



Pontificia Universidad Católica de Chile
Escuela de Ingeniería

EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

ALDO GARY ARRIAGADA MASS

Tesis para optar al Grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

DR. HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, 1994



Pontificia Universidad Católica de Chile

Escuela de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

ALDO GARY ARRIAGADA MASS

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DR. HUGH RUDNICK V.D.W.

DR. SEBASTIAN RIOS M.

DR. JULIAN BUSTOS O.

DR. MIGUEL NUSSBAUM V.

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 1994

*A mi esposa, Ana Luisa.
A mis hijos, Natalia, Felipe y Fabián*

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos al Profesor Supervisor, Dr. Hugh Rudnick, por haberme distinguido con su amistad, por su colaboración y apoyo incondicional, que influyeron grandemente en el feliz término de este trabajo.

Deseo agradecer también al Dr. Enrique López, con quién buscamos inicialmente el aporte al tema desarrollado, y a mis colegas del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antofagasta, quienes, además de su constante estímulo y preocupación, facilitaron mis labores para dedicarme de manera especial a este trabajo.

Se agradece el apoyo financiero de la Dirección de Docencia, la Facultad de Ingeniería y el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antofagasta.

Mi eterno reconocimiento al Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (Proyecto PNUD CHI/87/030).

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
I. INTRODUCCION	1
1.1 Presentación del problema	1
1.2 Objetivos y alcances del trabajo	5
1.3 Organización de la tesis	6
II. ESTADO DEL ARTE	8
2.1 Revisión bibliográfica	8
2.2 Aportes del presente trabajo	12
III. TEORIA DE CONFIABILIDAD APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCION	14
3.1 Introducción	14
3.2 El método de Markov	15
3.3 Técnica de frecuencia y duración	22

3.4	Aplicación del método de cortes a la evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas	25
3.5	Modos de falla y análisis de efectos	28
3.6	Indices de confiabilidad	30
IV.	METODOLOGIA PARA EVALUACION DE CONFIABILIDAD	32
4.1	Introducción	32
4.2	Modelo de la red	33
4.2.1	Estructura topológica	33
4.2.2	Caracterización de elementos	35
4.2.3	Clasificación de estados	38
4.3	Determinación de estados de los elementos	40
4.3.1	Determinación de estados	40
4.3.2	Evaluación de estados	42
V.	LOCALIZACION DE RECURSOS	48
5.1	Introducción	48
5.2	Planteamiento matemático	49
5.2.1	Variación de probabilidad	49
5.2.2	Variación de indisponibilidad de energía	54
5.3	Alternativas para disminuir tiempos de paralización	56
5.4	Problema de optimización reducido	57
5.5	Algoritmo de solución	58
5.6	Comentarios	60

VI. APLICACIONES	61
6.1 Introducción	61
6.2 Sistema de referencia [27]	61
6.2.1 Sistema radial puro	61
6.2.2 Sistema con alternativa de alimentación	69
6.3 Análisis sobre localización de recursos	76
6.4 Aplicación a un sistema real	80
6.5 Comentarios	84
VII. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS	86
BIBLIOGRAFIA	89
ANEXOS	
ANEXO A: Descripción y manual de uso programa computacional	95
ANEXO B: Localización óptima de recursos en redes de distribución para mejoramiento de índices de confiabilidad	111

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1 Conjuntos de corte para la red de la figura 3.1	28
Tabla 4.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento	43
Tabla 4.2 Tiempos de interrupción por tipo de elemento	45
Tabla 6.1 Matriz de estados, sistema de prueba radial	64
Tabla 6.2 Matriz de estados resumida	65
Tabla 6.3 Tasas de falla (falla/año)	65
Tabla 6.4 Tiempos de interrupción de servicio (hrs)	66
Tabla 6.5 Tiempos de indisponibilidad de servicio	66
Tabla 6.6 Resumen de índices	67
Tabla 6.7 Matriz de estados, sistema de prueba 2	71
Tabla 6.8 Matriz de estados resumida	72
Tabla 6.9 Tasas de falla	72
Tabla 6.10 Tiempos de interrupción	73
Tabla 6.11 Indisponibilidad de servicio	74
Tabla 6.12 Resumen de índices de confiabilidad	74
Tabla 6.13 Costos unitarios	79
Tabla 6.14 Parámetros de Confiabilidad Sistema CGEI	81
Tabla 6.15 Indices de Confiabilidad Sistema CGEI	82

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Función de confiabilidad	3
Figura 3.1	Diagrama de espacio de estados de un sistema de dos componentes	1
Figura 3.2	Espacio de estados de un sistema de un elemento	16
Figura 3.3	Representación del ciclo operación-falla-reparación de un componente. Diagrama de espacio de estados asociado	24
Figura 3.4	Red eléctrica enmallada	27
Figura 3.5	Conjuntos de corte mínimo para la red de la figura 3.4	28
Figura 4.1	Red de distribución y modelo de red	34
Figura 6.1	Sistema de prueba 1	62
Figura 6.2	Modelo de la red de prueba 1	62
Figura 6.3	Sistema radial, con alternativa de alimentación	69
Figura 6.4	Modelo de la red con alternativa de alimentación	70
Figura 6.5	Sistema de prueba 2	76
Figura 6.6	Alimentador urbano sistema CGEI	81

RESUMEN

Se presenta en este trabajo una metodología de evaluación de índices de confiabilidad esperados para redes eléctricas de distribución radiales en media tensión (12 - 13.8 kV). Esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de fallas, tanto para consumidores y elementos parciales de la red, como globales para el sistema. Se modela el comportamiento de la red incluyendo interruptores, fusibles y elementos seccionadores.

Se desarrolla una técnica, elaborada como un problema de optimización lineal, para localizar elementos en los cuales invertir, para alcanzar niveles mayores de disponibilidad de servicio en algún punto cualquiera de la red eléctrica.

Se diseña, prueba y aplica un programa computacional, escrito en lenguaje FORTRAN Microsoft versión 5.1 para PC, que aprovecha las capacidades gráficas de este software, generando una herramienta de cálculo autosuficiente y de fácil manejo.

Los resultados de la evaluación son comparados parcialmente con los presentados en diversas publicaciones. Esta evaluación es parcial dado que la técnica de localización de recursos, planteada en esta tesis, no aparece difundida en la literatura

ABSTRACT

A methodology for the evaluation of reliability indexes in medium voltage radial distribution power systems is presented. A general reliability index is obtained as well as loss frequency and duration indexes for customers and individual installations.

A linear optimization methodology is developed to identify networks elements where investments allow to increase availability level for any consumer in the system.

A computer program is designed, tested and used to evaluate several test electrical distribution systems. The program, written in Microsoft FORTRAN v5.1, utilizes graphics capabilities to facilitate interaction and use.

The reliability indexes obtained are compared to those formulated in the literature, even though the resource allocation technique has not been proposed elsewhere.

I INTRODUCCION

1.1 PRESENTACION DEL PROBLEMA

La *Calidad de Servicio* de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros, relacionados con: la continuidad de servicio, las fluctuaciones de voltaje (flicker, por ejemplo), el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente y las variaciones de frecuencia. De estos aspectos del servicio eléctrico, son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro, las variaciones de voltaje y armónicos, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad de la generación.

El concepto de Calidad de Servicio, como puede apreciarse, es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Por una parte, para las fluctuaciones lentas y rápidas de voltaje (flicker y armónicos), existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, dado que las fuentes de estos problemas son normalmente conocidas. Por otra parte, los cortes de suministro de energía eléctrica, que afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

En Chile, la Calidad de Servicio está cobrando cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque éstos sean de muy corta duración. El problema se ve agravado por la carencia de una reglamentación, que establezca criterios y rangos que deben cumplirse así como la delimitación de responsabilidades. Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de cargas (responsabilidad de usuarios), mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red. Como puede verse, en cada caso, las acciones tendientes a corregir los problemas corresponden a entidades diferentes.

Este trabajo está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado "**confiabilidad de servicio**". No obstante, en lo que sigue de este trabajo, se entenderá confiabilidad como continuidad de suministro.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas [14] y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de

decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. Para un componente aislado, corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento o "nacimiento" que después de pasado un largo tiempo. Evidentemente, en el tiempo infinito tal probabilidad será cero (ver figura 1.1).

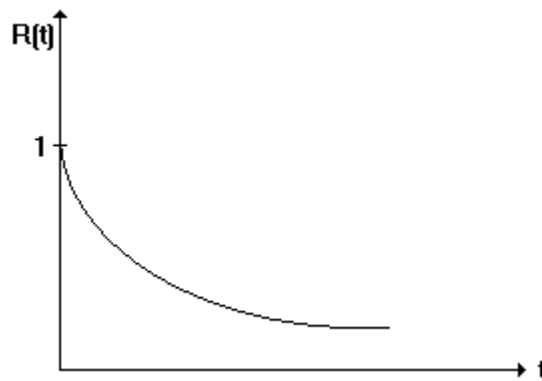


Figura 1.1: Función de confiabilidad

Para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de "sobrevivencia" se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de servicio, dado

que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales). Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de éste, verán comportamientos disímiles. Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema, e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nudo.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica. En algunas empresas donde se evalúan estos factores, sólo son considerados aquellos cortes de una duración mayor a cinco minutos o solamente los reportados por los clientes. En ciertos casos, la sensibilidad de las cargas a la disponibilidad de electricidad es tan crítica, que los microcortes son también materia de interés.

La utilización de la información de indicadores de confiabilidad por parte de las empresas de distribución, ayuda a la toma de decisiones sobre propuestas alternativas de topología de la red, elementos de protección,

políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, refuerzo de elementos, etc.

El problema de la calidad de servicio y, en particular, de la continuidad de suministro de electricidad, tiene también un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecta, es decir, cero interrupciones, nivel de tensión plano, frecuencia constante, pero a costo infinito. Este trabajo describe una metodología para evaluación de índices de confiabilidad, un análisis de sensibilidad a los parámetros frecuencia y duración de fallas y una metodología para la incorporación de inversiones en forma óptima para el mejoramiento de confiabilidad.

1.2 OBJETIVOS Y ALCANCES DEL TRABAJO

Los objetivos generales para este trabajo son:

- i) Desarrollar una metodología para evaluar índices de confiabilidad de redes de distribución de energía eléctrica, tomando como criterio de éxito la continuidad de servicio.

- ii) Elaborar una metodología que permita, mediante un proceso de optimización, identificar elementos de la red en los cuales invertir recursos para lograr mejorar los niveles de disponibilidad de servicio.

Reconociendo que las filosofías de operación de las redes eléctricas, por parte de las distintas empresas, son diferentes, se adopta la forma de operación definida en [34] para construir el prototipo de evaluación computacional.

1.3 ORGANIZACION DE LA TESIS

El primer capítulo de este informe está dedicado a explicar la temática general que enmarca el trabajo realizado, presentando los objetivos y alcances generales del mismo.

En el Capítulo II se presenta un breve análisis de la bibliografía consultada, indicando los aportes de cada publicación, contrastando finalmente con la contribución del presente trabajo.

El Capítulo III está dedicado a presentar, en forma muy resumida, la teoría de confiabilidad y diferentes métodos de evaluación.

En el Capítulo IV se expone la metodología utilizada para evaluar los índices de confiabilidad de una red de distribución, así como la definición de cada una de las variables involucradas en dicho proceso.

En el Capítulo V se muestra la metodología diseñada para optimizar inversiones, cuando se desea mejorar el nivel de probabilidad o disponibilidad de servicio eléctrico en un punto cualquiera de la red.

Algunos ejemplo, que ilustran los procesos desarrollados se muestran en el Capítulo VI, junto a un análisis de los resultados obtenidos y un bosquejo del algoritmo computacional desarrollado.

Finalmente, en el Capítulo VII se presentan las conclusiones más relevantes de este trabajo, así como las recomendaciones que permiten continuar avanzando en este tema.

II ESTADO DEL ARTE

2.1 REVISION BIBLIOGRAFICA

Hasta hace un par de décadas, la mayoría de las publicaciones sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia eran dedicadas a los sistemas de generación, en donde el interés principal es conocer la disponibilidad de energía y potencia. En este campo, las evaluaciones son realizadas en base a una teoría y procedimientos bien desarrollados y conocidos.

Sin embargo, se marca una diferencia a partir del año 1964, cuando se publican dos trabajos sobre cálculo de confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución [1, 2]. Desde entonces se aprecia un continuo interés por desarrollar métodos y técnicas de cálculo de parámetros de confiabilidad en redes eléctricas, principalmente en los países desarrollados.

Otra motivación bastante fuerte para orientar esfuerzos en este sentido lo constituyeron apagones que afectaron a extensas áreas del territorio norteamericano, provocando cuantiosos daños y pérdidas. Esto indicaba que, aparte de la disponibilidad de energía, también era necesario conocer los posibles puntos débiles de la red, puesto que las fallas, en tales casos, se originaron en ellos.

En [2] se presentó la lógica básica de deducción de las ecuaciones necesarias para calcular índices de confiabilidad en los puntos definidos como

carga. En 1968, Billinton y Bollinger [3] demostraron que las ecuaciones dadas en [2] entregaban resultados incoherentes con los obtenidos utilizando la técnica markoviana, técnica aceptada como la que entrega los resultados más exactos, puesto que puede describir todos los estados posibles para el sistema.

Desgraciadamente, esta técnica resulta impracticable cuando se trata de analizar sistemas eléctricos de tamaño real, puesto que implica la solución de un sistema de ecuaciones de orden 2^n , donde n es el número de elementos con los cuales se ha modelado la red eléctrica. Así por ejemplo, un sistema de sólo 20 componentes requiere solucionar un sistema de ecuaciones de $1.048.576 \times 1.048.576!!$.

En 1975, dos trabajos [4], [5] presentaron versiones modificadas de las ecuaciones dadas en [2], con las que se obtenían resultados similares a los entregados por la técnica markoviana. Otra publicación [6] mostraba que era posible utilizar la técnica de cortes mínimos para identificar las fallas de los puntos de carga y la manera cómo podían calcularse los índices de confiabilidad empleando las ecuaciones modificadas dadas en [4] y [5]. Estas técnicas tuvieron gran aceptación, debido a la simplicidad de su manejo y grandes facilidades de programación computacional. Algunas empresas de distribución norteamericanas comenzaron a utilizar estas evaluaciones para mejorar el desempeño de sus redes.

Nuevos esfuerzos fueron generando metodologías que intentaban representar mejor el complejo comportamiento de una red eléctrica, es así como

en [7] se presenta una técnica para evaluar índices de confiabilidad al considerar las maniobras que siguen a la ocurrencia de una falla, mientras que posteriores trabajos van eliminando algunos supuestos que habían simplificado la simulación del comportamiento de las redes eléctricas, tanto de transmisión como de distribución.

Como criterio de éxito, inicialmente se consideró solo la continuidad de suministro, posteriores trabajos incluyeron además la consideración de niveles de voltaje e índices totales para la red eléctrica [8].

El aumento en capacidad de procesamiento y almacenamiento de los computadores permitió el desarrollo de técnicas más elaboradas, que requerían mayor cantidad de procesamiento y que entregan un conocimiento mayor sobre algunos parámetros de confiabilidad. Algunos trabajos [15], [17], [26] fueron orientados a establecer técnicas para encontrar las funciones de densidad de probabilidad de índices de confiabilidad, como una manera de independizarse de los promedios; mientras que otra área de interés ha sido considerar el efecto de medios de generación local sobre tales índices [18], [23], metodología que se ajusta muy bien a los sistemas de distribución industriales. En general, fue primando en todo este desarrollo la idea de representar lo más fielmente posible el verdadero comportamiento de una red eléctrica ante diversas contingencias, fallas, estilos de protección, etc.

La evaluación de confiabilidad, a través de índices de desempeño, lentamente se ha ido incorporando dentro de la rutina de operación y

planificación de algunas grandes compañías en países desarrollados. En [29] se muestra la aplicación de un sistema DBMS (DataBase Management System) para la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución, utilizando las capacidades de un simple microcomputador actual.

Una muestra del tipo de análisis que es posible realizar con una herramienta de cálculo de confiabilidad se presenta en [30], donde se estudia el efecto sobre los índices de confiabilidad, de reducir los "micro-cortes" o salidas momentáneas de servicio, incorporando al léxico de confiabilidad el concepto de "calidad de servicio".

En Chile, se han desarrollado algunos trabajos, principalmente a nivel de prototipo [16], [20], [28], no orientados a un uso práctico real, excepto [20] y [35]. La dificultad principal existente para la aplicación de técnicas de confiabilidad es la disponibilidad de datos. Esto se debe a que todos los métodos conocidos se basan en la combinación de parámetros de confiabilidad de los elementos componentes, lo que obligaría a llevar un registro de fallas de cada componente del sistema eléctrico (transformadores, interruptores, líneas, alimentadores, barras, etc.). Normalmente las empresas eléctricas llevan registro de fallas pero sin la identificación y detalle que se requiere para tales evaluaciones. No obstante, esta dificultad podría ser corregida momentáneamente utilizando parámetros típicos e información de los fabricantes, junto a la experiencia de los operadores de los sistemas eléctricos.

La motivación para que las empresas de distribución de energía eléctrica chilenas adopten estas metodologías se ha dado de diferentes formas. En este sentido, un gran aporte ha sido el proyecto PNUD CHI/87/030: "Eficiencia en la producción, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica", puesto que la realización de cursos tutoriales [32], [33], ha permitido que profesionales de diversas empresas accedan al conocimiento teórico y práctico de lo que se realiza en otros países y se inicie en Chile el desarrollo integral en este campo.

2.2 APORTES DEL PRESENTE TRABAJO

En este trabajo se presenta una metodología de evaluación de confiabilidad, basada en la simulación del comportamiento real de una red de distribución de energía eléctrica ante fallas que implican la operación de dispositivos de protección, la topología de la red e índices de confiabilidad de cada componente. La filosofía de operación de la red eléctrica está tomada de la referencia [34], y se agrega como aporte real el desarrollo de un algoritmo computacional que simula la operación de la red.

Aprovechando las características de radialidad en la operación de la red, es posible identificar claramente los elementos que intervienen en la definición de los estados de un elemento en particular y, en base a este conocimiento, se plantea un proceso de optimización que permite minimizar recursos de inversión para alcanzar niveles de disponibilidad de servicio, en

cualquier punto de la red que se desee. Excepto un intento, sin posibilidades de aplicación práctica [37], no aparece en la literatura consultada un trabajo de esta naturaleza.

III.- TEORIA DE CONFIABILIDAD APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCION

3.1 INTRODUCCION

La idea intuitiva sobre la confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe convenir en que, para la práctica ingenieril, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo que uno cualitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina **confiabilidad**, o bien **fiabilidad** y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es decir, sistemas de distribución o transmisión es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.

Se describen a continuación algunas técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento

futuro. Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de análisis, se tienen los procesos continuos de Markov, los de redes y sus aproximaciones.

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

3.2 EL METODO DE MARKOV

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov, por lo tanto se presenta a continuación un breve resumen de los conceptos más importantes relacionados con esta técnica.

Una red eléctrica, o sea un sistema de distribución o de transmisión, se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el

tiempo, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 3.1 el denominado "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez.

El espacio de estados es general, independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema en estudio.

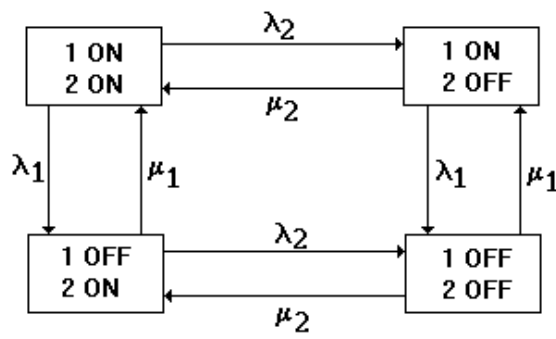


Figura 3.1 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos.

En la figura 3.1, λ_i es la **tasa de falla** del componente i y se expresa en fallas/unidad de tiempo; μ_i es la **tasa de reparación**, expresada en 1/horas.

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado "falla del sistema" se alcanza cuando los dos elementos están fallados, mientras que si la conexión es serie, el estado "falla del sistema" se alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos en falla.

También es posible considerar situaciones más reales, como por ejemplo el caso de sobrecargas. Si las líneas se conectan en paralelo y no son capaces de soportar toda la carga, entonces habrá situaciones de conflicto cuando una de ellas salga fuera de servicio. Si la existencia de tal estado significa desprender parte de la carga para evitar una falla mayor, entonces para los puntos afectados deberá considerárselos también en el conteo de estados de falla.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con una excelente precisión, la **probabilidad** de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles.

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1.048.576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia. Por otro lado, modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema.

Para determinar la probabilidad de residencia en un estado, considérese un sistema compuesto de un único elemento, reparable, caracterizado por una tasa de falla λ y una tasa de reparación μ , con funciones de distribución exponencial. Sean además $P_0(t)$ y $P_1(t)$ las probabilidades de que el sistema esté operando y fuera de operación, respectivamente, en un tiempo cualquiera, t .

Considerando un intervalo infinitesimal de tiempo, dt , se acepta que la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos es despreciable. De esta manera,

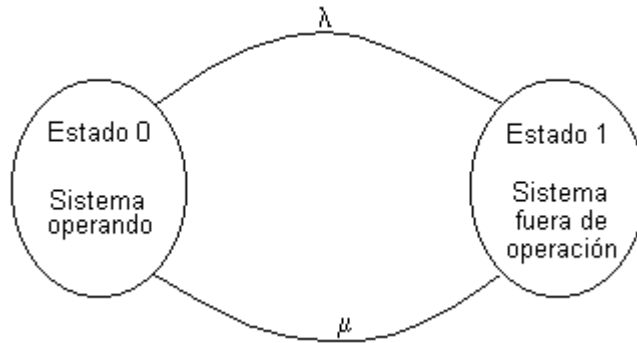


Figura 3.2: Espacio de estados de un sistema de un elemento.

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt \quad (3.1)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t) \lambda dt + P_1(t)(1 - \mu dt) \quad (3.2)$$

o bien,

$$P_0(t + dt) - P_0(t) = -P_0(t) \lambda dt + P_1(t) \mu dt \quad (3.3)$$

$$P_1(t + dt) - P_1(t) = P_0(t) \lambda dt - P_1(t) \mu dt \quad (3.4)$$

dividiendo por dt :

$$\frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (3.5)$$

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (3.6)$$

Si dt tiende a cero, las ecuaciones (3.5) y (3.6) corresponden exactamente a la definición de derivada, por lo tanto,

$$P'_0(t) = -\lambda \cdot P_0(t) + \mu \cdot P_1(t) \quad (3.7)$$

$$P'_1(t) = \lambda \cdot P_0(t) - \mu \cdot P_1(t) \quad (3.8)$$

Estas expresiones representan un sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales, con coeficientes constantes, posible de solucionar por cualquier método matemático. Resolviendo, se obtiene:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (3.9)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_0(0) - \lambda P_1(0)] \quad (3.10)$$

donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales. Además se tiene que:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1, \quad (3.11)$$

puesto que el componente, en un instante cualquiera, t , estará operando o en falla. Admitiendo que el análisis se inicia cuando el sistema está en operación, se tiene:

$$P_0(0) = 1$$

$$P_1(0) = 0$$

por lo tanto, las ecuaciones (3.9) y (3.10) se transforman en:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.12)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.13)$$

Cuando el tiempo tiende a infinito, se tienen las probabilidades de estado estacionario, que son resultados de interés en los estudios de confiabilidad

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.14)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.15)$$

Utilizando los conceptos de tiempo medio para la falla (T_1) y tiempo medio de reparación (T_2), se tiene:

$$T_1 = 1 / \lambda \quad (3.16)$$

$$T_2 = 1 / \mu \quad (3.17)$$

de esta manera, las probabilidades de operación y falla, en estado de régimen permanente, en función de los tiempos de operación y reparación, son:

$$P_0 = T_1 / (T_1 + T_2) \quad (3.18)$$

$$P_1 = T_2 / (T_1 + T_2) \quad (3.19)$$

Las ecuaciones (3.14) y (3.15), así como (3.18) y (3.19), permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y en el estado de falla, de un sistema modelado como un único elemento.

En los estudios de confiabilidad, resulta atractivo determinar los índices frecuencia y duración de interrupciones de servicio, en lugar de una probabilidad. Para ello, se desarrollaron los métodos de frecuencia - duración y los métodos de redes, con estudios de los tipos de fallas y análisis de sus efectos en el resto del sistema. Son métodos aproximados, ampliamente utilizados.

3.3 TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACION

Como ya se mencionó, la idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega. La técnica de Markov es perfectamente adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo, otros parámetros de confiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado entregan mucha más información que una simple probabilidad. Puestos en el caso de un consumidor que desea conectarse a un nudo de la red de la empresa eléctrica, lo más probable es que esté interesado en conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuanto pueden durar estas fallas de servicio. La técnica de frecuencia y duración pretende encontrar relaciones para contestar estas interrogantes.

La figura 3.3 representa el proceso operación-falla-reparación-operación de un elemento; claramente, la frecuencia de este ciclo es $f = 1/T$. Luego, aplicando una definición simple de probabilidad, se tiene que la probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P(\text{op}) = m / (m + r) \quad (3.20)$$

donde,

$m = 1/\lambda =$ tiempo promedio de operación

$r = 1/\mu =$ tiempo promedio de reparación

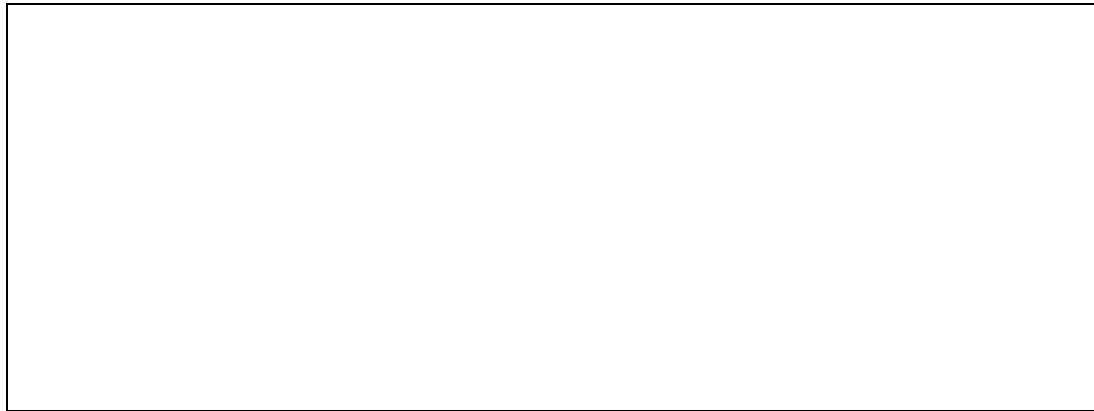


Figura 3.3 Representación del ciclo operación-falla-reparación-operación de un componente. Diagrama de espacio de estados asociado.

Como $T = m + r$, se tiene:

$$P(\text{op}) = m / T = 1 / \lambda T = f / \lambda \quad (3.21)$$

de aquí se obtiene obviamente que,

$$f = P(\text{op}) * \lambda \quad (3.22)$$

es decir, la frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho

estado. La aplicación de esta técnica para sistemas de cualquier tamaño puede resumirse en lo siguiente:

- 1) evaluar las probabilidades límites de estado,
- 2) evaluar la frecuencia de encuentro en un estado,
- 3) evaluar la duración media de cada estado.

La duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados, se obtiene mediante la expresión:

$$m_c = \text{prob. acumulada para el estado } i / \text{frec. de encuentro en el estado } i \quad (3.23)$$

Cabe mencionar que esta técnica de frecuencia y duración también se ha aplicado en el área de sistemas de generación.

3.4 APLICACION DEL METODO DE CORTES A LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE REDES ELECTRICAS

Una metodología muy utilizada en los procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas, es la aplicación de los **conjuntos de corte**, y se utiliza principalmente para determinar los índices de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas.

Utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto en estudio (normalmente este punto corresponde a un nudo de carga).

El método de los conjuntos de corte, en esencia, hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, el que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es **mínimo** cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema.

El método de los conjuntos de corte es una aproximación generalmente válida, atendiendo a la alta disponibilidad normalmente asociada a los componentes de un sistema eléctrico de potencia. Si fallan todos los elementos de un conjunto o grupo de corte, el sistema fallará, sin importar el estado del resto de elementos del sistema. Un sistema puede tener un gran número de conjuntos de corte y un componente en particular pertenecer a más de uno de ellos.

A manera de ejemplo, considérese el sistema de la figura 3.4, una red eléctrica enmallada, compuesta por 6 elementos, la entrada E y la salida S.

La definición de corte mínimo como aquel que no posee un subconjunto con la propiedad de "cortar" el sistema, implica que el grupo de corte nominal corresponde a más componentes que los necesarios para producir la falla del

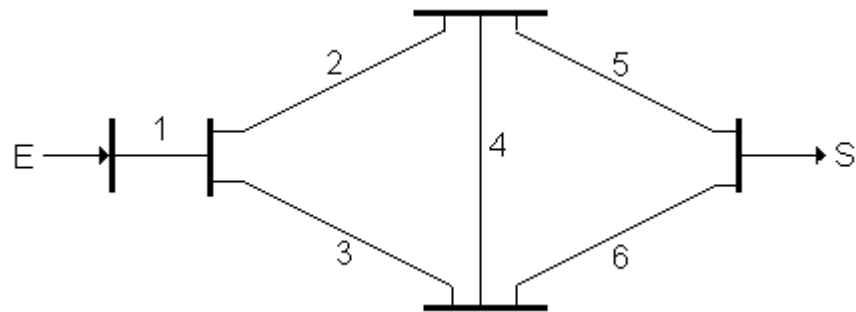


Figura 3.4 Red eléctrica enmallada.

sistema. En la Tabla 3.1 se indican algunos cortes en general. Los cortes mínimos son solamente: (1), (2,3), (5,6), (2,4,6) y (3,4,5).

En el grupo de corte, los elementos deben conectarse en paralelo, ya que la falla se produce cuando todos esos elementos salen de la red. Los cortes, a su vez, deben conectarse en serie, ya que la ocurrencia de cualquiera de ellos asegura la desconexión del sistema.

Por lo tanto, el paso inicial en el análisis de cualquier sistema es la determinación de los conjuntos de corte mínimo para el punto de carga en consideración, para luego analizar las contribuciones de cada corte mínimo a los

índices de confiabilidad del punto de carga en cuestión, empleando para ello ecuaciones que dependen de la naturaleza del evento que produce la falla.

Tabla 3.1 Conjuntos de corte para la red de la figura 3.1

Conjunto	Elementos	Conjunto	Elementos
1	1	6	2 - 3 - 4
2	2 - 3	7	4 - 5 - 6
3	5 - 6	8	2 - 4 - 6
4	1 - 2 - 3	9	3 - 4 - 5
5	1 - 5 - 6	10	2 - 3 - 5 - 6

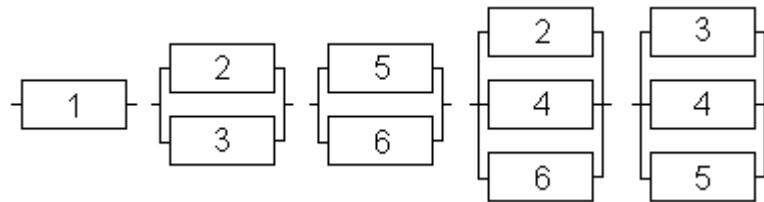


Figura 3.5 Conjuntos de corte mínimo para la red de la figura 3.3

3.5 MODOS DE FALLA Y ANALISIS DE EFECTOS

Una técnica también empleada consiste en la determinación de los **modos comunes de falla y análisis de efectos**, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Como ya se ha establecido, el modelo del sistema para evaluación de confiabilidad considera los conjuntos de corte mínimos conectados en cascada y sólo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez. No obstante, un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de situaciones que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica.

También es posible considerar sobrecargas y violación de límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de corte, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún otro elemento. De esta manera, aparte de los estados determinados por los conjuntos de corte, se agregan como falla

aquellos que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superior a los ajustes de los dispositivos de protección.

3.6 INDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En algunos casos también se definen índices globales para el sistema como un todo. Entre los cuantificadores más populares se cuentan:

* **Tasa de falla (λ):** representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como **tiempo promedio entre fallas**.

* **Tiempo de reparación (r):** en este trabajo se utiliza como un nombre genérico, que representa la acción de cambio o reparación del "elemento causante del problema". Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como **tasa de reparación**.

* **Energía no suministrada (ENS):** representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia

para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.

* **Carga promedio desconectada (L):** es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.

* **Tiempo anual de desconexión esperado (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

IV.- METODOLOGIA PARA EVALUACION DE CONFIABILIDAD

4.1 INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de distribución de media tensión (12 - 13.8 kV), normalmente son redes del tipo radiales. En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de switches desconectores y/o interruptores. En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo. Dentro de las redes públicas de distribución chilenas, uno de los pocos sistemas enmallados es el denominado "sistema network" de Chilectra Metropolitana, en el sector céntrico de Santiago, el que se justifica dada la alta concentración de edificios públicos y de gobierno.

En el desarrollo de este trabajo se utilizarán las siguientes hipótesis:

- las redes consideradas corresponden a las de distribución en media tensión, es decir, sistemas de 12 - 13.8 kV nominales,
- el énfasis se concentrará en las redes de distribución públicas (empresas de distribución),
- las redes son operadas radialmente,

- algunos tramos de alimentadores pueden suministrarse, eléctricamente, desde más de un punto, manteniendo siempre la condición de radialidad en la operación de la red. Si esta condición existe, la reconexión de un alimentador será siempre posible, sin considerar probabilidad de sobrecarga,
- los tipos de fallas simulados corresponden a los denominados activos, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

4.2 MODELO DE LA RED

4.2.1 Estructura topológica

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación

diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser telecomandados, al igual que los desconectadores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

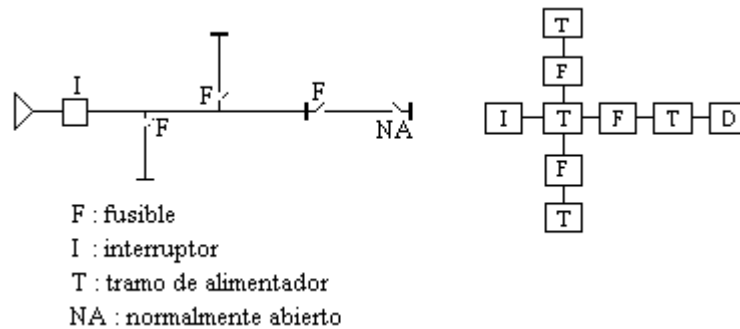


Figura 4.1 Red de distribución y modelo de red

4.2.2 Caracterización de elementos

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

1.- Tasa de falla (λ): Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- a través del historial de fallas, para el tramo individual,
- mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b \cdot l \text{ (1/año)} \quad (4.1)$$

$$b = \frac{m}{L \cdot T} \text{ (1/km año)} \quad (4.2)$$

donde:

- m : cantidad de fallas,
- L : longitud total de las líneas expuestas a falla, en km,
- T : periodo de estudio, años,
- b : número de fallas, por kilómetro por año,
- l : longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{NT} (1/\text{año}) \quad (4.3)$$

donde:

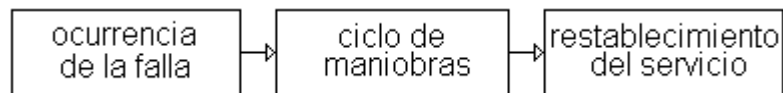
- m : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,
- N : cantidad de elementos expuestos a falla,
- T : periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones (4.1) a (4.3) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

2.- Tiempo de interrupción: el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe

realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

Se denomina **tiempo total de interrupción** del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:



El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- ❑ **Tiempo para el conocimiento de la falla** (T_c): es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.

- ❑ **Tiempo de preparación** (T_p): corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

- ❑ **Tiempo de localización (Tl):** es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
- ❑ **Tiempo de maniobra para la transferencia (Tt):** es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- ❑ **Tiempo de reparación (Tr):** es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- ❑ **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv):** es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

4.2.3 Clasificación de estados

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede

definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- ❑ **Normal:** el estado del tramo de alimentador **i** se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento **j**.
- ❑ **Restablecible:** el estado del tramo de alimentador **i** se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento **j** fallado, aislando **j** mediante algún elemento de maniobra.
- ❑ **Transferible:** el tramo de alimentador **i** será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque **j** en falla.
- ❑ **Irrestablecible:** son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- ❑ **Irrestablecible con espera:** el tramo **j**, en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

4.3 DETERMINACION DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS

4.3.1 Determinación de estados

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a. Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b. Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.

- c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento **i**).

- d. Para el resto de elementos (**j**), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (**i**).
 - d.1 Si la actuación de la protección no afecta al elemento **j**, éste se define como **normal**.
 - d.2 Si el elemento **j** se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible**.
 - d.3 El elemento que sufre la falla (**i=j**), se define inmediatamente como **irrestablecible**, o bien como **irrestablecible con tiempo de espera**, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.
 - d.4 El elemento **j** debe definirse como **restablecible**, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.

- e. Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.

- f. Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

4.3.2 Evaluación de estados

Para los sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se demuestra fácilmente [13], [16], que:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (4.4)$$

$$U_i = \lambda_i \cdot r_i \quad (4.5)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (4.6)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (4.7)$$

donde:

λ_i : tasa de falla del elemento i, fallas/año

r_i : tiempo de reparación del elemento i, horas

U_i : indisponibilidad anual del elemento i, horas/año

λ_T : tasa de falla del sistema serie, fallas/año

r_T : tiempo de reparación total, horas,

U_T : indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento "genera" independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de

veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 4.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

Tipo Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible c/esp.	λ

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v .

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i \cdot l_i \quad (4.8)$$

donde:

λ_i : tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año km)

l_i : longitud del tramo alimentador i, (km)

λ_T : tasa de falla del tramo (fallas/año).

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la Tabla IV.1, es decir,

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (4.9)$$

donde:

λ_{Ei} : tasa de falla total del elemento i, fallas/año

λ_i^j : cantidad de interrupciones en el elemento i, debido a falla en elemento j,

n : cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en la Tabla 4.2.

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de

indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la Tabla 4.2:

Tabla 4.2 Tiempos de interrupción.

Tipo elemento	Tiempo interrupción (r)
Normal	0
Restablecible	T _c +T _p +T _l
Transferible	T _c +T _p +T _l +T _t +T _v
Irrestablecible	T _c +T _p +T _l +T _r
Irrestablecible c/espera	T _c +T _p +T _l +T _t +T _r

$$T_i^j = \lambda_i^j \cdot r_j \quad (4.10)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (4.11)$$

donde:

λ_i^j : cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j,

fallas/año

r_j : tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, horas,

T_i^j : indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j,
 horas/año,
 T_{Ei} : indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año,
 n : cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados. Como índices generales para los consumidores, se determina la **Frecuencia Equivalente por Consumidor** y la **Duración Equivalente por Consumidor**:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (4.12)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (4.13)$$

donde:

C_j : cantidad de consumidores conectados al tramo j,
 nt : cantidad de tramos de alimentador.

Un indicador de interés para las empresas de distribución lo constituye la Energía no Suministrada, dado que tiene una connotación de pérdida.

$$ENS = \sum_{j=1}^{nt} \frac{E_j}{720} \cdot T_{Ej} \quad (4.14)$$

donde:

E_j : energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo j , en kW-h.

V. LOCALIZACION OPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCION

5.1 INTRODUCCION

Se presenta en este Capítulo una técnica que busca aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema eléctrico de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones. La inversión de recursos se traduce en disminución de las tasas de falla y disminución de los tiempos de reparación de las mismas, a través de diversas acciones, que se detallarán más adelante. La aplicabilidad de la técnica se restringe a sistemas de topología operativa radial; es decir, los diversos alimentadores de la red pueden abastecerse desde más de una fuente, pero cada tramo de alimentador está conectado a una sola, manejando adecuadamente los interruptores/seccionadores de enlace.

Se demostrará que, matemáticamente, son problemas completamente análogos un cambio en la probabilidad de abastecimiento de energía eléctrica y un cambio en el tiempo total de interrupción del servicio eléctrico. Todos los análisis se realizan para un elemento de la red a la vez.

En términos matemáticos, se plantea un problema de optimización lineal, puesto que previamente se realiza una linealización de la función de probabilidad de suministro en estado estacionario.

5.2 PLANTEAMIENTO MATEMATICO

5.2.1 Variación de probabilidad

Como puede apreciarse de la metodología descrita en el Capítulo anterior, el modelo de confiabilidad para un punto cualquiera en la red, es un conjunto de elementos conectados en serie. Este conjunto está formado por todos los elementos que afectan la continuidad de servicio eléctrico del punto definido como carga. Esto se indica en la Matriz de Estados, que muestra precisamente la condición de trabajo de un elemento determinado, ante contingencias ocurridas en el resto de componentes del sistema.

Las ecuaciones que permiten determinar los parámetros de confiabilidad corresponden a las de un sistema serie [13]:

$$\lambda_i = \sum_j \lambda_i^j \quad (5.1)$$

$$U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_i^j \quad (5.2)$$

$$U_i = \sum_j U_i^j \quad (5.3)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_j \lambda_i^j \cdot r_i^j}{\sum_j \lambda_i^j} \quad (5.4)$$

donde:

λ_i^j : contribución del elemento j a la tasa de falla del elemento i, fallas/año,

λ_i : tasa de falla del elemento i, fallas/año,

U_i^j : contribución del elemento j a la indisponibilidad de servicio del elemento i, horas/año,

U_i : indisponibilidad anual de servicio del elemento i, horas,

r_i^j : tiempo de "reparación" del elemento i, por falla en el elemento j, horas,

r_i : tiempo equivalente de reparación del elemento i, horas.

De acuerdo a lo indicado por la teoría Markoviana [3], la probabilidad que un punto cualquiera disponga de energía eléctrica, se define como:

$$P_{oi} = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (5.5)$$

donde: $\mu_i = 1/r_i$: tasa de reparación.

Dividiendo numerador y denominador de la ecuación (5.5) por la tasa de reparación, μ_i , se tiene:

$$P_{oi} = \frac{1}{\lambda_i / \mu_i + 1} \quad (5.6)$$

reemplazando las ecuaciones (5.1) y (5.2) en (5.6), se obtiene la ecuación (5.7), que expresa la probabilidad de disponer de energía eléctrica, en el elemento i , en estado estacionario,

$$P_{oi} = \frac{1}{\frac{\sum \lambda_i}{\sum \lambda_i r_i} + 1} \quad (5.7)$$

ordenando, resulta:

$$P_{oi} = \frac{1}{\sum \lambda_i \cdot r_i + 1} \quad (5.8)$$

Derivando parcialmente respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación, respecto a un elemento j cualquiera, se obtiene:

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial \lambda_j} = \frac{-r_j}{[\sum \lambda_i \cdot r_i + 1]^2} \quad (5.9)$$

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial r_j} = \frac{-\lambda_j}{[\sum \lambda_i \cdot r_i + 1]^2} \quad (5.10)$$

Si el análisis se realiza en torno a un punto de operación, los valores de tasa de falla y tiempo de reparación, λ_k y r_k , de todos los elementos componentes de la red, pueden considerarse cuasi-constantes, de manera que reemplazando el denominador de las ecuaciones (5.9) y (5.10) y considerando pequeñas variaciones, se obtiene una linealización de la función de probabilidad de suministro de servicio eléctrico para el punto "i", respecto al elemento "j":

$$\Delta P_{o\lambda_j} = -\frac{r_j \Delta \lambda_j}{C} \quad (5.11)$$

$$\Delta P_{or_j} = -\frac{\lambda_j \Delta r_j}{C} \quad (5.12)$$

donde:

$$C = (\sum \lambda_k \cdot r_k + 1)^2 = cte. \quad (5.13)$$

Considerando todos los elementos, se tiene el cambio total, por parámetro, en la probabilidad de abastecimiento del elemento i:

$$\Delta P_{\lambda_i} = -\frac{\sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j}{C} \quad (5.14)$$

$$\Delta P_{r_i} = -\frac{\sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j}{C} \quad (5.15)$$

y la variación total, se obtiene finalmente como la suma de las ecuaciones (5.14) y (5.15):

$$\Delta P_0 = -\frac{1}{C} \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j - \frac{1}{C} \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.16)$$

Se deduce de lo anterior que para el punto de carga considerado, la probabilidad de disponer de energía eléctrica aumenta si las **variaciones** en las tasas de falla o tiempos de reparación son **negativos**.

Puesto que la disminución de tasas de falla de los elementos, así como los tiempos de reparación de las mismas tienen un costo asociado, se plantea entonces el siguiente problema: encontrar la combinación más económica, que permita elevar en una cantidad dada, la probabilidad de disponer de energía eléctrica. Matemáticamente, el problema se plantea como una minimización de costos, para lograr un cierto cambio en la probabilidad de abastecimiento:

$$\text{Min} \left[\sum c_{\lambda_i} \cdot \Delta \lambda_i + \sum c_{r_i} \cdot \Delta r_i \right] \quad (5.17)$$

sujeto a las siguientes condiciones:

$$\Delta P_0 = -\frac{1}{C} \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j - \frac{1}{C} \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.18)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.19)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (5.20)$$

donde:

C_{λ_i} : costo unitario de inversión, requerido para disminuir el parámetro tasa de

falla del elemento i , λ_i , en unidades monetarias,

C_{r_i} : costo unitario de inversión, requerido para disminuir el parámetro tiempo

de reparación (r_i) del elemento i .

5.2.2 Variación en la indisponibilidad de energía

Para los ingenieros de las empresas puede resultar complicado relacionar directamente una variación en el nivel de probabilidad de abastecimiento de algún punto de la red con parámetros tales como tasas de falla o tiempos involucrados en la atención de fallas, especialmente mirado desde el punto de vista de una empresa de distribución. Se plantea entonces, como contrapartida, analizar un cambio en la disponibilidad de energía, que identifica una medida bastante clara: el tiempo total de indisponibilidad de servicio para un punto de carga, concepto que es manejado por quienes operan estos sistemas y que de hecho es evaluado numéricamente. Como puede apreciarse de la ecuación (4.14), una disminución en la indisponibilidad de servicio, tiene una directa incidencia en la Energía No Suministrada, parámetro que puede utilizarse para comparar económicamente los cambios propuestos.

Derivando parcialmente la ecuación (5.2) respecto a la tasa de falla y tiempo de reparación de un elemento j cualquiera, se tiene,

$$\frac{\partial U_i}{\partial \lambda_j} = r_j \quad (5.21)$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial r_j} = \lambda_j \quad (5.22)$$

y, realizando el mismo procedimiento que para el caso de probabilidad de abastecimiento, se obtiene,

$$\Delta U_i = \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j + \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j \quad (5.23)$$

Se plantea, entonces, el problema matemático de optimización, que implica obtener un cierto cambio en la indisponibilidad de servicio de un punto de carga, minimizando su costo de realización:

$$\text{Min} \left[\sum c_{\lambda_i} \cdot \Delta \lambda_i + \sum c_{r_i} \cdot \Delta r_i \right] \quad (5.24)$$

sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j + \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j \quad (5.25)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.26)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (5.27)$$

Puede apreciarse que matemáticamente se trata del mismo problema, pero con un mayor sentido físico. Las variaciones negativas de tasa de falla y tiempo de reparación, en definitiva significan disminuciones y, por lo tanto, tienen el efecto de aumentar la probabilidad de disponer de energía, lo que mirado de otra forma, significa aumentar la **disponibilidad** total de energía.

5.3 ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR TIEMPOS DE PARALIZACION

Se ha mencionado que la variación en el nivel de disponibilidad de energía eléctrica, en un punto cualquiera dentro de un sistema de distribución, se logra con cambios en las tasas de falla y disminuciones de tiempos empleados en la reparación de las diferentes perturbaciones que pueden presentarse en la red.

Respecto de las tasas de falla en los alimentadores, equipos de protección y control de las redes de distribución, éstas pueden disminuir por acciones tales como:

cambio de elementos viejos por nuevos

aumento de la capacidad de potencia

reforzamiento de elementos

No obstante, resulta difícil en extremo cuantificar el impacto en la variación de la tasa de falla. Ésta podrá ser determinada con su posterior

desempeño dentro de la red, si acaso existe un mecanismo para determinar individualmente parámetros de confiabilidad.

En lo referente a tiempos de reparación, la situación es diferente en cuanto a la determinación de su impacto. Las formas mediante las que puede disminuir este tiempo incluye acciones tales como:

mejores planes de atención de averías

mejores sistemas de detección de fallas

utilización informática en los centros de atención de clientes

automatización de la red

aumento en la cantidad de personal que atiende problemas de la red

Para cada una de estas alternativas existen mayores posibilidades de evaluar el impacto en el tiempo de reparación de fallas. Para el caso de automatización de la red, los tiempos relacionados al conocimiento de la falla, su localización y posibles transferencias pueden reducirse prácticamente a cero. Esto significa que los consumidores que sean afectados indirectamente por fallas en otras partes de la red, verán disminuir el tiempo de indisponibilidad de servicio. Aquellos que sean directamente afectados, disminuirán solamente el tiempo de espera.

5.4 PROBLEMA DE OPTIMIZACION REDUCIDO

De la descripción de alternativas hecha en el punto anterior, se deduce que es posible descartar a priori la posibilidad de intervenir en la tasa de falla, lo que plantea el siguiente problema de optimización reducido:

$$\text{Min} \sum C_{rj} \cdot \Delta r_j \quad (5.28)$$

sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum \lambda_j \cdot \Delta r_j \quad (5.29)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.30)$$

Al considerar costos unitarios de inversión constantes y variables Δr continuas -como una primera aproximación-, se tiene un problema de optimización lineal. Sin embargo, los costos estarán asociados a las magnitudes de variación de Δr y al tipo de solución involucrada (automatización, incorporación de elementos de informática en los centros de atención, aumento del personal de mantenimiento/reparación, etc.). La definición de la función de costos puede complicarse aún más si se considera soluciones combinadas.

5.5 ALGORITMO DE SOLUCION

El procedimiento planteado hasta aquí se puede esquematizar en los siguientes pasos:

- 1) Determinar los parámetros de confiabilidad de cada elemento componente del sistema, a través de datos históricos, en caso de disponerlos, o mediante las ecuaciones (4.1) - (4.3).
- 2) Determinar la Matriz de Estados, para la configuración de operación considerada para la red de distribución.
- 3) Según los estados definidos en la M.E., calcular los índices λ , U y r para cada usuario.
- 4) Para el usuario que se desea estudiar, se procede a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio, ΔU .
- 5) Determinar los costos unitarios por cambios en λ y r .
- 6) Plantear el problema de optimización lineal, según ecuaciones (5.24) - (5.27) si se considera cambios en las tasas de falla y tiempos de reparación o según ecuaciones (5.28) - (5.30) si se trata del problema reducido.

- 7) Reevaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización.
- 8) Con los nuevos índices de confiabilidad, determinar la variación en ENS, para evaluar los beneficios de la inversión propuesta.

5.6 COMENTARIOS

El procedimiento hasta aquí descrito es sólo una primera aproximación, con dos aspectos que deben profundizarse aún más. El primero de ellos es la disponibilidad de parámetros de confiabilidad de los elementos de la red de distribución. Una alternativa es considerar las ecuaciones (4.1) - (4.3), para todos los elementos en los circuitos de distribución. Sin embargo, debe convenirse en que la mejor alternativa es disponer de una base de datos que identifique cada uno de los elementos individualmente, lo cual puede servir de plataforma para realizar análisis de sensibilidad e identificar claramente los elementos o partes de la red con mayor probabilidad de fallas.

El segundo elemento a considerar con mayor profundidad son los costos unitarios de inversión. Aún tomando en cuenta sólo el problema reducido, la aproximación es bastante gruesa, porque en definitiva los costos de reducción de tiempo dependerán del tipo de solución que se trate (más personal, automatización, incorporación de elementos de informática, etc.) y además implican tramos de variación de tiempo, es decir, esta variable no es

continua. Esto significa que es posible plantear un problema de optimización diferente, con variables enteras para las variaciones de tiempo.

VI APLICACIONES

6.1 INTRODUCCION

Se estudian varios sistemas de distribución, con el objeto de ilustrar la metodología de evaluación de índices de confiabilidad, así como la optimización de recursos para alcanzar niveles de disponibilidad deseados en algún elemento de la red. Los resultados de la evaluación de índices es satisfactoria, toda vez que concuerdan exactamente con aquellos señalados en la literatura. Sin embargo, no aparece difundida una técnica parecida para el mejoramiento de índices de confiabilidad, por lo cual no es posible realizar comparaciones.

6.2 SISTEMA DE REFERENCIA [27]

6.2.1 Sistema radial puro

En la referencia [27] se analiza la red de la figura 6.1 y se determinan los índices de confiabilidad asociados. Para tener una coincidencia numérica, se ha cambiado los datos de λ en fallas/milla por fallas/km.

Según el algoritmo planteado, el primer paso corresponde a modelar la red indicando sólo la interconexión y la identidad de los elementos (ver figura 6.2). La identificación de elementos es la siguiente:

S/E : conexión a la subestación

I1 : Interruptor principal del alimentador

A1-A3 : Tramos principales de alimentador

A-B-C : Tramos laterales de alimentador

D1-D2 : Desconectadores

FA-FC : Fusibles de los tramos A, B y C

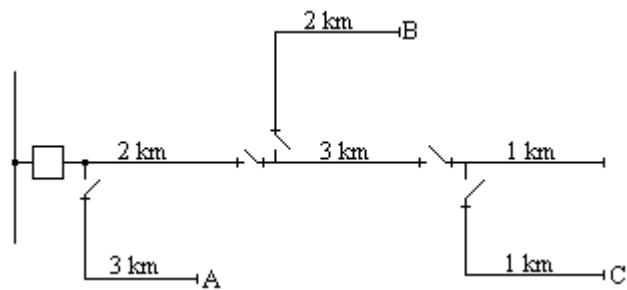


Figura 6.1 Sistema de prueba 1.

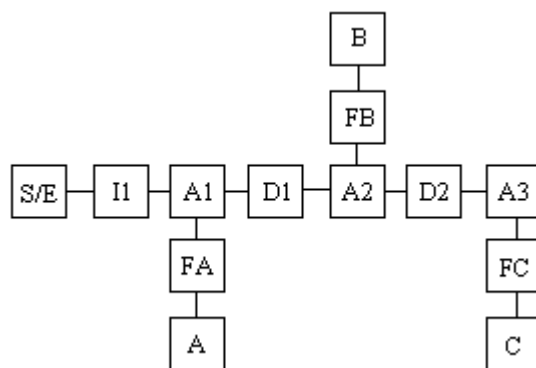


Figura 6.2 Modelo de la red de prueba 1

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador. Los siguientes son los datos de falla considerados:

- tramos de alimentador principal: $\lambda =$
0.10 fallas/km

$T_i = 3$ horas

- tramos de alimentador lateral: $\lambda =$
0.25 fallas/km

$T_i = 1.0$ hora

- cualquier maniobra de seccionamiento manual demora 0.5 horas.

El algoritmo computacional desarrollado, de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo IV, entrega la Matriz de Estados de la Tabla 6.1

El algoritmo desarrollado permite considerar fallas en los elementos de protección y, aún cuando en este caso en particular no han sido consideradas numéricamente, es posible apreciar su incidencia en la determinación de los estados de cada uno de los demás elementos presentes en la red.

Dado que los antecedentes de tiempo de interrupción se dan en general, se plantea la siguiente división:

Tiempo de conocimiento + Tiempo de preparación+ Tiempo de localización = 0.5 horas

Tiempo de reparación = 2.5 horas

Tabla 6.1 Matriz de estados, sistema de prueba radial

	1	2	3				1	A	B	C	1	2
1												
2												
3												
1												
A												
B												
C												
1												
2												

Considerando solamente los 6 primeros elementos, donde la tasa de falla es distinta de cero, se tiene la siguiente Tabla:

Tabla 6.2 Matriz de Estados resumida

	1	2	3			
1						
2						
3						

De acuerdo a los datos indicados, la ecuación (4.8) y las Tabla 4.1 y 4.2, se obtiene las siguientes Tablas, con tasas de falla y tiempos de interrupción.

Tabla 6.3 Tasas de falla (falla/año)

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
A2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
A3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.50	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.6	0.6	0.6	1.35	1.10	0.85

Tabla 6.4 Tiempos de interrupción de servicio (hrs)

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
A2	0.5	3.0	3.0	0.5	3.0	3.0
A3	0.5	0.5	3.0	0.5	0.5	3.0
A	0	0	0	1.0	0	0
B	0	0	0	0	1.0	0
C	0	0	0	0	0	1.0

De acuerdo a la ecuación (4.10), se determinan los tiempos de interrupción individuales por cada falla, así como el total, para todas las fallas, sumando los parciales de cada columna.

Tabla 6.5 Tiempos de indisponibilidad de servicio

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
A2	0.15	0.90	0.90	0.15	0.90	0.90
A3	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.50	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.80	1.55	1.80	1.55	2.05	2.05

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos de alimentador, experimentarán los mismos índices que éstos. En la Tabla 6.6 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a tasa de falla se obtiene de la fila denominada **Total**, en la Tabla 6.3; mientras que la columna de indisponibilidad (U), es la fila **Total** de la Tabla 6.5. El tiempo de interrupción por falla (r), se obtiene como U/λ , de acuerdo a lo indicado en la ecuación (4.10).

Tabla 6.6 Resumen de índices

Consumidor	λ falla/año	r (hrs)	U (hrs/año)
A1	0.60	1.333	0.80
A2	0.60	2.583	1.55
A3	0.60	3.000	1.80
A	1.35	1.148	1.55
B	1.10	1.864	2.05
C	0.85	2.412	2.05

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por Consumidor (DEC) y la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC), dados por las ecuaciones (4.12) y (4.13). Para este sistema, se ha considerado la siguiente cantidad de clientes:

Tramo A: 250

Tramo B: 100

Tramo C: 50

Así entonces, los índices globales son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.7375$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.2250$$

La Duración Equivalente por Consumidor, indica que, en promedio, cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 1.7375 horas en un año, con una frecuencia de 1.225 veces en el año.

6.2.2 Sistema con alternativa de alimentación

Un aporte importante de esta metodología de evaluación de confiabilidad, corresponde a la capacidad de efectuar análisis de alternativas de diseño. Se presenta en este ejemplo, la variación de índices de confiabilidad, incluyendo una alternativa de alimentación al final del alimentador principal, en la misma red anterior, como se muestra en la figura 6.3.

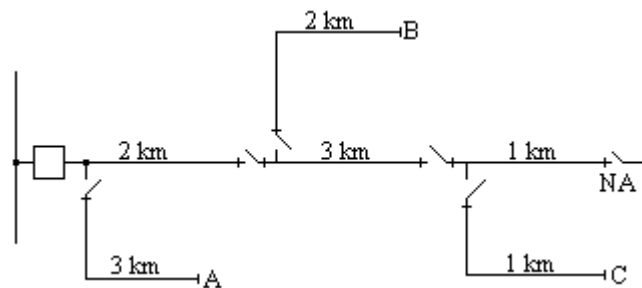


Figura 6.3 Sistema radial, con alternativa de alimentación.

El modelo de la red incluye ahora un desconectador (D3), el cual en operación normal se encuentra normalmente abierto.

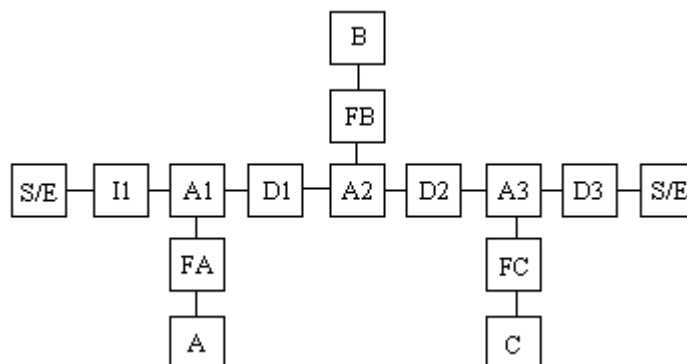


Figura 6.4 Modelo de la red con alternativa de alimentación

Los antecedentes de falla corresponden exactamente a los ya indicados en el ejemplo anterior. Además, como existe la posibilidad de transferencia, se supondrá que ésta toma una hora en total, repartida en 0.5 horas al inicio, para transferir el servicio a elementos no dañados y 0.5 horas al final, para retornar a la configuración de operación normal, como indica la filosofía de operación adoptada. De esta manera,

$$T_c + T_p + T_l = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_t = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_v = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_r = 2.5 \text{ horas}$$

Aplicando el procedimiento ya conocido, se obtiene primero la Matriz de Estados, y a partir de ésta se determinan las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica la Tabla 4.1, los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades de servicio.

Tabla 6.7 Matriz de Estados sistema de prueba 2.

	1	2	3				1	A	B	C	1	2
1	E											
2												
3												
1												
A												
B												
C												
1												
2												

Al igual que en el caso anterior, debe considerarse sólo la matriz reducida, puesto que los dispositivos de protección se han supuesto con tasa de falla igual a cero, de manera que son irrelevantes en el proceso de cálculo de los índices de confiabilidad de los demás componentes de la red.

Tabla 6.8 Matriz de Estados resumida

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	IE	T	T	I	T	T
A2	R	IE	T	R	I	T
A3	N	N	N	I	N	N
A	N	N	N	I	N	N
B	N	N	N	N	I	N
C	N	N	N	N	N	I

Tabla 6.9 Tasa de falla

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2	0.2	0.2+0.2	0.2+0.2
A2	0.3	0.3	0.3+0.3	0.3	0.3	0.3+0.3
A3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.50	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.60	0.80	1.10	1.35	1.30	1.35

Obsérvese que en esta tabla, aparecen las celdas correspondientes a los estados "T" con una doble tasa de falla. Esto se debe a que efectivamente, estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos $T_c+T_l+T_p+T_t$, mientras que al final de la reparación del elemento fallado, sólo es necesario esperar un tiempo T_v para recuperar el servicio. Un esquema similar de notación se ha adoptado para la tabla correspondiente a tiempos de interrupción.

Tabla 6.10 Tiempos de interrupción

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3.50	1.0+0.5	1.0+0.5	3.0	1.0+0.5	1.0+0.5
A2	0.5	3.5	1.0+0.5	0.5	3.0	1.0+0.5
A3	0.5	0.5	3.00.5	0.5	0.5	3.0
A	0	0	0	1.0	0	0
B	0	0	0	0	1.0	0
C	0	0	0	0	0	1.0

Tabla 6.11 Indisponibilidades de servicio

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.70	0.30	0.30	0.60	0.30	0.30
A2	0.15	1.05	0.45	0.15	0.90	0.45
A3	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.50	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.90	1.40	1.05	1.55	1.75	1.30

Tabla 6.12 Resumen de índices de confiabilidad

Consumidor	λ falla/año	r (hrs)	U (hrs/año)
A1	0.60	1.50	0.90
A2	0.80	1.75	1.40
A3	1.10	0.95	1.05
A	1.35	1.15	1.55
B	1.30	1.35	1.75
C	1.35	0.96	1.30

Los índices globales del sistema, para este caso, son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.56875$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.3375$$

El análisis de resultados para este ejemplo muestra dos cosas importantes. La primera dice relación con las tasa de falla individuales y los tiempos de interrupción individuales; mientras los elementos definidos como transferibles ven aumentar la tasa de falla, disminuye en los mismos el tiempo de interrupción, ya que mientras dure la reparación del elemento fallado, están siendo alimentados desde una fuente alternativa. Por supuesto, estas variaciones están muy ligadas con los tiempos de maniobra y reparación. En caso de tener seccionadores automatizados, el impacto en la tasa de falla desaparece, disminuyendo aun más el tiempo de interrupción.

Por otra parte, los índices globales también sufren variación. El índice FEC aumenta, debido al crecimiento de las tasa de falla en los elementos tipo T, pero la duración promedio (DEC) disminuye, al igual que lo hace la Energía No Suministrada (ENS).

6.3 Analisis sobre localización de recursos

Para ilustrar esta parte de la metodología desarrollada, se considerará el sistema de la figura 6.5, con los datos generales que a continuación se indican, considerando también que los dispositivos de protección son plenamente confiables.

$$\lambda = 0.05 \text{ fallas/año/km}$$

$$T_c = 5 \text{ min}$$

$$T_p = 10 \text{ min}$$

$$T_l = 15 \text{ min}$$

$$T_t = 15 \text{ min}$$

$$T_v = 15 \text{ min}$$

$$T_r = 90 \text{ min}$$

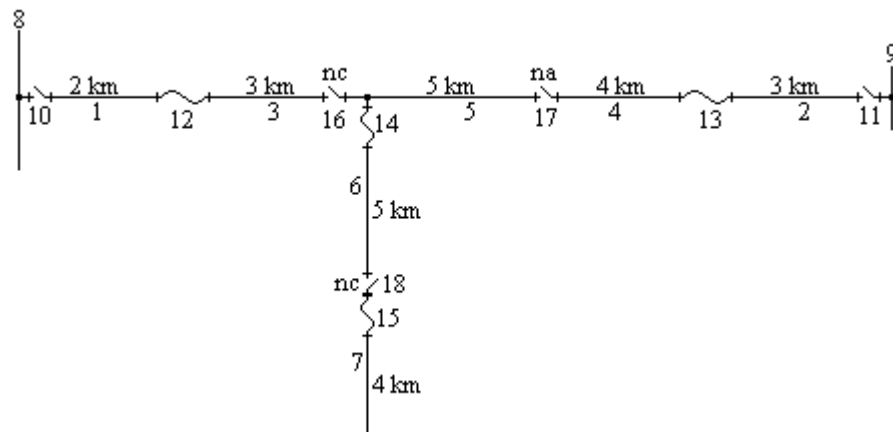


Figura 6.5 Sistema de prueba 2.

Se realizará el análisis de optimización al elemento 7, tramo final del alimentador. Para este elemento, la columna de la matriz de Estados correspondiente es:

$$ME(i,7)^t = [T \ N \ T \ N \ I \ I \ I \ T \ N \ T \ N \ I \ I \ I \ I]$$

Como se ha asignado a los elementos de protección $\lambda = 0$, puede considerarse el siguiente vector reducido:

$$ME(i,7)^t(r) = [T \ N \ T \ N \ I \ I \ I]$$

Evaluando la tasa de falla e indisponibilidad, con los datos entregados, se tiene:

$$\lambda = 1.200 \text{ fallas/año}$$

$$U = 1.650 \text{ horas/año}$$

$$r = 1.375 \text{ horas/falla}$$

Si el objetivo es disminuir la indisponibilidad del elemento 7 en 10%, se plantea el siguiente problema de optimización:

$$Min \left(\sum_{i=1}^7 C_{\lambda_i} \cdot \Delta \lambda_i + \sum_{i=1}^7 C_{r_i} \cdot \Delta r_i \right) \quad (6.1)$$

sujeto a:

$$\Delta U = \sum_{j=1}^7 r_j \cdot \Delta \lambda_j + \sum_{j=1}^7 \lambda_j \cdot \Delta r_j \quad (6.2)$$

$$0 \leq r_j \leq r_{\max} \quad (6.3)$$

$$0 \leq \lambda_j \leq \lambda_{\max} \quad (6.4)$$

Si se considera que es mucho más factible disminuir los tiempos de reparación, maniobras de transferencia, etc., aumentando el personal de operaciones, invirtiendo en automatización u otra medida, puede plantearse un problema de optimización reducido, sin considerar la variación en las tasas de falla, tal como se indica a continuación:

$$\text{Min}(C_1 \cdot \Delta r_1 + C_3 \cdot \Delta r_3 + C_5 \cdot \Delta r_5 + C_6 \cdot \Delta r_6 + C_7 \cdot \Delta r_7) \quad (6.5)$$

sujeto a:

$$\Delta U = \lambda_1 \cdot \Delta r_1 + \lambda_3 \cdot \Delta r_3 + \lambda_5 \cdot \Delta r_5 + \lambda_6 \cdot \Delta r_6 + \lambda_7 \cdot \Delta r_7 \quad (6.6)$$

$$0 \leq r_i \leq r_{\max}, \quad i = 1, 3, 5, 6, 7 \quad (6.7)$$

Para resolver este problema, se considera los siguientes costos unitarios:

Tabla 6.13 Costos unitarios

Elemento	Costo
1	10
3	5
5	8
6	7
7	10

El problema a resolver es el siguiente:

$$\text{Min}(10\Delta r_1 + 5\Delta r_3 + 8\Delta r_5 + 7\Delta r_6 + 10\Delta r_7)$$

sujeto a:

$$0.165 = 0.2 \cdot \Delta r_1 + 0.3 \cdot \Delta r_3 + 0.25 \cdot \Delta r_5 + 0.25 \cdot \Delta r_6 + 0.2 \cdot \Delta r_7$$

$$0 \leq \Delta r_1 \leq 1.0$$

$$0 \leq \Delta r_3 \leq 1.0$$

$$0 \leq \Delta r_5 \leq 2.0$$

$$0 \leq \Delta r_6 \leq 2.0$$

$$0 \leq \Delta r_7 \leq 2.0$$

Resolviendo, se obtiene:

$$\Delta r_1 = 0$$

$$\Delta r_3 = 0.55$$

$$\Delta r_5 = 0$$

$$\Delta r_6 = 0$$
$$\Delta r_7 = 0$$

Lo que significa que para alcanzar el valor requerido de indisponibilidad en el elemento 7, es necesario que el tiempo de paralización por falla en el elemento 3 alcance a 0.45 horas (27 minutos). Según lo indicado por la Matriz de Estados, el tramo de alimentador 7 es del tipo transferible cuando ocurre una falla en el tramo de alimentador 3, lo que sugiere que la disminución de tiempo puede lograrse con algún grado de automatismo en la maniobra de transferencia a la otra fuente.

6.4 Aplicación a un sistema real

Se analizará el sistema de la figura 6.6, que corresponde a la sección urbana de un alimentador en 15 kV de la Compañía General de Electricidad Industrial, CGEI.

Los datos que se utilizarán en esta simulación se muestran en la Tabla 6.14. Como parámetros de confiabilidad se utilizan valores estándar, mientras que el número de clientes es estimado. Tanto los elementos de protección como los de maniobra se consideran plenamente confiables, por lo tanto, se indican solamente los datos referentes a tramos de alimentador.

Los resultados de la evaluación de índices de confiabilidad para cada uno de los tramos modelados de este alimentador, se muestran en la Tabla 6.15: Índices de Confiabilidad Sistema CGEI.

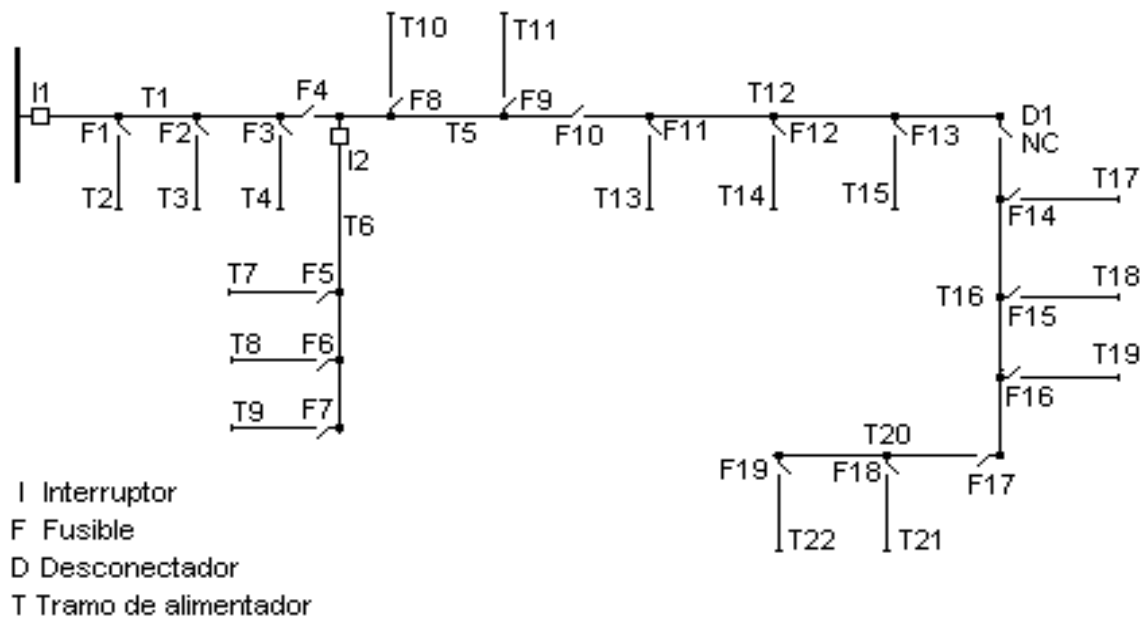


Figura 6.6 Alimentador urbano sistema CGEI

Tabla 6.14 Parámetros de Confiabilidad Sistema CGEI

Tramo	T.Falla 1/año	Long. km	T.C. (min)	T.L. (min)	T.P. (min)	T.T. (min)	T.R. (min)	T.V. (min)	Número Clientes
T01	0.05	2.0	5.0	5.0	5.0	5.0	90.0	5.0	0
T02	0.08	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	90.0	5.0	100
T03	0.08	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	120.0	5.0	250
T04	0.02	10.0	5.0	5.0	5.0	5.0	60.0	5.0	120
T05	0.02	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	120.0	5.0	0
T06	0.02	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	90.0	5.0	0
T07	0.10	3.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	100
T08	0.04	2.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	150
T09	0.05	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	250
T10	0.05	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	80
T11	0.05	3.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	200
T12	0.05	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	10.0	0
T13	0.04	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0	100.0	10.0	100
T14	0.04	2.0	10.0	10.0	10.0	10.0	100.0	10.0	250
T15	0.05	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	300
T16	0.04	4.0	10.0	10.0	10.0	10.0	90.0	10.0	0
T17	0.05	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	10.0	250
T18	0.04	55.0	5.0	5.0	5.0	5.0	100.0	5.0	200
T19	0.05	6.0	5.0	5.0	5.0	5.0	100.0	5.0	200
T20	0.05	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	90.0	5.0	0
T21	0.05	4.0	5.0	5.0	5.0	5.0	120.0	5.0	250
T22	0.10	55.0	10.0	10.0	10.0	10.0	120.0	10.0	300

Tabla 6.15 Índices de confiabilidad sistema CGEI

Elemento	Frecuencia 1/año	Duración horas	Indisponib. horas/año
Tramo 1	0.10	1.75000	0.175
Tramo 2	0.50	1.75000	0.875
Tramo 3	0.42	2.13095	0.895
Tramo 4	0.30	1.41667	0.425
Tramo 5	0.18	1.97222	0.355
Tramo 6	0.28	1.89286	0.530
Tramo 7	0.58	1.94828	1.130
Tramo 8	0.36	1.91667	0.690
Tramo 9	0.53	1.94340	1.030
Tramo 10	0.68	1.99265	1.355
Tramo 11	0.33	1.98485	0.655
Tramo 12	0.59	1.79661	1.060
Tramo 13	0.79	1.89030	1.493
Tramo 14	0.67	1.84080	1.233
Tramo 15	1.09	1.88991	2.060
Tramo 16	0.59	2.20339	1.300
Tramo 17	0.84	2.29167	1.925
Tramo 18	0.79	2.13080	1.683
Tramo 19	0.89	2.10674	1.875
Tramo 20	0.79	2.08861	1.650
Tramo 21	0.99	2.12121	2.100
Tramo 22	1.29	2.24806	2.900

De acuerdo a la cantidad de consumidores indicados en la columna 10 de la Tabla 6.14, se tiene los siguientes índices generales para este sistema:

Duración equivalente por consumidor (DEC) = 1.528 horas/año

Frecuencia equivalente por consumidor (FEC) = 0.745 veces/año

Dada la estructura simple de este sistema, sin posibilidad de transferencia a otras fuentes de alimentación, los índices frecuencia y duración van aumentando a medida que se recorre la red alejándose del nudo fuente.

Con el objeto de mostrar la aplicación de la metodología de optimización, se considera la posibilidad de disminuir a 2,5 horas la indisponibilidad de servicio del tramo 22. El problema de optimización lineal reducido, se plantea de la siguiente manera, suponiendo todos los costos de realización iguales:

$$\text{Min}[\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{20} + \Delta r_{22}]$$

sujeto a:

$$0.4 = 0.1\Delta r_1 + 0.08\Delta r_5 + 0.25\Delta r_{12} + 0.16\Delta r_{16} + 0.20\Delta r_{20} \\ + 0.50\Delta r_{22}$$

$$0 < \Delta r_1 < 1.75$$

$$0 < \Delta r_5 < 2.25$$

$$0 < \Delta r_{12} < 2.50$$

$$0 < \Delta r_{16} < 2.00$$

$$0 < \Delta r_{20} < 1.75$$

$$0 < \Delta r_{22} < 2.50$$

Como resultado se obtiene:

$$\Delta r_1 = 0$$

$$\Delta r_5 = 0$$

$$\Delta r_{12} = 0$$

$$\Delta r_{16} = 0$$

$$\Delta r_{20} = 0$$

$$\Delta r_{22} = 0.8 \text{ horas}$$

Este resultado es más o menos obvio, ya que todos los costos se tomaron iguales, y dentro de las restricciones de igualdad, el elemento que tiene una mayor ponderación es justamente el que corresponde al tramo 22.

6.5 COMENTARIOS

En el lado de las inversiones aparecen los costos involucrados en la modificación de tasas de falla y tiempos de reparación, a través de equipamiento adicional o mejoras en los ya existentes.

Por su parte, el retorno de las inversiones está constituido por el mayor nivel de ventas de energía eléctrica, mirado desde el punto de vista individual de una empresa de distribución comercial, o por la variación en el nivel de producción en un sistema de distribución de tipo industrial.

Para el caso de empresas de distribución comerciales, al no existir una reglamentación en el sentido de obligarlas a mantener ciertos niveles en la calidad del servicio, ésta puede ser una óptica diferente para enfrentar este tema.

VII. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

Se ha elaborado una metodología para evaluar índices esperados de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución en media tensión, que operan en forma radial. Los índices globales considerados tienen aceptación mundial, siendo conocidos como SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

La evaluación se basa en la clasificación y determinación de estados de los diferentes elementos componentes de la red, al considerar fallas en los demás elementos. Se ha elaborado un algoritmo que permite definir dichos estados, para cualquier red de distribución (comercial o industrial) operada radialmente, considerando como restricciones que los elementos que representan las fuentes son plenamente confiables, al igual que los desconectores y/o interruptores que operan normalmente abiertos, ya que se ha supuesto que la alternativa de transferir carga es siempre posible.

Los ejemplos presentados ilustran con detalle la metodología presentada en los capítulos IV y V. Los índices que se obtienen se comparan bien con aquellos presentados en publicaciones consultadas. También se ha simulado un sistema real, pero con parámetros de confiabilidad estimados.

El problema de localización de recursos para obtener mejoras en los niveles de disponibilidad de servicio, se presenta como uno en el cual tienen incidencia tanto las tasas de falla como las duraciones de éstas. Sin embargo,

se debe convenir que es mucho más factible intervenir en los tiempos que en las tasas de falla. Los tiempos de reparación de fallas, pueden disminuir de varias maneras: aumentando el personal de operación para atender averías, automatizando algunos elementos de maniobra, mejorando el sistema de información del estado de la red, o bien una combinación de todos estos elementos.

Este problema se ha modelado como uno de programación lineal, sin embargo, puede derivarse fácilmente a uno de programación entera, si se considera tramos de variación de tiempos y costos individuales por cada uno de ellos.

Como se ha indicado en el capítulo introductorio de este trabajo, el sector eléctrico chileno carece de una reglamentación en cuanto a la calidad de servicio. Actualmente, las empresas de distribución tienen como ente contralor la opinión de los propios consumidores. De esta forma, no existe una preocupación por disponer datos que sirvan para efectuar predicciones de confiabilidad. No obstante, existe hoy un interés por regular el sector, lo que generará en las empresas de distribución necesidades por metodologías de este tipo, con las cuales enfrentar los nuevos desafíos que le imponga la legislación.

Como trabajo futuro, se propone considerar:

la ampliación de los criterios de éxito, incluyendo indicadores de variación de tensión,

analizar el problema de transferencia de carga condicionada, a través de la ejecución de un flujo de carga apropiado,

incluir un algoritmo de reconfiguración de redes.

BIBLIOGRAFIA

- [1] **TODD, Z.G.** "A probability method for transmission and distribution outage calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-83, 1964, pp. 695 - 701.
- [2] **GAVER, D.P., MONTMEAT, F.E., PATTON, A.D.** "Power system reliability calculations - measures of reliability and methods of calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-83, 1964, pp. 727 - 737.
- [3] **BILLINTON, R., BOLLINGER, K.** "Transmission system reliability evaluation using Markov processes". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, 1968, pp. 538 - 547.
- [4] **GROVER, M.S., BILLINTON, R.** "A computerised approach to substation and switching station reliability evaluation". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, 1974, pp.1488 -1497.
- [5] **BILLINTON, R., GROVER, M.S.** "Reliability assessment of transmission and distribution systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, 1975, pp. 724 - 732.

- [6] **BILLINTON, R., GROVER, M.S.** "Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, 1975, pp. 733 - 741.

- [7] **BILLINTON, R., GROVER, M.S.** "Reliability evaluation in distribution and transmission systems". Proceedings of the IEE, Vol. 122, Nro. 5, May 1975, pp. 517 - 523.

- [8] **ALLAN, R.N., BILLINTON, R., DE OLIVEIRA, M.F.** "Reliability evaluation of electrical systems with switching actions". Proceedings of the IEE, Vol. 123, Nro. 5, April 1976, pp. 325 -330.

- [9] **ALLAN, R.N., BILLINTON, R., DE OLIVEIRA, M.F.** "An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of a general network configuration". IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-25, 1976, pp. 226 - 233.

- [10] **ALLAN, R.N., DE OLIVEIRA, M.F.** "Reliability modelling and evaluation of transmission and distribution systems". Proceedings of the IEE, Vol. 124, Nro. 6, June 1977, pp. 535 - 541.

- [11] **ALLAN, R.N., DYALINAS, E.N., HOMER, I.R.** "Modelling and evaluating the reliability of distributions systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, Nro. 6, Nov./Dec. 1979, pp. 2181- 2189.

- [12] **IEEE.** "IEEE Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Gold Book". Wiley, 1980.
- [13] **CAMARGO, C.B.** "Confiabilidade aplicada a sistemas elétricos de Potencia". Ed. Livros Técnicos e Científicos, Brasil, 1981.
- [14] **CIER.** "Manual del sistema de estadística CIER (SEC). Capítulo II: Conceptos, definiciones, clasificaciones y códigos". Montevideo, Uruguay, 1983.
- [15] **BILLINTON, R., WOJCZYNSKI, E.** "Distributional variation of distribution system reliability indices". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, Nro. 11, November 1985, pp. 3152 - 3160.
- [16] **ARRIAGADA, A.** "Cálculo de la confiabilidad en subestaciones y sistemas de distribución de energía eléctrica". Universidad de Concepción, Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico, Concepción, Septiembre 1985.
- [17] **BILLINTON, R., GOEL, R.** "An analytical approach to evaluate probability distributions associated with the reliability indices of electric distributions systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, Nro. 3, July 1986, pp. 245 - 251.

- [18] **DYALINAS, E.N., ALLAN, R.N.** "Local generating facilities in the reliability evaluation of power distributions systems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, Nro. 4, November 1986, pp. 62 - 67.
- [19] **ELETRORBRAS, Comitè de Distribuição.** "Planejamento de sistemas de distribuição". 2da. Ed., Ed. Campus, Brasil, 1986.
- [20] **CHACANA, B., GUTIERREZ, A., LOPEZ, E.** "Aplicación del método de redes al estudio de confiabilidad del sistema eléctrico de Chilectra Metropolitana". Anales del VII Congreso ACCA, Antofagasta, Agosto 1986, pp. 170 - 174.
- [21] **CHACANA, B., GUTIERREZ, A.** "Métodos de redes en los estudios de confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia". Anales I Seminario IEEE en Sistemas de Potencia, Valparaíso, Noviembre 1986, pp. 22 - 25.
- [22] **BUZACOTT, J.A., ANDERS, G.J.** "Reliability evaluation of systems with after faults switching". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, Nro. 3, August 1987, pp. 601 - 607.
- [23] **DYALINAS, E.N., ALLAN, R.N.** "Reliability modelling and evaluation techniques for power distribution networks with local generation". Proceedings of the IEE, Vol. 134, Pt. C, Nro. 5, September 1987, pp. 348 - 356.

- [24] **GOLDBERG, S., HORTON, W., ROSE, V.** "Analysis of feeder service reliability using component failure rates". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, Nro. 4, October 1987, pp. 1292 - 1296.
- [25] **CAMARGO, C.B.** "Métodos Probabilísticos de Engenharia Elétrica: algumas aplicações". Ed. da UFSC, 1987.
- [26] **DYALINAS, E.N.** "Evaluating the approximate probability distributions of load point reliability indices in power distribution networks". Proceedings of the IEE, Vol. 135, Pt. C, Nro. 5, September 1988, pp. 450 - 460.
- [27] **BILLINTON, R.** "Distribution system reliability performance and evaluation". Electrical Power & Energy Systems, Vol. 10, Nro.3, July 1988, pp. 190 - 200.
- [28] **ARRIAGADA, A., VALDIVIA, F.** "Predicción de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución". VIII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Concepción, Octubre 1989, pp. 219 - 224.
- [29] **YUAN-YIH HSU et al.** "Application of a microcomputer-based database management system to distribution system reliability evaluation". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, Nro. 1, January 1990, pp. 343 - 350.

- [30] **WARREN, C.M.** "The effect of reducing momentary outages on distribution reliability indices". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, Nro. 3, July 1992, pp.1610 - 1617.
- [31] **COELHO, J.** "Calidad de servicio en sistemas de distribución eléctrica". Curso Tutorial LATINCON'92, Chile, Agosto 1992.
- [32] **ALVAREZ, C., ROLDAN, C.** "Eficiencia, seguridad y calidad en los sistemas de distribución. Introducción a la automatización en la distribución". P. Universidad Católica de Chile, Curso Tutorial, Septiembre 1992.
- [33] **ALLAN, R.N.** "Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia". P. Universidad Católica de Chile, Curso Tutorial, Septiembre 1992.
- [34] **PINTO, P.R.** "Planificación de sistemas eléctricos de distribución". P. Universidad Católica de Chile, Curso Tutorial, Noviembre 1989.
- [35] **BOTTESELLE, A., CHACANA, B.** "Estudio de confiabilidad en el Metro de Santiago". Revista del Colegio de Ingenieros de Chile, Nº 81, Julio 1979.
- [36] **BILLINTON,R., ALLAN, R.N.** "Reliability of Power Systems". Longman, London/Plenum, New York, 1984.

- [37] **FRANKLIN, J.B., HEYDT, G.T.** "Power system reliability calculations employing a sensitivity technique". School of Electrical Engineering, Purdue University, August, 1979.