8.39	2.1	0.25225	8.28	2.1	0.25550	8.24	2.1

Circuito: C-4

CASO D. Con desconectores, con fusibles, con fuente alternativa, sustitución de transformadores.

Sección	long. (km)	Punto de carga 16			Punto de carga 17			Punto de carga 18			Punto de carga 19			Punto de carga 20			Punto de carga 21			Punto de carga 22		
		λ (f/año)	r (hr)	U (hr/año)																		
Troncal																						
26	0.800	0.05200	5	0.26000	0.05200	5	0.26000	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200	0.05200	1	0.05200
29	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
32	0.750	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875	0.04875	5	0.24375	0.04875	1	0.04875	0.04875	1	0.04875
34	0.600	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0.03900	5	0.19500	0.03900	5	0.19500
Ramal																						
27	0.750	0.04875	5	0.24375																		
28	0.600				0.03900	5	0.19500															
30	0.600							0.03900	5	0.19500												
31	0.800										0.05200	5	0.26000									
33	0.800													0.05200	5	0.26000						
35	0.750																0.04875	5	0.24375			
36	0.800																			0.05200	5	0.26000
Transformador de distribución																						
27		0.01500	10	0.15000																		
28					0.01500	10	0.15000															
30								0.01500	10	0.15000												
31											0.01500	10	0.15000									
33													0.01500	10	0.15000							
35																0.01500	10	0.15000				
36																				0.01500	10	0.15000
Total	8.000	0.25225	3.13	0.8	0.24250	3.06	0.7	0.24250	3.00	0.7	0.25550	3.11	0.8	0.25550	3.11	0.8	0.25225	2.93	0.7	0.25550	2.96	0.8

Tecnológico de Monterrey, Campus Monterrey



30002007189988

<http://biblioteca.mty.itesm.mx>