



**UNIVERSIDAD DE CUENCA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE  
LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**

Tesis previa a la obtención del Título de  
Ingeniero Eléctrico

**AUTORES:**

Jorge Luis Zaruma Villamarín  
Diego Armando Blacio Loaiza

**DIRECTOR:**

Ing. Modesto Salgado

**TUTOR:**

Ing. Ramiro Ávila

Cuenca, Junio de 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA

## RESUMEN

El presente trabajo consiste en un análisis de confiabilidad de los alimentadores aéreos de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur. El análisis está orientado a seleccionar dos alimentadores aéreos representativos del sistema de distribución: uno en la zona urbana y otro en el área rural, con el propósito de generalizar el procedimiento a todos los alimentadores aéreos. Dentro del análisis de confiabilidad se consideran dos aspectos: estudio histórico y estudio predictivo. El estudio histórico corresponde al cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos del sistema de distribución a partir de la información de fallas e interrupciones registrada en la Centrosur durante el periodo 2005-2010. Los equipos para los cuales se han determinado estos parámetros de confiabilidad son: líneas aéreas, transformadores, seccionadores, fusibles y reconectores. El estudio predictivo, por otro lado, consiste en determinar los índices del sistema, tales como TTIK, FMIK, SAIDI, SAIFI y otros, en base a simulaciones realizadas el programa CYMDIST a partir de los datos obtenidos del estudio histórico de confiabilidad. Finalmente, se realiza un análisis de los resultados del estudio histórico, en base a la Regulación CONELEC 004/01 y se buscan diferentes alternativas de mejora para los alimentadores seleccionados en el estudio. Las alternativas de mejora propuestas se comparan mediante un análisis técnico-económico con el fin de determinar la solución más rentable para la Empresa Eléctrica.

**Palabras Claves:** Confiabilidad, Distribución, Centrosur, Tasa de falla, TTIK, FMIK, CONELEC, CYMDIST, alimentadores, fallas, interrupciones

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
1.1	ANTECEDENTES .....	10
1.2	ALCANCE .....	10
1.3	JUSTIFICACIÓN .....	11
1.4	OBJETIVOS .....	11
1.5	ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.....	12
<b>2</b>	<b>MÉTODOS DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b> .....	<b>13</b>
2.1	TEORÍA DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ....	13
2.2	MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD .....	25
2.3	ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 38	
<b>3</b>	<b>SELECCIÓN DE ALIMENTADORES, METODOLOGÍA Y ESTUDIO DE CONFIABILIDAD</b> .....	<b>48</b>
3.1	SELECCIÓN DE ALIMENTADORES .....	48
3.2	RECOLECCIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES.....	58
3.3	ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD.....	64
3.4	ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD.....	84
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>93</b>
4.1	ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD.....	93
4.2	ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD.....	94
4.3	GENERALIZACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD A OTROS ALIMENTADORES.....	96



UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>5 ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO .....</b>	<b>110</b>
5.1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CONFIABILIDAD .....	110
5.2 MÉTODOS DE CORRECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD 115	
5.3 ANÁLISIS DE MEJORAS EN LOS ALIMENTADORES SELECCIONADOS .....	127
<b>6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>146</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>149</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>152</b>



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Jorge Luis Zaruma Villamarín, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Jorge Luis Zaruma Villamarín, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Diego Armando Blacio Loaiza, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Diego Armando Blacio Loaiza, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.



Esta Tesis ha sido desarrollada dentro del Convenio entre la Universidad de Cuenca y la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A



## DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres Victor Blacio y María Loaiza por el apoyo, comprensión y cariño brindados durante toda mi carrera de estudio.

Dedico además la realización de esta tesis a mis hermanos Lewis, July y Narcisa, así como también a mi novia Erika.

Diego.

Quiero dedicar la realización de esta tesis a la memoria de mi padre Jorge Antonio, a mi madre Marlene Lucía, a mis hermanos Juan Carlos y María Fernanda y a mi sobrino Andrés, por haber sido mi apoyo en momentos difíciles, por tener la paciencia y la comprensión necesarias durante todo el tiempo que duró mi carrera y especialmente por el amor incondicional brindado siempre.

Jorge.



## **AGRADECIMIENTO**

Queremos agradecer en primer lugar a Dios y a todas las personas que de una u otra manera han contribuido en la realización de este trabajo, concretamente al director de tesis Ing. Modesto Salgado y al tutor Ing. Ramiro Ávila, así como a nuestros profesores y compañeros que estuvieron junto a nosotros a lo largo de todos los años que duró nuestra carrera.

Nuestro reconocimiento también a la Universidad de Cuenca y a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. así como al personal que labora en ambas entidades por la ayuda otorgada en la realización de este trabajo.

De manera muy especial queremos además expresar nuestra eterna gratitud a nuestros queridos padres por el apoyo y comprensión brindados en el transcurso de todo este tiempo de estudio.





## 1 INTRODUCCIÓN

El sistema de distribución es una parte importante del sistema eléctrico de potencia, pues proporciona el enlace final entre el sistema de transmisión con los consumidores finales.

Eventos inesperados en el sistema de distribución como cortocircuitos, derrumbes, descargas atmosféricas, entre otros, pueden ocasionar repercusiones negativas de diferente tipo a los consumidores, por ejemplo, un minuto sin energía eléctrica puede causar que se pierda la información de un computador, lo cual resulta evidentemente mucho menos severo que si se produce la parada de un grupo de motores y por tanto de toda una cadena de producción. No obstante, existen casos cuya importancia va más allá de lo puramente económico, como por ejemplo, la falta de servicio eléctrico puede causar que una o varias operaciones médicas se vean interrumpidas, poniendo en riesgo vidas humanas. Por lo tanto, aquellos consumidores a los que cualquier interrupción en el suministro de energía eléctrica causa importantes perjuicios (riesgo de muerte, daños en procesos de fabricación, daños a equipos costosos como computadores y maquinaria, hospitales, sistemas masivos de transporte, etc.) requieren sistemas alternos de alimentación y plantas de emergencia para garantizar la mayor continuidad de servicio. Por otro lado, los consumidores residenciales, rurales requieren menores consideraciones en cuanto a la continuidad del servicio [1].

Por lo indicado, en la actualidad, el diseño y operación de los sistemas de distribución ha alcanzado gran importancia, pues además de proporcionar la máxima eficiencia posible, debe garantizar aspectos relacionados con la seguridad y la confiabilidad.

Aunque una falla que ocurre en el sistema de distribución no tiene el mismo impacto que una que se produce a nivel de generación o transmisión, las fallas en sistemas de distribución ocurren con mucha más frecuencia que en los otros sistemas. Gran cantidad de publicaciones y estadísticas han reportado que alrededor del 80% de las interrupciones que producen la pérdida de servicio eléctrico ocurren debido a fallas en el sistema de distribución [1] - [3].

Si bien la confiabilidad engloba tanto la calidad técnica del producto (forma de onda, nivel de tensión) como el servicio (continuidad del suministro de electricidad) [4], el presente trabajo está orientado en su totalidad a la calidad de servicio, por lo que de aquí en adelante, la confiabilidad se referirá a la continuidad del servicio eléctrico.

El problema de continuidad de servicio eléctrico, requiere también un análisis económico [1] - [4], ya que aunque teóricamente sea posible alcanzar una continuidad de servicio el ciento por ciento, es decir, sin interrupciones, el costo para lograr este propósito será excesivamente grande, con el inevitable aumento de las tarifas para los consumidores. Por lo tanto, debe buscarse un equilibrio que permita obtener un adecuado nivel de confiabilidad sin que ello implique altos costos para los consumidores.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

## 1.1 ANTECEDENTES

El sistema de distribución, aunque esté bien diseñado, experimenta cada cierto tiempo condiciones que derivan en cortes de suministro, debido a que los elementos que lo componen presentan desperfectos o fallas; también pueden producirse dichos cortes por causas externas como animales, condiciones climáticas, entre otras, o por causas internas del propio sistema de distribución [4].

Debido a lo anterior, surge la necesidad de llevar a cabo un estudio de confiabilidad que permita determinar la calidad de servicio en base a un conjunto de cuantificadores que describan la manera cómo se ven afectados los consumidores.

Dentro de la confiabilidad de sistemas de distribución, se han realizado algunos estudios y tesis en la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. (CENTROSUR) [5]. Uno de ellos tiene por objetivo determinar la energía no suministrada (ENS), utilizando el Sistema de Información Geográfica (SIG), en base a la regulación CONELEC 004/01 [6].

Otro estudio realizado por la CENTROSUR consideró el período 2002-2006 [7], pero presenta el inconveniente de que la información es incompleta, ya que en realidad sólo se disponía de información de los años 2002, 2003 y 2004. Una novedad importante de este estudio es que los resultados obtenidos son atípicos, ya que los alimentadores subterráneos presentan más interrupciones anuales que los alimentadores aéreos.

En base a estos estudios e información obtenida de diferentes fuentes [1] – [4] se ha llegado a la conclusión de que estos estudios fueron adecuados en su momento, debido a limitaciones de datos, entre otros factores; pero en la actualidad se puede realizar un estudio más completo.

Ninguno de estos estudios realiza un análisis de confiabilidad, como tampoco se dispone de una metodología para registrar la información necesaria para estudios de confiabilidad. Tampoco existen análisis técnicos – económicos sobre la necesidad de realizar inversiones en alimentadores de distribución para mejorar la calidad de servicio.

## 1.2 ALCANCE

Este proyecto de tesis tiene como objetivo realizar un análisis general de la confiabilidad del sistema de distribución de la CENTROSUR, de manera que los resultados obtenidos [4], [8]: *FMIK*, *TTIK*, *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIFI*, *CAIDI*, *ASAI*, *LEI* y *ENS*, se comparen con los especificados en estándares internacionales como el IEEE GOLD BOOK [9], IEEE 1366-2003 [8], entre otros, y a nivel nacional con la Regulación CONELEC 004/01 [6], para determinar las acciones que permitan mejorar la confiabilidad del sistema de distribución.

El análisis está orientado a seleccionar dos alimentadores aéreos representativos del sistema de distribución: uno en la zona urbana y otro en el área rural, con el propósito de generalizar el procedimiento a todos los alimentadores aéreos.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Dentro del análisis de confiabilidad se determinarán los datos requeridos como: tasas de falla, parámetros de las líneas, tiempo de duración de interrupciones, entre otros. No se ha considerado llevar a cabo el estudio en alimentadores subterráneos por estar limitados al Centro Histórico de la ciudad de Cuenca, y además porque sus tasas de interrupciones son bajas.

Asimismo se establecerá una metodología para recopilar la información necesaria para el estudio de confiabilidad, así como realizar un análisis técnico - económico que permita determinar el punto de equilibrio, entre los costos de inversión y los costos de la confiabilidad en los alimentadores seleccionados.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN

Una de las estrategias importantes que debe asegurar el sistema de distribución consiste en el mejoramiento de la calidad del servicio, mediante el control de las interrupciones del suministro que afectan al consumidor final. La calidad del servicio es entendida como uno de los mayores requerimientos de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica y en la comodidad ofrecida al consumidor final [5].

En base a la importancia de los requerimientos de calidad y continuidad de servicio, se ha visto la necesidad de realizar un estudio de confiabilidad del sistema de distribución, concretamente en dos alimentadores aéreos piloto (urbano y rural) de manera que pueda generalizarse el estudio a los alimentadores aéreos; el análisis se realizará aplicando diferentes métodos de estudio [1] - [2], [4], [9] – [12] como frecuencia y duración, Markov, método de cortes, entre otros, utilizando como herramienta de ingeniería el paquete informático CYMDIST desarrollado por CYME.

El análisis técnico-económico, de otra parte busca que las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad no resulten costosas para los consumidores y que la ausencia o poca inversión en confiabilidad justificada en no aumentar los costos para los clientes, implique una disminución de la calidad de servicio [1]. El estudio técnico-económico busca por tanto determinar un punto de equilibrio entre la confiabilidad y las inversiones [2].

### 1.4 OBJETIVOS

#### Objetivos Generales

- Realizar un estudio de confiabilidad de dos alimentadores aéreos representativos de la CENTROSUR: uno ubicado en la zona urbana y otro en el área rural.
- Generalizar este estudio para los demás alimentadores.

#### Objetivos Específicos

- Desarrollar una metodología que permita establecer un adecuado procedimiento para el registro de los datos necesarios para los estudios de confiabilidad.
- Realizar el análisis técnico-económico de los alimentadores seleccionados para encontrar el punto de equilibrio entre la confiabilidad



UNIVERSIDAD DE CUENCA

y las inversiones necesarias para el mejoramiento de la calidad de servicio.

## **1.5 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO**

Esta tesis está dividida en seis capítulos. A continuación se describe brevemente el contenido de cada uno de ellos.

### **Capítulo 1: INTRODUCCIÓN**

Describe de manera general todo el trabajo que se va a realizar, junto con los objetivos, alcance y justificación.

### **Capítulo 2: MÉTODOS DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Explica en qué consisten los diferentes métodos de estudio de la confiabilidad en sistemas de distribución, así como la teoría de confiabilidad y las herramientas matemáticas necesarias. Se explican también los diferentes estudios de confiabilidad que se realizan en un sistema de distribución: estudio histórico y predictivo.

### **Capítulo 3: SELECCIÓN DE ALIMENTADORES, METODOLOGÍA Y ESTUDIO DE CONFIABILIDAD**

En primer lugar, se establecen las razones que predominaron para la selección de determinados alimentadores tomados como referencia. Luego se describe la metodología de recopilación de la información necesaria para el estudio de confiabilidad en sistemas de distribución, especificando los datos necesarios para el estudio de la confiabilidad. Finalmente, se realiza el estudio histórico de confiabilidad aplicando los métodos descritos en el capítulo 2 y el estudio predictivo utilizando el CYMDIST como herramienta de cálculo.

### **Capítulo 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Este capítulo es la cuantificación de los resultados obtenidos del estudio de confiabilidad desarrollado en el capítulo 3 junto con una comparación de los resultados obtenidos con los esperados, que provienen de fuentes de información y normas nacionales como CONELEC 004/01 e internacionales como IEEE 1366-2003, IEEE Gold Book, para determinar soluciones posibles en caso de no cumplir las normas. Generaliza el análisis hacia los demás alimentadores.

### **Capítulo 5: ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO**

Se analizan diferentes alternativas técnicas para el mejoramiento de la calidad del servicio en los alimentadores seleccionados, junto con la inversión necesaria en cada una de ellas, para determinar la mejor opción.

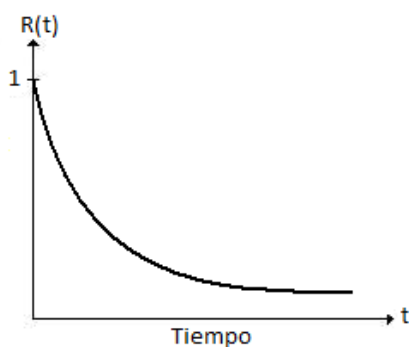
### **Capítulo 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Explica las conclusiones más importantes a las que se ha llegado así como las recomendaciones para la investigación futura de trabajos similares o que tengan relación con el tema de esta tesis.

**2.1 TEORÍA DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN****2.1.1 CONCEPTOS GENERALES**

La confiabilidad  $R(t)$  se define como la probabilidad de que un equipo del sistema de distribución desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñado durante un periodo de tiempo especificado y bajo las condiciones de operación ambientales y de entorno adecuadas; en otras palabras, es la probabilidad de que un equipo o un sistema que se encuentre operando bajo ciertas condiciones, no falle en un determinado lapso de tiempo [1], [2].

En el caso un equipo aislado, ésta función corresponde a una exponencial decreciente, en donde la probabilidad de operar en óptimas condiciones se produce a inicios de su vida útil. A medida que transcurre el tiempo, la probabilidad de que opere correctamente se reduce debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el correcto funcionamiento de éste disminuyen [10].

**Fig. 2.1** Función de Confiabilidad

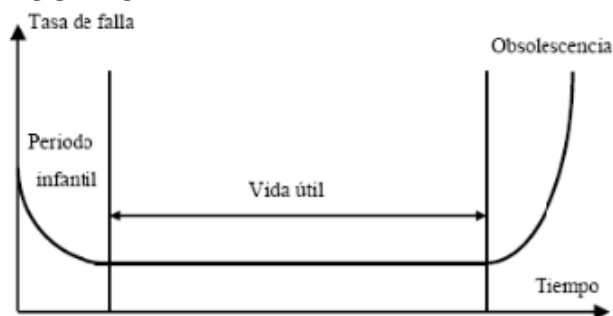
La Fig. 2.1 muestra la función de confiabilidad según la cual la probabilidad de que un equipo opere en óptimas condiciones en el tiempo  $t=0$  es 1, que equivale al 100%, mientras que la probabilidad de que funcione correctamente en el tiempo  $t=\infty$  tiende hacia cero. Por lo tanto, mientras mayor sea el tiempo transcurrido, mayor será la probabilidad de que falle el equipo.

Matemáticamente la función de confiabilidad se calcula a partir de la ecuación (2.1). La función de falla  $Q(t)$  se define como el complemento de la función de confiabilidad y se calcula con la ecuación (2.2) [1] - [4].

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.1)$$

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.2)$$

donde  $\lambda$  es la tasa de falla del equipo analizado, que expresa el número de fallas que se espera que ocurran en el equipo durante un intervalo de tiempo. La tasa de falla de un equipo del sistema de distribución varía a lo largo de la vida del equipo según la Fig.2.2.



**Fig. 2.2** Tasa de falla durante la vida de un equipo del sistema de distribución

Como se observa en la Fig. 2.2, existen tres etapas en las que la tasa de falla de un equipo varía de distinta manera: a) el periodo infantil que corresponde al intervalo de puesta en servicio del equipo, en el que la tasa de falla es decreciente, b) el periodo de vida útil, que es el intervalo durante el cual el equipo está en condiciones de operar normalmente, c) el periodo de obsolescencia corresponde al tiempo en el cual la tasa de falla comienza a incrementarse por envejecimiento del equipo [1] – [4].

La tasa de falla se asume constante solamente durante el periodo de vida útil y sólo durante éste periodo de vida, un equipo puede tener una reducida tasa de falla; por lo tanto, para un equipo que durante un extenso periodo de tiempo  $T$  ha registrado muy pocas fallas o ninguna, se asumirá que se encuentra en su periodo de vida útil [1]. Todo el análisis posterior se enfocará en el periodo de vida útil de los equipos del sistema de distribución.

La forma cómo se presentan fallas en un equipo del sistema de distribución corresponde a un proceso estocástico Poisson de tipo homogéneo, si [11], [13]:

- Solamente puede ocurrir una falla a la vez.
- El número de fallas que ocurren durante un intervalo de tiempo no afecta el número de fallas que se producen durante otro intervalo de tiempo.
- Las fallas son independientes entre sí.
- La tasa de falla  $\lambda$  permanece constante durante el periodo de tiempo analizado.
- Los tiempos de reparación se consideran despreciables.

Sea  $x$  la variable aleatoria que corresponde al número de fallas de un equipo del sistema de distribución en un periodo de tiempo  $t$ ; las fallas ocurren siguiendo un proceso Poisson [2], [3]. Entonces, la probabilidad de que ocurran  $k$  fallas está dada por:

$$P[x = k] = \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t} \quad (2.3)$$

La probabilidad acumulada o probabilidad de que ocurran  $k$  o menos fallas se calcula mediante:



$$P[x \leq k] = \sum_{i=0}^k \frac{(\lambda t)^i}{i!} e^{-\lambda t} \quad (2.4)$$

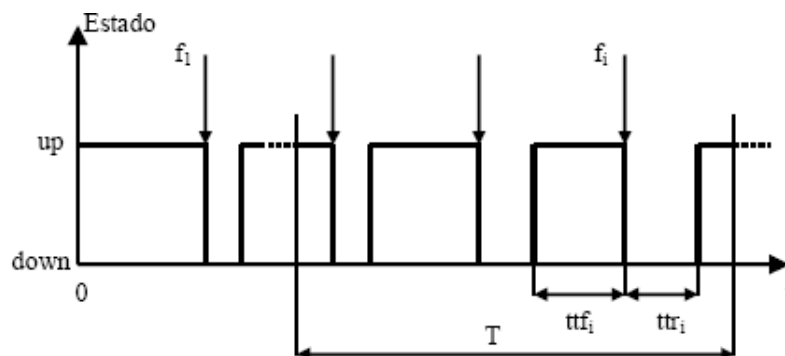
En general, cuando la tasa de falla no es constante, ya que no sigue un proceso Poisson, la confiabilidad y la función de falla pueden calcularse según:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2.5)$$

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2.6)$$

### 2.1.2 ÍNDICES BÁSICOS DE CONFIABILIDAD

Todo elemento reparable está sometido a un proceso renovable de operación y falla. Durante un tiempo suficientemente largo, puede repetirse el ciclo de operación-falla durante varias veces, pero cada vez los tiempos de operación ( $m_i$ ) y de reparación ( $r_i$ ) luego de un fallo serán diferentes [13], por lo que se tendrá un comportamiento similar al descrito en la Fig. 2.3.



**Fig. 2.3** Secuencia de operación de un componente reparable

En la Fig. 2.3, el estado Up representa el estado de operación y el estado Down corresponde al estado de falla. El tiempo de operación de un componente se denota como  $m_i$  o  $ttf_i$  (time to failure) y corresponde al tiempo que tarda en fallar un equipo que se encuentra funcionando correctamente. El tiempo de reparación se denota como  $r_i$  o  $ttr_i$  (time to repair) y se define como el tiempo que tarda en retornar un equipo que se encuentra en estado de falla a su estado normal antes de que esta ocurra. Ambos tiempos son aleatorios e independientes entre sí, al igual que el número de fallas  $n$ . El tiempo inicial  $t=0$  es el tiempo en el que el equipo inicia su período de vida útil. Generalmente, se dispone únicamente de  $n$  datos registrados durante un periodo de tiempo corto, denotado por  $T$ . A partir de estos conceptos, se pueden definir los siguientes índices básicos de confiabilidad:

#### 2.1.2.1 TASA DE FALLA

La tasa de falla ( $\lambda$ ) se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un equipo del sistema de distribución durante un determinado periodo de análisis [2]. Se expresa en fallas/año, por lo que se puede decir que la tasa de



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

falla es el número de fallas que experimentó el equipo durante un año. Se denota con  $\lambda$ .

El inverso de la tasa de falla ( $1/\lambda$ ) se conoce como *MTTF* (*Mean Time To Failure*), el cual representa el promedio entre todos los *tff* del equipo y expresa el tiempo promedio en el que un equipo experimentará una falla [14].

Durante la vida útil de un componente,  $\lambda$  puede estimarse como el valor de fallas promedio, el cual puede obtenerse a partir de un promedio estadístico de los tiempos de operación y de falla. Matemáticamente,  $\lambda$  es el inverso del tiempo medio de operación  $m$  o *MTTF*.

$$\lambda = \frac{n}{\sum_{i=1}^n m_i} = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} = \frac{n}{T - \sum_{i=1}^n r_i} \approx \frac{n}{T} \quad (2.7)$$

El valor de  $m$  es el promedio de todos los tiempos de operación, por lo que es un buen estimador del tiempo medio de operación o tiempo medio hacia la falla *MTTF* (*Mean Time To Failure*). Al ser éste un valor promedio, la tasa de falla estimada también lo es. Por otro lado, la tasa de falla promedio es aproximadamente igual al número de fallas durante el intervalo de tiempo  $T$ , siempre que se considere que la sumatoria de todos los tiempos de reparación durante el intervalo  $T$  es despreciable en comparación con ese intervalo.

Cuando el número de datos de una variable aleatoria  $x$  es muy grande, existe certeza absoluta de que el valor estimado es igual al promedio estadístico, es decir que mientras mayor sea la cantidad disponible de datos, la tasa de falla estimada se aproximará más a la tasa de falla promedio [13].

$$P\left\{\lim_{n \rightarrow \infty} \bar{x} = E(x)\right\} = 1 \quad (2.8)$$

A nivel del sistema de distribución, resulta conveniente manejar además del concepto de falla, el concepto de interrupción. Una interrupción corresponde a una pérdida de servicio de energía eléctrica que puede tener su origen en fallas del sistema de distribución, labores de mantenimiento, ampliaciones de la red, entre otras, por lo que no siempre es producida por una falla en el sistema de distribución. La tasa de interrupción, por tanto, es igual al número de interrupciones que se presentan en el sistema de distribución durante un intervalo de tiempo. Las interrupciones se clasifican en internas y externas; a su vez, las internas se clasifican en programadas (mantenimiento, etc.) y no programadas (producidas por descargas atmosféricas, animales, árboles, viento, etc.).

La tasa de interrupción puede calcularse tanto para interrupciones permanentes como momentáneas. Normalmente, se calcula la tasa de interrupción sólo para las interrupciones permanentes o sostenidas, que según la Regulación 004/01 del CONELEC [6] son aquellas cuya duración es mayor a 3 minutos. Esta Regulación no considera las interrupciones momentáneas, por





UNIVERSIDAD DE CUENCA

lo que el cálculo de la tasa de interrupción se realizará sólo para las interrupciones permanentes.

### 2.1.2.2 TIEMPO DE REPARACIÓN

El tiempo de reparación  $r$  es el tiempo medio que tarda la empresa de distribución para restablecer el servicio eléctrico y regresar el sistema a las mismas condiciones de funcionamiento anteriores a la aparición de la falla; es decir, corresponde al tiempo promedio que tarda la empresa para eliminar la falla, de forma tal que el sistema recupere todas las condiciones de funcionamiento antes de que ésta se produzca [10]. Generalmente se expresa en horas. El tiempo de reparación  $r$  comprende la localización de la falla, la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio.

El tiempo de reparación se conoce también como *MTTR (Mean Time To Repair)*. El inverso del tiempo de reparación ( $1/r$ ) se conoce como tasa de reparación  $\mu$ .

En distribución, es mejor hablar de tiempo de restablecimiento o restauración de servicio antes que de tiempo de reparación, puesto que en el cálculo se consideran las interrupciones de servicio y como se indicó anteriormente, una interrupción no siempre es producida por una falla en el sistema de distribución. Por lo tanto, en adelante cuando se trate acerca del tiempo de reparación, en realidad se estará refiriendo a tiempo de restauración del servicio.

### 2.1.2.3 TIEMPO ANUAL DE DESCONEJÓN ESPERADO

El tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada ( $U$ ), se define como el número total de horas promedio por año durante las cuales no será posible proporcionar el servicio de energía eléctrica en un equipo del sistema de distribución [3]. Matemáticamente, se obtiene de la multiplicación de la tasa de falla del equipo por el tiempo de reparación del mismo.

$$U = \lambda \times r \quad (2.9)$$

También se puede definir la indisponibilidad forzada como la fracción de tiempo que el equipo permaneció en el estado de falla, por lo que puede calcularse también a partir de los conceptos de *MTTF* y *MTTR* mediante

$$U = \frac{r}{T} = \frac{r}{m+r} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.10)$$

El complemento de  $U$  se conoce como **disponibilidad forzada** ( $A$ ) y se define como la fracción de tiempo que el elemento estuvo en operación durante un intervalo de tiempo. Se calcula a partir de

$$A = 1 - U = \frac{m}{T} = \frac{m}{m+r} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.11)$$

La disponibilidad y la indisponibilidad en un tiempo dado  $t$  pueden calcularse también según



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$P(O,t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda P(O,0) - \mu P(F,0)}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.12)$$

$$P(F,t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda P(O,0) - \mu P(F,0)}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2.13)$$

donde

$\lambda$ : Tasa de falla.

$\mu$ : Tasa de reparación.

$P(O,0)$ : Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo  $t = 0$ .

$P(F,0)$ : Probabilidad de que el elemento se encuentre en estado de falla en el tiempo  $t = 0$ .

$P(O,t)$ : Probabilidad de que el elemento se encuentre en operación en el tiempo  $t$ . Representa la disponibilidad del elemento en el instante  $t$ .

$P(F,t)$ : Probabilidad de que el elemento se encuentre en estado de falla en el tiempo  $t$ . Representa la indisponibilidad del elemento en el instante  $t$ .

### 2.1.3 ÍNDICES ORIENTADOS AL CONSUMIDOR

En base a los tres índices básicos, se pueden definir otros índices, los cuales se centran en el número de consumidores que quedaron sin servicio cuando se presentó una interrupción en el sistema de distribución así como la duración de las mismas [8]. Se conocen como **índices medios por consumidor** y se indican a continuación:

#### 2.1.3.1 ÍNDICES DE INTERRUPCIONES SOSTENIDAS

Estos índices se aplican en interrupciones sostenidas, es decir, las que duran más de 3 minutos [6].

**FIG:** Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (**SAIFI** *System Average Interruption Frequency Index*). Indica el número medio de interrupciones por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en 1/año.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.14)$$

Los consumidores afectados son aquellos que tuvieron alguna interrupción en el servicio y los consumidores servidos son todos los consumidores dentro del sistema de distribución.

**FIU:** Frecuencia de Interrupción Media por Usuario Afectado (**CAIFI** *Customer Average Interruption Fall Index*). Se define como el número medio de interrupciones por consumidor afectado. Se mide en 1/año.

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\text{Total de consumidores afectados}} \quad (2.15)$$

**DMIS:** Duración Media de Interrupción del Sistema (**SAIDI** *System Average Interruption Duration Index*). Representa la duración promedio de cada interrupción por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en hora/año.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupc. de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.16)$$

**DIE:** Duración Media de la Interrupción Equivalente (**CAIDI** *Customer Average Interruption Duration Index*). Corresponde a la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado. Se mide en hora/año.

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.17)$$

**CTAIDI** (*Customer Total Average Interruption Duration Index*): Este índice representa el tiempo total promedio en el que los consumidores experimentaron una interrupción. Se obtiene de manera similar al *CAIDI* excepto que los consumidores que experimentaron múltiples interrupciones se cuentan una sola vez. Se mide en hora/año.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupc. de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores afectados}} = \frac{\sum U_i N_i}{CA} \quad (2.18)$$

**DMS:** Disponibilidad media del Servicio (**ASAI** *Average Service Availability Index*). También se llama **IOR** (*Index of Reliability*). Este índice provee información similar al SAIDI e indica el porcentaje. Es adimensional y se expresa en p.u. o como porcentaje.

$$ASAI = \frac{\sum (N_i \times 8760) - \sum U_i N_i}{\sum (N_i \times 8760)} \quad (2.19)$$

**IMS:** Indisponibilidad media del servicio (**ASUI** *Average Service Unavailability*). Es adimensional y se expresa ya sea en p.u. o como porcentaje.

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (2.20)$$

**FAI<sub>c</sub>:** Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores. Representa el número de interrupciones  $N_c$ , con duración mayor a tres minutos, que han afectado al Consumidor  $c$ , durante el periodo de análisis.

$$FAI_c = N_c \quad (2.21)$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**DAI<sub>c</sub>**: Duración de las Interrupciones por Consumidor. Se define como la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de energía eléctrica al Consumidor  $c$ , durante el periodo de control. Se mide en horas.

$$DAI_c = \sum_i K_i \times di_c \quad (2.22)$$

donde

$di_c$ : Duración individual de la interrupción  $i$  del Consumidor  $c$  en horas

$K_i$ : Factor de ponderación de las interrupciones

$K_i = 1.0$  para interrupciones no programadas.

$K_i = 0.5$  para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

**CEMI<sub>n</sub>** (*Customers experiencing multiple interruptions*): Representa la relación entre el número de consumidores que experimentan  $n$  o más ( $k$ ) interrupciones sostenidas durante un año y el número de consumidores servidos. Se mide en 1/año aunque puede expresarse también como un porcentaje de clientes con  $n$  o más interrupciones por año excluyendo eventos mayores (tormentas, desastres naturales, etc.).

$$CEMI_n = \frac{(Total\ de\ consumidores\ afectados)_{k>n}}{\sum N_i} \quad (2.23)$$

**CELID** (*Customers experiencing longest interruption duration*): Indica un porcentaje de consumidores con duración de interrupción sostenida de  $m$  horas o más ( $l$ ), excluyendo los eventos mayores (tormentas, desastres naturales, etc.).

$$CELID_m = \frac{(Total\ de\ consumidores\ afectados)_{l>m}}{\sum N_i} \quad (2.24)$$

**LEI** (*Índice de exposición de la carga*): A nivel de los equipos de protección, representa el producto del número de consumidores que serán interrumpidos cuando el equipo de protección actúa multiplicado por la longitud del circuito, desde el equipo hasta el próximo equipo situado aguas abajo. Puede calcularse para cada equipo de protección y a nivel del alimentador. El **LEI** para un alimentador, es la sumatoria de los índices de exposición a la carga de todos los equipos del alimentador. Se mide en consumidores\*km.

$$LEI_{equipo} = Longitud_{zona} \times Consumidores_{zona} \quad (2.25)$$

$$LEI_{alimentador} = \sum_{zona} LEI_{zona} \quad (2.26)$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

### 2.1.3.2 ÍNDICES DE INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS

Estos índices se aplican en interrupciones momentáneas, es decir, las que duran 3 minutos o menos [6], [8].

**MAIFI** (*Momentary average interruption frequency index*): Indica la frecuencia promedio de las interrupciones momentáneas. Se mide en 1/año.

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados por interrupc. momentáneas}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.27)$$

**MAIFI<sub>E</sub>** (*Momentary average interruption event frequency index*): Indica la frecuencia promedio de los eventos en que ocurren interrupciones momentáneas. No incluye eventos que preceden inmediatamente al bloqueo de un equipo de protección. Se mide en 1/año.

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Consumidores afectados por eventos de interrupc. momentáneas}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.28)$$

### 2.1.4 ÍNDICES ORIENTADOS A LA POTENCIA Y ENERGÍA

Los índices que se indican a continuación se utilizan para mostrar todos los parámetros correspondientes a la potencia y a la energía involucrados en cada interrupción [6], [8].

**C<sub>m</sub>**: Carga media en cada punto de carga. Se obtiene al dividir la energía total en kWh para un intervalo de tiempo  $t$ . Puede calcularse también multiplicando el factor de carga  $f_c$  por la demanda máxima  $D_{máx}$ . Se mide en kW.

$$C_m = \frac{\text{Energía Total}}{\text{tiempo}} = f_c \times D_{máx} \quad (2.29)$$

**ENS** (*Energy Not Supplied*): Energía No Suministrada. Indica la cantidad de energía en kWh que quedó fuera de servicio debido a las interrupciones. Se mide en kWh/año.

$$ENS = \sum C_m \times U_i \quad (2.30)$$

**ENSM**: Energía Media No Suministrada por Usuario (**ACCI** *Average Customer Curtailment Index*). También se denomina **AENS** (*Average Energy Not Supplied*). Matemáticamente es el valor de ENS dividido para el total de consumidores. Se mide en kWh/año.

$$ENSM = \frac{\sum C_m \times U_i}{N_i} \quad (2.31)$$

**ATPII**: Tiempo promedio hasta restaurar la energía.

**CMPII**: Minutos promedio por consumidor por interrupción.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

L: Potencia Media Interrumpida (kW/año).

**FMIK:** Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (**ASIFI** *Average system interruption frequency index*). Representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio en un periodo determinado. También se denomina **NIEPI** (Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada) y se expresa en interrupciones/año.

$$FMIK = \frac{\sum kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad (2.32)$$

donde

$kVAfs_i$ : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante cada una de las interrupciones  $i$ .

$kVA_{inst}$ : Cantidad de kVA nominales instalados.

**TTIK:** Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (**ASIDI** *Average system interruption duration index*). Representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio en un período determinado. También se denomina **TIEPI** (Tiempo de Interrupción Equivalente de Potencia Instalada) y se mide en horas/año.

$$TTIK = \frac{\sum kVAfs_i \times Tfs_i}{kVA_{inst}} \quad (2.33)$$

donde

$kVAfs_i$ : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante cada una de las interrupciones  $i$ .

$kVA_{inst}$ : Cantidad de kVA nominales instalados.

$Tfs_i$ : Tiempo fuera de servicio, para la interrupción  $i$ .

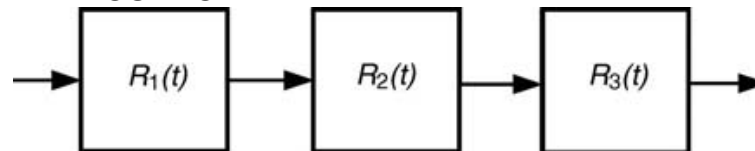
## 2.1.5 CONFIGURACIONES BÁSICAS DE CONFIABILIDAD

El sistema de distribución se compone de equipos o subsistemas, que se relacionan entre sí a través de configuraciones de confiabilidad en serie o en paralelo o en combinaciones de ambas [11].

### 2.1.5.1 SISTEMA EN SERIE

Desde el punto de vista de la confiabilidad, el sistema en serie es aquel en el cual se requiere que todos los elementos que lo constituyen operen simultáneamente para el que el sistema funcione correctamente [1]. Otra forma de definir a esta configuración es que es aquella en la cual una falla en cualquiera de los componentes del sistema produce la falla de todo el sistema. Un sistema en serie es no redundante y se caracteriza porque la confiabilidad disminuye a medida que se incrementa el número de elementos en serie [2].

Cada componente en el sistema tiene su propia tasa de falla  $\lambda$  y confiabilidad  $R(t)$ . La tasa de falla y la confiabilidad del sistema dependen de los componentes individuales.



**Fig. 2.4** Secuencia de operación de un componente reparable

La probabilidad de operación o la función de confiabilidad del sistema se define por

$$R_s(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times R_3(t) \times \dots \times R_n(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.34)$$

Si los elementos del sistema se encuentran en su periodo de vida útil y siguen un proceso Poisson de manera que la tasa de falla de cada uno es constante entonces se tiene que:

$$R_s(t) = e^{-\lambda_1 t} e^{-\lambda_2 t} e^{-\lambda_3 t} \dots e^{-\lambda_n t} = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} \quad (2.35)$$

La tasa de falla del sistema en serie cuando la tasa de falla de cada elemento es constante se calcula mediante:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.36)$$

La probabilidad de falla del sistema es:

$$Q_s(t) = 1 - R_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.37)$$

El tiempo de reparación del sistema en serie se calcula mediante

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (2.38)$$

La indisponibilidad se obtiene mediante

$$U_s = 1 - A_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (2.39)$$

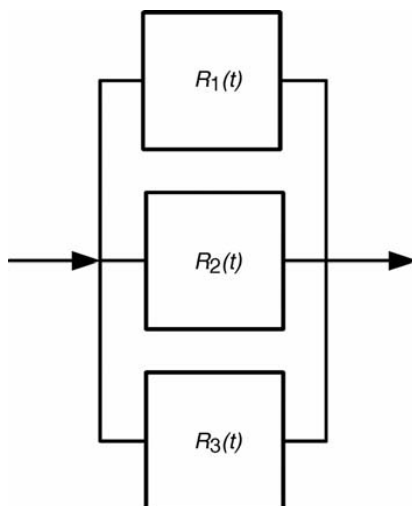
### 2.1.5.2 SISTEMA EN PARALELO

En el sistema en paralelo, a diferencia del sistema en serie, se requiere que un solo elemento se encuentre en operación para el que el sistema funcione correctamente [1]. Para que falle todo el sistema, deben fallar simultáneamente todos los elementos del sistema [2]. Un sistema en paralelo por lo tanto es

UNIVERSIDAD DE CUENCA

redundante y se caracteriza porque la confiabilidad aumenta a medida que se incrementa el número de elementos en paralelo.

Cada componente en el sistema tiene su propia tasa de falla  $\lambda$  y confiabilidad  $R(t)$ . La tasa de falla y la confiabilidad del sistema dependen de los componentes individuales.



**Fig. 2.5** Sistema de tres elementos en paralelo

La probabilidad de falla del sistema se define por

$$Q_p(t) = Q_1(t) \times Q_2(t) \times Q_3(t) \times \dots \times Q_n(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (2.40)$$

La tasa de falla del sistema en paralelo puede aproximarse mediante

$$\lambda_p \approx (\lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 \dots \lambda_n) \times (r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n) = \left( \prod_{i=1}^n \lambda_i \right) \times \left( \sum_{i=1}^n r_i \right) \quad (2.41)$$

El tiempo de reparación del sistema se calcula mediante

$$r_p = \frac{\prod_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n r_i} \quad (2.42)$$

La indisponibilidad se obtiene mediante

$$U_p = \lambda_p r_p \approx \prod_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (2.43)$$

La probabilidad de operación se calcula por medio de





$$R_p(t) = 1 - Q_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (2.44)$$

## 2.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Todos los estudios de confiabilidad requieren modelos probabilísticos de los componentes que conforman el sistema. Los modelos más utilizados para estos componentes son: Método de frecuencia y duración, distribuciones de probabilidad (Exponencial, Weibull, Normal, etc.) y procesos estocásticos (Markov, Poisson) [10].

Los métodos para evaluar la confiabilidad pueden clasificarse como analíticos y de simulación [11]. Los métodos analíticos son: Procesos de Markov, Método de Frecuencia y Duración, Modelos de reducción de redes. Los de simulación utilizan métodos numéricos para el cálculo de la confiabilidad; el más utilizado es la Simulación de Monte Carlo.

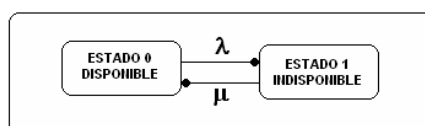
Estos modelos se construyen en base a los datos de los eventos de falla: Número de fallas en un determinado intervalo de tiempo, tiempo de ocurrencia de cada falla y tiempo de reparación.

Los intervalos de confianza de los parámetros que definen estos modelos varían en forma inversa con la cantidad de datos utilizados en su cálculo, lo que significa que es muy importante contar con suficientes datos para reducir los intervalos de confianza a un nivel aceptable.

### 2.2.1 MÉTODO DE MARKOV

El método de Markov se utiliza para describir sistemas con elementos que pueden encontrarse en un número finito de estados pero que además funcionen en un espacio continuo en el tiempo; es decir, si un elemento falla y es reemplazado o reparado, se restablece la condición de operación normal del sistema.

Para un sistema formado de un solo elemento, se puede suponer la existencia de dos estados: operación o disponible e indisponible o falla, como se puede apreciar en la Fig. 2.6. Entre estos estados del sistema, se definen las diferentes tasas de transición de uno a otro: la tasa de falla ( $\lambda$ ) y la tasa de reparación ( $\mu$ ).



**Fig. 2.6** Estados de un componente del sistema de Distribución

Adicionalmente, si las tasas de transición de los diferentes estados son constantes en el tiempo, este proceso se conocerá como el proceso estático de Markov. Por lo anterior, la probabilidad que de un estado pase al otro es independiente del tiempo que éste se encuentre en el otro estado. Lo anterior se aplica a los sistemas de distribución, donde normalmente se encuentran en el estado disponible o vida útil, donde la tasa de falla es constante, después de haber pasado el periodo infantil, donde la tasa de falla es mayor e igual que al



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

final de la vida del sistema, periodo denominado normalmente como periodo de envejecimiento u obsolescencia, como se puede observar en la Fig. 2.2.

El modelo de estados, como también se conoce al método de Markov, considera a cada elemento en dos estados: Disponible (*Up*) e Indisponible (*Down*). Los pasos a seguir en este método [3] son los siguientes:

1. **Enumeración de los estados del sistema:** Se determina a partir de las combinaciones de los estados individuales.
2. **Determinación de las velocidades de transición:** Se determinan  $\lambda$  y  $\mu$ .
3. **Determinación de las probabilidades de estado:** Se aplica la regla del producto de probabilidades individuales.
4. **Determinación de la confiabilidad:** Depende si los componentes están en serie, paralelo o alguna combinación de ellos; adicionalmente se debe definir los estados de éxito y de falla del sistema. Si los componentes no se pueden reducir a serie o paralelo, hay que aplicar los métodos de reducción de redes.

### EJEMPLO 1:

Se tiene un sistema de dos elementos en serie tal que  $\lambda_1 = 0.05$ ,  $\lambda_2 = 0.01$ ,  $\mu_1 = 0.5$ ,  $\mu_2 = 0.2$ .

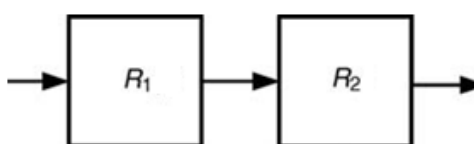


Fig. 2.7 Sistema de dos elementos en serie

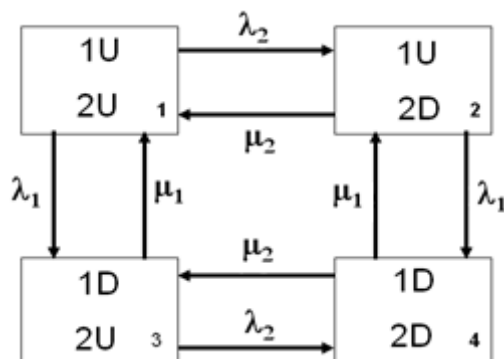
La enumeración de los estados es:

Tabla 2.1 Estados del sistema del ejemplo 1

Nro.Estado	Elemento 1	Elemento 2
1	<i>U</i>	<i>U</i>
2	<i>U</i>	<i>D</i>
3	<i>D</i>	<i>U</i>
4	<i>D</i>	<i>D</i>

Donde *U* representa el estado *Up* (operación) y *D* el estado *Down* (falla).

La determinación de las velocidades de transición es la siguiente:



**Fig. 2.8** Velocidades de transición del ejemplo 1

A continuación se determinarán las probabilidades de estado a partir del cálculo de la disponibilidad e indisponibilidad:

**Tabla 2.2** Probabilidades de estado del sistema del ejemplo 1

Estado	Probabilidad
1	$A_1A_2$
2	$A_1U_2$
3	$U_1A_2$
4	$U_1U_2$

$$A_1A_2 = \frac{\mu_1\mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{0.5 \times 0.2}{(0.05 + 0.5)(0.01 + 0.2)} = 0.866$$

$$U_1A_2 = \frac{\lambda_1\mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{0.05 \times 0.2}{(0.05 + 0.5)(0.01 + 0.2)} = 0.043$$

$$A_1U_2 = \frac{\mu_1\lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{0.5 \times 0.01}{(0.05 + 0.5)(0.01 + 0.2)} = 0.087$$

$$U_1U_2 = \frac{\lambda_1\lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{0.05 \times 0.01}{(0.05 + 0.5)(0.01 + 0.2)} = 0.004$$

Como el sistema está en serie, para que el sistema se encuentre en el estado de éxito (operación), todos los elementos del sistema deben estar en estado de éxito ( $Up$ ), por lo tanto:

$$A_s = A_1A_2 = 0.866$$

El cálculo de la indisponibilidad es:

$$U_s = 1 - A_s = 1 - 0.866 = 0.134$$

Para que el sistema en serie falle, basta con que falle un elemento, por lo que la indisponibilidad también puede calcularse mediante

$$U_s = U_1A_2 + A_1U_2 + U_1U_2 = 0.043 + 0.087 + 0.004 = 0.134$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Por lo tanto, el sistema se encontrará disponible y en operación 86.6% del tiempo total en un año, esto es 316 días.

### 2.2.2 TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN

El método anterior permite determinar las probabilidades de los estados, así como la disponibilidad e indisponibilidad del sistema. El método de frecuencia y duración permite evaluar la frecuencia de encontrar cada estado y la duración media de encontrarse en cada estado [2].

Considerando un sistema con un solo elemento, que tiene dos estados la frecuencia  $f$  del estado está dada por,

$$f = \frac{1}{T} = A \times \lambda = \frac{A}{m} = U \times \mu = \frac{U}{r} \quad (2.45)$$

donde

$A$ : Disponibilidad o probabilidad de operación.

$\lambda$ : Tasa de falla.

$U$ : Indisponibilidad o probabilidad de falla.

$\mu$ : Tasa de reparación.

$m$ : Tiempo medio de falla ( $MTTF$ ).

$r$ : Tiempo medio de reparación ( $MTTR$ ).

De lo anterior se deduce que la frecuencia de un estado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado así como por la tasa de transición o salida de dicho estado.

La duración media de cada uno de los estados se puede deducir como la relación entre la probabilidad de encontrarse en un estado y la frecuencia del estado.

$$m = \frac{A}{f} \quad (2.46)$$

$$r = \frac{U}{f} \quad (2.47)$$

#### EJEMPLO 2:

Se va a resolver el mismo problema del ejemplo 1 pero aplicando la técnica de frecuencia y duración.

Se utilizarán los resultados del ejemplo 1 para calcular la frecuencia de los estados de operación y de falla, así como  $MTTF(m)$  y  $MTTR(r)$ .

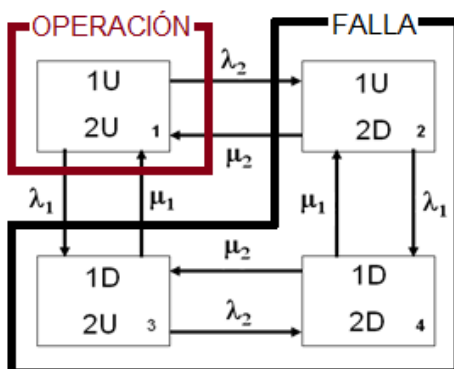


Fig. 2.9 Estados de éxito y de falla del ejemplo 2

La frecuencia de encontrarse en el caso de éxito (operación) se obtiene multiplicando la probabilidad de éxito por la tasa de salida de este estado; en este caso se tienen dos tasas de salida desde el estado de éxito:  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$  por lo que la frecuencia de encontrarse en este estado será:

$$f_A = A_s \times (\lambda_1 + \lambda_2)$$

$$f_A = 0.866(0.05 + 0.01)$$

$$f_A = 0.052$$

Puesto que la frecuencia es la misma para los estados de éxito y de falla entonces:

$$f_U = f_A = 0.052$$

Finalmente, se calculan *MTTF* y *MTTR*:

$$MTTF = m = \frac{A_s}{f_A} = \frac{0.866}{0.052} = 16.654 \text{ días}$$

$$MTTR = r = \frac{U_s}{f_U} = \frac{0.134}{0.052} = 2.577 \text{ días}$$

### 2.2.3 MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE REDES

Muchos sistemas pueden representarse mediante redes. Los elementos que conforman cada una de estas redes están conectados en serie, paralelo, mallados o en alguna combinación de estas configuraciones. No obstante, el sistema y su modelo de confiabilidad no necesariamente tienen la misma topología [1].

Los métodos de reducción de redes se utilizan para transformar un sistema complejo en un sistema equivalente simple, de tal manera que se puedan determinar los índices de confiabilidad a partir de este sistema equivalente [12].

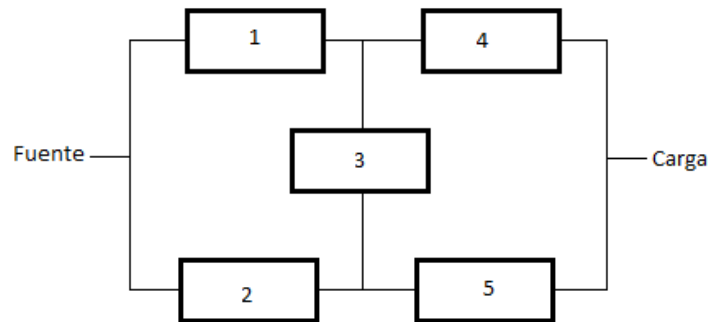


Fig. 2.10 Sistema de confiabilidad complejo

### 2.2.3.1 ÁRBOL DE EVENTOS

Esta técnica utiliza una metodología de enumeración de estados y es eficiente desde el punto de vista computacional siempre y cuando el número de elementos sea pequeño (5 elementos o menos). El procedimiento consiste en ir formando una estructura considerando todas las posibles combinaciones de eventos, es decir, se analiza lo que ocurre con el sistema cuando falla u opera cada uno de los elementos [1]. Se comienza con el primer elemento (operación y falla), luego se incluye el segundo elemento y se analizan cuatro posibilidades: los dos elementos se encuentran en operación, el primero opera y el segundo está en falla, el primero falla y el segundo falla y finalmente se analiza que sucede con el sistema cuando los dos elementos fallan. En caso de que haya la pérdida de servicio en algún punto de carga se considera como probabilidad de falla  $Q$  y en caso de que no haya ninguna pérdida de servicio se considera como función de confiabilidad  $R$ . Se prosigue de la misma manera hasta que termine el análisis con todos los elementos del sistema. La confiabilidad del sistema es la suma de la confiabilidad de todos los caminos analizados en los que no hay pérdida de servicio.

#### Ejemplo 3:

Se resolverá el sistema de la Fig. 2.10 aplicando éste método.

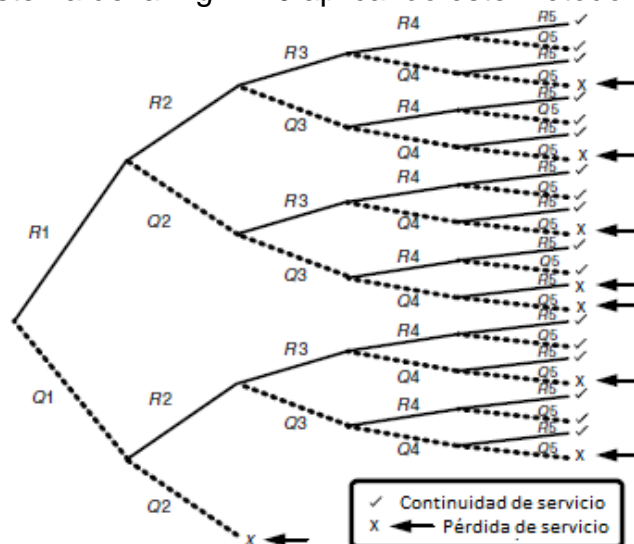


Fig. 2.11 Árbol de eventos para la enumeración de estados de la Fig. 2.10

Para simplificar los cálculos, se asumirá que la confiabilidad de cada elemento es 0.9, por lo que  $R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = R_5 = R$  y  $Q = 1 - R$ . La confiabilidad del



UNIVERSIDAD DE CUENCA

sistema será la suma de todos los caminos en los que hay continuidad de servicio:

$$R_S = R^5 + 5R^4Q^1 + 8R^3Q^2 + 2R^2Q^3 = 2R^2 + 2R^3 - 5R^4 + 2R^5$$

$$R_S = 0.97848$$

### 2.2.3.2 DESCOMPOSICIÓN DE REDES POR PROBABILIDADES CONDICIONALES

Esta técnica se basa en el concepto de probabilidad condicional [12].

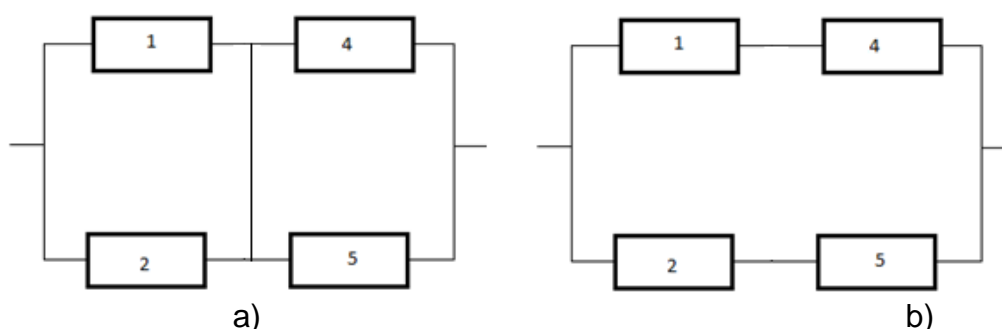
$$P(A) = P(B)P(A/B) + P(\bar{B})P(A/\bar{B}) \quad (2.48)$$

donde  $A$  puede interpretarse como el sistema completo mientras que  $B$  es el elemento que se va analizar.

#### EJEMPLO 4:

Se resolverá el sistema de la Fig. 2.10 mediante esta técnica. Se asumirá que la confiabilidad de cada elemento del sistema es 0.9.

El elemento que va a analizarse es el 3; por lo tanto el primer paso consiste en dibujar nuevamente el diagrama de la Fig. 2.10 pero considerando estados de operación y falla del elemento 3.



**Fig. 2.12** Descomposición del sistema de la Fig. 2.10 cuando a) opera el elemento 3 y b) falla el elemento 3

La confiabilidad del sistema se obtiene mediante

$$R_T = R_3 R_T(\text{cuando opera } 3) + Q_3 R_T(\text{cuando falla } 3)$$

Entonces el problema se reduce a calcular  $R_T$  (cuando opera 3) y  $R_T$  (cuando falla 3).

Para calcular  $R_T$  (cuando opera 3) hay que utilizar la Fig. 2.12 a); este sistema es una red en paralelo – serie cuya solución es:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$Q_{12} = Q_1 Q_2 = (1 - R_1)(1 - R_2) = (1 - 0.9)^2 = 0.01$$

$$Q_{45} = Q_4 Q_5 = (1 - R_4)(1 - R_5) = (1 - 0.9)^2 = 0.01$$

$$Q_{1245} = R_{12} R_{45} = (1 - Q_{12})(1 - Q_{45}) = 0.9801$$

$$R_T(\text{cuando opera 3}) = R_{1245} = 0.9801$$

Para calcular  $R_T$  (cuando falla 3) hay que utilizar la Fig. 2.13 b); este sistema es una red en serie -paralelo cuya solución es:

$$R_{12} = R_1 R_2 = 0.9^2 = 0.81$$

$$R_{45} = R_4 R_5 = 0.9^2 = 0.81$$

$$R_{1245} = 1 - Q_{1245} = 0.9639$$

$$R_T(\text{cuando falla 3}) = R_{1245} = 0.9639$$

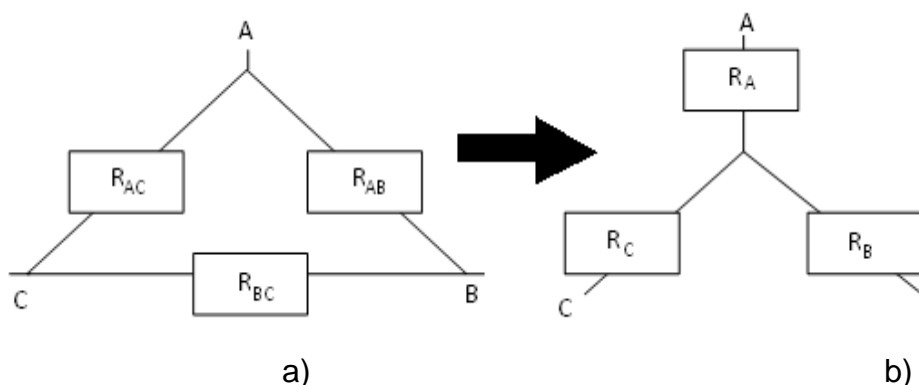
Finalmente se calcula la confiabilidad del sistema

$$R_T = R_3 R_T(\text{cuando opera 3}) + Q_3 R_T(\text{cuando falla 3})$$

$$R_T = 0.9 \times 0.9801 + (1 - 0.9) \times 0.9639 = 0.97848$$

### 2.2.3.3 TRANSFORMACIÓN DELTA - ESTRELLA

Consiste en transformar una configuración en delta a estrella o viceversa con el objetivo de simplificar la configuración y obtener un sistema en serie o en paralelo [12]. El concepto es similar al utilizado en el análisis de circuitos eléctricos, aunque las ecuaciones son diferentes.



**Fig. 2.13** Configuraciones de confiabilidad a) delta y b) estrella

A continuación se muestran las ecuaciones para transformar de una configuración en triángulo a una en estrella.

$$R_A = \sqrt{\frac{[1 - (1 - R_{AC})(1 - R_{CB}R_{AB})][1 - (1 - R_{CB})(1 - R_{AC}R_{AB})]}{[1 - (1 - R_{AB})(1 - R_{AC}R_{CB})]}} \quad (2.49)$$

$$R_B = \sqrt{\frac{[1 - (1 - R_{AB})(1 - R_{AC}R_{CB})][1 - (1 - R_{CB})(1 - R_{AC}R_{AB})]}{[1 - (1 - R_{AC})(1 - R_{CB}R_{AB})]}} \quad (2.50)$$





$$R_C = \sqrt{\frac{[1 - (1 - R_{AC})(1 - R_{CB}R_{AB})][1 - (1 - R_{AB})(1 - R_{AC}R_{CB})]}{[1 - (1 - R_{CB})(1 - R_{AC}R_{AB})]}} \quad (2.51)$$

### 2.2.3.4 MÉTODO DE CAMINOS MÍNIMOS (TIE SET)

Esta técnica de resolución se basa en el concepto de caminos. Un camino  $V$  se define como un conjunto de elementos de un sistema cuya operación garantiza la operación del sistema [11]. Por otro lado el camino mínimo  $T$  es un camino tal que si se elimina alguno de sus elementos implica que deja de ser un camino [1]. Todos los elementos del camino mínimo se consideran en serie.

#### EJEMPLO 5:

Se resolverá el sistema de la Fig. 2.10 mediante este método. Se asumirá que la confiabilidad de cada elemento es 0.9.

Como se indicó anteriormente, los caminos mínimos unen la fuente con la carga y si se quita uno de los elementos del camino, se pierde la conexión entre la fuente y la carga, por lo que deja de ser un camino. Por lo tanto, en la Fig. 2.10 hay 4 caminos mínimos:

$$\begin{aligned} T_1 &= [1,4] & T_3 &= [1,3,5] \\ T_2 &= [2,5] & T_4 &= [2,3,4] \end{aligned}$$

El cálculo de la confiabilidad requiere un número de términos que es igual a  $2^N - 1$  donde  $N$  es el número de caminos mínimos. En este caso, se requieren 15 términos que son la combinación entre las probabilidades de los caminos mínimos y se obtienen de la siguiente manera:

$$R_S = R(T_i) - R(T_i \cap T_j) + R(T_i \cap T_j \cap T_k) - R(T_i \cap T_j \cap T_k \cap T_l)$$

$$R(T_i) = R(T_1) + R(T_2) + R(T_3) + R(T_4)$$

$$R(T_1) = R_1 \times R_4 = R^2$$

$$R(T_2) = R_2 \times R_5 = R^2$$

$$R(T_3) = R_1 \times R_3 \times R_5 = R^3$$

$$R(T_4) = R_2 \times R_3 \times R_4 = R^3$$

$$\therefore R(T_i) = 2R^2 + 2R^3$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$R(T_i \cap T_j) = R(T_1 \cap T_2) + R(T_1 \cap T_3) + R(T_1 \cap T_4) + R(T_2 \cap T_3) + R(T_2 \cap T_4) + R(T_3 \cap T_4)$$

$$R(T_1 \cap T_2) = R_1 \times R_2 \times R_4 \times R_5 = R^4$$

$$R(T_1 \cap T_3) = R_1 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^4$$

$$R(T_1 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 = R^4$$

$$R(T_2 \cap T_3) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_5 = R^4$$

$$R(T_2 \cap T_4) = R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^4$$

$$R(T_3 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

$$\therefore R(T_i \cap T_j) = 5R^4 + R^5$$

$$R(T_i \cap T_j \cap T_k) = R(T_1 \cap T_2 \cap T_3) + R(T_1 \cap T_2 \cap T_4) + R(T_1 \cap T_3 \cap T_4) + R(T_2 \cap T_3 \cap T_4)$$

$$R(T_1 \cap T_2 \cap T_3) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

$$R(T_1 \cap T_2 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

$$R(T_1 \cap T_3 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

$$R(T_2 \cap T_3 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

$$\therefore R(T_i \cap T_j \cap T_k) = 4R^5$$

$$R(T_i \cap T_j \cap T_k \cap T_l) = R(T_1 \cap T_2 \cap T_3 \cap T_4) = R_1 \times R_2 \times R_3 \times R_4 \times R_5 = R^5$$

Finalmente, la confiabilidad es

$$R_S = R(T_i) - R(T_i \cap T_j) + R(T_i \cap T_j \cap T_k) - R(T_i \cap T_j \cap T_k \cap T_l)$$

$$R_S = 2R^2 + 2R^3 - 5R^4 - R^5 + 4R^5 - R^5$$

$$R_S = 2(0.9)^2 + 2(0.9)^3 - 5(0.9)^4 + 2(0.9)^5$$

$$R_S = 0.97848$$

### 2.2.3.5 MÉTODO DE CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE (CUT SET)

Un conjunto de corte  $K$  (cut set), se define como un conjunto de elementos tal que si alguno de ellos presenta una falla, se produce una falla en el sistema independientemente del estado que presenten los demás elementos del sistema. Un conjunto de cortes mínimo  $C$  es aquel en el que la eliminación de cualquiera de sus elementos implica que deja de ser un conjunto de corte [1]; esto significa que todos los elementos de un conjunto mínimo de corte deben fallar para que se produzca una falla en el sistema [11]. La probabilidad que varios componentes fallen a la vez es mínima, por lo tanto se supone que la interrupción es provocada por la falla de un solo componente; en otras palabras, que el conjunto mínimo de corte es de orden 1 [12].

La probabilidad de falla  $Q_S$  del sistema se calcula como la probabilidad que resulta de la unión de todos los conjuntos mínimos de corte. No es apropiado calcular directamente  $R_S$ .



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**EJEMPLO 6:**

Se resolverá el sistema de la Fig. 2.10 mediante este método. Se asumirá que la confiabilidad de cada elemento es 0.9.

En la Fig. 2.10 hay 4 caminos mínimos:

$$\begin{aligned} C_1 &= [1,2] & C_3 &= [1,3,5] \\ C_2 &= [4,5] & C_4 &= [2,3,4] \end{aligned}$$

El cálculo de la función de falla requiere un número de términos que es igual a  $2^N - 1$  donde  $N$  es el número de conjuntos mínimos de corte. En este caso, se requieren 15 términos que son la combinación entre las probabilidades de los conjuntos mínimos de corte y se obtienen de la siguiente manera:

$$Q_S = Q(C_i) - Q(C_i \cap C_j) + Q(C_i \cap C_j \cap C_k) - Q(C_i \cap C_j \cap C_k \cap C_l)$$

$$Q(C_i) = Q(C_1) + Q(C_2) + Q(C_3) + Q(C_4)$$

$$Q(C_1) = Q_1 \times Q_2 = Q^2$$

$$Q(C_2) = Q_4 \times Q_5 = Q^2$$

$$Q(C_3) = Q_1 \times Q_3 \times Q_5 = Q^3$$

$$Q(C_4) = Q_2 \times Q_3 \times Q_4 = Q^3$$

$$\therefore Q(C_i) = 2Q^2 + 2Q^3$$

$$Q(C_i \cap C_j) = Q(C_1 \cap C_2) + Q(C_1 \cap C_3) + Q(C_1 \cap C_4) + Q(C_2 \cap C_3) + Q(C_2 \cap C_4) + Q(C_3 \cap C_4)$$

$$Q(C_1 \cap C_2) = Q_1 \times Q_2 \times Q_4 \times Q_5 = Q^4$$

$$Q(C_1 \cap C_3) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_5 = Q^4$$

$$Q(C_1 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 = Q^4$$

$$Q(C_2 \cap C_3) = Q_1 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^4$$

$$Q(C_2 \cap C_4) = Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^4$$

$$Q(C_3 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

$$\therefore Q(C_i \cap C_j) = 5Q^4 + Q^5$$

$$Q(C_i \cap C_j \cap C_k) = Q(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + Q(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + Q(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + Q(C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$Q(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

$$Q(C_1 \cap C_2 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

$$Q(C_1 \cap C_3 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

$$Q(C_2 \cap C_3 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

$$\therefore Q(C_i \cap C_j \cap C_k) = 4Q^5$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$Q(C_i \cap C_j \cap C_k \cap C_l) = Q(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) = Q_1 \times Q_2 \times Q_3 \times Q_4 \times Q_5 = Q^5$$

La función de falla es

$$Q_S = Q(C_i) - Q(C_i \cap C_j) + Q(C_i \cap C_j \cap C_k) - Q(C_i \cap C_j \cap C_k \cap C_l)$$

$$Q_S = 2Q^2 + 2Q^3 - 5Q^4 - Q^5 + 4Q^5 - Q^5$$

$$Q_S = 2(0.1)^2 + 2(0.1)^3 - 5(0.1)^4 + 2(0.1)^5$$

$$Q_S = 0.02152$$

Finalmente, la confiabilidad es

$$R_S = 1 - Q_S = 1 - 0.02152 = 0.97848$$

### 2.2.4 MODO DE FALLOS Y ANÁLISIS DE EFECTOS

Un método alternativo a los métodos de reducción de redes es el denominado Modo de Fallos y Análisis de Efectos. Se caracteriza porque se identifican los eventos tales que sobrepuestos entre sí, causan que el sistema no provea de energía al punto de carga analizado [2].

Cada desconexión o evento sobrepuesto es provocada por elementos que se encuentran conectados en paralelo. Como cada desconexión superpuesta produce un fallo del sistema, se concluye que todas las desconexiones sobrepuestas están en serie desde un punto de vista de confiabilidad [3].

#### EJEMPLO 7:

Se va a aplicar este procedimiento al sistema de la Fig. 2.14.

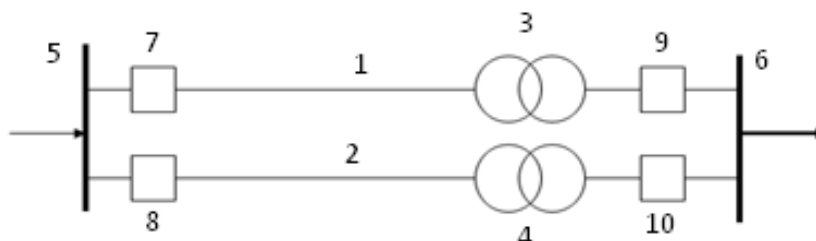


Fig. 2.14 Sistema de distribución simple con dos líneas en paralelo

Tabla 2.3 Datos del sistema de la Fig. 2.15

COMPONENTE	$\lambda$	$r$
	f/año	horas
1	0.50	10
2	0.50	10
3	0.01	100
4	0.01	100
5	0.01	5
6	0.02	2

En caso de una falla en cualquiera de los elementos, actúan los disyuntores 7, 8, 9 y 10. Para que falle el sistema, debe cumplirse uno de los siguientes eventos:



- Fallen simultáneamente las líneas 1 y 2.
- Fallen simultáneamente los transformadores 3 y 4.
- Fallen simultáneamente la línea 1 y el transformador 4.
- Fallen simultáneamente la línea 2 y el transformador 3.
- Falle la barra 5.
- Falle la barra 6.

Se considera que los elementos dentro de cada evento están en paralelo, por lo que se calculan  $\lambda$ ,  $r$  y  $U$  de cada evento aplicando las ecuaciones (2.41), (2.43) y (2.44) para sistemas en paralelo:

**Tabla 2.4** Cálculo de parámetros del sistema de distribución de la Fig. 2.15

EVENTO DE FALLA	ELEMENTOS QUE FALLAN	$\lambda$	$r$	$U = \lambda \times r$
		f/año	horas	horas/año
1	1 y 2	$\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) = 0.0005708$	$(r_1 r_2) / (r_1 + r_2) = 5$	0.002854
2	3 y 4	$\lambda_3 \lambda_4 (r_3 + r_4) = 0.0000023$	$(r_3 r_4) / (r_3 + r_4) = 50$	0.000114
3	1 y 4	$\lambda_1 \lambda_4 (r_1 + r_4) = 0.0000628$	$(r_1 r_4) / (r_1 + r_4) = 9.09$	0.000571
4	2 y 3	$\lambda_2 \lambda_3 (r_2 + r_3) = 0.0000628$	$(r_2 r_3) / (r_2 + r_3) = 9.09$	0.000571
5	5	$\lambda_5 = 0.01$	$r_5 = 5$	0.05
6	6	$\lambda_6 = 0.02$	$r_6 = 5$	0.04

Como se considera cada evento como un elemento en serie, finalmente se calculan los índices de confiabilidad con las ecuaciones (2.36), (2.38) y (2.39).

$$\lambda_s = \sum \lambda_{eventos} = 0.0005708 + 0.0000023 + 2 \times 0.0000628 + 0.01 + 0.02$$

$$\lambda_s = 0.0306986 \text{ f / año}$$

$$r_s = \frac{\sum \lambda_{eventos} r_{eventos}}{\lambda_s} = 3.06564 \text{ horas}$$

$$U = \lambda_s r_s = 0.094111 \text{ horas / año}$$

Este método puede incluir otros eventos adicionales:

- Efecto del mantenimiento programado: cuando estando en mantenimiento falla un componente redundante.
- Efecto del temporal adverso.

En cuanto al mantenimiento programado, hay que indicar que cuando un componente está en salida forzada no se debe hacer mantenimiento. Pero cuando está un componente en mantenimiento programado, el elemento redundante puede tener una salida forzada [2]. La superposición de estos dos últimos eventos causa pérdida de continuidad de servicio en el punto de carga del ejemplo anterior.

Para un sistema de dos elementos en paralelo con velocidades de transición hacia el mantenimiento  $\lambda_1''$  y  $\lambda_2''$  así como tiempos medios de mantenimiento



UNIVERSIDAD DE CUENCA

esperado  $r_1''$  y  $r_2''$ , las siguientes expresiones permiten evaluar  $\lambda$  y  $r$  equivalentes debido a la salida forzada de un componente superpuesto a la salida por mantenimiento.

$$\lambda_{mL}'' = \lambda_1 \lambda_2 r_2'' + \lambda_2 \lambda_1 r_1'' \quad (2.52)$$

$$r_{mL}'' = \frac{\lambda_1 \lambda_2 r_2''}{\lambda_{mL}''} \times \frac{r_1 r_2''}{r_1 + r_2''} + \frac{\lambda_2 \lambda_1 r_1''}{\lambda_{mL}''} \times \frac{r_2 r_1''}{r_2 + r_1''} \quad (2.53)$$

### 2.3 ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En el sistema de distribución, la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier momento, está asociada a la probabilidad de “sobrevivencia” del sistema, ya que este continúa funcionando, aunque cada cierto tiempo experimenta diversas situaciones que provocan un corte en el suministro; entre estas destacan desperfectos o fallas en los componentes del sistema, provocadas por condiciones anormales de operación o accidentes [1].

Se puede decir que la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución se ve descrita por el promedio de las veces que se ve afectado el sistema (número de cortes del servicio durante un año) y sus probables duraciones (tiempo que tarda la empresa en restablecer el servicio: detección y corrección y restablecimiento del sistema). En otras palabras, en sistemas de distribución la confiabilidad es realmente evaluada en términos de la cantidad de fallas (cortes del servicio) y la duración de las mismas.

El estudio de confiabilidad en sistemas de distribución difiere del estudio en generación y transmisión en que está orientado a los consumidores en los puntos de carga en lugar de estar orientado al sistema eléctrico [1]. A nivel del sistema de distribución, el objetivo principal de un estudio de confiabilidad es obtener índices que reflejen la calidad del servicio que presenta el sistema tanto para el operador, comercializador, distribuidor y para el consumidor.

A menudo resulta difícil hacer una comparación significativa entre los rendimientos de la confiabilidad de diferentes empresas de distribución. Esto se debe a las diferencias en los métodos de recolección empleados, diseño de los sistemas y operación, así como diferencias en cuanto a los entornos asociados con cada empresa [4].

El Estándar 1366-2003 de la IEEE [8] define y permite cuantificar índices en sistemas de distribución para fallas sostenidas, entre ellos: *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIDI*, *CTAIDI*, *CAIFI*, *ASAI*, *CEMI*; índices de pérdida de carga como *ASIFI* y *ASIDI*; también establece índices para fallas momentáneas como *MAIFI*, *CEMSMI*. Muchos de estos índices se han adaptado a nuestro medio mediante la Regulación 004/01 del CONELEC [6].

#### 2.3.1 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN

El estudio de confiabilidad en sistemas de distribución es importante porque permite [15]:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Analizar y mejorar el funcionamiento del sistema:** El estudio de confiabilidad ayuda a identificar las zonas más problemáticas en función de la frecuencia con que se presentan las fallas así como la duración de las mismas. Un análisis de varias alternativas de mejora puede llevarse a cabo con el propósito de identificar donde se requiere una mayor inversión para mejorar el funcionamiento general del sistema, de manera que la empresa de distribución obtenga el máximo beneficio económico. Esto forma la base para la gestión de activos y la toma de decisiones.

**Incrementar la satisfacción de los consumidores:** El análisis de confiabilidad ayuda a identificar puntos de carga donde exista poca confiabilidad, por lo que es necesario tomar acciones que permitan asegurar que los consumidores queden satisfechos con la calidad del servicio.

**Proporcionar una herramienta para la expansión del sistema:** Todo crecimiento en el sistema requiere un análisis. Se pueden cuantificar y comparar varias alternativas de tal manera que se escoja la mejor opción en función de un análisis costo – beneficio.

**Planificar el mantenimiento y ubicación de recursos:** Debido a que los sistemas de distribución están conformados por miles de componentes que tienden a fallar y requieren mantenimiento es conveniente ubicar adecuadamente los recursos de los que dispone la empresa de distribución. El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance - RCM) es una técnica que las empresas de distribución utilizan para planificar el mantenimiento y ubicar sus recursos (personal, materiales, etc.) en base a los requerimientos de confiabilidad empleando varios programas de mantenimiento.

**Satisfacer requerimientos regulatorios:** El análisis de la confiabilidad permite a las empresas de distribución estudiar su desempeño de tal manera que se minimice el riesgo de penalizaciones.

### 2.3.2 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD

Muchas empresas de distribución almacenan información de los eventos que ocurren en el sistema. Estos incluyen un historial de fallas, que comprende detalles de tiempos de falla y sus consecuencias en términos de carga interrumpida, requerimientos de personal y recursos monetarios para la restauración del servicio y el tiempo necesario para la reparación [15]. El estudio histórico implica la utilización de esta información para determinar índices de confiabilidad que permitan estudiar el funcionamiento pasado del sistema de distribución [2]. Los índices obtenidos de este análisis se emplean por las empresas de distribución para identificar áreas que no han tenido un funcionamiento adecuado en el pasado reciente. También proporciona una estimación de la ubicación de recursos hecha en los años previos. Muchas empresas utilizan la información para hacer reportes anuales a los organismos de regulación.

El estudio histórico de confiabilidad forma la base para el entendimiento de las condiciones en tiempo presente del sistema e identificar áreas donde se



UNIVERSIDAD DE CUENCA

requieran inversiones a futuro. Una importante aplicación del estudio histórico que permite determinar las tasas de falla y otros índices básicos para diferentes equipos y utilizar esta información en el análisis predictivo de la confiabilidad [4].

### **2.3.2.1 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD**

Para calcular índices de confiabilidad las empresas de distribución requieren grandes bases de datos detalladas y que incluyan información acerca de la ubicación, fecha en que se produjo el evento, el equipo involucrado en el evento así como el número de consumidores interrumpidos debido a cada pérdida de servicio. También se requieren registros acerca del tiempo de restauración de servicio de los consumidores afectados, el tiempo de reparación y reemplazo del equipo que falló y sobretodo la causa de la interrupción. Es necesario también registrar eventos donde el servicio fue restaurado en etapas debido a maniobras y reconfiguración del sistema de distribución [15]. Con el propósito de calcular los índices, se requiere la siguiente información de cada evento:

**Causa de la interrupción:** Las causas que provocaron la interrupción, tales como falla interna de los equipos, fallas por condiciones climáticas, vegetación, animales, errores de operación, etc. pueden utilizarse para analizar los motivos por los que ocurren la mayoría de las interrupciones y tomar acciones necesarias para disminuir las mismas. Así, el análisis permite a quienes realizan el estudio y a los operadores del sistema identificar las causas y llevar a cabo estrategias que permitan ubicar de mejor manera los recursos de la empresa (personal, materiales, etc.) y mejorar la confiabilidad del sistema de distribución.

**Equipo que falló:** el registro del equipo que falló permite determinar la tasa de falla de equipos como transformadores, reconectadores, seccionadores, etc. y determinar si pueden realizarse mejoras o reparaciones mediante labores de mantenimiento. También se utiliza para identificar la manera en que fallan los equipos y el efecto del mantenimiento en cada modo de falla.

**Condiciones climáticas predominantes durante el evento:** Los eventos pueden clasificarse en base a condiciones climáticas que prevalecen en el sistema para analizar el efecto del clima en las interrupciones de los consumidores e identificar acciones correctivas cuando se presenten condiciones climáticas extremas. El análisis también permite determinar fenómenos relacionados con el clima o tendencia en las fallas que pueden ocurrir en el sistema. Las conclusiones extraídas del análisis ayudan a las empresas de distribución a prepararse mejor ante eventos relacionados con el clima y minimizar daños en el sistema.

**Duración del evento:** Para determinar la proporción de fallas sostenidas y fallas transitorias. Esto puede conducir a llevar a cabo mejoras como instalar reconectadores en caso de que ocurran muchas fallas transitorias o realizar cambios en la configuración del sistema así como distribuir de mejor manera





UNIVERSIDAD DE CUENCA

los centros de despacho de cuadrillas con el fin de restituir el servicio rápidamente en caso de que se produzcan fallas sostenidas.

**Ubicación:** Los índices se calculan en base a zonas, centros de servicio, subestaciones, alimentadores con el pro comparar el funcionamiento del sistema y planificar mejoras futuras.

### 2.3.3 ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

Mientras el estudio histórico constituye la base que permite comprender las condiciones en el pasado y en el presente del sistema de distribución, los métodos predictivos se utilizan para determinar la respuesta del sistema a varias alternativas de mantenimiento y mejoras. El estudio predictivo involucra el uso de datos históricos de fallas para elaborar modelos que puedan predecir de manera probabilística la ocurrencia de fallas, por lo que se utilizan técnicas matemáticas y algoritmos que permitan simular la operación del sistema de distribución y de esa manera se pueda llevar a cabo un pronóstico de cómo será el funcionamiento a futuro del sistema [4]. De esta manera, el análisis predictivo sirve para determinar los índices de confiabilidad del sistema en el futuro cercano realizando un análisis de contingencias. Su aplicación radica en el estudio de mejoras obtenidas a partir de diferentes estrategias de planificación y operación de tal manera que sirva como una herramienta en la toma de decisiones [15].

#### 2.3.3.1 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

Todo estudio predictivo de confiabilidad requiere información correspondiente a [15]:

**Topología de la red:** Es necesaria la información acerca de cómo los diferentes componentes están interconectados en el sistema de distribución así como información relacionada con los consumidores, puntos de carga y su clasificación. La información en general se presenta en forma de números de identificación que permiten distinguir los componentes, sus componentes aguas arriba y aguas abajo, información de carga como carga conectada en kW y número de consumidores conectados y el tipo de carga (residencial, comercial, industrial, etc.).

**Información de fallas:** La información relativa a las fallas de los componentes individuales es requerida para establecer un historial de fallas de cada equipo del sistema de distribución. Esta información es en general, la más difícil y la más crítica de obtener. Es necesario clasificar correctamente cada falla junto con el tiempo de ocurrencia y su causa explícita. Este aspecto puede llegar a convertirse en algo muy importante cuando se pueden producir fallas debido a varias razones distintas. La información que enlista el tiempo de falla exacto de un equipo y la causa de esta puede utilizarse para desarrollar modelos de falla y obtener tasas de falla.

**Tiempo de reparación:** Cada interrupción permanente o falla en un sistema de distribución requiere de personal de la empresa para que repare o reemplace el o los equipos que ocasionaron la interrupción y restaurar el sistema a su estado original. El tiempo requerido para identificar y reparar una falla en el sistema es



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

importante en la determinación de cuantos consumidores se quedaron sin servicio así como en el despacho del personal de la empresa para solucionar el problema en el menor tiempo posible.

**Tiempo de maniobras:** La utilización de seccionadores e interruptores permite mejorar la confiabilidad de un grupo de consumidores. El tiempo de maniobra es el tiempo requerido para reconocer la falla, identificar el seccionador más cercano a la falla y hacer que opere, de tal manera que las maniobras realizadas en el sistema permitan una restauración más rápida del servicio en áreas donde no se produjo la falla.

Toda esta información es organizada para formar una base de datos, con el fin de simular la operación del sistema y predecir los índices de confiabilidad del sistema. Existen programas que utilizan modelos matemáticos para simular el comportamiento de los equipos y por consiguiente el funcionamiento del sistema completo.

### 2.3.3.2 CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN UN ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

En esta parte se describirá la manera cómo se calculan los índices de confiabilidad en un estudio predictivo de confiabilidad [2], [16]. En primer lugar se mostrará mediante ejemplos el procedimiento de cálculo y el análisis de diferentes alternativas de mejora para el sistema de distribución de la Fig. 2.15. Luego se indicará como pueden calcularse los índices de un sistema de distribución extenso mediante programas informáticos.

#### EJEMPLO 8

Determine los índices de confiabilidad del sistema de la Fig. 2.15. El número de consumidores en cada ramal está dado por  $L_1$ ,  $L_2$  y  $L_3$ .

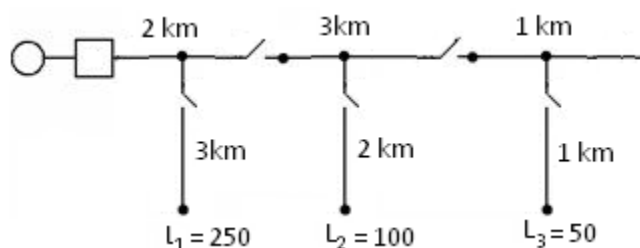


Fig. 2.15 Sistema de distribución

Tabla 2.5 Datos del sistema de distribución de la Fig. 2.15

ELEMENTO	$\lambda$ f/km-año	$r$ h
Alimentador primario	0.10	3
Ramales	0.25	1
Tiempo seccionamiento manual		0.50

Lo más conveniente para obtener los índices de distribución es formar una tabla que permita calcular de manera parcial diferentes parámetros. Primero se calcula la tasa de falla en el alimentador primario y en los ramales, multiplicando la tasa de falla de la tabla 2.5 por la longitud respectiva del



UNIVERSIDAD DE CUENCA

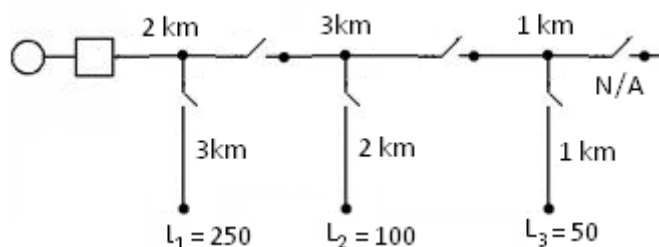
alimentador. Se hace lo mismo con el tiempo de reparación  $r$ , donde se considera el tiempo de seccionamiento para la restitución del servicio en el alimentador primario. A continuación se calcula la indisponibilidad  $U$  multiplicando cada tasa de falla por su correspondiente  $r$ . El siguiente paso es determinar resultados parciales por ramales utilizando los datos del número de consumidores, tasa de falla y tiempo de reparación, los cuales luego se suman para determinar los índices orientados al consumidor. La tabla 2.6 muestra los resultados obtenidos a partir del procedimiento indicado.

**Tabla 2.6** Cálculo de índices orientados al consumidor del sistema de la Fig. 2.16

ELEMENTO/PTO. CARGA	Longitud	$\lambda$	$\lambda$ (f/año)			$r$ (horas)			$U$		
	Km	f/año	A	B	C	A	B	C	A	B	C
<b>Alimentador Principal</b>											
<b>Sección 2 Km</b>	2	0.20	0.20	0.20	0.20	3	3	3	0.60	0.60	0.60
<b>Sección 3 Km</b>	3	0.30	0.30	0.30	0.30	0.5	3	3	0.15	0.90	0.90
<b>Sección 1 Km</b>	1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.5	0,5	3	0,05	0.05	0.30
<b>Lateral</b>											
<b>A</b>	3	0.75	0.75			1			0.75		
<b>B</b>	2	0.50		0.50			1			0.50	
<b>C</b>	1	0.25			0.25			1			0.25
	<b>TOTAL</b>		<b>1.35</b>	<b>1.10</b>	<b>0.85</b>	<b>1.15</b>	<b>1.86</b>	<b>2.41</b>	<b>1.55</b>	<b>2.05</b>	<b>2.05</b>

	A	B	C	TOTAL
Consumidores $N_i$	250	100	50	<b>400</b>
$\lambda_i \times N_i$	337.5	110	42.5	<b>490</b>
$U_i \times N_i$	387.5	205	102.5	<b>695</b>
<b>SAIFI</b>	<b>1.23</b>			
<b>SAIDI</b>	<b>1.74</b>			
<b>CAIDI</b>	<b>1.42</b>			
<b>ASAI</b>	<b>0.999802</b>			
<b>ASUI</b>	<b>0.000198</b>			

Considérese ahora que el sistema tiene alimentación alterna, con un valor promedio de transferencia de 1 hora y una probabilidad de transferencia de 0.5. Este sistema se muestra en la Fig. 2.16 donde la transferencia se produce a través del seccionador N/A que normalmente está abierto.



**Fig. 2.16** Sistema de distribución con alimentación alterna



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Estos valores influyen en el cálculo del tiempo de reparación:

$$r = p_t \times r_t + p_{nt} \times r_{nt} = 0.5 \times 1 + (1 - 0.5) \times 3 = 2 \text{ horas}$$

donde

$p_t$ : probabilidad de transferencia.

$p_{nt}$ : probabilidad de no transferencia. Equivale a  $1 - p_t$ .

$r_t$ : tiempo que tarda la transferencia.

$r_{nt}$ : tiempo de restauración en caso de que no ocurra la transferencia.

$L_1, L_2, L_3$ : Número de consumidores en cada ramal.

La tabla 2.7 muestra los resultados obtenidos para este cambio en el sistema de distribución.

**Tabla 2.7** Cálculo de índices orientados al consumidor del sistema de la Fig. 2.16

ELEMENTO/PTO. CARGA	Longitud Km	$\lambda$ f/año	$\lambda \square$ (f/año)			$r$ (horas)			$U$		
			A	B	C	A	B	C	A	B	C
<b>Alimentador Principal</b>											
<b>Sección 2 Km</b>	2	0.20	0.20	0.20	0.20	3	2	2	0.60	0.40	0.40
<b>Sección 3 Km</b>	3	0.30	0.30	0.30	0.30	0.5	3	2	0.15	0.90	0.60
<b>Sección 1 Km</b>	1	0.10	0.10	0.10	0.10	0.5	0,5	3	0.05	0.05	0.30
<b>Lateral</b>											
<b>A</b>	3	0.75	0.75			1			0.75		
<b>B</b>	2	0.50		0.50			1			0.50	
<b>C</b>	1	0.25			0.25			1			0.25
<b>TOTAL</b>			<b>1.35</b>	<b>1.10</b>	<b>0.85</b>	<b>1.15</b>	<b>1.68</b>	<b>1.82</b>	<b>1.55</b>	<b>1.85</b>	<b>1.55</b>

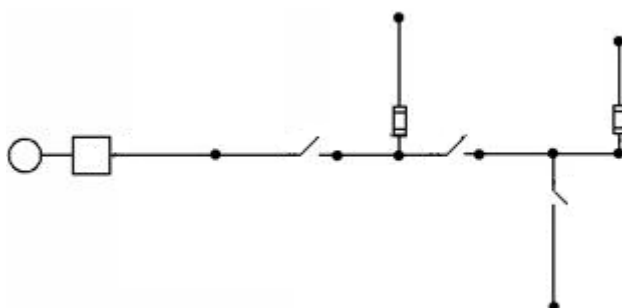
	A	B	C	TOTAL
Consumidores $N_i$	250	100	50	<b>400</b>
$\lambda_i \times N_i$	337.5	110	42.5	<b>490</b>
$U_i \times N_i$	387.5	185	77.5	<b>650</b>
<b>SAIFI</b>	<b>1.23</b>			
<b>SAIDI</b>	<b>1.63</b>			
<b>CAIDI</b>	<b>1.33</b>			
<b>ASAI</b>	<b>0.999814</b>			
<b>ASUI</b>	<b>0.000186</b>			

De la comparación entre ambos sistemas de distribución, se observa que la duración de las interrupciones disminuye (*SAIDI* y *CAIDI*) mientras que el *SAIFI* no varía. El *ASAI* también aumenta por lo que también aumenta la disponibilidad del sistema. De estos resultados se concluye que el sistema de la Fig. 2.16 mejora la confiabilidad del sistema de distribución original. El análisis económico sobre las mejoras a realizarse en un sistema se explicará en detalle en el capítulo 5.

## UNIVERSIDAD DE CUENCA

El procedimiento anterior es válido para sistemas de distribución pequeños. En un estudio de confiabilidad predictivo de un sistema de distribución grande pueden combinarse diferentes métodos de resolución como los métodos de reducción de redes, el Modo de falla y análisis de efectos así como la técnica de frecuencia y duración. También podrían emplearse métodos de simulación como el método de Monte Carlo. No obstante, el análisis se enfocará en el método de conjuntos mínimos y en la técnica de frecuencia y duración porque el análisis predictivo de confiabilidad que se llevará a cabo en los capítulos posteriores se basa en estos procedimientos.

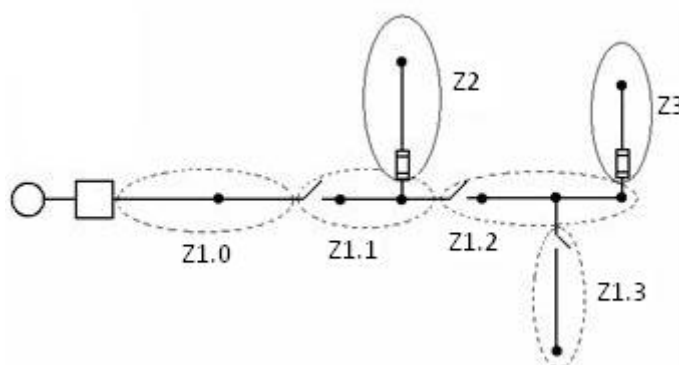
El método de conjuntos mínimos de corte puede emplearse junto con la técnica de frecuencia y duración para calcular índices en los puntos de carga de un sistema de distribución [17]. Estos índices son la frecuencia de las interrupciones y el tiempo de indisponibilidad en el punto de carga. No obstante, este procedimiento requiere definir otros conceptos adicionales como zona o subzona.



**Fig. 2.17** Alimentador de un sistema de distribución simple

**Zona:** Circuito situado aguas abajo de un *dispositivo de protección* (disyuntor, reconectador o fusible).

**Sub-Zona:** Circuito dentro de una Zona y situado aguas abajo del dispositivo de seccionamiento (seccionador).



**Fig. 2.18** Ubicación de zonas y sub-zonas en el sistema de la Fig. 2.18

En la Fig. 2.18 se pueden observar tres zonas:  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_3$ . A su vez, la Zona  $Z_1$  contiene 4 sub-zonas:  $Z_{1.0}$ ,  $Z_{1.1}$ ,  $Z_{1.2}$ ,  $Z_{1.3}$ . Las protecciones de este sistema están coordinadas de la siguiente manera:



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

### **Falla en la zona $Z_2$**

- El fusible de la Zona  $Z_2$  funciona causando interrupciones a los consumidores de esta zona.
- Tiempo de reparación para la Zona  $Z_2$ : tiempo de reparación propio de este ramal.

### **Falla en la zona $Z_{1,1}$**

- Actúa el disyuntor causando interrupciones a todos los consumidores del alimentador.
- Se aísla la falla al abrir el seccionador de la zona  $Z_{1,1}$ .
- Puesto que no hay fuentes de alimentación alternas, las zonas y sub-zonas situadas aguas abajo de la zona  $Z_{1,1}$  sólo pueden ser restablecidas después de haberse reparado la falla.
- El tiempo de restablecimiento de la zona  $Z_{1,1}$  y de todas las zonas situadas aguas abajo es igual al tiempo de reparación de la zona  $Z_{1,1}$ .
- El tiempo de restablecimiento de la zona  $Z_{1,0}$  = tiempo de maniobra para aislar la falla o tiempo de reparación de la falla (el tiempo más corto entre los dos).

### **Falla en la zona $Z_{1,0}$**

- Actúa el disyuntor causando interrupciones a todos los consumidores del alimentador.
- Puesto que no hay fuentes sustitutas, ninguna de las zonas o sub-zonas puede ser restablecida hasta que la falla sea reparada.
- Tiempo de restablecimiento de todas las zonas y sub-zonas es igual al tiempo de reparación de la zona  $Z_{1,0}$ .

Como se mencionaba anteriormente, puede hacerse uso del método de conjuntos mínimos de corte junto con el de frecuencia y duración para encontrar los índices de carga. El cálculo debe efectuarse por sub-zona del alimentador. Las cargas de todos los consumidores en una sub-zona tienen la misma frecuencia de interrupción y tiempo de indisponibilidad según el método de frecuencia y duración.

Puesto que la frecuencia de interrupción y el tiempo de indisponibilidad se calculan en cada punto de carga del alimentador, los índices del sistema de distribución como SAIFI, SAIDI, CAIDI etc. pueden calcularse.

Se requieren datos históricos como tasa de falla y un tiempo de reparación para cada equipo.

En cada zona, se evalúan todos los conjuntos de corte mínimo y se calcula el tiempo resultante de indisponibilidad. El efecto combinado de todos los conjuntos de corte de dicha zona se indica como índices de carga de la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

frecuencia de interrupción y del tiempo de indisponibilidad de la zona considerada.

$$f_z = \sum_{cs} f_{cs} \quad (2.54)$$

$$r_z = \frac{\sum_{cs} f_{cs} \times r_{cs}}{\sum_{cs} f_{cs}} \quad (2.55)$$

donde

$f_z$  : frecuencia de interrupción en la zona  $z$  .

$r_z$  : tiempo de indisponibilidad o de reparación en la zona  $z$  .

$cs$  : conjunto de cortes en la zona  $z$  .

$r_{cs}$  : tiempo de indisponibilidad en la zona  $z$  debido al conjunto de cortes  $cs$  .

$f_{cs}$  : frecuencia de interrupción en la zona  $z$  debido al conjunto de cortes  $cs$  .



### 3 SELECCIÓN DE ALIMENTADORES, METODOLOGÍA Y ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

En la primera sección de este capítulo se indicarán el procedimiento de selección de los alimentadores que servirán como referencia (alimentadores piloto) en el análisis de confiabilidad. Más adelante se indicará la metodología necesaria para el desarrollo del análisis de confiabilidad y finalmente se realizará un estudio histórico y predictivo de la confiabilidad.

#### 3.1 SELECCIÓN DE ALIMENTADORES

##### 3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) tiene un área de concesión que abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una cobertura de 28962 km<sup>2</sup> que representa el 11.3% del territorio ecuatoriano [18].



Fig. 3.1 Área de concesión de la CENTROSUR

La empresa cuenta con 16 subestaciones con niveles de tensión de 69/22 y 69/13.8 kV. Existe un total de 51 alimentadores, de los cuales 34 operan a 22 kV, 7 operan a 13.8 kV, 9 operan a 6.3 kV y 1 es expreso. Del total de alimentadores 33 son urbanos y 18 rurales [18].

##### 3.1.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ALIMENTADORES PILOTO

Los criterios que se manejarán para definir los alimentadores que servirán de base para el estudio de la confiabilidad se detallan a continuación. Toda la información fue obtenida en el Departamento de Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE) de la CENTROSUR [19].





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

**TIPO:** El Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), que es el ente regulador del sector eléctrico en el Ecuador, ha clasificado a los alimentadores como urbanos y rurales a partir de la relación entre la potencia instalada en el alimentador (en kVA) y su longitud (en km) [20]. El criterio de clasificación de alimentadores según el CONELEC se muestra en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1** Clasificación de alimentadores según el CONELEC

Tipo de Alimentador	Carga (kVA/km)
Rural	< 50 kVA/km
Urbano	≥ 50 kVA/km

Se elegirán dos alimentadores aéreos: uno de tipo urbano y otro de tipo rural. Este criterio por tanto descarta todos los alimentadores del centro histórico de Cuenca que son en su mayor parte subterráneos, en vista que presentan tasas de interrupción bajas. Con esto, quedan por analizar 42 alimentadores aéreos de los 51 del sistema de distribución de la CENTROSUR. La selección se centrará entonces entre 24 alimentadores urbanos y 18 rurales.

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD:** Este es uno de los principales criterios de selección. De todos los índices, se analizarán el FMIK y el TTIK; se dará prioridad a los alimentadores que no cumplan con la regulación CONELEC 004/01 [6], que establece límites para el FMIK y el TTIK. Los límites de FMIK y TTIK se muestran en la tabla 3.2.

**Tabla 3.2** Límites para FMIK y TTIK según el CONELEC

	Límite FMIK	Límite TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Los datos de FMIK y TTIK proporcionados por la CENTROSUR para los cuatro primeros meses del año 2011 [21], se muestran en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3** FMIK y TTIK en los alimentadores de la CENTROSUR

Alimentador	Tipo	FMIK	TTIK	Regulación CONELEC 004/01	
				FMIK	TTIK
0101	Urbano	1.39	0.49	Cumple	Cumple
0102	Urbano	1.08	0.20	Cumple	Cumple
0103	Urbano	1.12	0.27	Cumple	Cumple
0104	Urbano	4.95	3.09	Cumple	Cumple
0201	Urbano	2.12	1.72	Cumple	Cumple
0202	Urbano	2.03	1.54	Cumple	Cumple
0203	Urbano	2.13	2.26	Cumple	Cumple
0204	Urbano	2.06	1.73	Cumple	Cumple
0205	Urbano	2.26	2.18	Cumple	Cumple
0321	Urbano	6.05	16.53	No cumple	No cumple
0322	Urbano	1.41	1.84	Cumple	Cumple



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

0323	Urbano	6.41	5.71	No cumple	Cumple
0324	Urbano	2.16	4.47	Cumple	Cumple
0325	Urbano	1.98	2.58	Cumple	Cumple
0421	Urbano	1.12	0.43	Cumple	Cumple
0422	Urbano	2.10	1.69	Cumple	Cumple
0423	Urbano	1.60	3.14	Cumple	Cumple
0424	Urbano	4.25	3.37	Cumple	Cumple
0425	Urbano	1.00	0.27	Cumple	Cumple
0426	Urbano	2.00	2.53	Cumple	Cumple
0427	Urbano	3.53	6.10	Cumple	Cumple
0521	Rural	3.61	4.91	Cumple	Cumple
0522	Urbano	1.38	0.74	Cumple	Cumple
0523	Urbano	5.06	5.78	No cumple	Cumple
0524	Urbano	2.40	1.70	Cumple	Cumple
0525	Rural	2.35	2.96	Cumple	Cumple
0526	Urbano	1.33	0.69	Cumple	Cumple
0721	Urbano	2.31	3.18	Cumple	Cumple
0722	Urbano	2.09	3.80	Cumple	Cumple
0723	Urbano	1.60	3.57	Cumple	Cumple
0921	Rural	0.02	0.05	Cumple	Cumple
1221	Urbano	0.28	1.19	Cumple	Cumple
1222	Rural	5.19	3.96	Cumple	Cumple
1223*	Rural				
1421	Rural	4.15	6.00	Cumple	Cumple
1422	Rural	3.15	5.58	Cumple	Cumple
1423	Rural	2.58	5.62	Cumple	Cumple
1521	Rural	2.13	1.73	Cumple	Cumple
1522	Urbano	2.10	0.90	Cumple	Cumple
1523	Urbano	3.21	1.43	Cumple	Cumple
1821	Rural	1.28	3.10	Cumple	Cumple
1822	Rural	8.43	10.24	No cumple	Cumple
1823	Rural	1.02	0.13	Cumple	Cumple
1824	Urbano	3.26	7.58	Cumple	Cumple
2111	Urbano	5.06	2.75	No cumple	Cumple
2112	Rural	5.65	3.84	Cumple	Cumple
2113	Rural	4.49	2.98	Cumple	Cumple
2211	Rural	5.91	7.75	Cumple	Cumple
2212	Rural	5.32	4.24	Cumple	Cumple
2311	Rural	5.33	5.36	Cumple	Cumple
2312	Rural	5.73	6.58	Cumple	Cumple

\*No se dispone de información del alimentador 1223.

Un resumen de los alimentadores que no cumplen la Regulación CONELEC 004/01 [6] se presenta en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4** Alimentadores de la CENTROSUR que no cumplen la Regulación CONELEC 004/01 para FMIK y TTIK

Alimentador	Tipo	FMIK	TTIK	Regulación 004/01	
				FMIK	TTIK
0321	Urbano	6.05	16.53	No cumple	No cumple
0323	Urbano	6.41	5.71	No cumple	Cumple
0523	Urbano	5.06	5.78	No cumple	Cumple
1822	Rural	8.43	10.24	No cumple	Cumple
2111	Urbano	5.06	2.75	No cumple	Cumple

**DISPONIBILIDAD DE DATOS Y REGISTROS HISTÓRICOS:** Es el criterio de selección más importante junto con los índices de confiabilidad. Los alimentadores que servirán de referencia en los estudios de confiabilidad serán seleccionados en función de la cantidad de información y registros históricos disponibles. Este aspecto es muy importante, pues se requiere la mayor cantidad posible de información que permita realizar un estudio histórico de confiabilidad adecuado y determinar las tasas de falla y tasas de interrupción apropiadas para los alimentadores que se escogerán para el estudio. Por este motivo se descartarán alimentadores de reciente puesta en servicio dentro del sistema de distribución junto con aquellos que carezcan de suficiente información histórica.

**POTENCIA INSTALADA:** Los alimentadores en los que se realizarán los estudios de confiabilidad serán aquellos más representativos dentro del sistema de distribución en cuanto a la cantidad de kVA instalados. La tabla 3.5 muestra los alimentadores de la CENTROSUR ordenados de mayor a menor potencia instalada en kVA [19].

**Tabla 3.5** Clasificación de los alimentadores de la CENTROSUR en base a la potencia instalada

Alimentador	Tipo	Potencia instalada (kVA)
0422	Urbano	24725
0523	Urbano	21211.5
0524	Urbano	20179.5
0521	Rural	18888
0321	Urbano	18135
0526	Urbano	15559.5
0522	Urbano	15399.5
1421	Rural	15029
0421	Urbano	14241.5
1523	Urbano	13620
0323	Urbano	12087.5
1521	Rural	11920.5
1221	Urbano	11810
1222	Rural	11759.5
0722	Urbano	11547.5
0423	Urbano	11379.5
0427	Urbano	11222.5
0424	Urbano	10781.5



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

0426	Urbano	10700
0324	Urbano	9532.5
0525	Rural	9105
0425	Urbano	8500
1422	Rural	8416.5
1522	Urbano	8237.5
0921	Rural	7237.5
0723	Urbano	7145
1423	Rural	7115
1824	Urbano	6557.5
1823	Rural	6556.5
2113	Rural	6388.5
0204	Urbano	6175
0721	Urbano	5892.5
1821	Rural	5287.5
0205	Urbano	5272.5
2111	Urbano	5000
0102	Urbano	4960
0325	Urbano	4810
0202	Urbano	4650
1822	Rural	4600
2112	Rural	4438
0104	Urbano	4340
0101	Urbano	4100
2211	Rural	3332.5
0201	Urbano	3277.5
0203	Urbano	3042.5
0322	Urbano	2767.5
2312	Rural	2609.5
0103	Urbano	2465
2212	Rural	2015
2311	Rural	1726

**NÚMERO DE CONSUMIDORES:** Los alimentadores que servirán de referencia en el estudio de confiabilidad serán aquellos más representativos dentro del sistema de distribución en lo que respecta al número de consumidores. La tabla 3.6 muestra los alimentadores de la CENTROSUR ordenados de mayor a menor número de consumidores [19].

**Tabla 3.6** Clasificación de los alimentadores de la CENTROSUR en base al número de consumidores

Alimentador	Tipo	Nro. de Consumidores
0523	Urbano	16868
1521	Rural	16183
0321	Urbano	14421
0521	Rural	13664
0423	Urbano	12433
0522	Urbano	11172
0524	Urbano	11083
0526	Urbano	10429
1421	Rural	9377



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

0323	Urbano	9354
0921	Rural	9318
1523	Urbano	8781
0427	Urbano	8546
0525	Rural	8406
1222	Rural	7986
1422	Rural	7853
1522	Urbano	6946
1423	Rural	6849
2113	Rural	6583
0324	Urbano	6572
0422	Urbano	6477
1821	Rural	6276
1823	Rural	6089
1824	Urbano	6002
0723	Urbano	5858
0722	Urbano	5313
0325	Urbano	5096
1221	Urbano	5047
0424	Urbano	4841
0721	Urbano	4818
2112	Rural	4623
0104	Urbano	4391
2111	Urbano	4194
1822	Rural	4182
0101	Urbano	3548
2211	Rural	3237
0322	Urbano	2511
0203	Urbano	2499
2312	Rural	2193
0102	Urbano	2150
0103	Urbano	2025
0201	Urbano	1889
0202	Urbano	1881
2311	Rural	1709
0205	Urbano	1688
2212	Rural	1565
0204	Urbano	1263
0421	Urbano	222
0426	Urbano	2
0425	Urbano	1

**LONGITUD Y TOPOLOGÍA:** Los alimentadores piloto deberán abarcar una longitud promedio y tener una topología común con el resto de alimentadores del sistema de distribución, de tal manera que no sean muy extensos ni muy reducidos en cuanto a su longitud. La tabla 3.7 muestra los alimentadores de la CENTROSUR ordenados de mayor a menor longitud [19].

**Tabla 3.7** Clasificación de los alimentadores de la CENTROSUR en base a la longitud en km

Alimentador	Tipo	Longitud (km)
-------------	------	---------------



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

1421	Rural	666.07
1422	Rural	491.45
1823	Rural	476.13
0521	Rural	473.85
1521	Rural	407.55
0523	Urbano	404.2
2113	Rural	360.94
0321	Urbano	355.55
0525	Rural	311.59
2211	Rural	297.26
1222	Rural	297.15
2312	Rural	287.78
1423	Rural	278.31
1821	Rural	217.93
1523	Urbano	217.36
0921	Rural	204.93
0323	Urbano	148.38
2112	Rural	145.92
1822	Rural	144.95
1221	Urbano	136.84
0723	Urbano	116.48
2212	Rural	110.55
0427	Urbano	100.37
2311	Rural	82.72
1824	Urbano	70.18
0722	Urbano	69.81
1522	Urbano	68.38
0423	Urbano	63.02
0524	Urbano	60.81
0526	Urbano	41.85
0721	Urbano	32.52
2111	Urbano	24.7
0422	Urbano	21.78
0325	Urbano	21.42
0522	Urbano	20.48
0322	Urbano	20.42
0324	Urbano	17.17
1223	Rural	12.55
0424	Urbano	9.18
0104	Urbano	8.79
0205	Urbano	8.02
0204	Urbano	6.73
0421	Urbano	6.2
0202	Urbano	5.09
0101	Urbano	5.03
0201	Urbano	4.62
0102	Urbano	4
0103	Urbano	3.44
0203	Urbano	3.09
0426	Urbano	2.4
0425	Urbano	1.58



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**TIPO DE CONSUMIDORES:** Los alimentadores se elegirán en función de la cantidad de consumidores de cada tipo: residencial, comercial, industrial y otros, por cuanto una interrupción que afecte a un consumidor de tipo residencial no tiene el mismo impacto para el usuario desde el punto de vista económico que una interrupción que afecte a un consumidor de tipo industrial. Se buscará priorizar los alimentadores con mayor cantidad de usuarios de tipo industrial.

La ley del Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento de Tarifas [22] establecen que la tarifa reflejará los costos que origine el consumidor de acuerdo con sus características de consumo y el nivel de tensión a cual se le presta el servicio; todo esto se indica en la tabla 3.8.

**Tabla 3.8** Clasificación de consumidores según el CONELEC

<b>Tarifas en Baja Tensión</b> Voltajes menores a 600V	<b>Categoría residencial</b> Consumidores servidos en baja tensión que se ubican en la categoría residencial	RD (Residencial)  TE (Tercera Edad)
	<b>Categoría general en baja tensión sin demanda</b> Consumidores servidos en baja tensión que no disponen de medición de demanda o ésta sea inferior a 10kW	AS (Asistencia Social) BP (Beneficio Público) CO (Comercial) CR (Culto Religioso) ES (Escenario Deportivo) IA (Industrial Artesanal) MU (Entidad Municipal) OF (Entidades Oficiales) BJ (Bombeo de Agua)
	<b>Categoría general en baja tensión con demanda</b> Se aplica a los consumidores de la categoría general servidos en baja tensión que no disponen de registro o medición de demanda	AB (Asistencia Social BT con Demanda) BB (Beneficio Público en BT con Demanda) CB (Comercial en BT con Demanda) B (Industrial en BT con Demanda) MB (Entidad Municipal en BT con Demanda)
	<b>Categoría general en baja tensión con registro de demanda horaria</b> Se aplica a los consumidores de la categoría general servidos en baja tensión que disponen de medición de demanda horaria	AJ (Asistencia Social en BT con Demanda Horaria) BJ (Beneficio Público en BT con Demanda Horaria) CJ (Comercial en BT con Demanda Horaria) EJ (Escenario Deportivo en BT con Demanda Horaria) HH (Industrial Artesanal en BT con Demanda)
<b>Tarifas en Media Tensión</b> Voltajes entre 600V y 40 kV	<b>Categoría general con demanda</b> Consumidores servidos en media tensión que cuentan con medición de demanda no horaria o por estimación de demanda	AD (Asistencia Social MT) BA (Bombeo de Agua MT) BD (Beneficio Público MT) CD (Comercial MT) CK (Culto Religioso MT) ED (Escenario Deportivo MT) ID (Industrial MT) MD (Entidad Municipal MT) OD (Entidades Oficiales MT)



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

		DC (Servicio Eventual Comercial) DI (Servicio Eventual Industrial) WD (Bombeo de Agua con Demanda)
	<b>Categoría general con demanda horaria</b> Consumidores servidos en media tensión que cuentan con medición de demanda horaria	AH (Asistencia Social MT con Demanda Horaria) BH (Beneficio Público MT con Demanda Horaria) CH (Comercial MT con Demanda Horaria) EH (Escenario Deportivo MT con Demanda Horaria) IH (Industrial MT con Demanda Horaria) JH (Industrial con medición Horaria con incentivo o MT) MH (Entidad Municipal MT con Demanda Horaria) OH (Entidades Oficiales MT con Demanda Horaria) UH (Culto Religioso MT con Demanda Horaria) WH (Bombeo de Agua con Demanda Horaria)
<b>Tarifas en Alta Tensión</b> Voltajes superiores a 40 kV	<b>Consumidores servidos en alta tensión</b> Deben disponer de la medición de demanda horaria	KH (Industrial con medición Horaria con incentivo o AT)

**ÁREA DE SERVICIO:** La CENTROSUR tiene dos Direcciones de Distribución, una ubicada en la ciudad de Cuenca (DIDIS) y otra en la provincia de Morona Santiago (DIMS). Los alimentadores seleccionados se ubicarán cerca de la ciudad de Cuenca. Esto descarta los de Morona Santiago, que son 7 en total.

### 3.1.3 ALIMENTADORES PILOTO ALIMENTADORES URBANOS

En base a la información proporcionada por la CENTROSUR [19], [21] así como los criterios de selección de los alimentadores urbanos se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- Los alimentadores que no cumplen la Regulación CONELEC 004/01 para el FMIK son el 0321, 0323, 0523 y el 2111. De todos ellos, el más problemático es el 0321 porque tampoco cumple con la Regulación para el TTIK.
- De estos alimentadores se descarta el 2111 porque está ubicado dentro del área de la Dirección de Morona Santiago y porque no se dispone de suficientes registros históricos que permitan determinar tasas de falla y de interrupción.
- De los tres alimentadores, el alimentador con mayor potencia instalada en kVA es el 0523 con 21211.5 kVA, seguido del 0321 con 18135 kVA y por último el 0323 con 12087.5 kVA.
- El alimentador más extenso de los alimentadores urbanos preseleccionados hasta aquí es el 0523 con 404.2 km, seguido del 0321 con 355.55 km y en tercer lugar el 0323 con 148.38 km.
- El alimentador con mayor número de consumidores es el 0523 con 16868 consumidores, seguido del 0321 con 14421 y en tercer lugar el 0323 con 9354 consumidores. No obstante, el 0323 tiene un mayor porcentaje de consumidores de tipo comercial con respecto a los otros alimentadores, que tienen un alto porcentaje de consumidores de tipo





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

residencial. En la tabla 3.9 se muestra los porcentajes de cada de tipo de consumidor para los alimentadores preseleccionados en base a los criterios expuestos anteriormente.

**Tabla 3.9** Porcentaje de cada tipo de consumidor en los alimentadores urbanos

ALIMENTADOR	TOTAL CONSUMIDORES (%)				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL
0321	96,30	1,19	1,20	1,31	100
0323	90,46	5,88	2,60	1,05	100
0422	85,06	10,19	3,91	0,85	100
0424	79,14	14,81	5,30	0,74	100
0522	82,98	14,11	2,33	0,58	100
0523	93,65	2,99	2,37	0,98	100
0524	85,64	10,94	2,90	0,53	100
0526	84,01	13,33	1,80	0,86	100

## ALIMENTADORES RURALES

De manera similar a los alimentadores urbanos, en base a la información proporcionada por la CENTROSUR [19], [21] así como los criterios de selección de los alimentadores urbanos se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- Todos los alimentadores cumplen la Regulación CONELEC 004/01 para el TTIK; para el FMIK también cumplen todos a excepción del 1822.
- La potencia instalada del alimentador 1822 es de 4600 kVA, que resulta pequeña en comparación con otros alimentadores rurales como el 0521, 1421 y 1521 con 18888, 15029 y 11920.5 kVA respectivamente.
- En cuanto a la longitud en km, el 1822 también resulta pequeño comparado con otros alimentadores rurales como el 1421, 1422, 1823, 0521 y 1521 que tienen una longitud de 666.07 , 491.45, 476.13, 473.85 y 407.55 km respectivamente.
- De los alimentadores rurales preseleccionados, los que tienen mayor número de consumidores son 1521, 0521, 1421, 1223 y 0525 con 16183, 13664, 9377, 8620 y 8406 consumidores respectivamente, mientras el 1822 solamente tiene 4182 consumidores. En la tabla 3.10 se muestra los porcentajes de cada de tipo de consumidor para los alimentadores preseleccionados en base a los criterios expuestos anteriormente.

**Tabla 3.10** Porcentaje de cada tipo de consumidor en los alimentadores rurales

ALIMENTADOR	TOTAL CONSUMIDORES (%)				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL
0521	95,42	1,44	1,65	1,50	100
0525	95,21	2,28	1,60	0,91	100
1223	93,20	3,96	1,33	1,52	100
1421	93,52	3,52	0,95	2,01	100



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

1521	94,78	2,99	0,95	1,27	100
1822	97,47	0,92	0,55	1,05	100

- Con todos estos datos, se concluye que el alimentador rural más representativo del sistema de distribución y que se va a seleccionar como referencia en el estudio es el **0521**.

### DATOS DE LOS ALIMENTADORES PILOTO

En la tabla 3.11 que se indica a continuación, se muestran los datos de los alimentadores seleccionados para el estudio de confiabilidad. Los datos se obtuvieron en la CENTROSUR [19], [21]:

**Tabla 3.11** Datos de los alimentadores piloto

Alimentador	Tipo	FMIK	TTIK	Carga Conectada (KVA)	Longitud (Km)	Nro. Consumidores				
						Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
321	Urbano	6,050	16,532	18135	355,6	13887	172	173	189	14421
521	Rural	3,608	4,913	18888	473,9	13038	197	225	204	13664

## 3.2 RECOLECCIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES

### 3.2.1 NECESIDAD DE RECOLECTAR DATOS DE FORMA ADECUADA

Un estudio de confiabilidad requiere la mayor cantidad posible de información con respecto a interrupciones que pueden presentarse dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica, puesto que mientras mayor sea el número de datos disponibles, mayor será la precisión en los resultados obtenidos, de manera que se podrán tomar decisiones y conclusiones más representativas en lo que tiene que ver con la operación y planificación del sistema de distribución; por ejemplo, la tasa de falla determinada a partir de los datos correspondientes a fallas en 5 transformadores durante un periodo de análisis de 10 años no es tan precisa como la obtenida a partir de los datos acerca de fallas en 100 transformadores durante 50 años.

Entre los datos de los equipos que reciben prioridad en el estudio de la confiabilidad en los sistemas de distribución, están aquellos de fallas en transformadores, líneas de media tensión, disyuntores, reconectores y otros equipos de protección.

### 3.2.2 PROBLEMAS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Dentro de los estudios de confiabilidad, el hecho de conseguir información que permita obtener modelos probabilísticos adecuados de cada uno de los equipos del sistema de distribución conlleva los siguientes problemas [13]:

- Las fallas son fenómenos aleatorios, por lo tanto, se debe esperar a que ocurran para registrar los datos asociados a estos eventos.
- Algunos de los componentes del sistema eléctrico tienen tasas de falla muy pequeñas durante su periodo de vida útil, de tal manera que al observar su operación por largos periodos de tiempo es probable que se registren muy pocas fallas o ninguna. Esto generalmente sucede en equipos que no tienen partes móviles como pararrayos, transformadores de instrumentación, condensadores, etc.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Para resolver estos problemas, es conveniente agrupar por equipos que tengan características similares la información disponible [13], por ejemplo, agrupar los transformadores en trifásicos, bifásicos y monofásicos para obtener tasas de falla de cada uno de estos grupos en lugar de tener una sola tasa de falla para todos los transformadores de distribución. Sin embargo, aunque se reúnan en grupos equipos con similares características, puede ocurrir alguna de las siguientes situaciones:

- No se presentan fallas durante el periodo de tiempo que duran los registros.
- Se dispone de un dato único, por lo cual no pueden utilizarse los métodos clásicos de estimación de parámetros, es decir, no se pueden ajustar los datos a una distribución de probabilidad que describa el comportamiento del equipo del sistema de distribución.
- Existen muy pocos datos disponibles, por lo que no puede aplicarse un procedimiento de ajuste que permita obtener una distribución de probabilidad. Por otro lado, aunque éste procedimiento se aplique, no se cumple la prueba de bondad necesaria para adecuar los datos a una distribución de probabilidad.

Puesto que no existen equipos 100% confiables en el sistema de distribución, se deben estudiar los métodos que permitan elaborar modelos probabilísticos cuando se disponga de cantidades limitadas o no se tenga datos correspondientes a fallas e interrupciones en el sistema de distribución.

### 3.2.3 FUENTES DE INFORMACIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES

Los datos de interrupciones y fallas propios de cada empresa de distribución son la fuente de información más importante dentro del estudio de la confiabilidad. No obstante, existen otras fuentes de información adicionales como manuales y catálogos de fabricantes de equipos, datos de estudios, publicaciones y normativas, especialmente a nivel internacional. Lo ideal es recopilar datos de todas estas fuentes de información de manera que la información disponible sea lo más amplia posible [1].

A nivel internacional, existen organizaciones encargadas de llevar a cabo estudios sobre tasas de falla en empresas de distribución [1], tales como CIGRE (International Council on Large Electric Systems), la Asociación de Electricidad Canadiense (*Canadian Electricity Association - CEA*) y el Instituto Eléctrico Edison (*Edison Electric Institute – EEI*). Otras organizaciones tales como EPRI (Electric Power Research Institute) han recolectado, a partir de diferentes estudios, información sobre tasas de falla de equipos mediante tablas que pueden utilizarse como referencia en caso de no disponer e información suficiente para calcular las tasas de falla [23].

Una fuente de referencia importante es el Gold Book del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers - *IEEE*), donde se presentan conceptos y fórmulas para el cálculo de la confiabilidad así como tablas con datos de fallas de equipos producto de diferentes estudios, aunque se centra en Sistemas Eléctricos Industriales y Comerciales [9].



UNIVERSIDAD DE CUENCA

### 3.2.4 RECOLECCIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

En general, cada empresa de distribución busca definir un conjunto de categorías que describan lo mejor posible las interrupciones dentro del sistema de distribución al momento de recolectar la información necesaria para los estudios de confiabilidad. Entre las empresas de distribución, los métodos de recolección de información pueden variar en términos de [1]:

- Los sistemas de recolección de datos: que abarcan desde los sistemas de recolección manuales en los que se emplea formularios escritos que son llenados por el personal que realiza la reparación hasta los sistemas completamente automatizados basados en programas computacionales)
- La capacidad para recolectar datos de interrupción desde el sistema: desde el nivel de la subestación hasta el nivel de los consumidores.
- El uso o no de mecanismos de restauración de servicio cuando se recolectan datos de interrupciones.
- La definición de la interrupción sostenida (desde >1 hasta 5 minutos).
- La definición del consumidor
- Las características propias de las interrupciones, (interrupciones forzadas, interrupciones programadas, desastres naturales, etc.).

Otros parámetros que dificultan la recolección de datos son las características propias de los sistemas de distribución (rural y urbano) y la información climática (temperatura, humedad, descargas atmosféricas, etc.). Adicionalmente, la clasificación de los sistemas de distribución por sus características de diseño tales como la topología del sistema (radial, mallado, con varias fuentes de alimentación, etc.) y el tipo de líneas (aéreas y subterráneas) tiene un impacto significativo en el funcionamiento confiable del sistema.

Por ese motivo, los organismos de regulación son los encargados de establecer lineamientos y categorías comunes para todas las empresas de distribución, de tal manera que las categorías sean lo más generales posible para poder ser aplicada a diferentes empresas de distribución. El Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), es el ente regulador del sector eléctrico en el Ecuador.

La Regulación CONELEC 004/01 dispone que deben registrarse todas las interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos, a la vez que establece la manera cómo éstas deben clasificarse. La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurren en la red eléctrica deberá identificarse de la siguiente manera [6]:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).

- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Sin embargo, aunque se consideren todos los parámetros indicados en la Regulación CONELEC 004/01, cuando se intenta comparar índices y estadísticas de confiabilidad entre diferentes empresas de distribución, las diferencias en cuanto a métodos de recolección, condiciones climáticas, topología del sistema de distribución y políticas de operación y mantenimiento pueden tener un enorme impacto en las estadísticas calculadas.

Entre los métodos de recolección de datos de interrupción se tienen: métodos de recolección de información manuales, semiautomáticos y automáticos [4].

Los métodos manuales implican la utilización de formularios impresos que son completados por el personal encargado de realizar las reparaciones en el momento en que se produce una falla. Para la localización de la falla, dependen de un call center donde se reportan las llamadas de los clientes que solicitan un reclamo, con lo cual el tiempo de ubicación de la falla es mucho mayor que con los métodos automáticos, ya que solamente se puede estimar la ubicación de la falla dentro de un área pero no se puede determinar la ubicación exacta de la misma. Además este método está sujeto a errores humanos al momento de llenar los formularios tales como información incompleta o ilegible, datos que no coinciden, pérdidas de formularios, entre otros.

Los métodos semiautomáticos combinan la utilización de formularios escritos con software especializado para determinadas tareas como gestionar llamadas, recolección de información proveniente de los formularios, entre otras. Es un método más eficiente de recolección que el anterior.

Los métodos automáticos utilizan un software especializado mediante el cual se gestionan todos los aspectos relacionados con la recolección de datos. La tendencia actual de las empresas de distribución es migrar hacia estos métodos debido a la fiabilidad de la información recolectada y la considerable reducción en los tiempos de ubicación de falla y reparación con la correspondiente mejora en los índices de confiabilidad. Entre estos destaca el Outage Management System (OMS) [18], el cual es un programa computacional especializado en la gestión de las interrupciones que afectan a los consumidores; generalmente incluye también la administración de llamadas por problemas eléctricos, notificaciones a clientes, predicción del equipo que operó, el despacho de órdenes de trabajo por interrupciones y problemas eléctricos en general, gestión de redes, organización de grupos de reparaciones (cuadrillas). El OMS permite además elaborar reportes de índices



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

de confiabilidad, a la vez que es una herramienta capaz de interactuar con otros programas dentro de la empresa de distribución con el objetivo de disminuir los tiempos de restauración de servicio y las tasas de falla al ubicar las causas de interrupción de manera más precisa dentro del sistema de distribución y realizar despachos de personal de manera más eficiente.

### **3.2.5 RECOLECCIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES EN LA CENTROSUR**

En el caso de que se presente una falla, la Empresa Eléctrica tiene implementado un sistema que determina el lugar de falla en base a un Call Center, que recibe reclamos de los consumidores por vía telefónica. Este sistema redirecciona las llamadas al Centro de Operación de la Distribución (COD), el cual se encarga del despacho de los grupos de trabajo encargados de solucionar las fallas que se presenten en el sistema de distribución. Estos grupos de trabajo, se encargan de llenar formularios denominados como Partes Diarios de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes, que luego se registran en un programa computacional en la CENTROSUR. En el Anexo 1 se muestra este documento que sirve para el registro de las interrupciones.

### **3.2.6 REPORTE DE INTERRUPCIÓN DE SERVICIO**

El Reporte de Interrupción de Servicio (RIS) es un documento que permite recolectar información sobre tiempos de falla, número de consumidores fuera de servicio, daño en equipos, causas de falla, entre otras; esta información puede ser procesada luego para determinar las tasas de falla por equipos [1]. Las causas de falla e interrupción se clasifican en categorías y estas a su vez en subcategorías que pueden adecuarse según las necesidades de cada empresa de distribución. En la Fig. 3.2 se muestra un modelo que se basa en un RIS empleado en empresas de distribución de Canadá.

No existe un modelo de Reporte de Interrupción de Servicio que pueda aplicarse a todas las empresas de distribución ya que cada una tiene diferentes criterios de recolección, además de otros parámetros como niveles de tensión, diseño de la red, factores ambientales y climáticos, entre otros.

La CENTROSUR no utiliza reportes de este tipo, aunque como se mencionó en el punto anterior, utiliza documentos similares denominados Partes Diarios de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes. La CENTROSUR utiliza también reportes similares a estos últimos pero destinados a labores de mantenimiento correspondientes al Alumbrado Público.



AREA ENGINEERING TECHNICIAN		District Name				REGION OFFICE USE ONLY													
		DISTRICT NO.		OUTAGE OCCURRED		REPORT SEQUENCE NO.		LOAD DISPATCH OFFICE REPORT NO.											
				yr mo d															
<b>FAULT LOCATION</b>																			
FAULT OCCURRED AT (COMPLETE ONE SECTION ONLY)																			
1 Station No.		2 or Line No.			3 or Feeder No.			<b>CALL OUT</b>											
<b>FAULT LOCATION DETAIL</b>					OCCURRED IN					NOTIFIED									
Pole No., Sec. Twp. Rge., Transformer Code, Address, etc:					District No.			h m											
PROTECTION EQUIPMENT ACTIVATED (MARK "X" IN APPLICABLE BOX)					VOLTAGE AT WHICH FAULT OCCURRED														
AT STATION			AT OTHER			1. <input type="checkbox"/> 230 kV 2. <input type="checkbox"/> 138 kV 3. <input type="checkbox"/> 115 kV 4. <input type="checkbox"/> 66 kV 5. <input type="checkbox"/> 33 kV 6. <input type="checkbox"/> 24 kV 7. <input type="checkbox"/> 24-14.4 kV Distribution 8. <input type="checkbox"/> Not Exceeding 750 V 9. <input type="checkbox"/> Other, specify													
HV FUSE	LV FUSE	OCR/BKR	STATION NO.	Transf. Fuse	Line Fuse						Line OCR	Line Section-alizer	STREET ADDRESS POLE NO. SEC. — TWP. — RGE.						
<b>OUTAGE CODE LEGEND:</b>					NOTE: Enter applicable numbering codes(s) from OUTAGE CODE LEGEND														
<b>SCHEDULED</b> 01 for Hydro 02 for Other <b>TREE CONTACT</b> 10 Poor Clearances 11 Falling Trees 12 Other <b>DEFECTIVE EQUIPMENT</b> 20 Arrestor 21 Connector 22 Conductor 23 Cut-out or disconnect 24 Farm Thermal 25 Insulator 26 Diesel Generator 27 Transformer 28 Pole 29 Cross Arm					<b>ADVERSE WEATHER</b> 30 Pothole 31 Hardware 32 OCR 33 Regulator 34 Capacitor 35 Other 40 Lightning 41 Wind Exceeding 80 km/h 42 icing 43 Freezing Fog, Frost 44 Temp. Exceeding -30°C or 30°C 45 Other <b>ADVERSE ENVIRONMENT</b> 50 Fire 51 Floor					52 Industrial Contamination 53 Humidity 54 Corrosion 55 Salty Spray 56 Vibration 57 Other <b>HUMAN ELEMENT</b> 60 incorrect installation 61 incorrect Protection Setting 62 Switching Error 63 Commissioning Error 64 incorrect Use of Hydro Equipment (incl. vehicle & rental)					65 Deliberate Damage or Sabotage 66 Overload 66 Other <b>FOREIGN INTERFERENCE</b> 70 Agricultural Equipment 71 Construction Equipment (Not Hydro or Hydro Rental) 72 Vehicle (Not Hydro or Hydro Rental) 73 Wildlife 74 Other 90 UNKNOWN / OTHER <b>REGION OFFICE USE ONLY</b> 80 Load Shedding 81 Line Fault 82 Station Fault				
<b>INSTRUCTIONS</b>					<b>CUSTOMER INTERRUPTIONS</b>				<b>OUTAGE DURATION</b>										
					1. Use a new line for each group of customers off for a different length of time but due to the same outage. 2. Enter day on, time and number of customers. 3. Record time using 24 hour clock. Called Out and Other Remarks					NO. OF CUSTOMERS AFFECTED				24 HOUR CLOCK					
LINE, STATION, BANK, FEEDER AFFECTED										DIRECT TOWN FARM SEASONAL				TIME OFF		TIME ON		DAY ON	
					h m		h m		ON										
Prepared by:					yr mo d		Checked by:			yr mo d									

Fig. 3.2 Modelo de Reporte de Interrupción de Servicio

### 3.2.7 COMPARACIÓN ENTRE EL PARTE DIARIO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA Y EL RIS DE CANADA

Luego de analizar el Parte Diario de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes de la CENTROSUR y el Reporte de Interrupción de Servicio (RIS), se ha propuesto un modelo de RIS modificado para que incluya aspectos adicionales como motivo del reclamo, arreglos efectuados, material empleado, además de clasificar las interrupciones en base a la Regulación CONELEC 004/01, de manera que pueda aplicarse en la CENTROSUR y que permita clasificar las fallas, interrupciones y tiempos de reparación de una mejor manera. Debe llenarse un Reporte de Interrupción de Servicio para cada falla ocurrida.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

No obstante, otra propuesta consiste en modificar el Parte Diario de Reclamos de la CENTROSUR para que incluya información adicional acerca de causas de falla, clasificándolas en base a la Regulación CONELEC 004/01 [6].

La ventaja del Parte Diario de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes es que sirve para registrar fallas e interrupciones que ocurren en diferentes lugares en un mismo día, a diferencia del Reporte de Interrupción de Servicio, que permite registrar un solo evento. La desventaja es que el Parte Diario de Reclamos es mucho más grande de llenar y de transportar que el RIS.

En el Anexo 2 se presentan los modelos propuestos de Reporte de Interrupción de Servicio propuesto y de Parte Diario de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes modificado para que incluya la información indicada anteriormente.

### 3.3 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD

#### 3.3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

El estudio histórico de confiabilidad se centra en la determinación de los índices básicos de confiabilidad del sistema de distribución (tasas de falla y tiempos de reparación) en base a los registros de la CENTROSUR a lo largo de un intervalo de tiempo. El estudio se centrará en los dos alimentadores seleccionados para el estudio: el 0321 y el 0521.

La metodología de análisis contiene los siguientes puntos:

1. Recolección de información.
2. Definición de grupos para los equipos utilizados en distribución.
3. Clasificación de eventos de salida para cada grupo de equipos utilizados en distribución.
4. Cálculo de los índices de confiabilidad para los equipos utilizados en distribución.

#### 3.3.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La información disponible en la CENTROSUR para el alimentador urbano 0321 y para el alimentador rural 0521 abarca el período comprendido entre enero de 2005 y abril de 2011 [21].

Los datos de fallas e interrupciones se ubican en tablas proporcionadas por el departamento de Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE) de la CENTROSUR. Entre los parámetros que constan en las tablas se tienen:

**Zona:** considera las Zonas en que se divide el área de concesión de la CENTROSUR. Adicional a estas, se incluye una zona adicional para referirse a fallas externas al área de concesión de la CENTROSUR.

**Mes:** mes en que ocurrió la interrupción o falla. El período de análisis corresponde a un total de 76 meses.

**Alimentador:** Número de alimentador.





UNIVERSIDAD DE CUENCA

**kVA instalados:** kVA instalados en todo el alimentador. La potencia instalada en el alimentador 0321 es 18135 kVA y la del alimentador 0521 es 18888 kVA. Estos datos corresponden a abril de 2011.

**Nodo:** Indica el número de nodo del alimentador donde ocurrió la interrupción.

**Nro. Int.:** Número de interrupción ocurrida en el sistema de distribución.

**Fecha de desconexión y conexión:** fecha y hora de desconexión y conexión.

**KVA desconectados:** Potencia en kVA que queda fuera de servicio por una falla o interrupción en el sistema de distribución.

**Transformador:** Indica el número de transformador correspondiente a la ubicación en la que ocurrió la interrupción; cuando ésta se extiende a muchos transformadores (falla en un ramal, falla en el alimentador, etc), se coloca un cero (0). Incluye también los transformadores de potencia de las subestaciones, pero no se considerarán estos en los estudios de confiabilidad. El alimentador 0321 tiene un total de 772 transformadores de distribución y el 0521 tiene un total de 1001 transformadores; estos datos corresponden al mes de abril de 2011.

**Falla origen:** Indica el tipo de falla a partir de un código de tres letras. La primera letra indica el subsistema, la segunda el nivel de la falla, y la tercera el origen. Por ejemplo T-P-IN significa que la falla está ubicada en el transformador, es de tipo puntual y es de origen interna no programada. Los códigos de las letras pueden ser:

- Subsistema: Baja tensión (B), Media tensión (M), Transformador de distribución (T) o Subestación (S).
- Nivel de falla: General (G), Puntual (P), Ramal (R).
- Origen: Externa (E), Interna Programada (IP), Interna No Programada (IN).

**Subsistema:** puede ser baja tensión (BT), media tensión (MT), transformador de distribución (TD) o subestación (ST).

**Tiempo en horas:** Es el tiempo que dura la interrupción en horas; matemáticamente corresponde a la diferencia en horas entre la hora de desconexión y la hora de conexión o restauración del servicio eléctrico. Sólo se considera fallas sostenidas o largas, que según la Regulación CONELEC 004/01 son aquellas que tienen una duración mayor a 3 minutos.

**Código de Causa:** es un código de 6 dígitos: los 2 primeros indican el origen de la falla, esto es externa (01), internas forzadas (02) e internas programadas (03); los otros dos dígitos son clasificaciones de éstas, por ejemplo las internas programadas se clasifican en climáticas, ambientales, terceros y red. Los dos últimos dígitos son una clasificación más precisa, por ejemplo las internas no programadas climáticas se clasifican en descargas atmosféricas, inundaciones, tempestad o tormenta y viento.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Descripción de la Causa:** Indica el significado del código de causa.

**Origen:** Puede ser Interna Programada, Interna No Programada y Externa.

**Causa:** Corresponde a una clasificación más general de la Descripción de la Causa; puede ser debido a Ampliaciones, Climáticas, Externas, Maniobras, Mantenimiento, Otras, Red o Terceros.

**Dirección:** Indica la ubicación de la interrupción mediante indicación de calles, sectores, subestaciones, etc.

### 3.3.3 DEFINICIÓN DE GRUPOS PARA LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN DISTRIBUCIÓN

Consiste en establecer una clasificación para cada uno de los equipos del sistema de distribución con el fin de determinar de manera más precisa los índices básicos de confiabilidad. Es recomendable que cada grupo sea lo más homogéneo posible, para que los cálculos aplicados a cada grupo de equipos sean correctos [13].

No obstante, no siempre se puede clasificar los equipos en grupos con características similares sino que deberán utilizarse la información de todos los equipos existentes, sin ningún tipo de clasificación, con lo cual disminuye la precisión de los índices de confiabilidad calculados; esto último se realizará cuando no se disponga de suficiente información que permita clasificar los equipos del sistema de distribución. Por ejemplo, si no se dispone de información suficiente que permita clasificar adecuadamente los transformadores en monofásicos, bifásicos y trifásicos, los índices de confiabilidad se calcularán para todos los transformadores en general, independientemente de si son monofásicos, bifásicos o trifásicos, lo cual produce mayores errores de cálculo que si se tuvieran índices de confiabilidad propios para cada tipo de transformador por separado.

A continuación se indican los grupos de equipos del sistema de distribución para los que se determinarán los índices básicos de confiabilidad.

- Alimentador: Puede clasificarse en alimentador principal y ramales. Además puede calcularse los índices para tramos aéreos y tramos subterráneos. Una clasificación más precisa puede realizarse en función del tipo de conductor utilizado y el número de fases. Por falta de información suficiente, para el estudio histórico de confiabilidad se determinará una tasa de falla para los tramos aéreos y otra para los tramos subterráneos, considerando una misma tasa de falla tanto para el alimentador principal como para los ramales.
- Transformadores de distribución: Se pueden definir grupos de equipos con características similares en base a la relación de transformación, a la potencia en kVA, al número de fases, al tipo de transformador (aéreo, pedestal, etc.), tipo de conexión (Y- $\square$ ,  $\square$ -Y, etc.), fabricante. Puesto que para los alimentadores piloto la relación de transformación en general es la misma, debido a que la mayor parte de los consumidores son residenciales, se asumirá una tasa de falla única para todos los transformadores, debido a que tampoco se dispone de información



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

completa acerca de todos los transformadores (número de fases, fabricante, tipo de transformador, conexión, etc.) sino sólo de algunos transformadores; los datos que faltan acerca del número de fases corresponden en su mayoría a transformadores que presentaron fallas en los años 2005 y 2006.

- Reconectores: Los reconectores pueden agruparse a partir de características de funcionamiento (nivel de tensión, corriente, etc.), fabricante. Más adelante se establecerá una metodología que permita estimar la de tasa de en vista de que no se han reportado fallas en estos equipos en ninguno de los alimentadores piloto durante el periodo de análisis.
- Seccionadores: pueden clasificarse por su funcionamiento y especificaciones del fabricante. Se calculará una tasa de falla para seccionadores fusible y seccionadores tipo cuchilla.
- Fusibles: se pueden definir grupos similares de fusibles en función de su velocidad de actuación (G, H, K, etc.), nivel de tensión, diseño, forma de actuación y fabricante. Se calculará una tasa de falla para todos los fusibles de cada alimentador piloto a partir de datos de fabricantes y publicaciones internacionales, debido a que no se dispone de suficiente información sobre las fallas ocurridas en los fusibles de los alimentadores piloto.
- Disyuntores: los grupos pueden seleccionarse a partir de las características propias de los dispositivos (corriente nominal, tensión de trabajo, tiempo de operación, corriente de cortocircuito, etc.), medio de extinción de arco (aire, aceite, SF<sub>6</sub>, etc.). Se asumirá una misma tasa de falla para todos los disyuntores de la subestación de cada alimentador seleccionado.

### 3.3.4 CLASIFICACIÓN DE EVENTOS DE SALIDA PARA CADA GRUPO DE EQUIPOS UTILIZADOS EN DISTRIBUCIÓN

Los eventos o causas que determinan la salida de cada grupo de equipos se clasifican según la Regulación CONELEC 004/01 y pueden resumirse principalmente en causas externas y causas internas.

Las causas internas corresponden a eventos que ocurren o que involucran a la empresa de distribución. Se clasifican en programadas y no programadas.

Las interrupciones, según la Regulación CONELEC 004/01, se clasifican de la siguiente manera [6]:

- a) Por su duración
  - Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
  - Largas, las de duración mayor a tres minutos.
- b) Por su origen
  - Externas al sistema de distribución.
    - Otro Distribuidor
    - Transmisor
    - Generador
    - Restricción de carga
    - Baja frecuencia



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Otras
- Internas al sistema de distribución.
  - Programadas
  - No Programadas
- c) Por su causa
  - Programadas
    - Mantenimiento
    - Ampliaciones
    - Maniobras
    - Otras
  - No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
    - Climáticas
    - Ambientales
    - Terceros
    - Red de alto voltaje (AV)
    - Red de medio voltaje (MV)
    - Red de bajo voltaje (BV)
    - Otras
- a) Por el voltaje nominal
  - Bajo voltaje
  - Medio voltaje
  - Alto voltaje

### **3.3.5 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES BÁSICOS DE CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

En esta sección se calcularán los índices básicos de confiabilidad de los alimentadores piloto del sistema de distribución: tasa de falla y tiempo de reparación. Se calculará además la tasa de interrupción de los alimentadores piloto.

#### **3.3.5.1 TASAS DE FALLA Y TASAS DE INTERRUPCIÓN**

El cálculo de las tasas de falla se realiza utilizando la cantidad de fallas que se produjeron en un intervalo de tiempo. Las interrupciones incluyen además de las fallas, pérdida de servicio por labores de mantenimiento, ampliaciones, etc. Adicional al procedimiento de cálculo de las tasas de falla, se utilizarán como datos suplementarias los correspondientes a tasas de falla típicas tomadas de bibliografía relacionada con la confiabilidad en sistemas de distribución, catálogos de equipos y otras fuentes de información; estas tasas típicas se utilizarán en caso de que no se disponga de información suficiente que permita determinar las tasas de falla reales de los equipos del sistema de distribución. El periodo de análisis para todos los equipos es el comprendido entre enero de 2005 y abril de 2011, esto es 6.33 años [21].

A continuación en la tabla 3.12 se muestra las tasas de falla por año típicas de los equipos del sistema de distribución. La tabla fue elaborada a partir de diferentes fuentes de información [1], [2], [4], [9], [23] – [26]. Las tasas de falla



UNIVERSIDAD DE CUENCA

de las líneas subterráneas y aéreas están en fallas/(km año) y el resto en fallas/año.

**Tabla 3.12** Valores típicos de tasas de falla en alimentadores de sistemas de distribución

COMPONENTES	TASAS DE FALLA $\lambda_f$ (fallas/año)			
	MINIMA	MÁXIMA	PROMEDIO	TÍPICA
Línea subterránea	0.003	0.025	0.014	0.018
Línea aérea	0.019	0.112	0.065	0.056
Transformador de distribución	0.004	0.03	0.017	0.004
Reconectador	0.005	0.015	0.01	0.015
Seccionador fusible	0.002	0.014	0.009	0.003
Seccionador tipo cuchilla	0.004	0.14	0.072	0.004
Fusible de media tensión	0.004	0.06	0.032	0.004
Disyuntor	0.003	0.02	0.0115	0.003

En los casos en que no se disponga de suficiente información se utilizarán los valores típicos de tasas de falla indicados en la tabla 3.12. Todos los datos de longitud de alimentadores y número de equipos a utilizarse en el cálculo de las tasas de falla y de interrupción corresponden al mes de abril de 2011 [19], [21]. El periodo de análisis comprende el intervalo de tiempo desde enero de 2005 hasta abril de 2011, lo cual equivale a 6.33 años.

Antes de realizar el cálculo de las tasas de falla, es necesario explicar con un poco más de detalle algunos puntos del literal 3.2 que se refería a la recolección de datos en la CENTROSUR. En base a los datos de la CENTROSUR [21], las interrupciones ocurren en uno de cuatro sistemas: Baja Tensión (BT), Media Tensión (MT), Transformador de Distribución (TD) y Subestación (ST).

- Las interrupciones en el subsistema BT se clasifican en Interrupciones Puntuales Internas Programadas (B-P-IN) y Puntuales Programadas (B-P-IP).
- Las interrupciones en el subsistema MT se dividen en Interrupciones Generales e Interrupciones por Ramales. A su vez, las Interrupciones Generales pueden ser Internas Programadas (M-G-IN) y Programadas (M-G-IP). De manera similar, las Interrupciones en Ramales pueden ser Internas No Programadas (M-R-IN) y Programadas (M-R-IP).
- Las interrupciones en el subsistema TD se clasifican en Interrupciones Puntuales y en Ramales. Las Interrupciones Puntuales pueden ser Internas No Programadas (T-P-IN) y Programadas (T-P-IP). Las Interrupciones en Ramales pueden ser Internas No Programadas (T-R-IN) y Programadas (T-R-IP).
- Todas las interrupciones en Subestaciones son Generales y pueden ser Internas Programadas (S-G-IP) y No Programadas (S-G-IN).

La Regulación CONELEC 004/01 clasifica las interrupciones de la siguiente manera:



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- **Por su duración:** Breves (aquellas que duran menos de 3 minutos) y Largas (aquellas que duran más de tres minutos)
- **Por su origen:** Externas e internas al sistema de Distribución.
- **Por su causa:** Programadas y no programadas.
- **Por el voltaje nominal:** Bajo, Medio y Alto Voltaje

A partir de los datos de la CENTROSUR y en base a la Regulación CONELEC 004/01, se tomarán las siguientes consideraciones para el cálculo de las tasas de falla:

1. Se llamará falla a toda interrupción no programada y en general se utilizará el término interrupción para describir tanto interrupciones no programadas como interrupciones programadas.
2. Todas las interrupciones utilizadas en el cálculo de las tasas de falla serán no programadas, mientras que todas las interrupciones, tanto programadas como no programadas, se utilizarán para calcular las tasas de interrupción. Ésta última sólo se calculará para los alimentadores.
3. Se considerarán solamente las fallas en los subsistemas de Media Tensión (MT), Transformadores de Distribución (TD) y Subestación (ST).
4. Todas las interrupciones consideradas serán Internas al sistema de Distribución de la CENTROSUR.

Puesto que en los registros de la CENTROSUR [21] existen fallas que implican varios elementos simultáneamente, por ejemplo deslizamientos de tierra, choques, etc., se establecerán criterios adicionales para el cálculo de las tasas de falla:

- A cada evento de falla (interrupción no programada) se asociará un elemento del sistema de distribución (alimentador, transformador, seccionador fusible, etc.) en el que ocurre la falla.
- A cada interrupción (programada) se asociará un elemento del sistema de distribución en el que se produce la interrupción; se limitará a alimentador, ramal y red de BT.
- Las fallas generales en media tensión (M-G-IN) se considerarán fallas en el alimentador principal. Las fallas en ramales y las fallas generales se sumarán para calcular una tasa de falla única para todo el alimentador.
- Las interrupciones Puntuales en los transformadores se considerarán como interrupciones en el sistema de Baja tensión.

La tasa de falla  $\lambda_f$  permite obtener MTTF, que para una distribución exponencial se calcula con la ecuación (2.7):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f}$$

Para tasas de falla muy pequeñas, el MTTF será muy grande, excediendo ampliamente el tiempo de vida útil de los equipos del sistema de distribución; esto es posible porque el MTTF es el tiempo promedio transcurrido antes de que una falla ocurra en un equipo que se encuentra en su periodo de vida útil, tal que si este periodo de vida útil es lo suficientemente extenso, se puede



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

observar la falla; por otro lado, el equipo puede entrar en el periodo de obsolescencia antes de que ocurra una falla, por lo que no podría aplicarse el MTTF. Por ejemplo, un transformador de potencia puede tener un MTTF de 500 años mientras que su periodo de vida útil podría ser de solamente 60 años, luego de los cuales el transformador comienza a tener fallas debido al envejecimiento del equipo en lugar de fallas aleatorias, por lo que no es aplicable el concepto de MTTF en este caso [1]. Para evitar este inconveniente, se obtendrá MTTF de todo el conjunto de equipos de cada alimentador piloto en lugar de MTTF de cada equipo por separado, aplicando la ecuación (3.1).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times nro\ equipos} \quad (3.1)$$

Por ejemplo, en un alimentador con 200 seccionadores tipo fusible con una tasa de falla de 0.004 fallas/año, al aplicar la ecuación (2.7), se obtiene un MTTF de 250 años para un seccionador tipo fusible. Por otro lado, al aplicar la ecuación (3.1) se tiene que el MTTF del alimentador es de 1,25 años, con lo que puede decirse que a lo largo del alimentador ocurrirá una falla provocada por uno de los seccionadores fusibles cada 1,25 años en promedio.

A continuación se realiza el cálculo de las tasas de falla y de interrupción. El periodo de análisis para todos los equipos es de 6.33 años.

- **Alimentadores:** La tasa de falla se calcula mediante la ecuación (3.2), dividiendo la cantidad de fallas para el período de análisis en años y para la longitud del alimentador en km. La tasa de interrupción se calcula con la ecuación (3.3), en la que se consideran las interrupciones en lugar de las fallas para el cálculo. Al considerar la longitud de los alimentadores constante e igual a la longitud final del mismo al final del periodo de análisis, se obtendrán valores de tasas de falla y de interrupción subdimensionados.

$$\lambda_f = \frac{fallas}{longitud \times T} \quad (3.2)$$

$$\lambda_i = \frac{interr.}{longitud \times T} \quad (3.3)$$

### **Alimentador 0321 (Datos abril de 2011)**

Longitud del tramo aéreo alimentador en km: 354.84 km

Longitud del tramo subterráneo del alimentador en km: 0.71 km

Total de fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 34

Total de fallas en los ramales en el periodo de análisis: 62

Total de interrupciones en el alimentador principal en el periodo de análisis: 180

Total de interrupciones en los ramales en el periodo de análisis: 382

Para efectos de cálculo y en vista de que los tramos subterráneos tienen una longitud muy reducida en comparación con los tramos aéreos, sólo se considerarán los tramos aéreos para el cálculo de las tasas de falla y de interrupción. En vista de que no se dispone de información



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

correspondiente a la longitud de los ramales y del alimentador principal por separado sino una longitud total en km para todo el alimentador [19], se calculará una tasa de falla única para todos los tramos aéreos tanto del alimentador principal como de los ramales a partir de la ecuaciones (3.2). Se hará la misma consideración para el cálculo de las tasas de interrupción, la cual se calcula a partir de la ecuación (3.3). La tasa de falla de los tramos subterráneos será la indicada en la tabla 3.12.

Tasa de falla:

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{longitud} \times T} = \frac{34 + 62}{354.84 \times 6.33} = 0.043 \text{ fallas / (km año)}$$

El MTTF se calcula con la ecuación (3.1), excepto que en lugar del número de equipos se coloca la longitud en km:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f} = \frac{1}{0.043 \times 354.84} = 0.066 \text{ años} \approx 24 \text{ días}$$

Tasa de interrupción:

$$\lambda_i = \frac{\text{interr.}}{\text{longitud} \times T} = \frac{80 + 433}{354.84 \times 6.33} = 0.228 \text{ in terr. / (km año)}$$

### **Alimentador 0521 (Datos abril de 2011)**

Longitud del tramo aéreo alimentador en km: 473.65 km

Longitud del tramo subterráneo del alimentador en km: 0.71 km

Total de fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 75

Total de fallas en los ramales en el periodo de análisis: 26

Total de interrupciones en el alimentador principal en el periodo de análisis: 195

Total de interrupciones en los ramales en el periodo de análisis: 307

El procedimiento de cálculo es el mismo que para el otro alimentador piloto, por lo tanto:

Tasa de falla:

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{longitud} \times T} = \frac{75 + 26}{473.65 \times 6.33} = 0.034 \text{ fallas / (km año)}$$

El MTTF se calcula con la ecuación (3.1), excepto que en lugar del número de equipos se coloca la longitud en km:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f} = \frac{1}{0.034 \times 473.65} = 0.062 \text{ años} = 22.63 \text{ días} \approx 23 \text{ días}$$

Tasa de interrupción:





$$\lambda_i = \frac{\text{interr.}}{\text{longitud} \times T} = \frac{103+370}{473.65 \times 6.33} = 0.158 \text{ interr.}/(\text{km año})$$

- **Transformadores de distribución:** Se determinará una tasa de falla común para todos los transformadores, la cual se obtiene según la ecuación (3.4) al dividir el número de fallas para el producto entre el número de equipos por el periodo de análisis. La ecuación (3.4) es aplicable a todos los equipos del sistema de distribución, a excepción de los alimentadores.

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} \quad (3.4)$$

**Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 772 transformadores

Total de fallas en el periodo de análisis: 85

Tasa de falla:

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{85}{772 \times 6.33} = 0.017 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.017 \times 772} = 0,074 \text{ años}$$

**Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 1001 transformadores

Total de fallas en el periodo de análisis: 64

Tasa de falla:

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{64}{1001 \times 6.33} = 0.010 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.010 \times 1001} = 0.1 \text{ años}$$

- **Seccionadores tipo fusible:** Se calculará una tasa de falla común para todos los seccionadores fusibles. El procedimiento de cálculo es similar al aplicado a los transformadores.

**Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Total de equipos: 773 seccionadores fusibles

Total de fallas en el periodo de análisis: 10

*Tasa de falla:*

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{10}{773 \times 6.33} = 0.00204 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.00204 \times 773} = 0.634 \text{ años}$$

### **Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 999 seccionadores fusible

Total de fallas en el periodo de análisis: 64

*Tasa de falla:*

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{4}{999 \times 6.33} = 0.000632 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.000632 \times 999} = 1.58 \text{ años}$$

- **Reconectores:** No se reportaron fallas en los reconectores de los alimentadores piloto durante el período de análisis, por lo que se optó por estimar la tasa de falla utilizando un procedimiento estadístico que permite estimar las tasas de falla a partir de pocos datos o en ausencia de los mismos durante el periodo de análisis [13]. El proceso consiste en aproximar  $\lambda$  utilizando una distribución Chi Cuadrado en lugar de una distribución Poisson [1]. El error porcentual entre ambas distribuciones es despreciable para casos en los que se presentan hasta 2 fallas para cualquier periodo de análisis. En caso de que se presentan 3 fallas, el error es despreciable para periodos de análisis de 10 años o mayores, pero para tiempos menores como por ejemplo un periodo de análisis de 5 años, el error porcentual resulta muy grande, alrededor del 85%, por lo que la aproximación a través de la distribución Chi Cuadrado sólo resulta válida para casos en que las fallas que se presentan durante el período de análisis es menor o igual a 2. En los casos en que pueda aplicarse la distribución anteriormente descrita, la tasa de falla de los equipos del sistema de distribución puede aproximarse mediante la relación [13]:

$$\lambda_f = \frac{\chi_{a/2,v}^2}{2 \times k \times T} \quad (3.5)$$

donde:



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

$k$ : es el número de equipos analizados.

$T$ : es el periodo de análisis en años.

$\nu$ : es el número de grados de libertad. Para  $n$  fallas durante el periodo de análisis, entonces:

$$\nu = 2(n+1) \quad (3.6)$$

$\chi_{a/2,\nu}^2$ : valor de la distribución Chi cuadrado para el cual existe una probabilidad crítica  $a$  con  $\nu$  grados de libertad. Se asumirá  $a = 5\%$ , es decir que se puede establecer un  $\lambda$  dentro de un intervalo de confianza del 95% con lo cual se puede afirmar con una certeza del 95% que la tasa de falla del equipo es menor o igual al valor calculado.

**Tabla 3.13** Valores de  $\chi_{a/2,\nu}^2$  de la distribución Chi Cuadrado para diferentes  $a$  y grados de libertad

$\nu$	$a$						
	0.001	0.0025	0.005	0.01	0.025	0.05	0.1
1	10.8274	9.1404	7.8794	6.6349	5.0239	3.8415	2.7055
2	13.8150	11.9827	10.5965	9.2104	7.3778	5.9915	4.6052
3	16.2660	14.3202	12.8381	11.3449	9.3484	7.8147	6.2514
4	18.4662	16.4238	14.8602	13.2767	11.1433	9.4877	7.7794
5	20.5147	18.3854	16.7496	15.0863	12.8325	11.0705	9.2363
6	22.4575	20.2491	18.5475	16.8119	14.4494	12.5916	10.6446

### **Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**

Total de equipos ( $k$ ): 2 reconectores

Total de fallas en reconectores ( $n$ ): 0

Intervalo de confianza unilateral: 95%, por lo tanto  $a = 5\%$

Grados de libertad: Aplicando la ecuación (3.6), se tiene que

$$\nu = 2(n+1) = 2(0+1) = 2$$

De la tabla 3.13, con grados de libertad  $\nu=2$  y  $a = 5\%$  (0.05) se tiene que  $\chi_{a/2,\nu}^2 = 5.9915$  por lo que, según las ecuaciones (3.5) y (3.1), la tasa de falla y el MTTF son:

$$\lambda_f = \frac{\chi_{a/2,\nu}^2}{2 \times k \times T} = \frac{5.9915}{2 \times 2 \times 6.33} = 0.237 \text{ fallas / año}$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.237 \times 2} = 2.11 \text{ años}$$

Por lo que se puede afirmar que para un 95% de certeza, la tasa de falla de los reconectores del alimentador 0321 tiene un valor inferior o igual a 0.237 fallas/año.

### **Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Total de equipos: 3 reconectores

Total de fallas en reconectores: 0

Intervalo de confianza unilateral: 95%, por lo tanto  $\alpha = 5\%$

Grados de libertad: Aplicando la ecuación (3.6), se tiene que

$$v = 2(n + 1) = 2(0 + 1) = 2$$

De la tabla 3.13, con grados de libertad  $v=2$  y  $\alpha = 5\%$  (0.05) se tiene que  $\chi_{\alpha/2,v}^2 = 5.9915$  por lo que, según las ecuaciones (3.5) y (3.1), la tasa de falla y el MTTF son:

$$\lambda_f = \frac{\chi_{\alpha/2,v}^2}{2 \times k \times T} = \frac{5.9915}{2 \times 3 \times 6.33} = 0.158 \text{ fallas / año}$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.158 \times 3} = 2.1 \text{ años}$$

Por lo que se puede afirmar que para un 95% de certeza, la tasa de falla de los reconectores del alimentador 0521 tiene un valor inferior o igual a 0.158 fallas/año.

No obstante, al comparar las tasas de falla calculadas tanto para el alimentador 0321 como para el alimentador 0521 con los valores típicos de tasas de falla de diferentes publicaciones [1], [2], [4], [9], [23] – [26], resumido en la tabla 3.12, se establecen valores inferiores a los calculados, por lo que se optó por utilizar estas tasas de falla en lugar de las calculadas, por lo que aplicando la ecuación (3.1), el MTTF para el alimentador 0321 es:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.015 \times 2} = 33.33 \text{ años}$$

Aplicando la ecuación (3.1) MTTF para el alimentador 0521 es

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.015 \times 3} = 22.22 \text{ años}$$

- **Seccionadores tipo cuchilla:** No existe información sobre fallas en los seccionadores de tipo cuchilla durante el período de análisis, por lo que se aplicará el mismo procedimiento utilizado para los reconectores para estimar la tasa de falla.

### **Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 11 seccionadores tipo cuchilla

Total de fallas en el periodo de análisis: 0

Intervalo de confianza unilateral: 95%, por lo tanto  $\alpha = 5\%$

Grados de libertad: Aplicando la ecuación (3.6), se tiene que



$$\nu = 2(n+1) = 2(0+1) = 2$$

De la tabla 3.13, con grados de libertad  $\nu=2$  y  $\alpha = 5\%$  (0.05) se tiene que  $\chi_{\alpha/2,\nu}^2 = 5.9915$  por lo que, según las ecuaciones (3.5) y (3.1), la tasa de falla y el MTTF son:

$$\lambda_f = \frac{\chi_{\alpha/2,\nu}^2}{2 \times k \times T} = \frac{5.9915}{2 \times 11 \times 6.33} = 0.043 \text{ fallas / año}$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.043 \times 11} = 2.11 \text{ años}$$

Por lo que se puede afirmar que para un 95% de certeza, la tasa de falla de los seccionadores tipo cuchilla del alimentador 0321 tiene un valor inferior o igual a 0.043 fallas/año.

**Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 11 seccionadores de tipo cuchilla

Total de fallas en el periodo de análisis: 0

Intervalo de confianza unilateral: 95%, por lo tanto  $\alpha = 5\%$

Grados de libertad: Aplicando la ecuación (3.5), se tiene que

$$\nu = 2(n+1) = 2(0+1) = 2$$

De la tabla 3.13, con grados de libertad  $\nu=2$  y  $\alpha = 5\%$  (0.05) se tiene que  $\chi_{\alpha/2,\nu}^2 = 5.9915$  por lo que, según las ecuaciones (3.4) y (3.1), la tasa de falla y el MTTF son:

$$\lambda_f = \frac{\chi_{\alpha/2,\nu}^2}{2 \times k \times T} = \frac{5.9915}{2 \times 11 \times 6.33} = 0.043 \text{ fallas / año}$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.043 \times 11} = 2.11 \text{ años}$$

Por lo que se puede afirmar que para un 95% de certeza, la tasa de falla de los seccionadores cuchilla del alimentador 0521 tiene un valor inferior o igual a 0.043 fallas/año.

Al comparar las tasas de falla calculadas tanto para el alimentador 0321 como para el alimentador 0521 con los valores típicos de tasas de falla de diferentes publicaciones [1], [2], [4], [9], [23] – [26], resumido en la tabla 3.12, los valores son similares, por lo que se utilizarán los valores calculados.

- **Fusibles de media tensión:** Se calculará una tasa de falla común para todos los fusibles de media tensión. El procedimiento de cálculo es similar al aplicado a los transformadores, utilizando la ecuación (3.4).

**Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Total de equipos: 222 fusibles

Total de fallas en el periodo de análisis: 20

*Tasa de falla:*

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{20}{222 \times 6.33} = 0.014 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.014 \times 222} = 0.317 \text{ años}$$

**Alimentador 0521 (Datos abril de 2011)**

Total de equipos: 263 fusibles

Total de fallas en el periodo de análisis: 13

*Tasa de falla:*

$$\lambda_f = \frac{\text{fallas}}{\text{equipos} \times T} = \frac{13}{263 \times 6.33} = 0.008 \text{ fallas / año}$$

El MTTF se calcula a partir de la ecuación (3.1):

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.008 \times 263} = 0.487 \text{ años}$$

- **Disyuntores:** Las tasas de falla se obtuvieron a partir de la tabla 3.12 por falta de información suficiente que permita calcular las tasas de falla. Se utilizará la misma tasa de falla para ambos alimentadores piloto. Por lo tanto:

*Tasa de falla de disyuntores en los alimentadores 0321 y 0521:*

$$\lambda_f = 0.003 \text{ fallas / año}$$

Aplicando la ecuación (3.1), el MTTF para el alimentador 0321 es:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.003 \times 2} = 166.67 \text{ años}$$

A partir de la ecuación (3.1), el MTTF para el alimentador 0521 es:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_f \times \text{equipos}} = \frac{1}{0.003 \times 2} = 166.67 \text{ años}$$



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

A continuación, en la tabla 3.14, se realiza un resumen de cada uno de los equipos de distribución con su respectiva tasa de falla.

**Tabla 3.14** Tasas de falla de los equipos de distribución de la CENTROSUR

Alimentador	Equipo	Tasa de falla
0321	Líneas de media tensión subterráneas	0.018 fallas/(km.año)
0321	Líneas media tensión aéreas	0.043 fallas/(km.año)
0321	Transformador de distribución	0.018 fallas/año
0321	Seccionador Fusible	0.00204 fallas/año
0321	Reconectador	0.015 fallas/año
0321	Seccionador tipo cuchilla	0.043 fallas/año
0321	Fusible de media tensión	0.014 fallas/año
0321	Disyuntor	0.003 fallas/año
0521	Líneas de media tensión subterráneas	0.018 fallas/(km.año)
0521	Líneas de media tensión aéreas	0.034 fallas/(km.año)
0521	Transformador de distribución	0.010 fallas/año
0521	Seccionador Fusible	0.000632 fallas/año
0521	Reconectador	0.015 fallas/año
0521	Seccionador tipo cuchilla	0.043 fallas/año
0521	Fusible de media tensión	0.008 fallas/año
0521	Disyuntor	0.003 fallas/año

### 3.3.5.2 TIEMPO DE REPARACIÓN:

Debido a la dificultad en la determinación de los tiempos de reparación a partir de los datos disponibles en la CENTROSUR, se ha optado por utilizar tiempos de reparación de diferentes publicaciones y fuentes de información [1], [2], [4], [9], [23] – [26]. En la tabla 3.15 se presentan cuatro columnas en las cuales se han resumido los tiempos de reparación. Se escogió la columna de tiempos de reparación típicos para el estudio de confiabilidad porque éstos son los de mayor frecuencia según las publicaciones consideradas. Los tiempos de reparación servirán tanto para el alimentador 0321 como para el 0521. Los tiempos de reparación promedio de la tabla corresponden al promedio entre todos los tiempos de reparación encontrados en las diferentes publicaciones, por lo que no es el promedio entre el valor máximo y mínimo indicado en la tabla 3.15.

**Tabla 3.15** Datos de tiempo de reparación para los alimentadores 0321 y 0521

COMPONENTES	TIEMPO DE REPARACIÓN (horas)			
	MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	TÍPICO
Línea subterránea	3	12	7.5	6
Línea aérea	4	8	6	4
Fusible	1	3.6	2.3	1
Reconectador	3	4.3	3.65	3
Seccionador fusible	1	4	2.5	3



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Seccionador cuchilla	1.5	12	7	2.5
Disyuntor	6	17	11.5	8
Transformador	3	8	5.5	5

Las consideraciones utilizadas en el cálculo de las tasas de falla se aplican también para el cálculo de los tiempos de reparación.

El tiempo de reparación corresponde al tiempo que dura el proceso de eliminar la falla, de tal manera que el sistema de distribución recupere su estado normal de operación antes de que se produzca la falla [1].

No obstante, se requieren datos adicionales de tiempo, correspondientes al tiempo de desplazamiento (tiempo que tarda la cuadrilla encargada de la reparación en llegar hasta el lugar donde ocurrió la falla) y tiempo de inspección (tiempo que demora el equipo de reparación hasta encontrar la ubicación exacta de la falla).

La suma de los tiempos de desplazamiento, inspección y de reparación corresponde al tiempo de restablecimiento o restauración de servicio.

De los datos proporcionados por la CENTROSUR [27], se dispone de información sobre tiempos de transporte, tiempos de preparación y tiempos de trabajo.

Los tiempos de inspección de las líneas aéreas y subterráneas, así como los tiempos de desplazamiento de los grupos de reparación hacia el lugar de la falla obtenidos a partir de [27] se indican en la tabla 3.16.

**Tabla 3.16** Tiempos de inspección y desplazamiento de los alimentadores 0321 y 0521

Alimentador	Tiempo	Minutos
0321	Tiempo de inspección líneas aéreas	15
0321	Tiempo de inspección cables subterráneos	25
0321	Tiempo de desplazamiento	15
0521	Tiempo de inspección líneas aéreas	15
0521	Tiempo de inspección cables subterráneos	25
0521	Tiempo de desplazamiento	15

Los tiempos de reparación se calcularán bajo los siguientes criterios:

- Se considerará tiempo de reparación a la diferencia entre el tiempo de desconexión y el tiempo de conexión, aunque en realidad se refiera al tiempo de restablecimiento.
- El tiempo de reparación calculado para cada equipo del sistema de distribución será el promedio de los tiempos de reparación de cada falla ocurrida en el equipo, aplicando la ecuación (3.7):





$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} \quad (3.7)$$

El cálculo de los tiempos de reparación se realizará a continuación:

- **Alimentadores:** El tiempo de reparación se obtiene a partir de la ecuación (3.7), así:

***Alimentador 0321(Datos abril de 2011)***

Total de fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 34

Total de fallas en los ramales en el periodo de análisis: 62

Duración total de las fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 9.34 h

Duración total de las fallas en los ramales en el periodo de análisis: 192.22 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{9.34 + 192.22}{34 + 62} = 2.1 \text{ horas}$$

***Alimentador 0521(Datos abril de 2011)***

Total de fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 75

Total de fallas en los ramales en el periodo de análisis: 26

Duración total de las fallas en el alimentador principal en el periodo de análisis: 39.38 h

Duración total de las fallas en los ramales en el periodo de análisis: 59.17 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{39.38 + 59.17}{75 + 26} = 0.98 \text{ horas}$$

- **Transformadores:** El tiempo de reparación se obtiene a partir de la ecuación (3.7), así:

***Alimentador 0321(Datos abril de 2011)***

Total de fallas en el transformador en el periodo de análisis: 85

Duración total de las fallas en el transformador en el periodo de análisis: 192.82 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:



$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{192.82}{85} = 2.27 \text{ horas}$$

**Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**

Total de fallas en el transformador en el periodo de análisis: 64

Duración total de las fallas en el transformador en el periodo de análisis: 32.32 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{75.82}{64} = 1.18 \text{ horas}$$

- **Seccionadores fusible:** El tiempo de reparación se obtiene a partir de la ecuación (3.7), así:

**Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**

Total de fallas en los seccionadores fusible en el periodo de análisis: 10

Duración total de las fallas en los seccionadores fusible en el periodo de análisis: 20.84 h.

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{20.84}{10} = 2.08 \text{ horas}$$

**Alimentador 0521(Datos abril de 2011)**

Total de fallas en los seccionadores fusible en el periodo de análisis: 4

Duración total de las fallas en los seccionadores fusible en el periodo de análisis: 5.58 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{5.58}{4} = 1.4 \text{ horas}$$

- **Fusibles de media tensión:** El tiempo de reparación se obtiene a partir de la ecuación (3.7), así:

**Alimentador 0321(Datos abril de 2011)**

Total de fallas en los fusibles de media tensión en el periodo de análisis: 20

Duración total de las fallas en los fusibles en el periodo de análisis: 10.36 h



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{10.36}{20} = 0.52 \text{ horas}$$

**Alimentador 0521 (Datos abril de 2011)**

Total de fallas en los seccionadores fusibles en el periodo de análisis: 13

Duración total de las fallas en los seccionadores fusibles en el periodo de análisis: 6.98 h

Aplicando la ecuación (3.7), se tiene que:

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n TTR_i}{n} = \frac{6.98}{13} = 0.54 \text{ horas}$$

- **Reconectores:** Los tiempos de reparación se obtuvieron a partir de la tabla 3.15 por falta de información necesaria para el cálculo. Se utilizará el mismo tiempo de reparación para ambos alimentadores:

$$MTTR = 3 \text{ horas}$$

- **Seccionadores tipo cuchilla:** Los tiempos de reparación se obtuvieron a partir de la tabla 3.15 por falta de información necesaria para el cálculo. Se utilizará el mismo tiempo de reparación para ambos alimentadores:

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

- **Disyuntores:** Los tiempos de reparación se obtuvieron a partir de la tabla 3.15 por falta de información necesaria para el cálculo. Se utilizará el mismo tiempo de reparación para ambos alimentadores:

$$MTTR = 8 \text{ horas}$$

- **Tramos subterráneos:** Los tiempos de reparación se obtuvieron a partir de la tabla 3.15 por falta de información necesaria para el cálculo. Se utilizará el mismo tiempo de reparación para ambos alimentadores:

$$MTTR = 6 \text{ horas}$$

A continuación en la tabla 3.17 se realiza un resumen de cada uno de los equipos del sistema de distribución con su respectivo tiempo de reparación.

**Tabla 3.17** Tasas de falla de los equipos de distribución de la CENTROSUR

Alimentador	Equipo	Tiempo de reparación
0321	Líneas media tensión aéreas	2.1 h



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

0321	Líneas de media tensión subterráneas	6 h
0321	Transformador de distribución	2.27 h
0321	Seccionador Fusible	2.08 h
0321	Reconectador	3 h
0321	Seccionador tipo cuchilla	2.5 h
0321	Fusible	0.52 h
0321	Disyuntor	8 h
0521	Líneas de media tensión aéreas	0.98 h
0521	Líneas de media tensión subterráneas	6 h
0521	Transformador de distribución	1.18 h
0521	Seccionador Fusible	1.4 h
0521	Reconectador	3 h
0521	Seccionador tipo cuchilla	2.5 h
0521	Fusible	0.54 h
0521	Disyuntor	8 h

### 3.4 ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

#### 3.4.1 INTERDEPENDENCIA ENTRE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Si solamente un índice de confiabilidad está involucrado en el estudio predictivo de la confiabilidad, por ejemplo el SAIDI, cada proyecto de mejora potencial puede ser organizado en términos de su tasa de costo – beneficio. Si se consideran múltiples índices en el análisis, el problema de optimización se vuelve más complejo [4].

La manera más habitual que tienen las empresas de distribución para priorizar las decisiones de mejora del sistema en cuanto a la confiabilidad se basa en la mejora del SAIDI. Para cada alternativa de mejora se calcula la tasa costo-beneficio en base al costo esperado en el proyecto y la reducción esperada en el SAIDI.

Cada proyecto de mejora del SAIFI implicará una mejora del SAIDI. La cuestión radica en determinar si el costo de la mejora de la confiabilidad es proporcional a las interrupciones sostenidas de corta duración. Asumiendo que la interrupción sostenida más corta es de aproximadamente una hora, si una interrupción de dos horas es dos veces más costosa que la interrupción de una hora, en promedio, entonces la mejora del SAIDI será una buena mejora también en el SAIFI. Por otro lado, si una interrupción de dos horas de duración está avaluada en la mitad del costo de la interrupción de una hora, una mejora en el SAIDI no será una buena mejora en el SAIFI.

Lo anterior es válido para clientes de tipo residencial y puede ser significativamente distinta para consumidores de tipo comercial e industrial, donde las interrupciones de corta duración podrían resultar en el colapso de sistemas informáticos además de la paralización de procesos industriales. Sin embargo, en muchas empresas de distribución aproximadamente el 90% de los consumidores son de tipo residencial, por lo que el SAIDI resulta una buena



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

medida si es que se asume que todos los consumidores tienen el mismo peso en la toma de decisiones de mejora del sistema basadas en la confiabilidad.

El  $MAIFI_E$  se relaciona con el SAIDI de una forma más compleja que el SAIFI. Como se mencionó anteriormente, una mejora en el SAIFI conlleva una mejora en el SAIDI, lo cual no es necesariamente el caso del  $MAIFI_E$ . Por ejemplo, al deshabilitar el disparo instantáneo en los reconectores, se reducirá el  $MAIFI_E$ , pero en realidad esto hace que empeore el SAIDI. Por otro lado, habilitando el disparo automático de los reconectores, mejorará el SAIDI a la vez que empeora el  $MAIFI_E$ .

Las interrupciones momentáneas se producen principalmente debido a dos causas: conmutación automática y reconexión. El objetivo específico de los conmutadores automáticos es restaurar rápidamente el servicio, esto es, transformar una interrupción sostenida en una momentánea; en este caso, la interrupción momentánea resulta ser algo beneficioso. Cuando una empresa de distribución utiliza un programa de distribución automático, se puede esperar que el  $MAIFI_E$  crezca, lo cual también resulta ser adecuado.

La reconexión, por otro lado, permite que las fallas temporales se despejen por sí mismas. En un sistema de distribución aéreo típico, alrededor del 60 a 80% de las fallas que se producen son de naturaleza temporal. Si un reconector interrumpe una falla temporal y luego cierra, el problema a menudo se resolverá automáticamente. Esto es recomendable puesto que las empresas de distribución no tienen que despachar personal ya que no se requiere reparación. Con la reconexión, pocas interrupciones sostenidas son transformadas intencionalmente en interrupciones momentáneas.

En resumen, SAIDI, SAIFI y  $MAIFI_E$  están interrelacionados. Una mejora en el SAIDI del sistema de distribución simultáneamente implica una mejora en el SAIFI, a la vez que empeora el  $MAIFI_E$  [4].

### 3.4.2 PROBLEMÁTICA DE LOS ÍNDICES AL MEJORAR LA CONFIABILIDAD

A continuación se presentan problemas que pueden presentarse en el cálculo de los índices de confiabilidad [4]:

**SAIDI y SAIFI:** Cuando se realizan mejoras en la confiabilidad, las reducciones en el SAIDI y SAIFI son proporcionales al número de consumidores afectados. Esto conduce a que en proyectos que inciden sobre muchos consumidores, se son preferibles aquellos que involucran a pocos consumidores. Sin embargo, los alimentadores que tienen una gran cantidad de consumidores típicamente tienen una confiabilidad mejor que el promedio y los alimentadores con pocos consumidores típicamente tienen una confiabilidad peor que el promedio. Por lo tanto, las mejoras en confiabilidad basadas en el SAIDI y SAIFI pueden conducir a mejoras a través de áreas densamente pobladas donde la confiabilidad se considera adecuada.

**CAIDI:** Es una medida de la eficiencia operacional; cuando una empresa de distribución responde más rápidamente a una interrupción, el CAIDI disminuye. Esto es verdad, en cierta forma, ya que matemáticamente el CAIDI es igual al



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

SAIDI dividido para el SAIFI y por esta razón el CAIDI se incrementará si el SAIFI mejora más rápidamente que el SAIDI. Esto es, la confiabilidad podría mejorarse tanto en frecuencia como en duración, pero el CAIDI también podría incrementarse.

Considérese una empresa de distribución que busca llevar a cabo iniciativas de mejoramiento. Típicamente, las actividades iniciales más efectivas se enfocarán en fallas que ocurran frecuentemente pero que sean rápidas y fáciles de solucionar, como por ejemplo problemas animales. Cuando los problemas sencillos y rápidos de resolver se solucionan, las interrupciones que quedan en el sistema tardarán más tiempo en repararse, causando que el CAIDI aumente. Esta situación es habitual y puede causar confusión ya que la confiabilidad mejora, pero el CAIDI se incrementa en lugar de disminuir. Para evitar este problema, es mejor utilizar el SAIFI y el SAIDI por separado.

**CEMI<sub>n</sub>:** Puesto que este índice se basa en los consumidores que experimentan más interrupciones que las indicadas en un umbral determinado, este nunca se dirigirá a áreas del sistema que estén por debajo del umbral. Sin embargo, el CEMI<sub>n</sub> tiene problemas en sí mismo. En primer lugar, no puede utilizarse adecuadamente en conjunción con otros índices ya que no proporciona información acerca la duración de las interrupciones de los consumidores y al estar sujeto a otros índices, está limitado por ellos.

En segundo lugar, y más importante, el CEMI<sub>n</sub> es estrictamente una medida de frecuencia y de esa manera no aportará información para proyectos destinados a reducir el tiempo de duración de las interrupciones. Entre las mejoras en la confiabilidad que no tendrán impacto en el CEMI<sub>n</sub> se incluyen: seccionamientos manuales, transferencias entre alimentadores, indicadores de circuitos de falla y tiempos más rápidos de restauración de servicio.

Incluso más desconcertante resulta el hecho que el CEMI<sub>n</sub> no asignará ningún valor a los proyectos de mejoras más frecuentes que están enfocadas a las áreas más problemáticas del sistema.

Considérese por ejemplo, una empresa de distribución con un CEMI<sub>3</sub>, pero que tiene áreas del sistema donde los consumidores están experimentando 10 interrupciones por año. Si la empresa realiza mejoras en la confiabilidad de tal manera que los consumidores experimenten cinco interrupciones por año, no hay cambio en el valor del CEMI<sub>3</sub>, ya que para que este mejore, las interrupciones deben reducirse a 3 o menos. Entonces, la toma de decisiones centrada solamente en este índice puede dar como resultado que las decisiones no estén de acuerdo con el interés de los consumidores.

**MAIFI<sub>E</sub>:** Al igual que el SAIDI y el SAIFI, este índice también tiende a conducir mejoras a través de áreas densamente pobladas donde la confiabilidad puede considerarse como satisfactoria. Para empeorar esta situación, el MAIFI<sub>E</sub> desestimará la utilización de mejoras que tengan que ver con dispositivos automáticos de reconexión porque el empleo de estos esquemas resultará en más interrupciones momentáneas para los consumidores. Adicionalmente, muchas empresas de distribución sólo son capaces de calcular MAIFI<sub>E</sub> o MAIFI en base a la información de las subestaciones y no tienen la capacidad de



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

incluir el impacto de los reconectores de línea y acciones de interruptores automáticos.

Las empresas de distribución esperan proveer adecuados niveles de confiabilidad a los consumidores, pero estos niveles no se muestran en el SAIDI, SAIFI y MAIFI<sub>E</sub>. Pueden asignarse objetivos específicos en cuanto al mejoramiento del sistema de distribución en base a cada uno de estos índices, por ejemplo el SAIDI. Para alcanzar el objetivo específico de confiabilidad a partir del SAIDI, la solución efectiva más costosa estará dirigida hacia las áreas más densamente pobladas, las cuales podrían encontrarse ya en niveles adecuados de confiabilidad. Pueden buscarse objetivos por subestación o alimentador, pero el problema persiste. Para un alimentador con un objetivo específico de confiabilidad por alcanzar en base al SAIDI, puede resultar más costoso mejorar la confiabilidad en áreas del alimentador que tengan buena confiabilidad en lugar de áreas del alimentador que tengan un nivel bajo de confiabilidad y pocos consumidores.

En conclusión, el SAIDI y el SAIFI son en general buenas medidas de la confiabilidad, pero pueden predisponer el mejoramiento de áreas que en realidad tengan un nivel adecuado de confiabilidad. El CAIDI puede resultar confuso puesto que un incremento en el mismo podría significar tanto una mejora o no del sistema de distribución. El CEMI<sub>n</sub> es un índice que presenta problemas porque puede conducir las mejoras hacia áreas que se encuentren lejos de aquellas que tienen los peores niveles de confiabilidad. El MAIFI<sub>E</sub> también es un índice que puede resultar confuso ya que este se puede incrementar aunque mejore la confiabilidad del sistema [4].

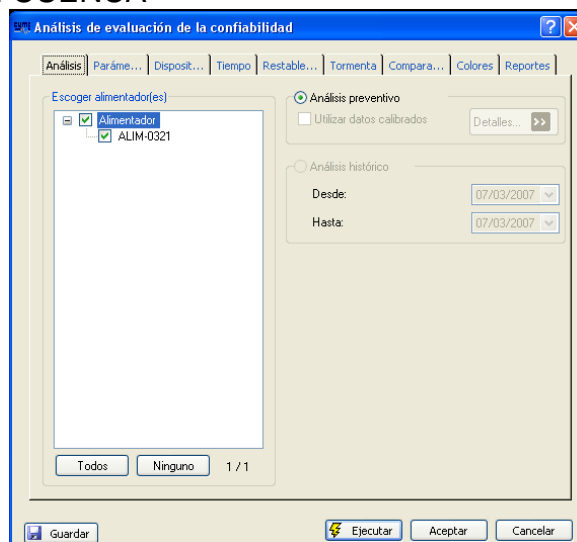
### 3.4.3 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PILOTO

En este punto se calcularán los índices orientados al consumidor así como los de potencia y energía de los alimentadores escogidos, esto es el SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI, ENS, entre otros. Se dará énfasis al TIEPI (TTIK) y al NIEPI (FMIK), ya que la regulación CONELEC 004/01 establece límites para esos índices a nivel de media tensión [6].

Para esta parte, se utilizará como herramienta informática el software CYMDIST, concretamente el módulo RAM que sirve para la evaluación de la confiabilidad. La configuración del programa con los índices básicos de confiabilidad obtenidos (tasas de falla y tiempos de reparación), junto con otros parámetros necesarios para la simulación del alimentador piloto 0321 se indican a continuación [17]:

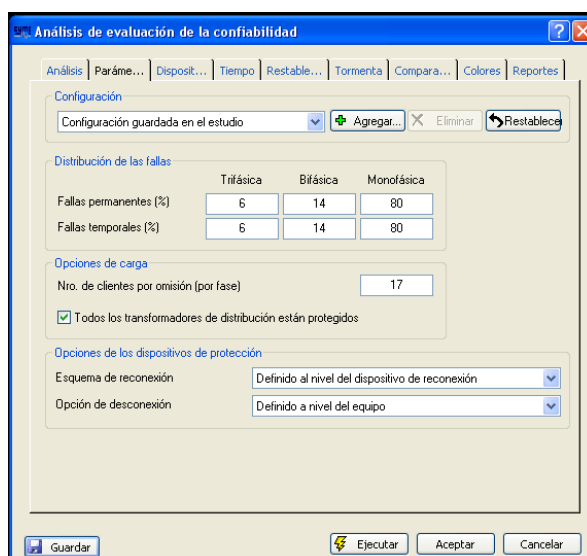
Al ingresar al módulo de evaluación de la confiabilidad aparece la pestaña de la Fig. 3.3, la cual permite realizar el análisis de la confiabilidad en varios alimentadores de manera simultánea.

Debido a que las tasas de falla varían entre alimentadores, se realizará el análisis de los alimentadores piloto por separado. El análisis histórico no se puede realizar por falta de información por lo que se llevará a cabo solamente el análisis preventivo.



**Fig. 3.3** Pestaña Análisis del módulo RAM del CYMDIST

El siguiente paso es configurar la pestaña de Parámetros, indicando un % de fallas permanentes y temporales (transitorias). Como no existe información disponible del tipo de falla (monofásica, bifásica y trifásica), se utilizarán datos que se repiten en diversos libros y publicaciones [27], [28] con lo cual se tiene un porcentaje de fallas trifásicas entre el 5 y 6%, un porcentaje de fallas monofásicas entre el 70 y 80% y el resto bifásicas. Tomando estos datos como referencia, se asumirá un 80% de fallas monofásicas, un 14% de fallas bifásicas y 6% de fallas trifásicas. Para el número de clientes por omisión, es decir por fase, se utilizarán datos proporcionados por el departamento de Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE) de la CENTROSUR que indica que en promedio existe un total de 50 clientes por transformador en alimentadores urbanos, es decir, alrededor de 17 por fase; así mismo, existe un promedio de 25 clientes por transformador en alimentadores rurales, es decir aproximadamente 8 clientes por fase.



**Fig. 3.4** Pestaña Parámetros del módulo RAM del CYMDIST





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

La configuración de los Dispositivos se realiza a partir de los datos de tasas de falla y tiempos de reparación obtenidos anteriormente. Las tasas de falla para fallas de tipo permanente serán las indicadas en la tabla 3.14 y los tiempos de reparación serán los tiempos señalados en la tabla 3.15. Para relés, interruptores de baja tensión (termomagnéticos y reguladores de tensión, se utilizarán los valores por defecto del programa, ya que no existe ninguno de esos equipos en los alimentadores piloto, por lo que no influyen en el cálculo de los indicadores de confiabilidad. Estos valores se indican en la tabla 3.16.

En lo que respecta a las tasas de falla para fallas momentáneas se asumirán valores por defecto ya que los datos proporcionados por la CENTROSUR sólo permiten calcular las tasas de falla para fallas permanentes (aquellas cuya duración es mayor a 3 minutos). Para los datos de la probabilidad de falla y tiempos de maniobra se utilizarán datos por defecto del programa, que se indican en la tabla 3.16, debido a que no se dispone de esa información.

**Tabla 3.18** Datos por defecto de dispositivos en el módulo RAM del CYMDIST para el alimentador 0321

Equipos	Tasa de fallas momentáneas (fallas/año/Km)	Tiempo de maniobra (hr)	Probabilidad de falla
Línea subterránea	0,018	0:00	0
Línea aérea	0,043	0:00	0
Fusible	0	1:00	0,005
Relé	0,02	1:00	0,005
Reconectador	0,02	1:00	0,005
Seccionador	0,02	1:00	0,005
Interruptor seccionador	0,02	1:00	0,005
Interruptor automático	0,02	1:00	0,005
Interruptor automático de baja tensión	0,02	1:00	0,005
Regulador	0,02	0:00	0
Transformador	0,05	0:00	0
Subestación	0	0:00	0

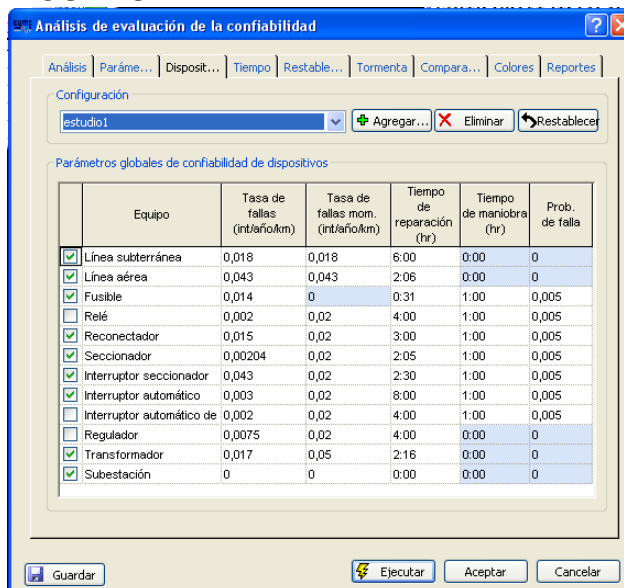


Fig. 3.5 Pestaña Dispositivos del módulo RAM del CYMDIST

La duración máxima de las interrupciones momentáneas es de 3 minutos, ya que sólo se van a considerar las fallas permanentes, es decir, aquellas que tengan una duración mayor a 3 minutos según la Regulación CONELEC 004/01 [6]. El resto de parámetros se van a tomar por defecto ya que los tiempos de desplazamiento y de interrupción ya están incluidos en el tiempo de reparación configurado en la pestaña parámetros.

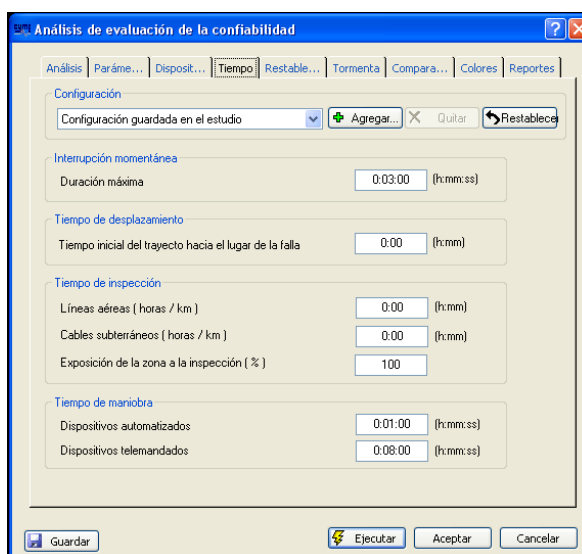


Fig. 3.6 Pestaña Tiempo del módulo RAM del CYMDIST

El restablecimiento sólo podrá realizarse aguas arriba del lugar donde ocurrió la falla.

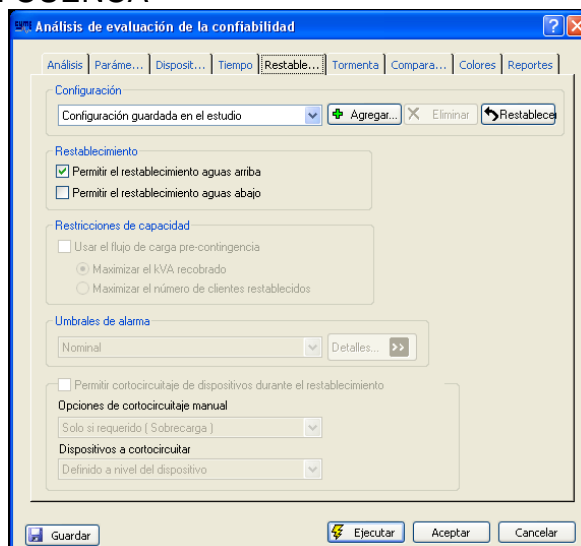


Fig. 3.7 Pestaña Tiempo del módulo RAM del CYMDIST

El porcentaje del año en modo tormenta requerido en el programa CYMDIST, se refiere al porcentaje del año en el que ocurrieron fallas climáticas, en especial las descargas atmosféricas. Este porcentaje se obtuvo de los datos proporcionados por la CENTROSUR [20], [21]. Para el alimentador 0321 se tiene un total de 43 fallas climáticas que ocurrieron en diferentes fechas, que en el intervalo de tiempo considerado (6 años y 4 meses), representa un porcentaje del 0.019%, mientras que para el alimentador piloto 0521 se contabilizaron 14 fallas de este tipo con distintas fechas de ocurrencia, por lo que el porcentaje representa el 0.006% del periodo de análisis. Como los porcentajes son despreciables, se asumirá como dato del porcentaje del año en modo tormenta de 0. El resto de la información no requerida por lo tanto no se modifica.

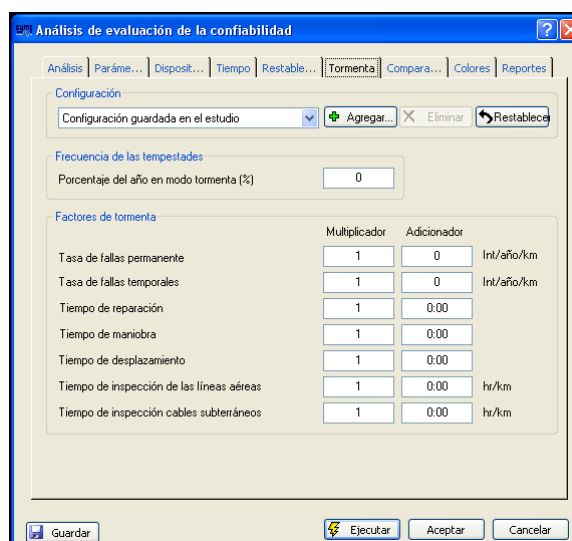
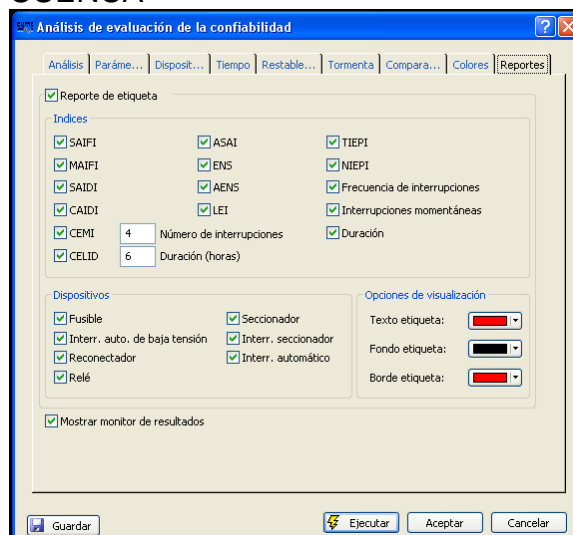


Fig. 3.8 Pestaña Tiempo del módulo RAM del CYMDIST

El cálculo se realizará para todos los índices de confiabilidad, dándose prioridad al TIEPI (TTIK) y al NIEPI (FMIK), por estar definidos en la Regulación CONELEC 004/01 [6].



**Fig. 3.9** Pestaña Reportes del módulo RAM del CYMDIST

Para el resto de pestañas se utilizarán valores por defecto. Los resultados de la simulación para el mes de abril de 2011 se muestran en la tabla 3.17 a continuación:

**Tabla 3.19** Índices de confiabilidad de los alimentadores piloto obtenidos en CYMDIST

Nombre alim.	Saifi (inter/consumo m-año)	Maifi (inter/consumo m-año)	Saidi (hr/consumo m-año)	Caidi (hr/consumo-inter)	Asai	Asui	Ens (kWh/año)
0321	6.43116	1.81220	20.96902	3.26054	0.99761	0.00239	77531.4
0521	4.99898	7.86191	19.75408	3.95162	0.99775	0.00225	96534.9

**Tabla 3.17** Índices de confiabilidad de los alimentadores piloto obtenidos en CYMDIST (continuación)

Nombre alim.	Ens media (kWh/consumo m-año)	Lei (consumo-km)	Longitud línea (km)	Longitud del cable (km)	Cemi (%)	Celid (%)	Tiepi (hr/año)	Niepi (int./año)
0321	4.44459	365559.21	353.81	0.71	76.909	76.909	18.056	5.608
0521	6.48364	545874.95	543.01	0.20	100.000	76.835	18.648	4.669

Estos datos se van a comparar con los datos proporcionados por la CENTROSUR para el mes de abril de 2011 [21]:

**Tabla 3.20** Índices de confiabilidad de los alimentadores piloto obtenidos en CYMDIST

Alim.	Tipo	FMIK	TTIK	Carga Conectada (KVA)	Longitud (Km)	Nro. Consumidores				
						Residencial	Comercial	Industrial	Otro	Total
0321	Urbano	6.05	16.532	18135	355.6	13887	172	173	189	14421
0521	Rural	3.608	4.913	18888	473.9	13038	197	225	204	13664

**4 ANÁLISIS DE RESULTADOS****4.1 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD****4.1.1 COMPARACIÓN DE TASAS DE FALLA CALCULADAS CON PUBLICACIONES Y NORMAS INTERNACIONALES**

Los datos obtenidos de publicaciones internacionales [1], [2], [4], [9], [23] – [26] se resumen en la tabla 4.1. El valor mínimo y el valor máximo corresponden respectivamente a la menor y a la mayor tasa de falla de todas las publicaciones consultadas. Las tasas de falla de las líneas subterráneas y aéreas están en fallas/(km año) y el resto en fallas/año.

**Tabla 4.1** Valores de tasas de falla en sistemas de distribución

COMPONENTES	TASA DE FALLA (por año)			
	MÍNIMA	MÁXIMA	PROMEDIO	TÍPICA
Línea subterránea	0.000727	0.365	0.183	0.017
Línea aérea	0.00622	0.373	0.190	0.056
Transformador de distribución	0.000271	0.03	0.0151	0.004
Reconectador	0.00144	0.06	0.0307	0.015
Seccionador fusible	0.000775	0.28	0.140	0.003
Seccionador tipo cuchilla	0.00015	0.32	0.160	0.004
Fusible de media tensión	0.00087	0.06	0.030	0.004
Disyuntor	0,0005	0.06	0.0303	0.003

Con el fin de reducir los intervalos de variación de las tasas de falla, en lugar de utilizar el menor de todos los valores mínimos de cada equipo como valor mínimo, se optó por emplear el mayor valor de los mínimos como tasa de falla mínima. De la misma manera, el valor máximo elegido corresponde al menor valor de todos los valores máximos de las publicaciones consultadas [1], [2], [4], [9], [23] – [26]. Todo esto se realizó con el propósito de reducir los intervalos para que los valores mínimos y máximos no varíen mucho con respecto a las tasas de falla típicas. Estos valores se utilizaron en el cálculo de las tasas de falla en la sección 3.3.5 del Capítulo 3.

**Tabla 4.2** Valores típicos de tasas de falla en alimentadores de sistemas de distribución

COMPONENTES	TASAS DE FALLA (por año)			
	MÍNIMA	MÁXIMA	PROMEDIO	TÍPICA
Línea subterránea	0.003	0.025	0.014	0.018
Línea aérea	0.019	0.112	0.065	0.056
Transformador de distribución	0.004	0.03	0.017	0.004
Reconectador	0.005	0.015	0.01	0.015
Seccionador fusible	0.004	0.014	0.009	0.003
Seccionador tipo cuchilla	0.004	0.14	0.072	0.004
Fusible de media tensión	0.004	0.06	0.032	0.004
Disyuntor	0.003	0.02	0.0115	0.003

Las tasas de falla obtenidas para todos los equipos de los alimentadores 0321 y 0521 están dentro de los límites establecidos en la tabla 4.2, a excepción de



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

las tasas de falla de los seccionadores fusible que están dentro del intervalo de la tabla 4.1.

### 4.1.2 COMPARACIÓN DE TIEMPOS MEDIOS DE REPARACIÓN CALCULADOS CON PUBLICACIONES Y NORMAS INTERNACIONALES

Los datos obtenidos de publicaciones internacionales [1], [2], [4], [9], [23] – [26] se resumen en la tabla 4.3. El valor mínimo y el valor máximo corresponden respectivamente al menor y al mayor tiempo de reparación de todas las publicaciones consultadas. Todos los tiempos están en horas.

**Tabla 4.3** Tiempos de reparación en sistemas de distribución

COMPONENTES	TIEMPO DE REPARACIÓN (horas)			
	MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	TÍPICO
Línea subterránea	3	12	7.5	6
Línea aérea	4	8	6	4
Fusible	1	3.6	2.3	1
Reconectador	3	4.3	3.65	3
Seccionador fusible	1	4	2.5	3
Seccionador cuchilla	1.5	12	7	2.5
Disyuntor	6	17	11.5	8
Transformador	3	8	5.5	5

Los tiempos de reparación obtenidos para todos los tramos aéreos, transformadores y fusibles de media tensión de los alimentadores 0321 y 0521 son muy pequeños con respecto a los valores mínimos establecidos en la tabla 4.3. No obstante, se trabajará con estos tiempos, ya que corresponden a valores obtenidos a partir de datos reales de la CENTROSUR.

## 4.2 ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

### 4.2.1.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

En general, los índices de confiabilidad presentan grandes diferencias entre regiones y países. Incluso entre sistemas muy parecidos pueden aparecer diferencias importantes en cuanto a los valores de los índices calculados. Los factores que influyen en el cálculo pueden clasificarse en [29]:

- **Factores históricos:** Estos factores se derivan del diseño de la red.
- **Factores intrínsecos o inherentes:** Estos factores son producto de las características demográficas y geográficas de la zona donde se encuentra la red de distribución.

**FACTORES HISTÓRICOS:** Los factores históricos se derivan de las características propias de la red así como la configuración de la misma:

- Nivel de tensión de la red.
- Configuración de la red.
- Puestas a tierra.
- Interconexiones entre alimentadores.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Coordinación de las protecciones.
- Automatización y monitorización de la red.

Todas las decisiones de planificación pueden llevar a que dos empresas de distribución tengan redes con características, niveles tecnológicos y de continuidad y calidad de servicio distintos. Entre los aspectos que producen esta variabilidad de los índices del sistema están: criterios tecnológicos, los factores geográficos, decisiones políticas, decisiones económicas de la empresa de distribución, etc.

**FACTORES INTRÍNSECOS:** Los factores intrínsecos o inherentes son los que relacionan las diferencias geográficas y demográficas con las diferentes zonas de concesión de la empresa de distribución. De hecho, estos factores son propios de cada zona y la posibilidad de corregirlos es limitada.

Los factores intrínsecos más importantes son los siguientes:

- Descargas atmosféricas
- Contaminación salina e industrial
- Factores climáticos
- Fauna y flora (animales, árboles)
- Densidad de la población

### 4.2.1.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL NACIONAL

La tabla 4.4 muestra los índices de confiabilidad de FMIK y TTIK de las empresas eléctricas de distribución a nivel nacional [30], según los cuales la empresa eléctrica CENTROSUR es una de las mejores empresas de distribución en cuanto a continuidad de servicio a nivel nacional debido a que los índices FMIK y TTIK están por debajo de los límites permitidos en la regulación CONELEC 004/01.

**Tabla 4.4** Índices de confiabilidad de las empresas eléctricas de distribución a nivel nacional

DISTRIBUIDORA	# de Primarios	# de Trafos	FMIK a sep-11	TTIK a sep-11	FMIK a dic-11	TTIK a dic-11
CNEL-Bolívar	15	652	44.5	73.4	40.3	80.2
CNEL-EI Oro	61	8.989	36.1	34.9	41.4	3.0
CNEL-Esmeraldas	37	5532	19.0	38.7	5.2	20.1
CNEL-Guayas						
Los Ríos	71	17255	12.3	12.5	13.5	13.7
CNEL-Los Ríos	20	5486	77.2	43.2	85.7	58.9
CNEL-Manabí	76	20510	49.5	53.4	57.5	65.9
CNEL-Milagro	47	6571	36.4	52.7	39.3	54.2
CNEL-Sta. Elena	49	5335	36.9	42.6	36.1	32.5
CNEL-Sto. Domingo	32	11380	18.4	38.7	21.2	40.7
CNEL-Sucumbíos	15	3988	92.9	158.0	101.3	175.5
E.E. Ambato	50	10970	12.1	11.0	12.6	11.3
E.E. Azogues	4	1333	0.5	0.6	0.6	0.6
<b>E.E. CENTROSUR</b>	<b>51</b>	<b>15791</b>	<b>5.7</b>	<b>7.7</b>	<b>5.7</b>	<b>7.4</b>
E.E. Cotopaxi	33	1635	5.9	7.3	4.2	3.9



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

E.E. Galápagos	9	562	15.0	19.9	17.7	24.3
E.E. Norte	33	8058	22.3	45.0	20.8	32.0
E.E. Quito	171	32995	12.6	9.5	12.9	10.2
E.E. Riobamba	33	8428	13.8	32.1	10.9	26.3
E.E. Sur	64	11944	5.0	2.7	5.5	3.5
E.E.P. de Guayaquil	155	30100	8.2	5.5	9.2	6.3

### 4.3 GENERALIZACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD A OTROS ALIMENTADORES

#### 4.3.1 ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD

##### 4.3.1.1 TASAS DE FALLA Y TASAS DE INTERRUPCIÓN

En esta parte se aplicará a todos los alimentadores los criterios explicados en la sección 3.3, y más específicamente, el procedimiento de cálculo indicado en el literal 3.3.5.1, que corresponde al cálculo de las tasas de falla y de interrupción para los equipos utilizados en sistemas de distribución.

El procedimiento de cálculo se realiza considerando la información obtenida en la CENTROSUR [21], correspondiente al periodo comprendido entre enero de 2005 y abril de 2011. Esta información se clasificó según la Regulación CONELEC 004/01 [6] y se aplicará solamente a los alimentadores aéreos de la CENTROSUR.

El proceso de cálculo de las tasas de falla y de interrupción de los equipos de cada alimentador del sistema de distribución de la CENTROSUR se describe a continuación:

1. **Determinar el periodo de análisis:** corresponde al intervalo desde enero de 2005 hasta abril de 2011, es decir, 6.33 años.
2. **Recopilar todas las interrupciones de cada alimentador:** Para esta parte se utilizará la información descrita en [21]. Toda la información se recolectó en una tabla con el mismo formato de [21] en la que también se indica el año en que ocurrió cada interrupción.
3. **Reunir información sobre equipos del sistema de distribución:** Es necesario recopilar información acerca del número de equipos de cada alimentador. También se requiere la longitud en km de los ramales y el alimentador principal; puesto que cada alimentador tiene pocos tramos subterráneos, estos se considerarán despreciables.
4. **Clasificar las fallas de cada alimentador:** Resulta conveniente asignar a cada evento de falla (interrupción no programada) el equipo donde esta ocurrió, es decir, clasificar las interrupciones no programadas en: fallas en el alimentador, fallas en los ramales, transformador, seccionador fusible, reconectador, seccionador cuchilla, fusible, disyuntor.
5. **Clasificar las interrupciones de cada alimentador:** Se debe asignar a cada interrupción, tanto programada como no programada, el subsistema donde ocurrió, el cual puede ser, baja tensión, ramales y





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

alimentador. Con esto se busca descartar posteriormente las interrupciones en baja tensión en el cálculo de la tasa de interrupción.

6. **Contar el número de fallas para cada equipo:** Requiere previamente del paso 4 y consiste en contar las fallas que ocurrieron en el alimentador principal, ramales, transformadores, seccionadores tipo fusible, reconectores, seccionadores cuchilla, fusibles y disyuntores de cada alimentador. Este paso es fundamental para calcular las tasas de falla de los equipos de cada alimentador aéreo.
7. **Contar el número de interrupciones en el alimentador principal y en los ramales:** Requiere previamente del paso 5 y consiste en contar las interrupciones programadas y no programadas que ocurrieron en el alimentador principal y los ramales. Este paso permite determinar las tasas de interrupción.
8. **Cálculo de las tasas de falla:** Para calcular la tasa de falla de los ramales y el alimentador, se tiene que dividir el número de fallas (obtenido en el punto 6) para el producto entre el periodo de análisis y la longitud en km, aplicando la ecuación (3.1). Se calculará una misma tasa de falla para el alimentador principal y los ramales. Las tasas de falla del resto de equipos se calculan dividiendo el número de fallas para el producto entre el número de equipos y el periodo de análisis, a partir de la ecuación (3.3). En caso de que se reporten muy pocas fallas (2 o menos), o no se reporte ninguna falla durante el periodo de análisis, se puede aproximar la tasa de falla mediante la distribución Chi Cuadrado [13]. Si no se dispone de suficiente información respecto a las tasas de falla, puede utilizarse tasas de falla típicas de diferentes fuentes de información como libros, publicaciones, catálogos de fabricantes [1], [2], [4], [9], [23] – [26], resumidas en las tabla 3.12.
9. **Cálculo de las tasas de interrupción:** Para calcular la tasa de interrupción de los ramales y el alimentador, se tiene que dividir el número de interrupciones (obtenido en el punto 7) para el producto entre el periodo de análisis y la longitud en km, aplicando la ecuación (3.2). Se calculará una misma tasa de interrupción para el alimentador principal y los ramales.
10. **Cálculo de MTTF:** Se define como el inverso de la tasa de falla. No obstante, al aplicar este concepto y calcular el MTTF mediante la ecuación (2.7) se obtienen tiempos muy elevados. Por ejemplo, para el 0321 se obtiene un MTTF igual a 23,41 años para el alimentador y los ramales, lo cual se interpreta de la siguiente manera: si ocurrió una falla en un tramo del alimentador, la siguiente vez que ocurra una falla en el mismo tramo será en 23,41 años en promedio. Otro problema es que en ocasiones, el MTTF puede ser mayor que la vida útil del equipo considerado. Debido a esto, se optó por calcular el MTTF aplicando la ecuación (3.1), de la siguiente manera: para alimentadores y ramales se obtiene multiplicando la tasa de falla por la longitud en km y sacando el inverso de este producto; para el resto de equipos, se obtiene



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

multiplicando la tasa de falla por el número de equipos y sacando el inverso de este producto. Por ejemplo, al aplicar este criterio al alimentador 0321, se obtiene un MTTF de 24 días en promedio, lo que significa que en promedio cada 24 días ocurrirá una falla en algún tramo de un ramal o alimentador principal del 0321. Este criterio se aplicará a todos los alimentadores analizados.

Luego de aplicar este procedimiento a los alimentadores aéreos de la CENTROSUR, se elaboró una tabla que resume las tasas de falla obtenidas para cada alimentador:

**Tabla 4.5 Tasas de falla en los alimentadores de la CENTROSUR**

ALIMENTADOR	TIPO	EQUIPO					
		ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR	SECCIONADOR FUSIBLE	RECONECTOR	FUSIBLE	SECCIONADOR CUCHILLA
104	URBANO	0,786	0,052	0,00817	-	0,148	0,043
205	URBANO	0,656	0,033	0,00802	-	0,065	0,043
321	URBANO	0,043	0,017	0,00204	0,015	0,014	0,043
322	URBANO	0,268	0,038	0,00316	0,015	0,059	0,043
323	URBANO	0,128	0,051	0,00372	0,015	0,105	0,023
324	URBANO	0,270	0,062	0,00836	0,015	0,074	0,032
325	URBANO	0,230	0,028	0,00480	-	0,050	0,068
421	URBANO	0,879	0,038	0,01071	0,015	0,030	0,039
422	URBANO	0,384	0,028	0,00260	-	0,053	0,028
423	URBANO	0,172	0,038	0,00578	0,015	0,045	0,059
424	URBANO	0,691	0,024	0,01013	-	0,055	0,053
427	URBANO	0,013	0,002	0,00300	0,015	0,009	0,043
521	RURAL	0,034	0,010	0,00063	0,015	0,008	0,043
522	URBANO	0,168	0,040	0,00226	0,015	0,066	0,028
523	URBANO	0,056	0,035	0,00190	0,015	0,055	0,018
524	URBANO	0,230	0,049	0,00239	-	0,080	0,068
525	RURAL	0,026	0,018	0,00101	0,015	0,060	0,039
526	URBANO	0,140	0,036	0,00325	-	0,065	0,030
721	URBANO	0,211	0,054	0,00449	0,015	0,078	0,095
722	URBANO	0,165	0,033	0,00228	0,015	0,026	0,053
723	URBANO	0,082	0,027	0,00334	0,015	0,025	0,032
921	RURAL	0,014	0,017	0,00217	0,015	0,009	0,004
1221	URBANO	0,097	0,016	0,00258	0,015	0,014	0,034
1222	RURAL	0,195	0,009	0,00145	0,015	0,056	0,023
1223	RURAL	1,120	2,738	0,15798	-	1,580	0,004
1421	RURAL	0,099	0,249	0,00150	0,015	0,013	0,004
1422	RURAL	0,099	0,037	0,00069	0,015	0,003	0,004
1423	RURAL	0,126	0,006	0,00297	0,015	0,005	0,004
1521	RURAL	0,071	0,052	0,00162	-	0,015	0,118
1522	URBANO	0,090	0,007	0,00355	-	0,004	0,004



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

1523	URBANO	0,192	0,007	0,00228	-	0,059	0,004
1821	RURAL	0,104	0,161	0,00156	0,015	0,073	0,079
1822	RURAL	0,205	0,220	0,00264	-	0,138	0,079
1823	RURAL	0,050	0,089	0,00135	0,015	0,020	0,095
1824	URBANO	0,054	0,047	0,00414	-	0,062	0,004
2111	URBANO	0,413	0,140	0,00675	-	0,014	0,004
2112	RURAL	0,139	0,064	0,00554	-	0,009	0,004
2113	RURAL	0,112	0,075	0,00297	-	0,005	0,004
2211	RURAL	0,117	0,052	0,00469	-	0,005	0,004
2212	RURAL	0,272	0,102	0,01170	-	0,012	0,004
2311	RURAL	0,227	0,072	0,00603	-	0,030	0,004
2312	RURAL	0,422	0,081	0,00724	-	0,015	0,004

La tasa de falla de todos los tramos subterráneos se ha considerado 0.018 fallas/km/año y de todos los disyuntores de 0.003 fallas/año. Los alimentadores 0204, 0425 y 0426, tienen tramos aéreos y subterráneos, pero los subterráneos no pueden considerarse despreciables en estos alimentadores; por esta razón, no se calcularon tasas de falla para estos alimentadores.

No obstante, estas tasas de falla se corregirán más adelante para todos los alimentadores aéreos.

### 4.3.1.2 TIEMPO DE REPARACIÓN

En esta parte se aplicarán a todos los alimentadores los criterios explicados en la sección 3.3, y más específicamente, el procedimiento de cálculo indicado en el literal 3.3.5.2, que corresponde al cálculo de los tiempos de reparación para los equipos utilizados en sistemas de distribución. Estos tiempos de reparación son en realidad tiempos de restablecimiento o restauración de servicio.

De manera similar a las tasas de falla, el procedimiento de cálculo se realizará considerando la información obtenida en la CENTROSUR [21], correspondiente al periodo comprendido entre enero de 2005 y abril de 2011. Esta información se clasificó según la Regulación CONELEC 004/01 [6] y se aplicará solamente para los alimentadores aéreos de la CENTROSUR.

El proceso de cálculo de los tiempos de reparación de los equipos de cada alimentador del sistema de distribución de la CENTROSUR es el mismo que el cálculo de las tasas de falla e interrupción en lo que respecta a los siete primeros puntos del literal 4.3.1.1. La diferencia radica en el procedimiento de cálculo, a partir del punto 8. El procedimiento de cálculo se detalla a continuación:

1. **Determinar el periodo de análisis:** corresponde al intervalo desde enero de 2005 hasta abril de 2011, es decir, 6.33 años.
2. **Recopilar todas las interrupciones de cada alimentador:** Para esta parte se utilizará la información descrita en [21]. Toda la información se



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

recolectó en una tabla con el mismo formato de [21] en la que también se indica el año en que ocurrió cada interrupción.

3. **Reunir información sobre equipos del sistema de distribución:** Es necesario recopilar información acerca del número de equipos de cada alimentador. También se requiere la longitud en km de los ramales y el alimentador principal; puesto que cada alimentador tiene pocos tramos subterráneos, estos se considerarán despreciables.
4. **Clasificar las fallas de cada alimentador:** Resulta conveniente asignar a cada evento de falla (interrupción no programada) el equipo donde esta ocurrió, es decir, clasificar las interrupciones no programadas en: fallas en el alimentador, fallas en los ramales, transformador, seccionador fusible, reconectador, seccionador cuchilla, fusible, disyuntor.
5. **Clasificar las interrupciones de cada alimentador:** Se debe asignar a cada interrupción, tanto programada como no programada, el subsistema donde ocurrió, el cual puede ser, baja tensión, ramales y alimentador. Con esto se busca descartar posteriormente las interrupciones en baja tensión en el cálculo de la tasa de interrupción.
6. **Contar el número de fallas para cada equipo:** Requiere previamente del paso 4 y consiste en contar las fallas que ocurrieron en el alimentador principal, ramales, transformadores, seccionadores tipo fusible, reconectores, seccionadores cuchilla, fusibles y disyuntores de cada alimentador.
7. **Contar el número de interrupciones en el alimentador principal y en los ramales:** Requiere previamente del paso 5 y consiste en contar las interrupciones programadas y no programadas que ocurrieron en el alimentador principal y los ramales.
8. **Obtener el total de los tiempos de falla:** Requiere previamente del paso 4 y consiste en sumar los tiempos de duración de cada una de las fallas (interrupciones no programadas) que ocurrieron en el alimentador principal, ramales, transformadores, seccionadores tipo fusible, reconectores, seccionadores cuchilla, fusibles y disyuntores de cada alimentador. El objetivo es tener un tiempo total de duración de cada falla para cada equipo del sistema de distribución.
9. **Obtener el total de los tiempos de interrupción:** Requiere previamente del paso 5 y consiste en sumar los tiempos de duración de todas las interrupciones, tanto programadas como no programadas, que ocurrieron en el alimentador principal y los ramales.
10. **Cálculo de los tiempos medios de reparación:** Para calcular los tiempo de reparación, hay que partir de la definición del MTTR, el cual es un tiempo promedio de reparación, por lo que el cálculo consiste en dividir el total de los tiempos de falla (obtenida en el paso 8) para el



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

número de fallas de cada equipo (obtenido en el paso 6). Estos tiempos corresponden a los tiempos medios de restablecimiento o restauración de servicio. Si no se dispone de información respecto a las tasas de falla, puede utilizarse tasas de falla típicas de diferentes fuentes de información como libros, publicaciones, catálogos de fabricantes [1], [2], [4], [9], [23] – [26], resumidas en la tabla 3.14.

11. **Cálculo de los tiempos medios de interrupción:** Para calcular los tiempos medios de interrupción de los ramales y el alimentador, se tiene que dividir el total de los tiempos de interrupción (calculada en el paso 9) para el número de interrupciones (obtenido en el punto 7). Se calculará una misma tasa de interrupción para el alimentador principal y los ramales.

Luego de aplicar este procedimiento a los alimentadores aéreos de la CENTROSUR, se elaboró la tabla 4.5, que resume los tiempos medios de reparación en horas para cada alimentador:

**Tabla 4.6** MTTR en los alimentadores aéreos de la CENTROSUR

ALIMENTADOR	TIPO	EQUIPO					
		ALIMENTADOR	TRANSFORMADOR	SECCIONADOR FUSIBLE	RECONECTOR	FUSIBLE	SECCIONADOR CUCHILLA
104	URBANO	0,643	0,693	0,293	-	0,442	2,5
205	URBANO	0,273	0,932	3	-	0,443	2,5
321	URBANO	2,01	2,268	2,084	3	0,518	2,5
322	URBANO	0,592	1,541	0,521	3	0,389	2,5
323	URBANO	1,647	1,043	1,315	3	0,452	2,5
324	URBANO	0,467	1,003	0,348	3	0,450	2,5
325	URBANO	0,429	0,850	0,15	-	0,424	2,5
421	URBANO	0,709	0,783	0,650	3	0,443	2,5
422	URBANO	0,518	0,665	1,178	-	0,556	2,5
423	URBANO	0,427	0,780	0,340	3	0,435	2,5
424	URBANO	0,840	1,652	0,08	-	0,390	2,5
427	URBANO	1,290	2,453	3	3	0,55	2,5
521	RURAL	0,976	1,185	1,396	3	0,537	2,5
522	URBANO	0,618	0,947	0,305	3	1,011	2,5
523	URBANO	1,901	2,109	0,447	3	0,581	2,5
524	URBANO	0,920	1,153	0,387	-	0,427	2,5
525	RURAL	1,113	1,209	0,643	3	0,626	2,5
526	URBANO	0,822	0,918	0,068	-	0,367	2,5
721	URBANO	0,572	0,836	4,779	3	0,475	2,5
722	URBANO	0,721	0,880	0,476	3	0,522	2,5
723	URBANO	2,383	1,069	0,493	3	0,461	2,5
921	RURAL	2,292	3,016	2,032	3	3,143	2,5
1221	URBANO	1,315	1,508	0,519	3	0,924	2,5
1222	RURAL	1,336	5,913	1,509	3	3,254	2,5



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

1223	URBANO	1,289	2,395	1,705	-	1,423	2,5
1421	RURAL	2,278	3,255	1,157	0,57	4,009	2,5
1422	RURAL	2,416	2,137	1,589	3	1,703	2,5
1423	RURAL	1,619	3,019	2,407	3	0,317	2,5
1521	RURAL	1,877	6,647	0,604	-	3,6	2,5
1522	URBANO	0,257	1,627	0,522	-	2	2,5
1523	URBANO	1,138	4,147	0,458	-	1,624	2,5
1821	RURAL	1,851	3,726	2,484	3	3,267	2,5
1822	RURAL	3,606	3,585	7,561	-	3,205	2,5
1823	RURAL	2,941	3,298	2,04	3	2,380	2,5
1824	URBANO	0,246	2,254	1,22	-	2,226	2,5
2111	URBANO	1,107	1,898	2,731	-	1,333	2,5
2112	RURAL	2,105	1,949	2,079	-	0,983	2,5
2113	RURAL	1,662	4,564	3	-	3,6	2,5
2211	RURAL	3,625	3,402	2,982	-	3,6	2,5
2212	RURAL	2,459	3,399	1,798	-	3,6	2,5
2311	RURAL	4,704	6,853	3,131	-	3,028	2,5
2312	RURAL	5,272	8	3,192	-	3,6	2,5

Puesto que algunos tiempos medios de reparación son muy elevados, más adelante se llevará a cabo un procedimiento de corrección de estos tiempos.

### **4.3.1.3 MÉTODOS DE CORRECCIÓN DE LOS ÍNDICES CALCULADOS**

Durante el cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación se encontraron inconvenientes debido a la falta de información, por lo que originaron errores en el cálculo de los índices básicos de confiabilidad y los orientados al consumidor. Estos problemas se detallan a continuación:

1. **Datos incompletos:** No se dispone de información de todos los alimentadores para todo el periodo de análisis.
2. **Falta de detalle sobre los equipos y alimentadores:** No existe información detallada respecto a los equipos (fabricante, número de fases, nivel de tensión, entre otras), que permitan clasificar de una mejor manera cada equipo del sistema de distribución para de esa manera obtener tasas de falla y tiempos de reparación más precisos y no solamente tasas de falla y tiempos de reparación generales. Falta también información respecto a los tramos de los alimentadores, es decir, número de fases, ubicación, longitud, tipo (aéreo, subterráneo) que permitan clasificar de una manera más precisa los tramos y obtener mejores tasas de falla, tasas de interrupción y tiempos de reparación.
3. **Ausencia de información adicional:** Se refiere a la carencia de información concerniente a requerimientos como porcentaje de fallas (monofásicas, bifásicas y trifásicas), tasas de falla momentáneas y probabilidad de falla, por lo cual se optó por utilizar datos de libros y publicaciones [1], [2], [4], [9], [23] – [26].



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4. **Poca información respecto a los tiempos de desplazamiento e inspección:** Estos fueron estimados en la CENTROSUR. Los tiempos de desplazamiento y de inspección obtenidos en la CENTROSUR, son tiempos promedios y se consideran iguales para cada alimentador.

Todos estos factores inducen errores en el cálculo de los índices de confiabilidad. Para reducir los errores y lograr una mejor aproximación con respecto a los valores reales de TTIK y FMIK obtenidos en la CENTROSUR, se optó por realizar varios procedimientos de cálculo adicionales utilizando muestras más grandes de datos, con el fin de determinar las mejores tasas de falla y los tiempos de reparación para cada alimentador. Este procedimiento se detalla a continuación:

1. Se obtuvieron tasas de falla y tiempos de reparación (índices básicos) individuales para todos los equipos de cada alimentador. De esta manera todos los índices correspondientes a los alimentadores, transformadores y equipos de protección son diferentes entre todos los alimentadores.
2. Los alimentadores aéreos se clasificaron en urbanos y rurales, sin considerar los alimentadores de Morona Santiago (DIMS). Las tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos de protección obtenidos con estos datos sirven para todos los alimentadores de cada tipo. De esta manera todos los índices correspondientes a los alimentadores y transformadores son diferentes para cada alimentador aéreo urbano, mientras que los índices para los equipos de protección son comunes para todos los alimentadores aéreos urbanos; de la misma manera, para los alimentadores aéreos rurales.
3. Se aplicó el segundo criterio, pero considerando todos los alimentadores, tanto urbanos como rurales de la DIDIS. Por lo tanto, todos los índices correspondientes a los alimentadores y transformadores son diferentes para cada alimentador, mientras que los índices correspondientes a los equipos de protección son comunes para todos los alimentadores aéreos, independientemente si son urbanos o rurales.
4. Este criterio es similar al tercero, excepto que se consideraron todos los alimentadores tanto de la DIDIS como de la DIMS.
5. Se obtuvieron índices básicos para los equipos de protección de los alimentadores por subestación, por lo tanto todos los índices correspondientes a los alimentadores y transformadores son diferentes para cada alimentador, mientras que los índices correspondientes a los equipos de protección son comunes para todos los alimentadores de cada subestación.
6. Por último se realizaron ajustes en el tiempo de reparación del fusible y del seccionador fusible, y en la tasa de falla del fusible, con lo cual se obtuvieron resultados que se adaptan mejor a los valores esperados.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las tasas de falla y los tiempos medios de reparación corregidos en los alimentadores aéreos de la CENTROSUR se muestran en las tablas 4.7 y 4.8. La tasa de falla de los tramos subterráneos se establecerá como 0.018 fallas/(km.año) y para los disyuntores de 0.03 fallas/año. Los datos de tasas de falla de las líneas aéreas están en fallas/(km.año) y los datos de los demás equipos están en fallas/año. Los datos de los tiempos de reparación están en horas. Los tiempos medios de reparación de los tramos subterráneos y de los disyuntores se establecerán en 6 y 8 horas respectivamente.

**Tabla 4.7** Tasas de falla corregidas de los alimentadores aéreos de la CENTROSUR

Alimentador	Tipo	Línea aérea	Fusible	Reconector	Seccionador fusible	Seccionador cuchilla	Transformador
321	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002465	0,007281	0,017
322	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002465	0,007281	0,03816
323	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002465	0,007281	0,05
324	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002465	0,007281	0,0624
325	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002465	0,007281	0,02817
521	Rural	0,034	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,01
522	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,03976
523	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,03477
524	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,03477
525	Rural	0,034	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,01777
526	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,0013	0,005317	0,03559
721	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002314	0,01632	0,05441
722	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002314	0,01632	0,03305
723	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002314	0,01632	0,02711
1221	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,0023	0,01245	0,01645
1222	Rural	0,034	0,008	0,015	0,0023	0,01245	0,0094
1223	Rural	0,034	0,008	0,015	0,0023	0,01245	0,01645
1421	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001569	0,0965	0,2493
1422	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001569	0,0965	0,037
1423	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001569	0,0965	0,0059
1521	Rural	0,034	0,008	0,015	0,002139	0,05258	0,05236
1522	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002139	0,05258	0,0065
1523	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,002139	0,05258	0,007
1821	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001649	0,02366	0,1614
1822	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001649	0,02366	0,22043
1823	Rural	0,034	0,008	0,015	0,001649	0,02366	0,08938
1824	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,001649	0,02366	0,04661
2111	Urbano	0,043	0,008	0,015	0,004507	0,004	0,1404
2112	Rural	0,034	0,008	0,015	0,004507	0,004	0,06525
2113	Rural	0,034	0,008	0,015	0,004507	0,004	0,07507
2211	Rural	0,034	0,008	0,015	0,007238	0,004	0,05178
2212	Rural	0,034	0,008	0,015	0,007238	0,004	0,1018
2311	Rural	0,034	0,008	0,015	0,004696	0,004	0,07245





2312	Rural	0,034	0,008	0,015	0,004696	0,004	0,08077
------	-------	-------	-------	-------	----------	-------	---------

**Tabla 4.8** Tiempos medios de reparación corregidos de los alimentadores de la CENTROSUR

Alimentador	Tipo	Línea aérea	Fusible	Reconectador	Seccionador fusible	Seccionador cuchilla	Transformador
321	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
322	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
323	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
324	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
325	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
521	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
522	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
523	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
524	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
525	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
526	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	1:11
721	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
722	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
723	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1221	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1222	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1223	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1421	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1422	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1423	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1521	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1522	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1523	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1821	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1822	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1823	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
1824	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2111	Urbano	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2112	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2113	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2211	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2212	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2311	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16
2312	Rural	2:06	1:34	3:00	2:03	2:30	2:16

#### 4.3.2 ESTUDIO PREDICTIVO DE CONFIABILIDAD

##### 4.3.2.1 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES ORIENTADOS AL CONSUMIDOR

En este punto se calcularán los índices orientados al consumidor así como los de potencia y energía de los alimentadores escogidos, esto es el SAIDI, SAIFI,

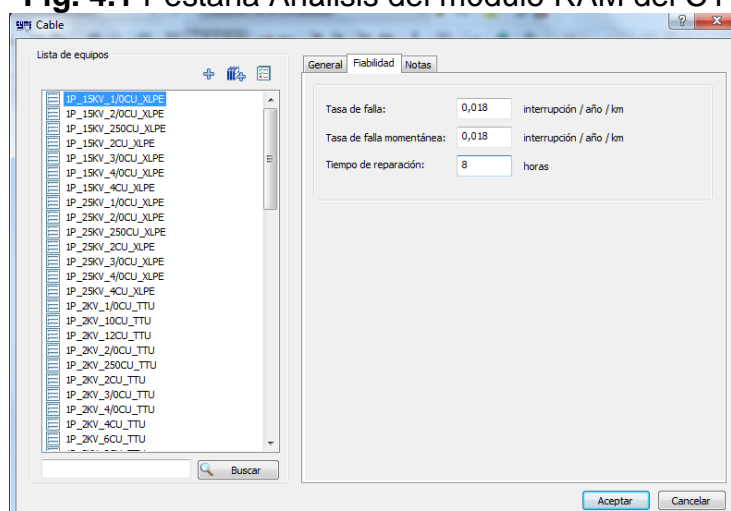


## UNIVERSIDAD DE CUENCA

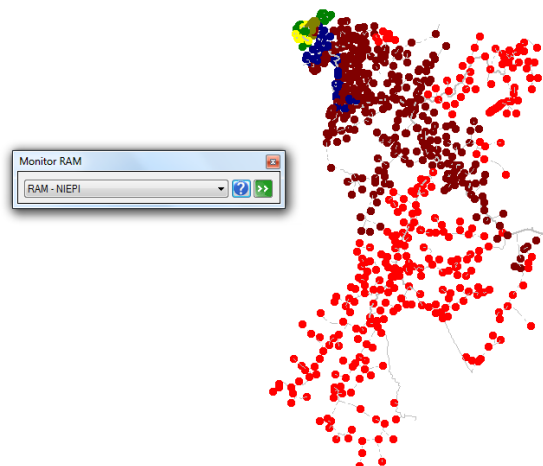
CAIDI, ASAI, ENS, entre otros, según los criterios indicados en la sección 3.4.3. Se dará énfasis al TIEPI (TTIK) y al NIEPI (FMIK), ya que la regulación CONELEC 004/01 establece límites para esos índices a nivel de media tensión [6].

El procedimiento de cálculo se realizará en totalidad en el programa CYMDIST [31], [32], específicamente en el módulo RAM y es el mismo para todos los alimentadores. El procedimiento se realiza para cada alimentador por separado y se detalla a continuación:

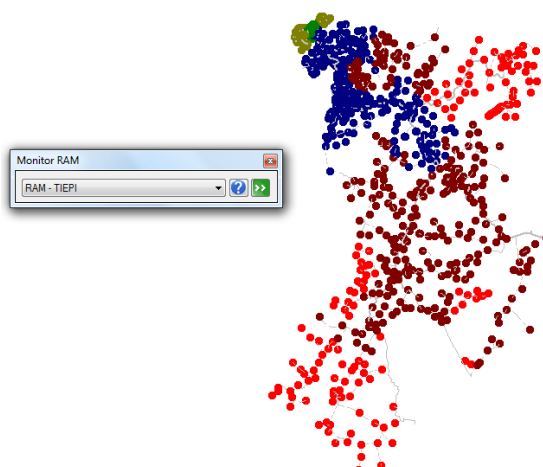
1. **Parámetros:** En primer lugar, se debe establecer el porcentaje de fallas de cada tipo, es decir, monofásicas, bifásicas y trifásicas. Estos valores pueden colocarse por alimentador o pueden ser comunes para todos. En vista de la no disponibilidad de esta información, se tomaron datos de publicaciones [27], [28], [32] los cuales se utilizarán para todos los alimentadores. El número de usuarios por omisión (por fase) puede mantenerse constante para todos los alimentadores o configurarse a nivel de carga. Es conveniente realizar lo último, porque proporciona resultados más reales, pero en caso de que no se pueda realizar, se asumirán como valores por defecto, 8 para alimentadores rurales y 17 para urbanos, considerando que en promedio los transformadores de alimentadores aéreos rurales tienen 25 consumidores y los transformadores de alimentadores aéreos urbanos tienen 50 consumidores. En este punto también es necesario definir el esquema de reconexión; lo ideal es configurar cada dispositivo de protección por separado y no utilizar un esquema de reconexión como despeje de fusible o conservación de fusible, ya que si se elige uno de estos esquemas, se aplica a todos los equipos de protección. De manera similar, es mejor establecer los parámetros de desconexión a nivel de equipo y no utilizar un mismo esquema para todos.
2. **Dispositivos:** Consiste en configurar las tasas de falla permanentes, momentáneas, tiempo de reparación, tiempo de maniobra y probabilidad de falla de cada equipo del sistema de distribución. Estos datos pueden ser diferentes para cada alimentador o utilizar datos comunes para varios alimentadores, sobre todo para los equipos de protección. Lo mejor es utilizar los datos obtenidos en literal 4.3.1.3. En caso de que se quiera realizar el análisis de la confiabilidad simultáneamente en varios alimentadores, con diferentes índices de confiabilidad (tasas de falla, MTTR), lo mejor es configurar cada tramo, transformador y equipo de protección por separado, fuera del módulo RAM del CYMDIST, para lo cual se debe configurar en Equipos, en la pestaña Fiabilidad cada uno de los parámetros requeridos. En la figura 4.1, se muestra un ejemplo de configuración de los tramos de cable subterráneo. Este procedimiento es más laborioso y requiere de mayor información respecto a las fallas e interrupciones, pero permite tener una mayor precisión en el cálculo. No se pudo aplicar este procedimiento en este caso debido a la no disponibilidad de los datos requeridos.

**Fig. 4.1** Pestaña Análisis del módulo RAM del CYMDIST

3. **Tiempos:** En este punto, deben configurarse los datos correspondientes a la duración máxima de la interrupción momentánea (3 minutos según [6]). Según datos de la CENTROSUR, el tiempo de desplazamiento promedio es de 15 minutos y el tiempo de inspección promedio para líneas aéreas y cables subterráneos es de 15 y 25 minutos respectivamente. Estos datos son comunes para todos los alimentadores. Los datos de los dispositivos automatizados serán por defecto de 0 minutos y los de los dispositivos teledirigidos serán de 8 minutos. Lo mejor es configurar estos tiempos a nivel de dispositivo y no utilizar estos tiempos por defecto.
4. **Restablecimiento:** El restablecimiento se configuró para que se realice siempre aguas arriba.
5. **Tormenta:** No se realizó ninguna modificación a los datos por defecto, ya que no existen días en los que ocurran tormentas en el área de concesión de la CENTROSUR.
6. **Comparación:** Permite almacenar los resultados obtenidos y compararlos con los resultados obtenidos al realizar mejoras en el sistema de distribución.
7. **Colores:** La utilidad de esta herramienta radica en que permite identificar de manera rápida los sectores del alimentador donde determinados parámetros tienen un valor mayor que uno previamente especificado, por ejemplo, se puede visualizar aquellos sectores que no cumplen con la Regulación del CONELEC 004/01 para el FMIK (NIEPI) y el TTIK (TIEPI). También es útil debido a que permite observar de manera rápida cómo se reducen los índices al realizar mejoras en el alimentador. En las Fig. 4.2 y 4.3 se muestran en color rojo las zonas con el NIEPI (FMIK) Y TIEPI (TTIK) más altos.



**Fig. 4.2** Pestaña Análisis del módulo RAM del CYMDIST



**Fig. 4.3** Pestaña Análisis del módulo RAM del CYMDIST

8. **Reportes:** Permite elegir los índices que se van a mostrar en las etiquetas que aparecen en cada punto de carga. Aunque se muestre etiquetas, lo óptimo es mostrar las zonas más problemáticas con diferente color y no mostrar las etiquetas, ya que se pueden elaborar después reportes con estos resultados.

Se realizó la configuración descrita en esta sección para todos los alimentadores, con datos de tasas de falla y tiempos de reparación de las tablas 4.7 y 4.8 respectivamente. Un resumen de los resultados obtenidos para los alimentadores aéreos se muestra a continuación, en la tabla 4.9.

**Tabla 4.9** Resumen de índices de confiabilidad en los alimentadores aéreos de la CENTROSUR

ALIMENTADOR	TIPO	SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/cons-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TIEPI (hr/año)	NIEPI (int./año)
321	Urbano	6,239	24,286	3,892	89613,7	5,137	20,87	5,423
322	Urbano	1,718	4,525	2,633	15159,2	1,353	5,607	2,078
323	Urbano	4,361	15,646	3,587	110966,6	9,279	14,292	4,123
324	Urbano	3,178	8,887	2,796	21142,5	1,563	7,418	2,674



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

325	Urbano	3,061	7,916	2,586	25944,5	1,353	7,958	3,069
521	Rural	4,811	21,49	4,467	104527,2	7,02	20,192	4,483
522	Urbano	4,548	10,24	2,252	57643,7	5,498	10,506	4,638
523	Urbano	6,76	18,787	2,779	140736,5	5,502	18,587	6,783
524	Urbano	7,173	17,299	2,412	136115,8	8,712	16,406	6,823
525	Urbano	4,49	8,633	1,923	42949,5	3,682	14,636	5,727
721	Urbano	4,536	11,959	2,636	33581,7	3,821	12,894	4,921
723	Urbano	3,781	15,067	3,984	38641,1	5,822	12,743	3,214
1221	Urbano	4,292	12,841	2,992	17838,9	3,055	9,958	3,327
1222	Rural	9,036	19,869	2,199	46378,6	4,908	17,413	7,899
1223	Rural	0,527	2,738	5,199	268,2	7,662	2,738	0,527
1421	Rural	5,234	18,899	3,611	69643,7	6,365	21,085	5,675
1422	Rural	7,419	18,876	2,544	27022,2	3,316	18,135	7,064
1423	Rural	5,725	20,956	3,66	32541,6	4,328	20,202	5,565
1522	Urbano	2,719	7,248	2,665	24299,9	1,602	10,156	3,632
1523	Urbano	5,965	11,64	1,952	30091,6	2,067	11,634	6,007
1821	Rural	3,916	12,143	3,101	20286,9	3,093	14,739	4,416
1822	Rural	13,519	20,78	1,537	29088,9	7,079	21,429	13,574
1823	Rural	4,599	8,754	1,904	14201,5	2,207	8,573	4,772
1824	Urbano	2,604	6,692	2,57	9449,5	0,769	8,457	3,216
2111	Urbano	5,43	14,522	2,675	30048,2	2,94	14,281	5,35
2112	Rural	7,044	21,41	3,039	31547,9	4,904	20,792	6,8
2113	Rural	6,747	16,562	2,455	29101,1	3,74	15,88	6,543
2211	Rural	6,088	17,622	2,895	17519,3	4,8	17,19	5,953
2212	Rural	3,784	11,982	3,167	8439,9	3,534	14,148	4,397
2311	Rural	3,451	10,453	3,029	6455,9	2,912	12,031	3,915
2312	Rural	6,047	19,666	3,252	10191,1	4,462	20,366	6,291



## 5 ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO

### 5.1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CONFIABILIDAD

#### 5.1.1 INTRODUCCIÓN

Como se indicó en capítulos anteriores, existen diferentes factores que deben considerarse en el cálculo de la confiabilidad, sin embargo, un aspecto muy importante es el factor económico y más específicamente, el costo de la interrupción. Este costo, denominado Valor de la Pérdida de Carga (**VOLL** *Value of Loss of Load*), se representa como una curva que varía entre las empresas de distribución debido a factores como: clima, la duración de las fallas y el tipo de consumidor. El VOLL se expresa en \$/kW o en \$/kWh [1].

Si por ejemplo se asume un factor climático adverso, se puede obtener una gráfica que represente el costo de la interrupción frente a la duración de la interrupción para cada clase de consumidor. De esa manera, en la gráfica habrá diferentes curvas que representen consumidores de tipo residencial, comercial, industrial, entre otros. El estudio del costo de las interrupciones de los consumidores requiere técnicas para manipular los datos recolectados.

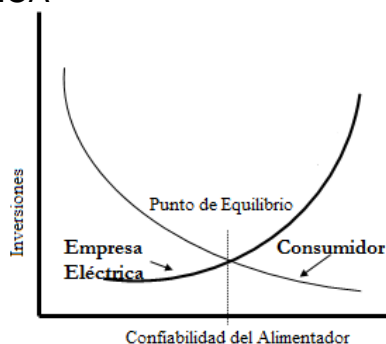
Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro. Por lo tanto, antes de que un proyecto de mejora sea considerado, debe justificarse que el proyecto resulte beneficioso para los consumidores y para la empresa de distribución desde el punto de vista técnico y que no implica un gasto excesivo para ninguna de las partes; o cuando existen varias alternativas de mejoramiento, resulta necesario determinar la alternativa que resulte más rentable y en ambas situaciones, la conclusión se obtiene de un análisis de costo – beneficio. El análisis de costo – beneficio busca establecer la mejor decisión de inversión entre varios proyectos de mejora. En el caso de problemas de inversión, los costos representan el capital necesario para el proyecto y los beneficios son las ganancias que se esperan del proyecto [1].

Evidentemente, hay otros factores a considerarse en el estudio de la confiabilidad a parte de la económica, tales como aspectos técnicos, políticos, prestigio de la empresa, entre otros; sin embargo, el análisis costo – beneficio (o beneficio – costo) proporciona una indicación de la tasa marginal de mejoramiento. Esta es una ventaja adicional en el planeamiento y diseño de un sistema adecuadamente diseñado.

#### 5.1.2 DEFINICIONES Y CONCEPTOS

##### 5.1.2.1 COSTO DE INTERRUPCIÓN Y PUNTO DE EQUILIBRIO

Dentro de un estudio de confiabilidad del sistema de distribución existe un factor muy importante para la calidad de servicio y es el estudio técnico-económico, el cual se basa en encontrar el punto de equilibrio entre las inversiones y la confiabilidad del alimentador. Este punto de equilibrio es el mínimo costo para que tanto el cliente como la empresa eléctrica inviertan lo menos posible obteniendo una mejor calidad de servicio [3], tal como se ilustra en la Fig. 5.1.



**Fig. 5.1** Punto de Equilibrio

El costo de interrupción en el suministro eléctrico, es una medida en unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los consumidores, producto de la reducción de la calidad de servicio, y más específicamente, la Energía No Suministrada [33].

Existe una gran cantidad de métodos que permiten estimar los costos de interrupción, los cuales pueden agruparse en tres categorías [34]:

- Métodos indirectos.
- Evaluación directa de las interrupciones.
- Encuesta directa a los consumidores.

Los métodos indirectos emplean información macroeconómica como producción total, energía consumida, la mano de obra, elasticidad y variabilidad del precio, etc. El objetivo de estos métodos es buscar correlaciones que permitan medir el impacto de la pérdida de energía eléctrica [34]. Para estimar el valor medio del impacto de la interrupción del suministro eléctrico sobre un consumidor industrial, se relaciona el volumen de producción de éste con una serie de factores, entre los cuales está el consumo de energía eléctrica. Para el consumidor residencial, se realiza una estimación de la utilización de la electricidad (costo de la energía vendida, costo de la instalación, costo de los aparatos eléctricos) [33]. Estos métodos resultan satisfactorios a largo plazo, pero la principal desventaja que presentan es que requieren muchas suposiciones y simplificaciones por lo que proporcionan costos de déficit sobredimensionados en lugar de costos de interrupción, además de que no consideran la duración de las interrupciones ni la hora en que se producen. La principal ventaja de estos métodos es que los resultados son obtenidos rápidamente con bajo costo de implementación. Los métodos indirectos se aplican en mayor proporción a los consumidores de tipo industrial y comercial [34].

La evaluación directa de las interrupciones consiste en utilizar datos de la empresa eléctrica para calcular los costos directos e indirectos de las interrupciones, definiendo los directos como aquellos que son consecuencia inmediata de las interrupciones y los costos indirectos como aquellos que se derivan de las interrupciones. Se consideran los costos del impacto de las interrupciones en función de la utilización de la energía eléctrica. La evaluación se realiza a partir del costo de la Energía no Suministrada. El costo de las interrupciones puede variar desde 10 hasta 115 veces el costo de la tarifa que



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

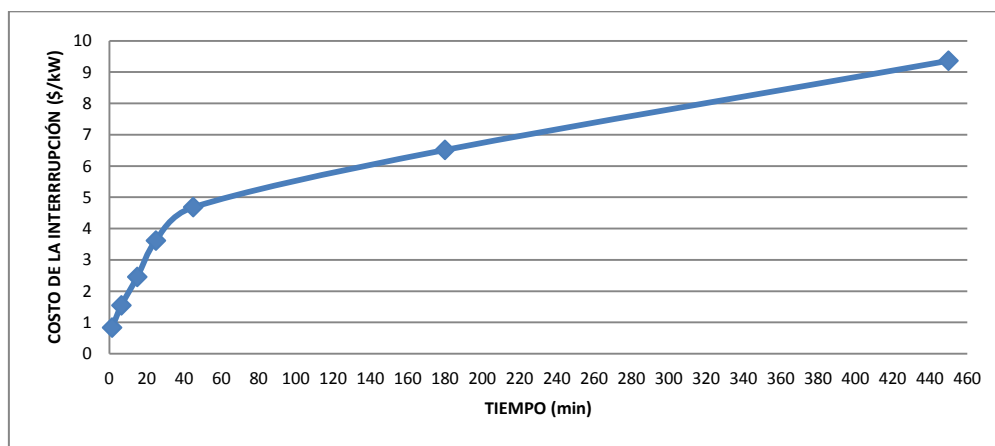
paga el consumidor por kWh dependiendo de si es de tipo residencial, comercial o industrial [34].

La encuesta directa a los consumidores es el método más adecuado para determinar el costo de las interrupciones, ya que permite determinar costos de interrupción más cercanos a la realidad. Mientras más inmediata sea la encuesta luego de que ocurra una interrupción, las respuestas serán más reales. Los costos de las interrupciones varían significativamente durante el período de un año o inclusive de un día, con frecuencias y duraciones distintas para los consumidores. Las encuestas permiten evaluar costos directos e indirectos derivados de las interrupciones [34].

El valor del costo de interrupción puede variar considerablemente, en función de los siguientes factores [33]:

- La magnitud de la falla.
- La duración de la interrupción.
- El tipo de consumidor afectado.
- La frecuencia de las interrupciones.
- El nivel de tensión donde ocurre la interrupción (baja, media o alta tensión).
- La hora, día, estación en que ocurre la falla.

En base a la información obtenida en [5], el costo de interrupción para consumidores de tipo residencial de la CENTROSUR varía según la Fig. 5.2:



**Fig. 5.2** Costo de interrupción de los consumidores residenciales de la CENTROSUR [5]

El costo de interrupción puede aproximarse mediante funciones lineales [5] para cada intervalo de tiempo indicado en la tabla 5.1:

**Tabla 5.1** Valores típicos de tasas de falla en alimentadores de sistemas de distribución [5]

TIEMPO (T)	COSTO DE INTERRUPCIÓN
$3 \leq T < 25$	$C = 0.11829T + 0.6525$
$25 \leq T < 45$	$C = 0.0535T + 2.2725$





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

$45 \leq T < 180$	$C = 0.01355T + 4.07$
$T \geq 180$	$C = 0.0105T + 4.61$

No obstante, a partir de [35], se establecieron los siguientes valores de Costo de la Energía No Suministrada (CENS) a nivel nacional:

**Tabla 5.2 CENS para los tipos de consumidores [35]**

Tipo de Consumidor	CENS (ctvs.USD/kWh)
Residencial	64.6
Comercial	179.1
Industrial	400.3
Otros	150.7

Con un valor medio de 153.3 ctvs. de USD.

### 5.1.2.2 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La Energía no Suministrada (ENS), como se explicó en la sección 2.2.4, indica la cantidad de energía en kWh que quedó fuera de servicio debido a las interrupciones y se mide en kWh/año.

La importancia de determinar la ENS radica en que permite determinar el VOLL, con lo cual puede llevarse a cabo el análisis económico.

Existen distintos métodos para estimar la energía no suministrada, ya que no es posible medirla. Por ejemplo, se puede estimar la ENS utilizando la última medida realizada y extrapolándola; también se puede utilizar curvas de carga típicas por tipos de cliente o se puede asumir un valor constante [5].

### 5.1.2.3 COSTOS DE MEJORAS

Estos costos corresponden a aspectos estrictamente técnicos, como por ejemplo: compra de equipos, instalación y mano de obra, mantenimiento, entre otros.

El detalle de estos costos se explicará más adelante en el literal 5.3.3.

### 5.1.2.4 MULTAS Y SANCIONES

Estos costos corresponden a multas impuestas por el CONELEC en caso de que no se cumplan los límites establecidos en [6].

Las multas se establecen a nivel de todo el sistema de distribución, por lo que no se considerarán para el análisis de alimentadores en particular.

### 5.1.2.5 VALOR ACTUAL NETO (VAN), TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) Y RELACIÓN BENEFICIO – COSTO (B/C)

El VAN, la TIR y la relación B/C permiten analizar diferentes alternativas de mejora para un mismo proyecto desde el punto de vista económico, ya que lo que se busca es elegir la alternativa más rentable [36], [37].

**El Valor Actual Neto (VAN)** indica la utilidad que proporcionará la implementación del proyecto de mejora, a lo largo de su período de aplicación, trasladada al momento actual, utilizando para ello la tasa de interés activa



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

vigente para el país. Para que el proyecto resulte rentable, el VAN debe ser mayor que cero, lo cual significa que se obtiene un ingreso mayor invirtiendo en el proyecto de mejora que en el banco.

Se calcula a partir de la ecuación (5.1):

$$VAN = -E_i + \sum_{i=1..n} \frac{BN_i}{(1 + I_A)^i} \quad (5.1)$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

Ei: Inversión inicial

BNi: Beneficio o utilidad neta anual

IA: Tasa de interés activa vigente

**La Tasa Interna de Retorno (TIR)** es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto.

Matemáticamente, es igual a la tasa de interés que hace que el valor actual neto sea igual a cero. Para que un proyecto resulte rentable, es la TIR debe ser mayor al costo de oportunidad, que es una tasa de ganancia que busca obtener el inversionista en el periodo de análisis.

Se calcula a partir de la ecuación (5.2):

$$VAN = 0 = -E_i + \sum_{i=1..n} \frac{BN_i}{(1 + TIR)^i} \quad (5.2)$$

Donde:

VAN: Valor presente neto

Ei: Inversión inicial

BNi: Beneficio neto anual

TIR: Tasa interna de retorno

n= periodo de análisis (años)

**La relación Beneficio – Costo (B/C)** se define como el cociente entre los beneficios del proyecto de mejora y los costos de implementar el mismo. Se considera rentable un proyecto de mejora sólo si la relación B/C es mayor que uno. Por facilidad, se utilizará este criterio para determinar la alternativa de mejora que resulta más rentable en cada alimentador.

### 5.1.3 MARCO REGULATORIO

El CONELEC, a través de la regulación 004/01 establece los límites de los valores de TTIK y FMIK para los que no existe ningún tipo de sanción económica.

La regulación 025/11 establece los valores del costo de energía no suministrada.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

#### **5.1.4 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS ECONÓMICO**

En esta parte se detallará el procedimiento que se realizará para el análisis económico, el cual se reduce a establecer si una mejora en confiabilidad resulta rentable para la empresa de distribución o no. Básicamente consiste en comparar por un lado el CENS y las multas impuestas por el CONELEC y por el otro los costos de las mejoras.

1. Realizar una estimación de la ENS.
2. Multiplicar el valor de ENS por CENS (153.3 ctvs. de USD).
3. Considerar multas impuestas por el CONELEC. Este punto no se tendrá en cuenta debido a que el CONELEC establece multas para los índices de todo el sistema de distribución y no a nivel de cada alimentador por separado.
4. Sumar el valor obtenido en el punto 2 con las multas del punto 3.
5. Realizar el análisis técnico para buscar diferentes alternativas de mejora.
6. Obtener costos de mejora para cada alternativa seleccionada, lo cual implica: costo de equipos, instalación y mantenimiento. Elegir la alternativa con el menor costo de mejora.
7. Comparar el costo de la alternativa escogida en el punto 7 con el resultado obtenido en el punto 4. La comparación se puede realizar a través del VAN, TIR o la relación B/C, pero por facilidad se hará mediante la relación B/C.
8. Si la alternativa de mejora propuesta resulta rentable, es decir, es menor que el monto correspondiente al CENS y las multas, entonces queda plenamente justificada y se puede proceder a realizar la mejora, caso contrario se descarta la alternativa y se buscan otras soluciones diferentes o puede optarse por no realizar ninguna mejora.

## **5.2 MÉTODOS DE CORRECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD**

### **5.2.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES**

Para el estudio de la confiabilidad, el primer paso consiste en analizar los alimentadores con su configuración actual, sin que exista ningún tipo de modificación; al hacer esto, se puede identificar la confiabilidad que puede esperar cada consumidor, así como la distribución geográfica de la confiabilidad. Más adelante, se puede identificar los mayores factores que contribuyen a la confiabilidad así como la sensibilidad de la confiabilidad a varios aspectos del sistema. Por lo tanto, puede dividirse el análisis de los alimentadores en cuatro aspectos: análisis de confiabilidad, análisis de riesgo, análisis de sensibilidad y análisis de causas [1].

#### **5.2.1.1 Análisis de Confiabilidad**

Este análisis consiste en determinar índices de confiabilidad a nivel de consumidor, tales como SAIDI, SAIFI, TTIK, FMIK, entre otros y definir las zonas del alimentador donde estos índices son más elevados a través de visualizaciones en el plano del alimentador, gráficos, histogramas y tablas. Esto se realizó en los Capítulos 3 y 4.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

### **5.2.1.2 Análisis de Riesgo**

En general, la confiabilidad varía cada año; esta variación natural en la confiabilidad es un aspecto importante de los sistemas de distribución que puede manejarse de manera analítica utilizando el análisis de riesgo.

El análisis de riesgo identifica todas las posibles interrupciones y determina la probabilidad de que ocurra cada una de ellas.

Como mínimo, el estudio o análisis de riesgo debería calcular la media y la desviación estándar de los índices de confiabilidad a lo largo del periodo de análisis, que en general es de un año. Una aproximación más detallada consiste en calcular la distribución de la probabilidad de que ocurran las interrupciones e identificar los escenarios asociados con años en los que se presente una baja confiabilidad.

Desde esta perspectiva, los proyectos de mejora pueden justificarse en base a la reducción del riesgo en lugar de reducir el valor esperado. Por ejemplo, resulta aceptable hacer que el valor esperado del SAIDI sea ligeramente peor que el del último año si el riesgo de tener un año con muy baja confiabilidad se reduce.

La variabilidad de la confiabilidad tiende a ser menor si el tamaño del sistema se incrementa. Por ejemplo, la variabilidad del SAIDI para toda el área de concesión de una empresa de distribución será relativamente menor que la variabilidad del SAIDI para un consumidor individual.

### **5.2.1.3 Análisis de Sensibilidad**

La sensibilidad de una función hacia un parámetro se define como la derivada parcial de la función con respecto al parámetro. Esta es una medida de cuanto cambiará el valor de la función si el parámetro varía mientras el resto de parámetros permanece constante. Por ejemplo, considérese un sistema de distribución con un MTTR de 400 minutos para las líneas aéreas, con un SAIDI de 100 min/año. La sensibilidad del SAIDI al MTTR se calcula variando ligeramente MTTR y recalculando el SAIDI. En este caso, un incremento de 4 minutos en el MTTR, hace que el nuevo SAIDI sea de 100.5 min/año. La sensibilidad del sistema es igual a

$$(100.5 \text{ min/año} - 100 \text{ min/año}) / 4 \text{ min} = 0.125 \text{ min/año} / \text{min}$$

lo cual significa que el SAIDI se incrementará por 0.125 min/año por cada minuto que se incremente el MTTR.

La sensibilidad también puede calcularse como porcentaje. En el ejemplo anterior, el SAIDI se incrementará 0.5% (de 100 min/año a 100.5 min/año) para cada incremento del 1 % en el MTTR. Por esa razón, la sensibilidad del SAIDI al valor de MTTR original es de

$$\left( \frac{0.5\%}{1\%} \right) \times 100\% = 50\%$$



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

El análisis de la sensibilidad es útil para varios aspectos de análisis del sistema. Primero, puede utilizarse para probar la sensibilidad de los resultados a datos de confiabilidad por defecto. En lo que respecta a la incertidumbre que origina el hecho de asumir datos no disponibles, esta incertidumbre puede eliminarse o reducirse si es que los resultados obtenidos no son sensibles a estas suposiciones. En segundo lugar, los resultados del análisis de la sensibilidad pueden ser utilizados para calibrar eficientemente los sistemas con datos históricos de confiabilidad. Por último, el análisis de sensibilidad puede utilizarse con el fin de anticipar ciertas condiciones climáticas que se espera que tengan un impacto significativo en la confiabilidad del sistema, por ejemplo, si el SAIDI es altamente sensible a la tasa de falla de las líneas aéreas, la reducción de las fallas de las líneas aéreas será probablemente una estrategia efectiva para reducir el SAIDI, pero no necesariamente efectiva desde el punto de vista económico.

### **5.2.1.4 Análisis de Causas**

El análisis de causas permite conocer los factores principales que contribuyen a la baja confiabilidad, lo cual se consigue al determinar la contribución de cada uno de estos factores a los índices de confiabilidad. Por ejemplo, si la confiabilidad es medida utilizando el SAIDI, un análisis de causas identificará los componentes que tienen un gran impacto en el SAIDI, así como aquellos que tienen un mínimo impacto en el SAIDI. Los resultados deben mostrarse gráficamente para identificar rápidamente las áreas problemáticas del sistema de distribución.

Un análisis predictivo de causas es diferente de un análisis físico de causas ya que, mientras el análisis físico identifica la causa real de la salida de un componente, un análisis predictivo de causa identifica la contribución total del componente a los índices de confiabilidad. Si un componente tiene una alta tasa de falla, no tendrá necesariamente una gran cantidad de causas de falla. El cálculo debe también considerar el número de consumidores afectados por la falla, la duración de la falla y la capacidad del sistema para restaurar los consumidores interrumpidos antes de que la falla sea reparada.

Para ilustrar como se realiza el análisis de causas, considérese el siguiente ejemplo: un componente con una tasa de falla de 0.02 fallas/año en un sistema de distribución pequeño, con 10000 consumidores. Cuando este componente falla, 8000 consumidores no experimentan ninguna interrupción, 1500 experimentan una interrupción de una hora y 500 consumidores experimentan una interrupción de 4 horas. El SAIDI del análisis de causas para este componente, es igual a la sumatoria ponderada de las interrupciones de los consumidores multiplicada por la frecuencia de estas interrupciones; en este caso, el SAIDI es:

$$(0h \times 8000 \text{cons.} + 1h \times 1500 \text{cons.} + 4h \times 500) \times 0.02 / \text{año} = 70 \text{cons.h} / \text{año}$$

Una vez que se calculan los índices para cada componente mediante el análisis de causas, todos los índices pueden normalizarse, expresándolos como un porcentaje del más alto índice.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Cada análisis de causas debe especificar sólo un índice de confiabilidad. Un componente que tenga un elevado SAIDI en el análisis de causas, no necesariamente tendrá un alto SAIFI o MAIFI<sub>E</sub>. Por esta razón, es común desarrollar un análisis de causas diferente para cada índice de confiabilidad de interés (SAIDI, SAIFI, TTIK, FMIK, etc.). Adicional a esto, un análisis de causas puede ser desarrollado en base a un índice ponderado que sea función de varios índices; por ejemplo, se quiere mejorar el MAIFI<sub>E</sub>, SAIFI y SAIDI, con mayor énfasis en el SAIDI y menor énfasis en el MAIFI<sub>E</sub>, un análisis de causa puede realizarse con un índice ponderado

$$0.1MAIFI_E + 0.3SAIFI + 0.6SAIDI.$$

### 5.2.2 MEDIDAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD

En general, la confiabilidad puede mejorarse de tres maneras [37]:

- Reduciendo la tasa de falla.
- Disminuyendo el tiempo de interrupción.
- Reduciendo el número de clientes afectados.

#### 5.2.2.1 REDUCCIÓN DE LA TASA DE FALLA

La reducción de la tasa de falla se logra mediante el incremento de la confiabilidad del sistema de distribución y sus componentes. Al reducir la tasa de falla, automáticamente disminuyen todos los índices de confiabilidad orientados al consumidor en forma global (FMIK, TTIK, SAIFI, SAIDI, etc.).

Algunas de las medidas que permiten reducir la tasa de falla de los equipos de distribución son:

- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Utilización de cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Poda de árboles cercanos a las líneas aéreas.
- Protecciones contra la entrada de animales en instalaciones o el contacto con las líneas.

#### 5.2.2.2 DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE REPARACIÓN

El tiempo de reparación representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía eléctrica en la zona afectada por la interrupción. Según la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida puede aislarse del resto del sistema, desconectando la sección de la red que abarque esta zona. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el o los consumidores no se considera una interrupción sostenida, con lo cual se reducen principalmente los índices que dependen del tiempo de interrupción



UNIVERSIDAD DE CUENCA

como TTIK, SAIDI y CAIDI. La reducción del tiempo de interrupción se puede conseguir a través de:

- Reconfiguración del sistema de distribución luego de que ocurra una falla.
- Automatización de los equipos de protección.
- Mejoramiento o implementación un sistema automático de localización de fallas.
- Reducción del tiempo de respuesta ante una falla.

### **5.2.2.3 REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES AFECTADOS**

La reducción del número de clientes, así como la potencia interrumpida en cada falla, implica la disminución de todo tipo de índices (FMIK, TTIK, SAIFI, SAIDI, etc.), lo cual se consigue mediante:

- Reconfiguración permanente de la red.
- El mejoramiento de la coordinación de protecciones o utilizando mejores equipos de protección.
- Empleando mejores sistemas de puesta a tierra.

Una forma de mejorar los índices de continuidad consiste en reducir el número de clientes en cada alimentador, ya que de esta manera, ante una falla en el alimentador, la interrupción afectará a un menor número de clientes. Si esto se complementa con una reducción de la longitud de las líneas, se puede conseguir menores tasas de falla para cada alimentador. Ambas medidas se pueden conseguir al aumentando el número de alimentadores por subestación y aumentando el número de subestaciones. No obstante, esto requiere un análisis técnico – económico para considerarse factible.

### **5.2.3 ESTRATEGIAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD**

Esta sección se enfoca en las estrategias de mejora de la confiabilidad así como los criterios que aplican estas estrategias en los modelos de estudio de la confiabilidad. Cuando se considera cada estrategia, es útil entender como esta impactará la confiabilidad de cada consumidor en términos de frecuencia de las interrupciones momentáneas, frecuencia de las interrupciones sostenidas y duración de las interrupciones. A menudo, la confiabilidad de ciertos consumidores puede mejorarse a expensas de otros. Otras veces, un aspecto de la confiabilidad de un consumidor en particular puede ser mejorado a expensas de otro aspecto. A continuación se describen las estrategias para mejorar la confiabilidad:

#### **5.2.3.1 INCREMENTO DEL NÚMERO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**

Uno de los métodos más efectivos para mejorar la confiabilidad de un sistema de distribución consiste en aumentar el número de los dispositivos de protección. Asumiendo una apropiada coordinación de protecciones, el incremento del número de los dispositivos de protección reduce el número de los consumidores que experimentan interrupciones después de que una falla ocurre.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

El primer paso para mejorar la confiabilidad es ubicar un dispositivo de protección, típicamente un fusible, en todos los ramales del alimentador. La única razón convincente para no colocar fusibles en los ramales son molestias debido a que se quemen continuamente los fusibles (lo cual puede generalmente ser evitado especificando fusibles de mayor amperaje) y la imposibilidad de coordinar las protecciones correctamente. Los ramales trifásicos pueden requerir dispositivos de bloqueo de las tres fases si es que tienen conectados grandes motores que pueden dañarse debido a desbalances de voltajes o transformadores con los primarios conectados en delta, lo cual puede crear problemas de seguridad debido a la posibilidad de que la corriente vaya en sentido contrario.

La efectividad de los fusibles laterales se incrementa según como a medida que la exposición total de los ramales se incrementa y la longitud total disminuye. Asumiendo una operación perfecta de los fusibles, una falla en un ramal que no tenga fusibles, una falla en este ramal provocará una interrupción en todo el alimentador mientras que una falla en un ramal que tenga un fusible, sólo dejará fuera de servicio a los consumidores conectados a ese ramal.

Si los ramales conforman un porcentaje de la longitud del alimentador, al colocar fusibles en los ramales se reducirá el SAIFI en una misma proporción que ese porcentaje si se compara el alimentador con otro en el que no se utilicen fusibles.

La protección principal, típicamente un reconectador, puede ser también un efectivo método para mejorar la confiabilidad del alimentador. La ubicación estratégica de un reconectador en el alimentador principal es uno de los métodos más simples de mejorar la confiabilidad. Considere un reconectador ubicado en el centro de un alimentador homogéneo; este dispositivo evitará interrupciones al 50 % de los consumidores para el 50% de todas las fallas, por lo que el MAIFI<sub>E</sub> y el SAIDI para el alimentador se reducirá en un 25%. De la misma manera, dos reconectadores igualmente espaciados reducirán estos índices en un 33% y tres reconectadores reducirán en un 37.5%. Los reconectadores también son efectivos cuando el alimentador principal se divide en dos o más ramales, ya que aíslan cada falla de las fallas que ocurren en otros ramales. Algunas empresas de distribución no consideran la protección del alimentador principal al momento de mejorar la confiabilidad debido a la dificultad de mantener una apropiada coordinación de protecciones cuando el sistema de distribución es reconfigurado.

### **5.2.3.2 UTILIZACIÓN DE DISPOSITIVOS DE RECONEXIÓN**

Los dispositivos de reconexión permiten que las fallas momentáneas en los alimentadores aéreos desaparezcan por sí solas. Alrededor del 70 a 80 % de las fallas aéreas son de naturaleza transitoria.

La ubicación de un reconectador en un alimentador mejorará la confiabilidad de todos los alimentadores aguas arriba protegiéndolos de fallas que ocurren aguas abajo. Una manera efectiva de mejorar la confiabilidad para un consumidor específico consiste en colocar un reconectador aguas abajo del consumidor. Aunque resulte efectiva como medida para sectores específicos, este tipo de estrategia de ubicación puede no ser la mejor forma de ubicar los





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

reconectores desde una perspectiva de mejora de la confiabilidad de todo el alimentador.

Los reconectores se utilizan en dos esquemas: conservación del fusible (fuse saving) y despeje del fusible (fuse clearing). En los esquemas de conservación de fusibles, gran número de consumidores presenta interrupciones momentáneas (menores a 3 minutos), por lo que algunas empresas de distribución optan por cambiar al esquema de despeje de fusible cuando los consumidores comienzan a sentirse inconformes con las interrupciones de poca duración. Con esto, se disminuye el número de interrupciones momentáneas, pero por otro lado se incrementa el número de interrupciones sostenidas (mayores a 3 minutos), sobretodo en los ramales con fusibles del alimentador. Otro motivo para cambiar el esquema de conservación de fusible a despeje de fusible es que en áreas en las que se produzca una alta corriente de falla, tanto el reconector como el fusible actuarán de todos modos.

Lo ideal es utilizar el esquema de conservación de fusibles cuando sea posible realizar una coordinación de protecciones y el esquema de despeje de fusibles cuando la corriente de falla sea alta o no se pueda utilizar el otro esquema, por ejemplo, cerca de las subestaciones.

Los seccionalizadores automáticos son una forma alternativa de sobrellevar el problema de coordinación entre el reconector y los fusibles cercanos a las subestaciones. Los seccionalizadores son dispositivos que detectan la corriente de falla que fluye a través de ellos. Después de que se alcanza un nivel de corriente de falla configurado en el dispositivo, el seccionizador abre el circuito cuando se alcanza la condición de cero voltaje. Por lo tanto, se puede remplazar por seccionalizadores aquellos fusibles que no pueden ser coordinados correctamente con el reconector y mantener el esquema de conservación de fusibles para los fusibles que sí pueden coordinarse correctamente.

Se puede coordinar varios seccionalizadores en serie, siempre que se asigne a cada uno de ellos un diferente umbral de corriente de falla.

No obstante, la cuantificación del impacto de utilizar reconectores, esquemas de conservación y despeje del fusible y seccionalizadores requiere un estudio apropiado.

Los reconectores pueden usarse en conjunto con seccionalizadores trifásicos en el alimentador principal, los cuales son similares a los seccionalizadores monofásicos utilizados en lugar de los fusibles. Por lo general, se utilizan varios seccionalizadores trifásicos en serie en el alimentador principal, dividiendo el alimentador en partes iguales, de tal forma que primero actúe el seccionizador más alejado del reconector, luego el segundo más alejado, el tercero y así sucesivamente, hasta que finalmente actúe el reconector.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

### **5.2.3.3 APLICACIÓN DE SECCIONADORES TIPO CUCHILLA**

Los seccionadores tipo cuchilla mejoran la confiabilidad del alimentador al permitir que las fallas sean aisladas y de esa manera, puede restaurarse el servicio a los consumidores antes de que la falla sea reparada.

La efectividad de este procedimiento depende de si pueden o no colocarse seccionadores cuchilla a lo largo del alimentador para aislar las fallas, así como la capacidad del sistema para reconfigurar los alimentadores y restaurar el servicio.

Por lo general, este procedimiento está orientado a reducir los índices de duración como el SAIDI y el TIEPI y no tienen impacto en los índices de frecuencia como el SAIFI y el NIEPI. Sin embargo, puesto que cada seccionador tiene una probabilidad de falla, mientras más elementos se coloquen en serie, aumentará la tasa de falla, por lo que se produce una reducción de la confiabilidad del sistema.

El objetivo principal de los seccionadores cuchilla en la mejora de la confiabilidad es restaurar el servicio a los consumidores que se encuentran aguas arriba del seccionador antes de que una falla aguas abajo del seccionador sea reparada.

Hay muchas estrategias destinadas a la ubicación de los seccionadores cuchilla. Lo primero es asegurarse que la cantidad de carga que va a conectarse mediante los seccionadores pueda ser alimentada adecuadamente desde otra fuente. Este criterio puede comprobarse simulando una falla aguas debajo de cada seccionador y determinar si se puede restaurar el servicio a todos los consumidores que están fuera del área de aislamiento durante las horas pico. Una segunda estrategia es ubicar seccionadores aguas debajo de los alimentadores y ramales extensos, ya que en general los consumidores aguas arriba de un seccionador cuchilla se benefician cuando ocurre una falla aguas abajo del mismo y los consumidores aguas abajo del seccionador se benefician cuando ocurre una falla aguas arriba del seccionador. Puesto que la mayoría de las mejoras de la confiabilidad suelen realizarse para fallas aguas arriba (debido al tiempo mayor requerido para la restauración del servicio y la posibilidad de que no pueda realizarse una retroalimentación), ubicar seccionadores cuchilla aguas debajo de bloques con un gran número de consumidores es recomendable.

### **5.2.3.4 AUTOMATIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN**

La automatización se refiere al control y monitoreo remoto de los equipos. En términos de mejoras de la confiabilidad, la automatización típicamente se centra en los equipos de subestaciones y seccionadores operados remotamente. La principal ventaja de los seccionadores automáticos es que su velocidad de apertura y cierre es mucho mayor que la de aquellos operados de forma manual.

En general, el uso sistemático de la automatización no se recomienda como una estrategia inicial para mejorar la confiabilidad. La automatización de los seccionadores cuchilla y uno o dos seccionadores adicionales puede mejorar la confiabilidad, pero por lo general resulta muy costoso cuando se compara con



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

otras alternativas de mejora. A pesar de esto, la automatización puede a veces resultar efectiva en cuanto a costos y generalmente se utiliza cuando se requiere realizar mejoras de confiabilidad drásticas.

Una simple pero efectiva aproximación consiste en probar la efectividad de la automatización de los seccionadores en función de la frecuencia con la que se espera que operen. Es de suponer que un seccionador que opere una gran cantidad de veces por año obtenga mayores beneficios de la automatización que uno que opere pocas veces al año. En cualquier caso, los modelos de confiabilidad pueden fácilmente cuantificar la ganancia de confiabilidad para varios escenarios de automatización con el fin de identificar el mejor número y ubicación de seccionadores automáticos.

### **5.2.3.5 MEJORAMIENTO DE LA RESPUESTA DE LAS CUADRILLAS**

Una manera evidente de mejorar los índices de confiabilidad relacionados con la duración es incrementar la velocidad de restauración de servicio y los tiempos de reparación. Sin embargo, la reducción de los tiempos de transferencia, así como los tiempos medios de reparación de los equipos, debe justificarse con proyectos reales que mejoren la operación del sistema. Algunos proyectos de mejora que permiten reducir el tiempo de respuesta de las cuadrillas durante una falla son:

- Outage Management Systems (OMS)
- Indicadores de falla de circuitos
- Dispositivos automáticos de localización de fallas
- Incrementar el número de cuadrillas

En su forma más básica, los OMS contienen información acerca de la conectividad, información acerca del estado de los dispositivos de protección (abierto/cerrado) e información acerca de la ubicación de los consumidores. Cuando un consumidor que quedó sin servicio eléctrico llama a la empresa de distribución, el OMS identifica automáticamente la ubicación geográfica de los consumidores así como la ubicación del equipo de protección aguas arriba que probablemente operó. Si muchas llamadas de consumidores son recibidas, el OMS determina cual es el equipo que operó. De esta manera, se puede enviar cuadrillas directamente al lugar donde se encuentra la falla.

Los indicadores de falla son dispositivos que detectan la corriente de falla, y permiten a la cuadrilla visualizar mediante banderas el lugar donde se produjo la falla. Estos dispositivos son efectivos tanto para sistemas de distribución aéreos como subterráneos. Los dispositivos automáticos de detección de fallas miden magnitudes de corrientes de falla y estiman la ubicación de la falla en función de la topología del sistema y la impedancia de línea. Debido a la incertidumbre en la corriente de falla previa, la impedancia de falla y la impedancia de circuitos hacen que resulte imposible determinar la ubicación exacta de la falla. De todos modos, con los indicadores de falla se reduce el rango posible donde puede estar ubicada una falla y de esa forma también se reduce el tiempo de reparación por parte de las cuadrillas de reparación.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Otro método para mejorar el tiempo de respuesta de las cuadrillas y de esa manera reducir la duración de las interrupciones, es mejorar la gestión y el despacho de las cuadrillas. Las mejoras pueden realizarse ampliando el número de cuadrillas, utilizando más centros de servicio, realizar el seguimiento de las cuadrillas mediante sistemas de posicionamiento global, proporcionar incentivos a las cuadrillas en función del tiempo de respuesta, entre otros métodos. La dificultad radica en cuantificar las mejoras esperadas asociadas con varias estrategias tal que su impacto en la confiabilidad pueda ser modelado y cuantificado. Típicamente, las mejoras en cuanto a tiempo de respuesta se encuentran asociadas con reducciones en el tiempo de desplazamiento desde el lugar donde se encuentran las cuadrillas hasta el lugar donde ocurren las fallas.

### **5.2.3.6 REDUCCIÓN DE LAS TASAS DE FALLA DE LOS EQUIPOS**

Probablemente la más efectiva manera de mejorar la confiabilidad es prevenir que las contingencias ocurran en los equipos. En términos de modelamiento de la confiabilidad, tales mejoras se reflejan en la reducción de los valores de tasas de falla de los componentes. La dificultad está en conocer cuanto mejorará la confiabilidad en función de esta reducción de las tasas de falla.

Una buena aproximación cuando se modelan los programas de reducción de las tasas de falla consiste en descomponer éstas en categorías según las causas de falla. Una vez que se haya hecho esto, el impacto de cada programa de reducción de las tasas de falla puede ser aplicado apropiadamente a cada categoría y la tasa de falla total puede volver a calcularse.

Por ejemplo, considere un alimentador aéreo en el que se sabe que el 20% de las 0.1 fallas/(km.año) son producidas por animales. La empresa de distribución quiere estudiar el impacto en la confiabilidad si se instalan seguridades contra animales. Si se conoce que históricamente, estas seguridades reducen la tasa de falla a la mitad, se asume que la tasa de falla del alimentador, debido a animales, se reducirá de 0.02 fallas/(km.año) a 0.01 fallas/(km.año), por lo que la tasa de fallas total de alimentador se reducirá de 0.1 fallas/(km.año) a 0.09 fallas/(km.año).

Por lo general, los programas más comunes de reducción de fallas se basan en:

- Incrementar las inspecciones y el monitoreo en toda la red.
- Mantenimiento en transformadores de subestaciones.
- Poda periódica de árboles.
- Utilización de cable con aislamiento.
- Programas de inspección de alimentadores mediante infrarrojos.
- Reemplazamiento de líneas aéreas y subterráneas en mal estado.
- Aumentar el nivel de protección contra descargas atmosféricas.
- Programas de manejo de carga en transformadores

Los transformadores de potencia de las subestaciones son uno de los componentes más caros en el sistema de distribución y pueden tener un gran impacto en la confiabilidad cuando fallan. Para evitar esto, muchas empresas



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

de distribución llevan a cabo inspecciones periódicas y mantenimiento en los transformadores con el fin de minimizar las fallas. Teóricamente, las fallas en los transformadores de las subestaciones dependen de muchos factores como envejecimiento, fabricante, carga, número de fallas, historial de mantenimiento, taps, etc.

La poda periódica de árboles es muy importante en la confiabilidad del sistema de distribución y puede tener un efecto considerable en las tasas de falla de los alimentadores aéreos. Existen diferentes métodos de planificación, pero todos se basan en los ciclos de crecimiento de la vegetación. En la actualidad, los métodos más eficientes se basan en la confiabilidad centrada en el mantenimiento (reliability centered maintenance - RCM).

Otra forma de reducir el número de las fallas relacionadas con la vegetación es reemplazar los conductores aéreos desnudos por conductores con aislamiento. Al hacer esto, disminuyen tanto las tasas de falla permanentes como las momentáneas, pero puede incrementarse el tiempo de reparación.

A menudo, los equipos de las líneas como conectores, pernos, etc. causan más fallas en los alimentadores que las líneas. Estos problemas pueden ser identificados a tiempo a través de los programas de inspección que utilizan luz infrarroja para detectar puntos de calor, aunque en los últimos años, también se utiliza la inspección ultravioleta. La reducción de tasa de falla esperada asociada con tales programas será específica para la empresa de distribución y se basará en mejoras históricas debido a programas de inspección en el pasado.

Muchos sistemas de distribución con alimentadores viejos han sido ampliados y reconfigurados muchas veces y en consecuencia, tienen tramos que contienen cables viejos y con un calibre menor que el recomendado para las corrientes que manejan en la actualidad. Las tasas de falla de los equipos viejos tienden a ser más altas que las de los equipos nuevos debido a la oxidación, cables recocidos y debilitamiento del cable. Adicional a esto, la tasa de falla de los cables con un calibre reducido tienden a ser mayores debido a que se queman más rápido durante cortocircuitos. Por lo tanto, al reemplazar estos tramos de cable viejo y con calibre reducido por tramos con cable nuevo, disminuirán las tasas de falla.

Una de las mayores preocupaciones para muchas empresas de distribución es el incremento de la tasa de falla asociada con el envejecimiento del dieléctrico de los cables, típicamente en los cables subterráneos residenciales con aislamiento de polietileno (XLPE). A medida que se dispone de mayor información histórica acerca de las tasas de falla, resulta más fácil adaptar las tasas de falla a secciones individuales en base a los años de servicio y al envejecimiento. Esta información puede utilizarse para identificar cables que son buenos candidatos para pruebas, renovación o reemplazo. Esto está orientado a reducir la tasa de falla de los cables.

El incremento de protecciones contra descargas atmosféricas, es una medida importante de reducción de tasas de falla en áreas con un alto nivel



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

isocerámico. Aunque típicamente no es factible proteger los alimentadores de distribución contra descargas directas debido a su bajo nivel básico de impulso (BIL), la implementación de pararrayos y cables de guardia puede mitigar el impacto de rayos cercanos. Los disipadores de sobretensión (surge arrester) montados en equipos, reducirán la tasa de falla de estos equipos bloqueando los voltajes inducidos. Los disipadores de sobretensión en puntos normalmente abiertos reducirán los arcos causados por la duplicación de voltaje de las ondas viajeras. Los cables de guardia, cuando se utilizan en conjunto con puntos de puesta a tierra con baja impedancia, permiten disipar la energía de las descargas atmosféricas hacia tierra, evitando la formación de arcos y reduciendo la energía requerida a niveles adecuados para que pueda actuar los disipadores de sobretensión.

Los programas de manejo de carga en transformadores relacionan la carga pico de los transformadores de distribución con los datos de facturación, tipo de conexión y curva de carga típica de los consumidores. Si una empresa de distribución experimenta un gran número de fallas en transformadores de distribución debido a sobrecargas, estos programas de manejo pueden resultar efectivos en la reducción de las tasas de falla al identificar automáticamente los transformadores sobrecargados para que puedan ser debidamente reemplazados.

### **5.2.3.7 RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA**

Uno de los más poderosos aspectos de los modelos de confiabilidad de los sistemas de distribución es la habilidad para fácilmente calcular la confiabilidad asociada con las diferentes configuraciones del sistema. En el nivel más simple, esto puede consistir en la configuración del sistema cambiando la posición de los puntos de transferencia normalmente abiertos. Muchas estrategias involucradas en la configuración pueden incluir puntos de transferencia dentro de un mismo alimentador o entre diferentes alimentadores, también se pueden agregar nuevos alimentadores o incrementar el número de subestaciones. Un sistema de distribución puede ser reconfigurado al cambiar la posición de los seccionadores normalmente abiertos, cambiando la ubicación de los consumidores y el flujo de potencia en los alimentadores afectados. Lo común es utilizar la reconfiguración de los alimentadores para minimizar las pérdidas y costos de operación. No obstante, esta técnica puede también utilizarse para mejorar la confiabilidad del sistema. La estrategia básica consiste en transferir a los consumidores que presenten bajos niveles de confiabilidad hacia los alimentadores más cercanos y que tengan la mejor confiabilidad; pero, al realizar esta transferencia, el alimentador original aumenta su confiabilidad mientras que el otro alimentador disminuye su confiabilidad. La efectividad de esta técnica depende en primer lugar del número de seccionadores cuchilla disponibles y del número de seccionadores normalmente cerrados, con énfasis en áreas urbanas de densa población.

Una ganancia adicional en confiabilidad puede hacerse instalando nuevos seccionadores cuchilla entre alimentadores. Los alimentadores óptimos para realizar estas transferencias, son aquellos que tienen un pequeño porcentaje de carga que se puede transferir a otras subestaciones en horas pico. Otros factores que ayudan a identificar ubicaciones posibles de transferencias incluyen las limitaciones de carga y la proximidad de alimentadores que estén



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

ligeramente cargados. Por supuesto, el impacto de la confiabilidad de cada nuevo seccionador cuchilla puede calcularse de tal forma que el número de ubicaciones óptimas pueda ser identificado.

Algunas veces, la manera más idónea de mejorar la confiabilidad de sistemas que tienen gran cantidad de carga conectada, es construir nuevos alimentadores. Los modelos de confiabilidad pueden ayudar a identificar el mejor número de nuevos alimentadores, el mejor trayecto, el mejor número así como la mejor ubicación de dispositivos de protección, los consumidores que deberían ser transferidos a nuevos alimentadores, el número de ubicaciones de seccionadores cuchilla, entre otros. También se puede dimensionar nuevas subestaciones para estos alimentadores, así como determinar su ubicación más óptima. No obstante, la selección de la ubicación, el trazado y el dimensionamiento de nuevas subestaciones y alimentadores es una función propia de la planificación, y como tal, debería tomar en cuenta aspectos como patrones de crecimiento de carga, incertidumbre a futuro y analizar múltiples escenarios.

### **5.3 ANÁLISIS DE MEJORAS EN LOS ALIMENTADORES SELECCIONADOS**

#### **5.3.1 CONFIGURACIONES ALTERNATIVAS PARA LOS ALIMENTADORES PILOTO**

##### **5.3.1.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS**

El procedimiento abarca análisis de confiabilidad, de sensibilidad y de causas. Los pasos que se llevarán a cabo para el análisis de la confiabilidad se describen a continuación:

1. Seleccionar un índice de confiabilidad principal.
2. Determinar las zonas más problemáticas del alimentador
3. Definir la ubicación de las causas de falla más comunes
4. Buscar soluciones para las fallas en sectores específicos del alimentador.
5. Calibrar los resultados.

##### **5.3.1.2 SELECCIÓN DE UN ÍNDICE DE CONFIABILIDAD PRINCIPAL**

Puesto que la confiabilidad abarca una gran cantidad de índices orientados a los consumidores (TTIK, FMIK, SAIDI, SAIFI, MAIFI, CAIDI, CAIFI, etc.), e índices orientados a analizar la potencia y energía (ENS, ENSM, etc.), el análisis de confiabilidad debe dar prioridad al mejoramiento de uno solo de estos índices.

En base a la regulación CONELEC 004/01, se buscará mejorar en primer lugar el TTIK y en segundo lugar el FMIK. La principal razón para esto es que el TTIK es elevado en relación con los límites establecidos por el CONELEC a diferencia del FMIK que no varía mucho respecto a los límites establecidos.

Esto se realiza con el propósito de buscar alternativas que se adapten de mejor manera a la reducción del índice de confiabilidad seleccionado como referencia, que en este caso, es el TTIK.

Otra alternativa puede ser utilizar un índice ponderado, que resulte de la combinación de los índices que se pretende mejorar, por ejemplo



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$0.9TTIK + 0.1FMIK$  , aunque en este caso se optará por trabajar con los índices por separado.

### 5.3.1.3 DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS MÁS PROBLEMÁTICAS DE CADA ALIMENTADOR

Consiste en definir los sectores donde ocurren la mayor cantidad de fallas e interrupciones, para luego limitar el mejoramiento de la confiabilidad a estos sectores específicos. Por lo tanto, las mejoras se llevarán a cabo casi en su totalidad en estos sectores con mayor número de fallas, en función de un análisis de causas. Este procedimiento busca reducir el modelo del sistema de distribución [4].

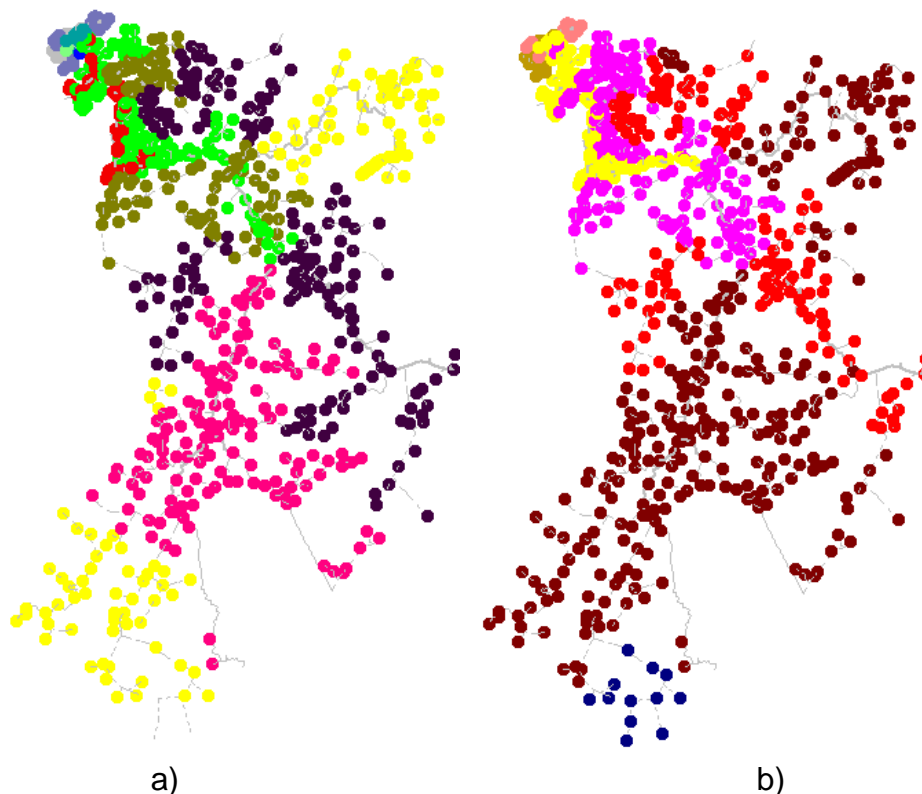
Se realizó en primer lugar, una simulación en CYMDIST con el objetivo de identificar mediante colores, las zonas donde el TIEPI (TTIK) es más alto y no cumple con la regulación [6] y después las zonas donde el NIEPI (FMIK) es alto y tampoco cumple con la regulación [6].

A continuación, se muestran en las Fig. 5.3 y 5.4 las zonas de cada alimentador seleccionado que presentan un elevado TTIK y FMIK según el código de colores indicado en las tablas 5.3 y 5.4.

**Tabla 5.3** Código de colores para TTIK

Rango TTIK	Color
0-2	
2-4	
4-6	
6-8	
8-10	
10-13	
13-16	
16-20	
20-25	
25-30	
30-40	
40-50	
50-60	

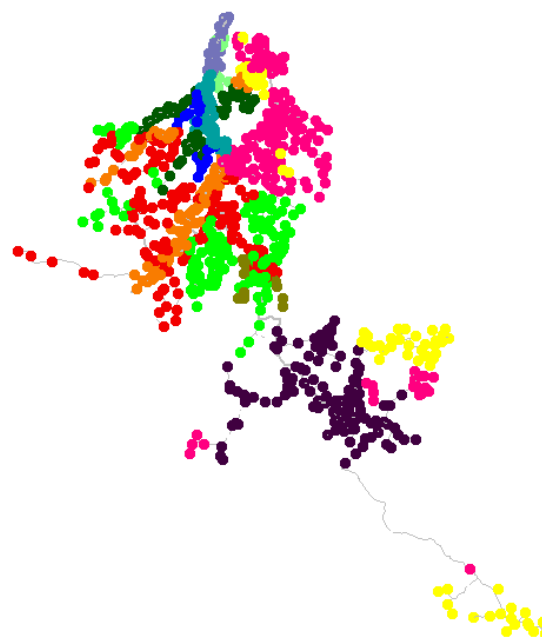




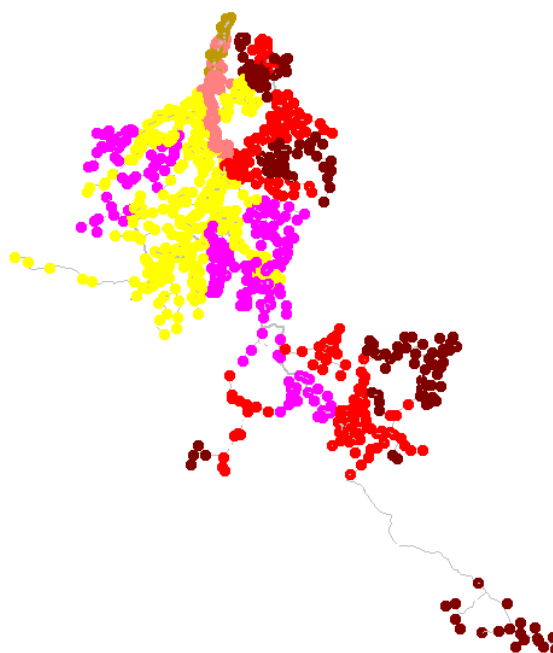
**Fig. 5.3** Zonas del alimentador 0321 donde no cumple la regulación CONELEC 004/01: a) TTIK, b) FMIK

**Tabla 5.4** Código de colores para FMIK

Rango FMIK	Color
0-1	
1-2	
2-5	
5-8	
8-10	
10-15	
15-20	
20-30	
30-40	
40-60	



a)



b)

**Fig. 5.4** Zonas del alimentador 0521 donde no cumple la regulación CONELEC 004/01: a) TTIK, b) FMIK

#### **5.3.1.4 DEFINIR LA UBICACIÓN DE LAS CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLA**

Luego de determinar las zonas con mayor número de fallas e interrupciones, el siguiente paso consiste en especificar las causas de falla que ocurren con más frecuencia, para posteriormente buscar soluciones frente a cada causa.

Para las zonas con mayor TTIK y FMIK de los alimentadores piloto, las fallas más comunes por sectores se indican a continuación:



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las causas de falla junto con los sectores donde éstas ocurrieron con mayor frecuencia, se indican a continuación:

### Alimentador 0321

- **Ambientales\Deslizamiento de tierra:** Bahuanchi Cedillo
- **Climáticas\Descargas atmosféricas:** S/E 3, Cruce Monay Paccha y Circunvalación Sur, Bahuanchi Cedillo, El Tablón (Pishiloma), El Valle, Santa Ana, Tahuán, Ruizho.
- **Red\Actúa relé de sobrecorriente:** S/E 3.
- **Red\Actúa sistema de protecciones:** S/E 3.
- **Red\Aislador roto:** S/E 3.
- **Red\Alumbrado defectuoso:** Bella Unión, El Tablón (Pishiloma), Castilla Cruz.
- **Red\Cambiar bases de portafusibles BT:** Castilla Cruz, Barrio E. Sarmiento, Cochas, Santa Ana, Zhidmad.
- **Red\Cambiar poste:** Santa Ana, Guncay Carapungo.
- **Red\Cambiar seccionador:** S/E 3, Bahuanchi Cedillo, Zhidmad.
- **Red\Cambiar tirafusible:** S/E 3.
- **Red\Cambio de conector:** Cruce Monay Paccha y Circunvalación Sur, Barrio E. Sarmiento,
- **Red\Cerrar seccionador:** S/E 3.
- **Red\Cortocircuito:** Circunvalación Sur, Castilla Cruz, Los Geranios, Barrio E. Sarmiento, El Tablón, El Carmen, Bahuanchi Cedillo, San Miguel de Bahuanchi, Cochas, Monjas, Bella Unión, Quingeo, Tahuán, Ruizho.
- **Red\Falla equipo de medición:** S/E 3.
- **Red\Falla transitoria:** S/E 3, Tahuán, Ruizho..

### Alimentador 0521

- **Ambientales\Deslizamiento de tierra:** Andacocha
- **Climáticas\Descargas atmosféricas:** S/E 5, Tarqui, Ucururu
- **Red\Actúa relé de sobrecorriente:** S/E 5
- **Red\Aislador roto:** S/E 5, Jima.
- **Red\Alumbrado defectuoso:** Iguila Corral.
- **Red\Cambiar bases de portafusibles BT:** Juan Larrea y Manuel Quiroga, Rumiloma, Tutupali Grande, Zhucay Loma, Tarqui, Estación de Cumbe, San Vicente de Arrayán.
- **Red\Cambiar poste:** Zhucay, Corazón de Jesús
- **Red\Cambiar seccionador:** Zhucay Loma, Estación de Cumbe.
- **Red\Cerrar seccionador:** S/E 5
- **Red\Conductor recocido:** Narancay Bajo.
- **Red\Cortocircuito:** S/E 5, Juan Larrea y Manuel Quiroga, Zhucay Loma, Santa Rosa, Zhizho, Camino a Cumbe.
- **Red\Falla transitoria:** S/E 5.
- **Red\Fallas por maniobras:** S/E 5.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- **Red\Línea arrancada:** S/E 5, Narancay alto, Zhucay, Corazón de Jesús, Tutupali Chico, Cotapamba alto, Tarqui, Victoria del Portete, Zhizho, Irquis, Cumbe, el Salado, Urucuru,
- **Red\Otras:** Narancay bajo.
- **Red\Pararrayo defectuoso:** S/E 5.
- **Red\Puente en MT arrancado:** S/E 5.
- **Red\Red floja:** S/E 5, Tarqui.
- **Red\Trafo o red sobrecargada:** Cruzloma.
- **Red\Transformador quemado:** Zhucay
- **Terceros\Choque:** S/E 5, Zhucay
- **Terceros\Daño ocasionado por otras Empr.Serv.Publ:** S/E 5
- **Terceros\Ramas sobre la red:** S/E 5, Zhucay, Tutupali Chico, Bellavista, Tarqui, Estación de Cumbe.

### **5.3.1.5 BUSCAR SOLUCIONES PARA LAS FALLAS EN SECTORES ESPECÍFICOS DEL ALIMENTADOR**

Luego de especificar las causas de falla que ocurren con más frecuencia, el siguiente paso es buscar soluciones frente a cada causa, con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema a partir de la reducción de las tasas de falla y el MTTR.

Si bien, en un inicio se consideraron alternativas de mejora como cambio del calibre de conductores, poda de árboles, entre otras, al final se optó por otras alternativas, debido a que por ejemplo, la tasa de fallas y tiempos de reparación para todos los tramos aéreos del alimentador se consideraron iguales para todos, independientemente del calibre del conductor, número de fases y fabricante, por lo que una mejora de este tipo, no permite establecer claramente una mejora. Esto tuvo que realizarse de esta manera por falta de disponibilidad de datos, tal como se explica en el capítulo 3.

Se considerarán las siguientes estrategias de mejora:

- Utilización de reconectores
- Incremento del número de equipos de protección
- Mejoramiento de las tasas de falla

Todo el análisis se realizará a partir de simulaciones en el software CYMDIST. Se analizará en detalle en el punto 5.3.2.

### **5.3.1.6 CALIBRACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Este procedimiento es necesario por cuanto los resultados obtenidos en el CYMDIST difieren de los resultados obtenidos en la CENTROSUR. Al calibrar los resultados, se pretende determinar las mejoras reales que se obtienen en el sistema de distribución a partir de las mejoras simuladas en el CYMDIST.

El proceso de calibración se centra principalmente en el TTIK y el FMIK, aunque también se realizará para la ENS. Para el proceso de calibración, se realizó un análisis de sensibilidad, variando parámetros como tasas de falla y tiempos de reparación, tanto en las condiciones iniciales como en algunas



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

mejoras propuestas, con el fin de determinar la manera cómo influyen estos parámetros en el mejoramiento de los alimentadores. El objetivo es obtener curvas de tendencia de cómo mejora cada uno de estos índices (TTIK, FMIK y ENS).

Este proceso se realizará luego de que se determine la mejor alternativa técnica – económica., en el literal 5.3.4.3.

### 5.3.2 CONFIGURACIONES ALTERNATIVAS PARA LOS ALIMENTADORES PILOTO

#### 5.3.2.1 PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR 0321

La simulación en el CYMDIST de este alimentador en la condición inicial (caso base) proporciona los índices de confiabilidad indicados en la tabla 5.5:

**Tabla 5.5** Índices de confiabilidad en el alimentador 0321 (caso base)

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
6,239	24,286	3,892	89613,700	5,137	20,870	5,423

Todas las mejoras irán orientadas a reducir el TTIK en primer lugar y en segundo lugar el FMIK.

Dentro de las mejoras propuestas, se analizaron varias alternativas, mediante la ubicación de reconectores, fusibles en los ramales y transferencias con otros alimentadores.

Para simular las transferencias con otros alimentadores, se utilizó el módulo SOM del CYMDIST, redistribuyendo la carga, con el fin de lograr un equilibrio de la misma entre los alimentadores. El inconveniente al hacer esto es que los resultados de la simulación siempre sugerían la transferencia de parte de la carga de otros alimentadores al alimentador 0321, con lo que la confiabilidad de este alimentador disminuía, por lo que se descartaron estas alternativas de mejora. Como se verá más adelante, este procedimiento resultó útil para mejorar la confiabilidad en el alimentador 0521.

Las alternativas de mejora que proporcionaron los mejores resultados se describen a continuación:

#### **Primera alternativa de mejora del alimentador 0321:**

La primera alternativa de mejora se explica a continuación:

- Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconector 21315
- Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946
- Instalar un reconector en el tramo 317582
- Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732
- Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732
- Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.6:

**Tabla 5.6** Índices de confiabilidad en el alimentador 0321 luego de la primera alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,14155	15,81219	3,81794	59001,9	3,38236	13,741	3,661

### **Segunda alternativa de mejora del alimentador 0321:**

La segunda alternativa de mejora se explica a continuación:

- Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315
- Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946
- Instalar un reconectador en el tramo 360603
- Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732
- Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732
- Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.7:

**Tabla 5.7** Índices de confiabilidad en el alimentador 0321 luego de la segunda alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
3,93240	15,88161	4,03866	59387,7	3,40448	13,831	3,496

### **Tercera alternativa de mejora del alimentador 0321:**

La tercera alternativa de mejora se explica a continuación:

- Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315
- Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946
- Instalar un reconectador en el tramo 360603
- Reubicar el reconectador 21071 en el tramo 307676
- Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732
- Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732
- Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.8:

**Tabla 5.8** Índices de confiabilidad en el alimentador 0321 luego de la tercera alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
-----------------------------	--------------------------	----------------------------	------------------	------------------------------	------------------	---------------------



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

3,93240	15,88161	4,03866	59387,7	3,40448	13,831	3,496
---------	----------	---------	---------	---------	--------	-------

### 5.3.2.2 PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR 0521

La simulación en el CYMDIST de este alimentador en la condición inicial (caso base) proporciona los índices de confiabilidad que se muestran en la tabla 5.9:

**Tabla 5.9** Índices de confiabilidad en el alimentador 0521 (caso base)

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consu-m-año)	CAIDI (hr/cons-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consu-m-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,811	21,490	4,467	104527,200	7,020	20,192	4,483

#### Primera alternativa de mejora del alimentador 0521:

La primera alternativa de mejora se explica a continuación:

- Transferencia de carga del alimentador 0521 al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431
- Ubicar un reconectador adicional en el tramo 397770

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.10:

**Tabla 5.10** Índices de confiabilidad en el alimentador 0521 luego de la primera alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consu-m-año)	CAIDI (hr/cons-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consu-m-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,30120	16,92453	3,93484	75947,4	5,54442	16,292	4,077

#### Segunda alternativa de mejora del alimentador 0521:

La segunda alternativa de mejora se explica a continuación:

- Ubicar un reconectador adicional en el tramo 397770
- Reubicar el reconectador 23553 en el tramo 224809
- Transferencia de carga del alimentador 0521 al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.11:

**Tabla 5.11** Índices de confiabilidad en el alimentador 0521 luego de la segunda alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consu-m-año)	CAIDI (hr/cons-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consu-m-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,25308	17,09272	4,01891	76724,7	5,60116	16,459	4,028

#### Tercera alternativa de mejora del alimentador 0521:



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

La tercera alternativa de mejora se explica a continuación:

- Ubicar un reconectador adicional en el tramo 397770
- Reubicar el reconectador 21313 en el tramo 224809
- Transferencia de carga del alimentador 0521 al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.12:

**Tabla 5.12** Índices de confiabilidad en el alimentador 0521 luego de la tercera alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,53368	17,25049	3,80497	76889,0	5,61316	16,494	4,248

### **Cuarta alternativa de mejora del alimentador 0521:**

La cuarta alternativa de mejora se explica a continuación:

- Transferencia de carga del alimentador 0521 al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431
- Ubicar un reconectador adicional en el tramo 397770

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante esta mejora se indican en la tabla 5.13:

**Tabla 5.13** Índices de confiabilidad en el alimentador 0521 luego de la cuarta alternativa de mejora

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,30120	16,92453	3,93484	75947,4	5,54442	16,292	4,077

Se analizaron otras alternativas de mejora, a partir de transferencias de una parte de la carga del alimentador 0521 al alimentador 1423. Para efectos de simulación, se utilizó el módulo SOM del CYMDIST destinado a determinar la Configuración Óptima, distribuyendo la carga en los alimentadores mediante maniobras que permitan equilibrar la carga en ambos alimentadores.

El alimentador 1423, antes de llevar a cabo la transferencia propuesta, presenta los índices de confiabilidad que se muestran en la tabla 5.14:

**Tabla 5.14** Índices de confiabilidad en el alimentador 1423 (caso base)

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
5,725	20,956	3,660	32541,600	4,328	20,202	5,565





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Por lo tanto todas las mejoras propuestas a continuación reducen los índices en el alimentador 0521, pero incrementan los índices en el alimentador 1423. Posteriormente, se propondrá también una mejora en este alimentador, para compensar el incremento en los índices de confiabilidad.

Con la transferencia de carga que se propone desde el alimentador 0521 hacia el 1423, los indicadores de confiabilidad de este alimentador aumentan, según la tabla 5.15:

**Tabla 5.15** Índices de confiabilidad en el alimentador 1423 luego de las mejoras en el alimentador 0521

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
6,26450	23,49060	3,74980	53062,0	6,09278	24,309	6,463

Para este alimentador se analizaron algunas alternativas adicionales de mejora, mediante la ubicación de reconectores en diferentes tramos de este alimentador; de todas estas alternativas, la que proporciona mejores resultados implica la instalación adicional de un reconector en el tramo 404554 del alimentador 1423. En la tabla 5.16 se muestran los resultados.

**Tabla 5.16** Índices de confiabilidad en el alimentador 1423 con un reconector adicional en el tramo 404554

SAIFI (inter/consum-año)	SAIDI (hr/consum-año)	CAIDI (hr/consum-inter)	ENS (kWh/año)	ENSmedia (kWh/consum-año)	TTIK (hr/año)	FMIK (inter/año)
4,64454	15,61539	3,36209	35233,1	4,04560	16,150	4,787

### 5.3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS PROPUESTAS

En esta sección se analizará el aspecto económico de llevar a cabo las diferentes alternativas de mejora, para determinar la opción más rentable.

A partir de datos de la CENTROSUR, se ha establecido una lista de costos, que servirán para definir mejor alternativa, desde el punto de vista económico. Esta lista se detalla en la tabla 5.17.

**Tabla 5.17** Costos generales de mejoras

EQUIPOS	PRECIO
Fusible	280
Montaje e instalación fusible	24,31
Seccionador fusible	87
Montaje e instalación seccionador fusible	37,72
Seccionador cuchilla	262
Montaje e instalación seccionador cuchilla	51,56
Reconector	2000
Montaje e instalación reconector	107,38



UNIVERSIDAD DE CUENCA

### 5.3.3.1 MEJORAS PROPUESTAS AL ALIMENTADOR 0321

**Primera alternativa de mejora del alimentador 0321:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.18:

**Tabla 5.18** Costo de mejoras del alimentador 0321 (primera alternativa)

MEJORA	COSTOS (\$)
Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315	38
Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946	280
Instalar un reconectador en el tramo 317582	20000
Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732	840
Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732	24
Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457	280
<b>TOTAL</b>	<b>21462</b>

**Segunda alternativa de mejora del alimentador 0321:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.19:

**Tabla 5.19** Costo de mejoras del alimentador 0321 (segunda alternativa)

MEJORA	COSTOS (\$)
Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315	38
Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946	280
Instalar un reconectador en el tramo 360603	20000
Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732	840
Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732	24
Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457	280
<b>TOTAL</b>	<b>21462</b>

**Tercera alternativa de mejora del alimentador 0321:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.20:

**Tabla 5.20** Costo de mejoras del alimentador 0321 (tercera alternativa)

MEJORA	COSTOS (\$)
Retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315	38
Ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946	280
Instalar un reconectador en el tramo 360603	20000
Reubicar el reconectador 21071 en el tramo 307676	108
Ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732	840
Retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732	24
Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457	280
<b>TOTAL</b>	<b>21570</b>

### 5.3.3.2 MEJORAS PROPUESTAS AL ALIMENTADOR 0521

**Primera alternativa de mejora del alimentador 0521:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.21:

**Tabla 5.21** Costo de mejoras del alimentador 0521 (primera alternativa)

MEJORA	COSTOS(\$)
--------	------------



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

Reconectador adicional en el tramo 131516	20000
Fusible monofásico adicional en el tramo 114167	280
Fusible monofásico adicional en el tramo 114175	280
<b>TOTAL</b>	<b>20560</b>

**Segunda alternativa de mejora del alimentador 0521:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.22:

**Tabla 5.22** Costo de mejoras del alimentador 0521 (segunda alternativa)

MEJORA	COSTOS(\$)
Reconectador adicional en el tramo 401814	20000
Fusible monofásico adicional en el tramo 114167	280
Fusible monofásico adicional en el tramo 114175	280
<b>TOTAL</b>	<b>20560</b>

**Tercera alternativa de mejora del alimentador 0521:** El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.23:

**Tabla 5.23** Costo de mejoras del alimentador 0521 (tercera alternativa)

MEJORA	COSTOS(\$)
Reconectador adicional en el tramo 345345	20000
Mover el reconectador 23553 al tramo 224809	108
Fusible monofásico adicional en el tramo 114167	280
Fusible monofásico adicional en el tramo 114175	280
<b>TOTAL</b>	<b>20668</b>

**Cuarta alternativa de mejora del alimentador 0521:** Para esta alternativa de mejora, no se considerará el costo de realizar la transferencia. El resto de costos se detalla en la tabla 5.24:

**Tabla 5.24** Costo de mejoras del alimentador 0521 (cuarta alternativa)

MEJORA	COSTOS (\$)
Transferencia al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431	
Reconectador adicional en el tramo 397770	20000
<b>TOTAL</b>	<b>20000</b>

Puesto esta mejora implica una reducción en los índices de confiabilidad del alimentador 1423, es necesario incluir también el costo de mejora de este alimentador, indicado en la tabla 5.25.

**Tabla 5.25** Costos de las mejoras en los alimentadores 0521 y 1423

MEJORA	COSTOS (\$)
Transferencia al alimentador 1423 a través del seccionador cuchilla 3444 y del fusible 3431	
Reconectador adicional en el tramo 397770	20000
Reconectador adicional en tramo 404554 (alim. 1423)	20000



### 5.3.4 SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICA - ECONÓMICA

En esta parte se analizarán las diferentes alternativas desde el punto de vista económico. Esto se realizará a partir de la relación Beneficio – Costo (B/C). En el rubro de costos, se incluye el costo de los equipos, montaje y otros, mientras que los beneficios corresponden al valor de la ENS que se espera reducir con las mejoras, considerando un costo de 153.3 ctvs/kWh, tomando el valor promedio de los costos de ENS indicados en [35].

#### 5.3.4.1 MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICA - ECONÓMICA PARA EL ALIMENTADOR 0321

Para analizar la mejor opción, se utilizará la relación Beneficio – Costo. En la tabla 5.26 se muestra la relación B/C para las tres alternativas propuestas.

**Tabla 5.26** Relación B/C para las alternativas de mejora propuestas en el alimentador 0321

ALTERNATIVA DE MEJORA	COSTOS (\$)	BENEFICIOS (\$)	B/C
Primera alternativa	21462	46927,89	2,1865714
Segunda alternativa	21462	46336,46	2,159
Tercera alternativa	21570	49050,63	2,27402107

De todo esto, se concluye que la mejor alternativa técnica - económica es la que se propuso en tercer lugar, puesto que es la más rentable.

#### 5.3.4.2 MEJOR ALTERNATIVA TÉCNICA - ECONÓMICA PARA EL ALIMENTADOR 0521

Para analizar la mejor opción, se utilizará la relación Beneficio – Costo. En la tabla 5.27 se muestra la relación B/C para las tres alternativas propuestas.

**Tabla 5.27** Relación B/C para las alternativas de mejora propuestas en el alimentador 0521

ALTERNATIVA DE MEJORA	COSTOS	BENEFICIOS	B/C
Primera Alternativa	20560	16560,12	0,80545318
Segunda Alternativa	20560	12397,59	0,60299545
Tercera Alternativa	20668	16760,68	0,81094818
Cuarta Alternativa (sin 1423)	20000	43822,26	2,19111324
Cuarta Alternativa (con 1423)	40000	39686,76	0,9921691

Aunque aparentemente la cuarta alternativa resulta rentable, esto no es correcto, puesto que si no se considera la colocación de un reconector en el alimentador 1423, se incrementa la ENS en este alimentador. Para solucionar este problema, se optó por incluir esta mejora, lo cual se muestra en la última fila de la tabla 5.27 en la que la relación B/C es cercana a 1. Cabe señalar que en la cuarta alternativa no se incluyó el costo de las transferencias. El procedimiento para realizar transferencias entre alimentadores se describe en detalle en [38]. El inconveniente de la transferencia es que la carga es de aproximadamente 600 kVA, que resulta muy grande para el alimentador 1423.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

De las tres alternativas restantes, la mejor alternativa y la más rentable es la tercera, por lo que es la que se recomienda. Aunque aparentemente no es rentable, resulta rentable a largo plazo.

Si se opta por no hacer ningún tipo de mejora en el alimentador 0521, el costo de la ENS es \$160274,692.

En los anexos 5 y 6 se explique a detalle el cálculo del costo/beneficio para los alimentadores 0321 y 0521 respectivamente.

En los anexos 7 y 8 se muestra la ubicación de los equipos de protección que se está considerando en las mejoras para los alimentadores 0321 y 0521 respectivamente.

### 5.3.4.3 CALIBRACIÓN DE TTIK, FMIK Y ENS PARA LOS ALIMENTADORES PILOTO

En esta parte se realizará el procedimiento indicado en el literal 5.3.1.6. Para elaborar la curva de tendencia, se variaron parámetros como tasa de fallas y tiempos de reparación de los equipos y se obtuvo el valor de TTIK, FMIK y ENS en el caso base, es decir, antes de realizar mejoras. A continuación, se realizó el mismo procedimiento, pero para cada alimentador con la mejor alternativa propuesta. Con este proceso, se obtienen curvas en las que las abscisas representan el índice (TTIK, FMIK y ENS) en el caso base y las ordenadas representan el índice luego de la mejora propuesta.

#### 5.3.4.3.1 CALIBRACIÓN DE TTIK, FMIK Y ENS PARA EL ALIMENTADOR 0321

**TTIK (horas/año):** Para elaborar la curva de tendencia del TTIK, se obtuvieron datos del TTIK variando parámetros como tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos. Estas variaciones de parámetros permiten obtener diferentes valores de TTIK tanto para la condición inicial (caso base) como la mejora propuesta, que en este caso es la tercera alternativa. Los datos obtenidos se muestran en la Tabla 5.28 y la curva de tendencia del TTIK se muestra en la Fig. 5.5:

**Tabla 5.28** Datos de calibración de TTIK del alimentador 0321

TTIK (caso base)	TTIK (mejora)
20,87	13,418
21,543	14,068
21,658	14,176
22,932	14,684
23,047	14,684

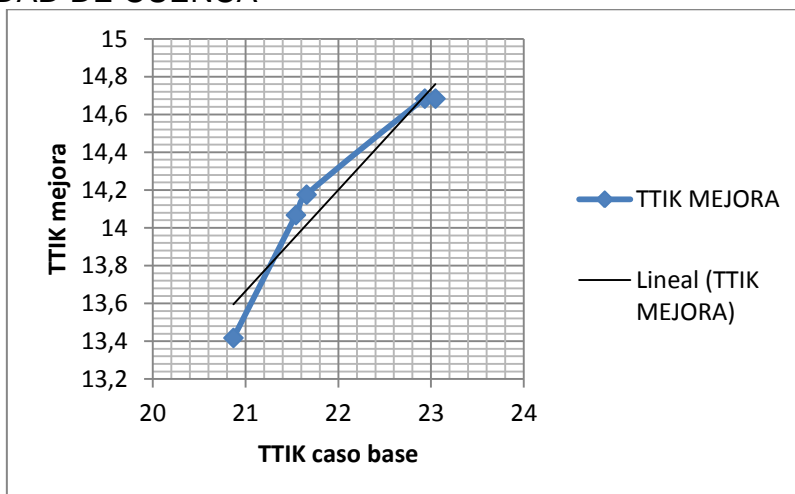


Fig. 5.5 Curva de tendencia del TTIK del alimentador 0321

**FMIK (interr./año):** Los datos de calibración y la curva de tendencia se elaboraron con el mismo procedimiento empleado para el TTIK: Los datos se muestran en la tabla 5.29 y la curva en la Fig. 5.6:

Tabla 5.29 Datos de calibración de FMIK del alimentador 0321

FMIK (caso base)	FMIK (mejora)
5,423	3,472
5,608	3,654
5,632	3,678
6,268	3,961
6,293	3,961

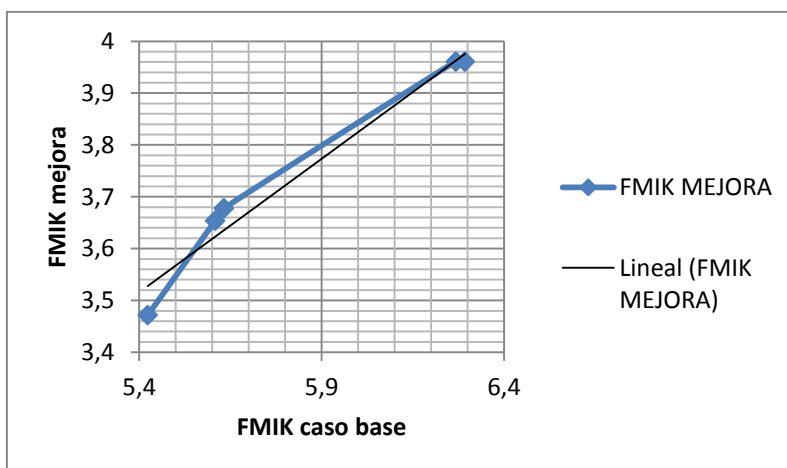


Fig. 5.6 Curva de tendencia del FMIK del alimentador 0321

**ENS (kWh/año):** Los datos de calibración y la curva de tendencia se elaboraron con el mismo procedimiento empleado para el TTIK: Los datos se muestran en la tabla 5.30 y la curva en la Fig. 5.7:

Tabla 5.30 Datos de calibración de la ENS del alimentador 0321

ENS (caso base)	ENS (mejora)



89613,7	57617,2
92503,1	60406,7
92996,1	60870,6
98468,2	63053,8
98961,1	63053,8

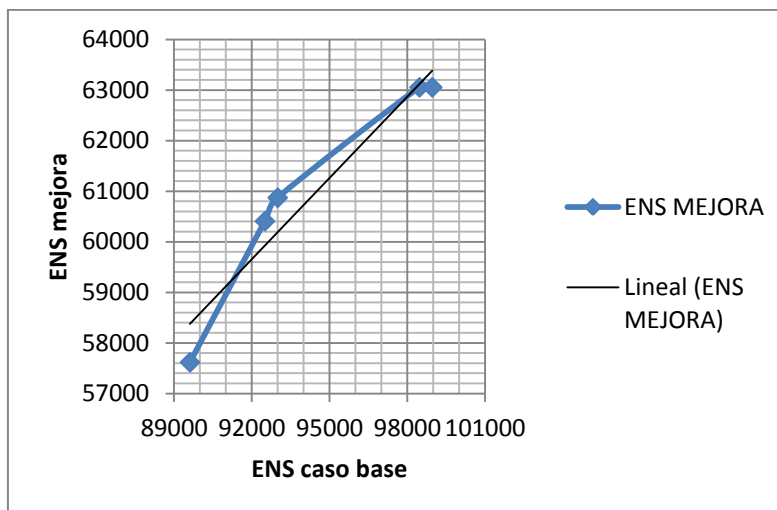


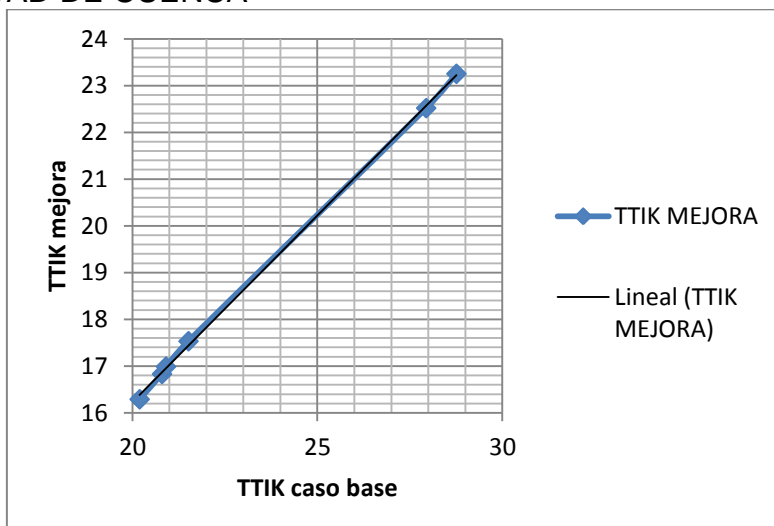
Fig. 5.7 Curva de tendencia de la ENS del alimentador 0321

### 5.3.4.3.2 CALIBRACIÓN DE TTIK, FMIK Y ENS PARA EL ALIMENTADOR 0521

**TTIK (horas/año):** Para elaborar la curva de tendencia del TTIK, se obtuvieron datos del TTIK variando parámetros como tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos. Estas variaciones de parámetros permiten obtener diferentes valores de TTIK tanto para la condición inicial (caso base) como la mejora propuesta, que en este caso es la tercera alternativa. Los datos obtenidos se muestran en la Tabla 5.31 y la curva de tendencia del TTIK se muestra en la Fig. 5.8:

Tabla 5.31 Datos de calibración de TTIK del alimentador 0521

TTIK (caso base)	TTIK (mejora)
20,192	16,292
20,797	16,833
20,905	16,99
21,513	17,534
27,938	22,52
28,757	23,253

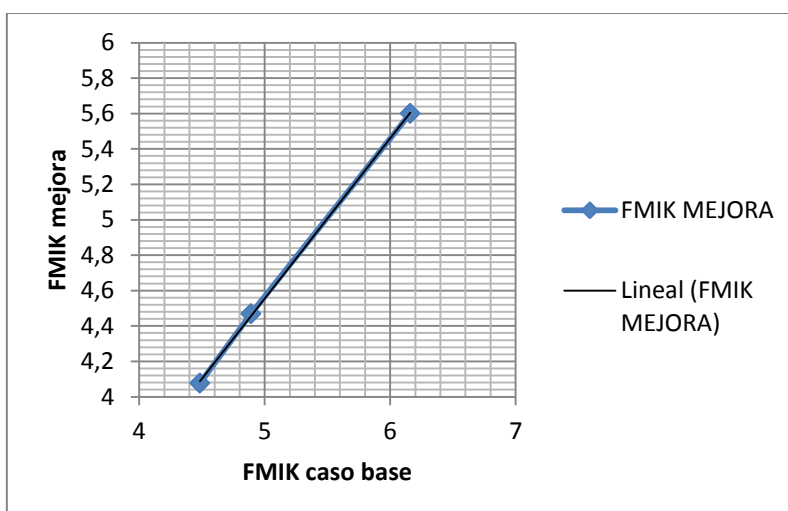


**Fig. 5.8** Curva de tendencia del TTIK del alimentador 0521

**FMIK (interr./año):** Los datos de calibración y la curva de tendencia se elaboraron con el mismo procedimiento empleado para el TTIK: Los datos se muestran en la tabla 5.32 y la curva en la Fig. 5.9:

**Tabla 5.32** Datos de calibración de FMIK del alimentador 0521

FMIK (caso base)	FMIK (mejora)
4,483	4,077
4,483	4,077
4,89	4,469
4,89	4,469
6,16	5,601
6,16	5,601



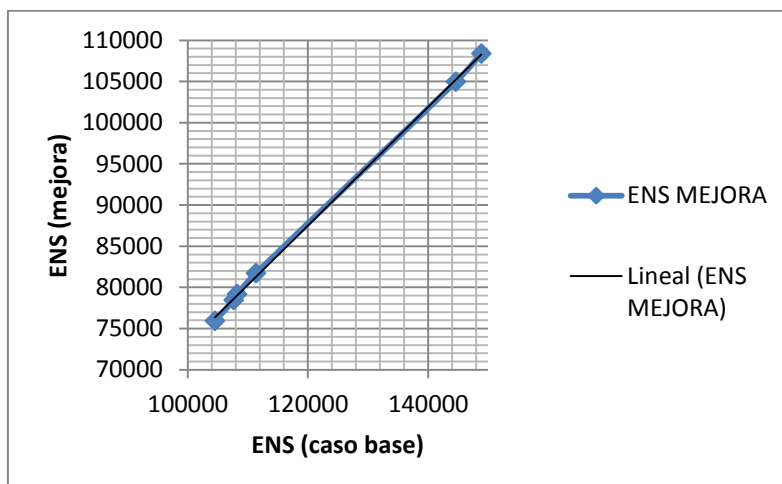
**Fig. 5.9** Curva de tendencia del FMIK del alimentador 0521

**ENS (kWh/año):** Los datos de calibración y la curva de tendencia se elaboraron con el mismo procedimiento empleado para el TTIK. Los datos se muestran en la tabla 5.33 y la curva en la Fig. 5.10:



**Tabla 5.33** Datos de calibración de la ENS del alimentador 0321

ENS (Caso base)	ENS (mejora)
104527,2	75947,4
107660,4	78471,1
108217	79199,9
111362,2	81735,4
144624,3	104980,9
148865,4	108395,2

**Fig. 5.10** Curva de tendencia de la ENS del alimentador 0321



## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El alimentador # 0321 es el más crítico dentro de los alimentadores aéreos urbanos para el análisis de confiabilidad debido a que no cumple con la regulación CONELEC 004/01 tanto para el FMIK como para el TTIK, y es el más representativo dentro de estos alimentadores porque es el de mayor longitud, potencia instalada y número de consumidores.
- El alimentador # 1822 es el más crítico dentro de los alimentadores aéreos rurales pero es uno de los menos significativos dentro de este grupo de alimentadores, por ello se seleccionó el alimentador # 0521 para el análisis de confiabilidad debido a que es uno de los alimentadores de mayor longitud, potencia instalada y número de consumidores.
- Para la obtención de las tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos se utilizaron datos de publicaciones internacionales y de la CENTROSUR. Los datos de la CENTROSUR abarcan el periodo desde enero de 2005 hasta abril de 2011 para los equipos de los alimentadores 0321 y 0521.
- Dentro del cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación para los equipos tales como el fusible, seccionador fusible, seccionador cuchilla, reconectador, disyuntor y líneas aéreas y subterráneas se optó por utilizar datos de publicaciones internacionales en algunos de estos equipos, tales como disyuntor y línea subterránea, debido a que los datos de estos equipos eran incompletos. Para la utilización de estos datos, se elaboraron en primer lugar, tablas con rangos de valores comprendidos entre un mínimo y un máximo, junto con un valor típico, que se utilizó para obtener los datos de los equipos indicados.
- La metodología para determinar las tasas de falla de los equipos es general para todos los alimentadores: 1) determinar el periodo de análisis, 2) recopilar todos los datos de interrupciones y fallas en el alimentador, 3) reunir información de los equipos del alimentador, como la longitud de los alimentadores y el número de equipos, 4) clasificar las fallas e interrupciones, en función del equipo donde ocurrieron, 5) contabilizar el número de fallas e interrupciones en cada equipo, 6) calcular las tasas de falla y tasas de interrupción, 7) calcular el MTTF.
- La metodología para determinar los tiempos de reparación de los equipos es general para todos los alimentadores: 1) determinar el periodo de análisis, 2) recopilar todos los datos de interrupciones y fallas en el alimentador, 3) reunir información de los equipos del alimentador, como la longitud de los alimentadores y el número de equipos, 4) clasificar las fallas e interrupciones, en función del equipo donde ocurrieron, 5) contabilizar el número de fallas e interrupciones en cada equipo, 6) calcular los tiempos de reparación y de interrupción, 7) calcular el MTTR.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Existen factores que inducen errores en el cálculo de los índices de confiabilidad, tales como datos incompletos acerca de las causas y tiempos de falla, falta de información detallada acerca de los equipos, ausencia de información adicional como porcentaje de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, así como estimaciones incorrectas o muy generales sobre tiempos de desplazamiento y de inspección.
- Una manera de disminuir el porcentaje de error consiste en aumentar el tamaño de las muestras de datos. Esto se logra agrupando los datos de fallas e interrupciones de varios alimentadores que tengan características similares, por ejemplo, agrupar todos los alimentadores urbanos, agrupar todos los alimentadores de una misma subestación, etc. Con este criterio, se pueden obtener índices de confiabilidad más precisos y que sean comunes para varios alimentadores.
- El procedimiento de análisis técnico - económico puede resumirse en los siguientes puntos: 1) estimar la ENS, 2) obtener el CENS, que se asumirá como 153,33 ctvos/kWh, 3) realizar el análisis técnico, buscando diferentes alternativas de mejora, 4) obtener los costos implicados en cada alternativa de mejora, 5) elegir la mejor alternativa de mejora, a través de la relación beneficio – costo (B/C), 6) si la alternativa no es rentable, descartarla y buscar otra.
- El análisis técnico abarca cuatro tipos de análisis: confiabilidad, riesgo, sensibilidad y causas. El análisis de confiabilidad permite obtener datos de los índices como TTIK, FMIK, ENS. El análisis de riesgo busca determinar la probabilidad de que ocurra cada falla. El análisis de sensibilidad permite definir la manera cómo los índices básicos como tasa de falla, tiempo de reparación influyen en la mejora del TTIK, FMIK y ENS, también es útil para la calibración de datos y resultados de confiabilidad. El estudio de causas busca determinar las causas más comunes de fallas y buscar soluciones para cada una de ellas, con el fin de mejorar los índices como TTIK, FMIK y ENS.
- El procedimiento para realizar el análisis técnico, mediante el CYMDIST: 1) Seleccionar un índice de confiabilidad principal. Se decidió utilizar el TTIK porque era el que cumplía menos con la Regulación CONELEC 004/01. 2) Determinar las zonas con mayor TTIK y FMIK. 3) Definir la ubicación de las causas de falla más comunes. 4) Buscar soluciones para cada causa de falla. 5) Ajustar los resultados de la simulación a los datos reales de la CENTROSUR.
- La alternativa de mejora propuesta para mejorar la confiabilidad en el alimentador 0321 implica: 1) retirar el seccionador fusible aguas abajo del reconectador 21315, 2) ubicar un fusible monofásico en el ramal 404946, 3) instalar un reconectador en el tramo 360603, 4) reubicar el reconectador 21071 en el tramo 307676, 5) ubicar un fusible trifásico en el ramal 147732, 6) retirar el fusible monofásico aguas abajo del fusible del ramal 147732, 7) Instalar un fusible monofásico en el ramal 411457, con un costo total estimado en \$21570 y B/C de 2.27.



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Ninguna alternativa de mejora resulta rentable a corto plazo para el alimentador 0521. Sin embargo la alternativa de mejora que se recomienda conlleva: 1) instalar un reconectador adicional en el tramo 345345, mover el reconectador 23553 al tramo 224809, instalar un fusible monofásico adicional en el tramo 114167, instalar un fusible monofásico adicional en el tramo 114175, con un costo total estimado en \$20668 y B/C de 0.81.
- Puesto que la recopilación de los datos de fallas e interrupciones es muy importante para el cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos de la CENTROSUR, se recomienda modificar el formato que utiliza la CENTROSUR, con el fin de identificar con precisión los equipos afectados cuando se produce una falla y cuantas fallas al año se producen en el mismo equipo en el sistema de distribución, además de criterios adicionales como número de fases, tipo de conductor, fabricante, entre otros; con lo que la precisión en el cálculo posterior del TTIK, FMIK y el resto de los índices, mejorará.
- Para la reducción de los tiempos de desplazamiento, inspección y reparación de las fallas de los equipos en el sistema de distribución se recomienda incrementar el número de cuadrillas, o en su defecto, utilizar un sistema que permita que estas operen de manera más eficiente, mediante la implementación de equipos de señalización de falla y en lo posible, automatizando el proceso de recolección de datos y restauración de servicio, con un sistema como el OMS (Outage Management System).

**BIBLIOGRAFÍA**

- [1]. CHODHURY A., KOVAL D., *“Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications”*, IEEE Press Series on Power Engineering, John Wiley & Sons, New York, 2009.
- [2]. BILLINTON R., ALLAN R., *“Reliability Evaluation of Power Systems”*, Plenum Press, 2<sup>nd</sup> Edition, New York.
- [3]. LEÓN R., *Apuntes sobre Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Cuenca, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2010.
- [4]. BROWN R., *“Electric Power Distribution Reliability”*, CRC Press Taylor & Francis Group, Power Engineering, 2<sup>nd</sup> Edition, 2009.
- [5]. MORALES D., *“Cálculo de la Energía no Suministrada por la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. utilizando el GIS como herramienta informática”*, Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2009.
- [6]. CONELEC, *“Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”*, Regulación 004/01, 2001.
- [7]. *“Actualización del Estudio de Confiabilidad en el Sistema de Distribución de la Empresa CENTROSUR Años 2002 - 2006”*, CENTROSUR, Dirección de Planificación, Departamento de Estudios Técnicos, 2007
- [8]. IEEE Standard 1366-2003, *“Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”*, 2003.
- [9]. IEEE Standard 493-1997 (IEEE Gold Book), *“IEEE Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA.
- [10]. ARRIAGADA A., *“Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución”*, Tesis para optar al Grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, 1994.
- [11]. CONFIABILIDAD EN MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS, Curso de Postgrado, Módulo I, Capítulo 1, *“Cálculos de Confiabilidad”*, Universidad de San Juan, Argentina, 2004.
- [12]. McCALLEY J., *“Analysis of nonseries/parallel systems comprised of nonrepairable components”*, Iowa State University, Power Learn Electric Power Engineering Education, 2002
- [13]. ZAPATA C., *“Estimación de tasas de falla de componentes en caso de ausencia de datos o cantidades limitadas de datos”*, Universidad Tecnológica de Pereira, Revista Scientia et Technica Año XI, Nro.27, 2005
- [14]. MORA A., *“Mantenimiento Estratégico para Empresas Industriales o de Servicios”*, 2da Edición, Ultragráfica, Colombia, 2007
- [15]. RAMA S., *“Fundamentals of Distribution Reliability Analysis”*, Iowa State University, Power Learn Electric Power Engineering Education, 2005
- [16]. RAMA S., *“Distribution System Reliability Evaluation”*, Iowa State University.
- [17]. *“Manual de Ayuda de Cymdist 5.0 Rev. 11”*, CYME



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- [18]. ZAMBRANO S., “*Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) Especificaciones Técnicas y Funcionales de la Licitación*”, Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Cuenca, 2010.
- [19]. Información sobre los alimentadores de la CENTROSUR proporcionada por el Departamento de Análisis Geográficos de la CENTROSUR (SIGADE).
- [20]. LARRIVA F., FERNÁNDEZ DE CÓRDOVA S., “*Estudio de la Automatización de Alimentadores Primarios de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Mediante el uso de Reconectores. Análisis Técnico - Económico*”, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2007.
- [21]. *Control de Índices Técnicos 2005 – abril de 2011*, CENTROSUR, SIGADE.
- [22]. “*Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas*”, CONELEC, Dirección de Tarifas, 2011
- [23]. EPRI, “*A Review of the Reliability of Electric Distribution Systems Components: EPRI White Paper*”, Technical Report, 2001.
- [24]. WILLIS H., “*Power Distribution Planning Reference Book*”, Marcel Dekker, New York, 2<sup>nd</sup> Ed, 2004.
- [25]. SHORT T., “*Electric Power Distribution Handbook*”, CRC Press, 2004.
- [26]. GRIGSBY L., “*The Electric Power Engineering Handbook*”, CRC Press, 2001.
- [27]. STEVENSON W., “*Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*”, 2da Edición, McGraw Hill, 1975.
- [28]. RAMÍREZ S., “*Protección de Sistemas Eléctricos*”, 1ra Edición, Universidad Nacional de Colombia, Manizales.
- [29]. SUMPER A., SUDRIA A., “*Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora*”, 9º Congreso Hispano Luso de Ingeniería Eléctrica (9CHLIE), Universidad de Cataluña, Barcelona, España.
- [30]. NEIRA M., “*Metas para indicadores de Calidad de Servicio Técnico 2011-2014*”, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2011
- [31]. BROWN R., “*Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, No. 2, 1998
- [32]. ROMERO J., SPARE J., BROWN R., “*Distribution System Reliability Improvement Using Predictive Models*”, IEEE, Power & Energy Society General Meeting, 2009
- [33]. VENEGAS J., “*Metodologías de Evaluación de Costo de Falla en Sistemas Eléctricos*”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1994.
- [34]. LÓPEZ J., “*Evaluación de los Costos de las Interrupciones del Suministro de Energía Eléctrica*”
- [35]. CONELEC, “*Sesión de Directorio de 14 de abril de 2011*”, Regulación 025/11, 2010.
- [36]. EROSSA V., “*Proyectos de Inversión en Ingeniería su Metodología*”, Editorial Limusa, Cuarta reimpression, México D.F., 1997
- [37]. VIVALLO A., “*Formulación y Evaluación de Proyectos Manual para estudiantes*”.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- [38]. LUZURIAGA M., *“Manual de Procedimiento para la operación de transferencia de carga entre alimentadores”*, Universidad Politécnica Salesiana, Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, 2009



## ANEXOS







UNIVERSIDAD DE CUENCA

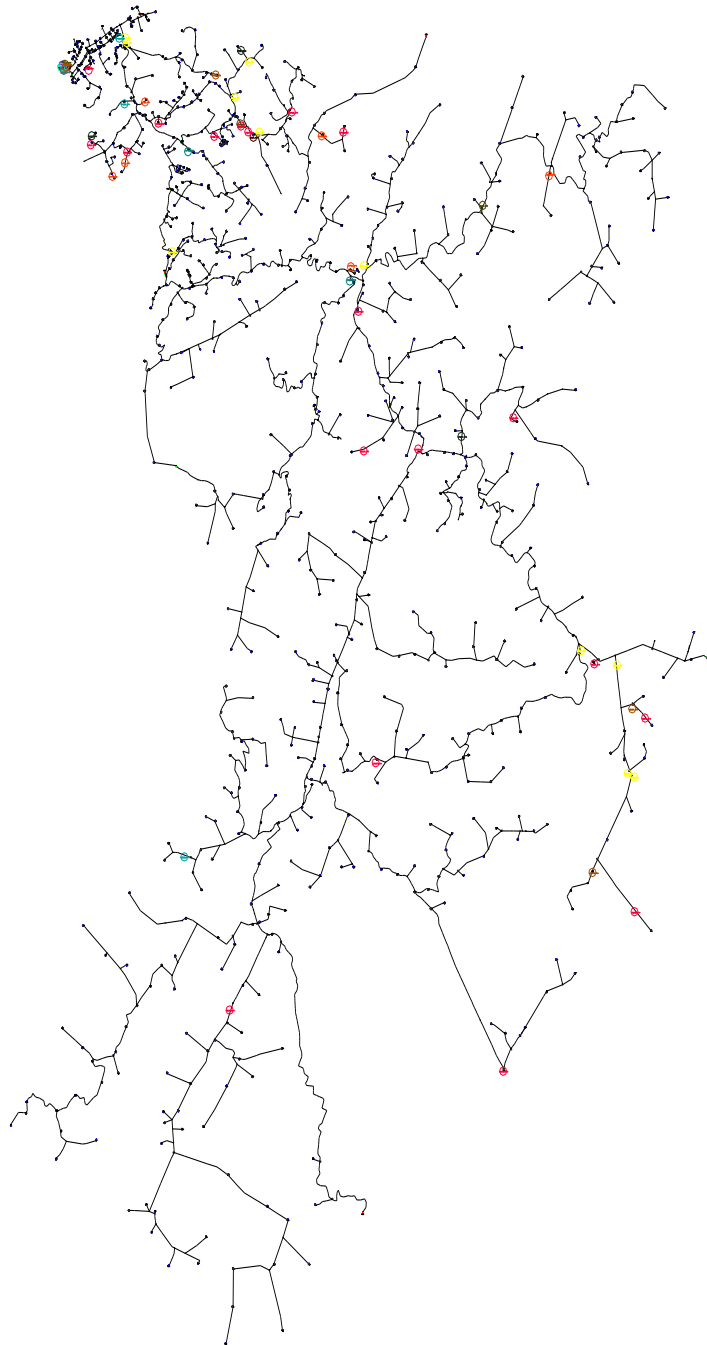
**ANEXO 2:** Reporte de Interrupción de Servicio y Parte Diario de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes modificados

		<b>AREA DE INGENIERIA TECNICA</b>			Móvil No.	Grupo No.	Salida ocurrida			R-DIDIS-268					
					año	mes	día								
<b>LOCALIZACIÓN DE FALLA</b> FALLA OCURRIDA EN (COMPLETE SÓLO UNA SECCION)										LINEA					
1	S/E No.	2	Alimentador No.	3	Sección No.										
<b>DETALLE DE LOCALIZACIÓN DE FALLA</b> Nro. Poste, Seccionador, Código del Transformador, Dirección, etc.										Nro. Empresa	Aérea	Subterránea			
<b>EQUIPO DE PROTECCION ACTIVADO (MARQUE "X" EN LOS CASILLEROS APLICABLES)</b>										VOLTAJE DE OCURENCIA DE FALLA		LLEGADA			
EN LA S/E					OTRO					h	m				
FUS AT	FUS BT	RCN/BR K	S/E No	Fusible Transf.	Fusible Línea	Breaker Línea	Seccionad. Línea	DIRECCION - POSTE No		1. <input type="checkbox"/> 69kV	ARREGLO				
										2. <input type="checkbox"/> 22kV					
										3. <input type="checkbox"/> 13,8kV					
										4. <input type="checkbox"/> 6,3kV					
										5. <input type="checkbox"/> 120 V					
										6. <input type="checkbox"/> Otro: _____					
<b>LEYENDA DE CODIGOS DE INTERRUPCION</b>															
<b>MOTIVO DEL RECLAMO</b> <input type="checkbox"/> Sin luz <input type="checkbox"/> Voltaje alto <input type="checkbox"/> Voltaje bajo <input type="checkbox"/> Voltaje irregular <input type="checkbox"/> Pérdida de fase <input type="checkbox"/> Cortocirc.Líneas <input type="checkbox"/> Línea arrancada				<input type="checkbox"/> Poste caído/por caer <input type="checkbox"/> Material adquirido <input type="checkbox"/> Choque <input type="checkbox"/> Retiro líneas para tala <input type="checkbox"/> Neutro energizado <input type="checkbox"/> Otros				<b>PROGRAMADO</b> 01 Mantenimiento 02 Ampliaciones 03 Maniobras 04 Otras 10 Suspensión Aliment. 11 Trafo/red sobrecargada 12 Tensor suelto 13 Red floja 14 Conductor recocido 15 Aislador roto 16 Cortocircuito 17 Corte por mora 18 Daño interno 19 Falta de informac. zona 20 Otros		<b>AMBIENTALES</b> 40 Fuego 41 Polvo 42Cont. Industrial 43 Humedad 44 Corrosión 46 Vibración		<b>EXTERNAS</b> 61 Otro distribuidor 62 Transmisor 63 Generador 64 Restricción de carga 65 Baja frecuencia 66 Otras 70 Pararrayos 71 Conector 72 Conductor 73 Seccionador		74 Fusible 75 Aislador 76 Disyuntor 77 Transformador 78 Reconector 79 Relé 80 Regulador 81 Breaker 82 Subestación 83 Otro	
<b>ARREGLOS EFECTUADOS</b> <input type="checkbox"/> Cambio de fusible <input type="checkbox"/> Ajuste/cambio conector <input type="checkbox"/> Retensado línea <input type="checkbox"/> Cambio acces. Trafo <input type="checkbox"/> Cambio aislador <input type="checkbox"/> Pasada de líneas <input type="checkbox"/> Arreglo troncal/caja <input type="checkbox"/> Arreglo acometida				<input type="checkbox"/> Lista materiales <input type="checkbox"/> Pasado a reclamos <input type="checkbox"/> Reparación puentes <input type="checkbox"/> Tala de ramas <input type="checkbox"/> Balanceo de fases <input type="checkbox"/> Cambio de bases NH <input type="checkbox"/> Cambio Trafo <input type="checkbox"/> Cambio acces. Medidor				<b>TERCEROS</b> 50 Instal.Incorrecta 51 Coordinación de protecc.incorrecta 52 Error conmutación 53 Error de maniobra 54 Uso incorrecto de equipamiento 55 Daño o sabotaje deliberado		<b>EQUIPAMIENTO DEFECTUOSO</b> 70 Pararrayos 71 Conector 72 Conductor 73 Seccionador					
<b>MATERIAL EMPLEADO</b> <input type="checkbox"/> Fusible (AT o NH) <input type="checkbox"/> Conector calibre y long. <input type="checkbox"/> Conductor <input type="checkbox"/> Empal./Tem.Prefor. <input type="checkbox"/> Aislador (Tipo)				<input type="checkbox"/> Base NH <input type="checkbox"/> Seccionador Fusible <input type="checkbox"/> Nro. Sello anterior <input type="checkbox"/> Nro. Sello actual <input type="checkbox"/> Otros				<b>CLIMATICAS</b> 30 Rayo 31 Viento 32 Niebla 33 Temperatura		<b>CLIMATICAS</b> 56 Sobrecarga 57 Maquinaria 58 Animales 59 Arboles 60 Otros					
<b>INSTRUCCIONES</b> 1. Use una línea para cada grupo de consumidores fuera de servicio para diferente duración de tiempo pero debido a la misma falla. 2. Ingrese el día, hora y número de consumidores. La hora en formato de 24 horas															
<b>INTERRUPCIONES DE CONSUMIDORES</b>															
<b>DURACION FALLA</b>															
LINEA, S/E, TRANSFORMADOR, ALIMENTADOR AFECTADO		NUMERO DE CONSUMIDORES AFECTADOS					HORA FUERA SERVICIO		HORA RESTAUR. SERVICIO		FECHA EN QUE LA FALLA OCURRIO				
		DIRECTOS	TRANSFORMADOR	SECCION	ALIMENTADOR	SUBESTACION	h	m	h	m					
Observaciones															
Elaborado por: _____ Año Mes Día Revisado por: _____ Año Mes Día															



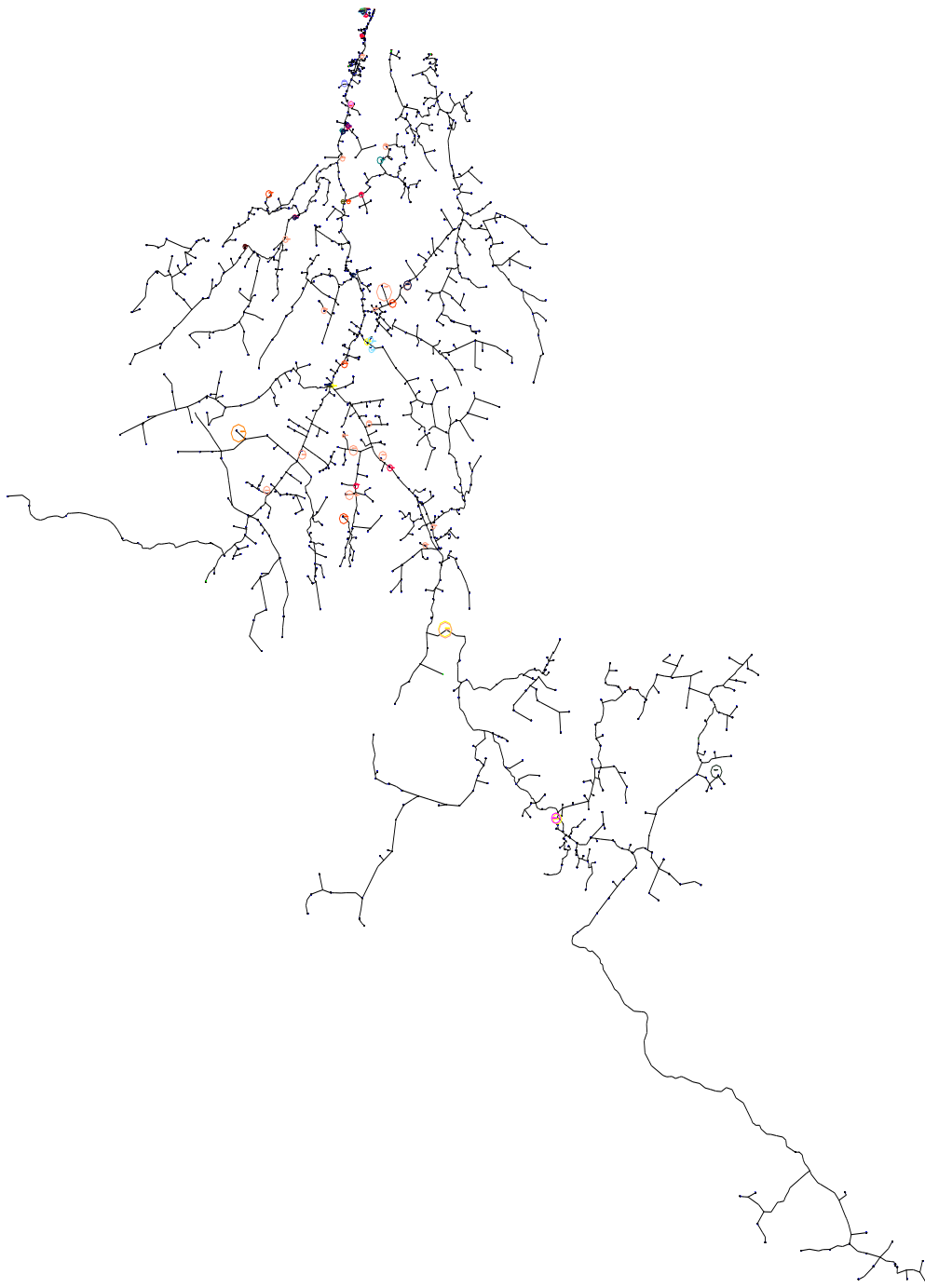


UNIVERSIDAD DE CUENCA  
ANEXO 3: Distribución de fallas en el alimentador 0321





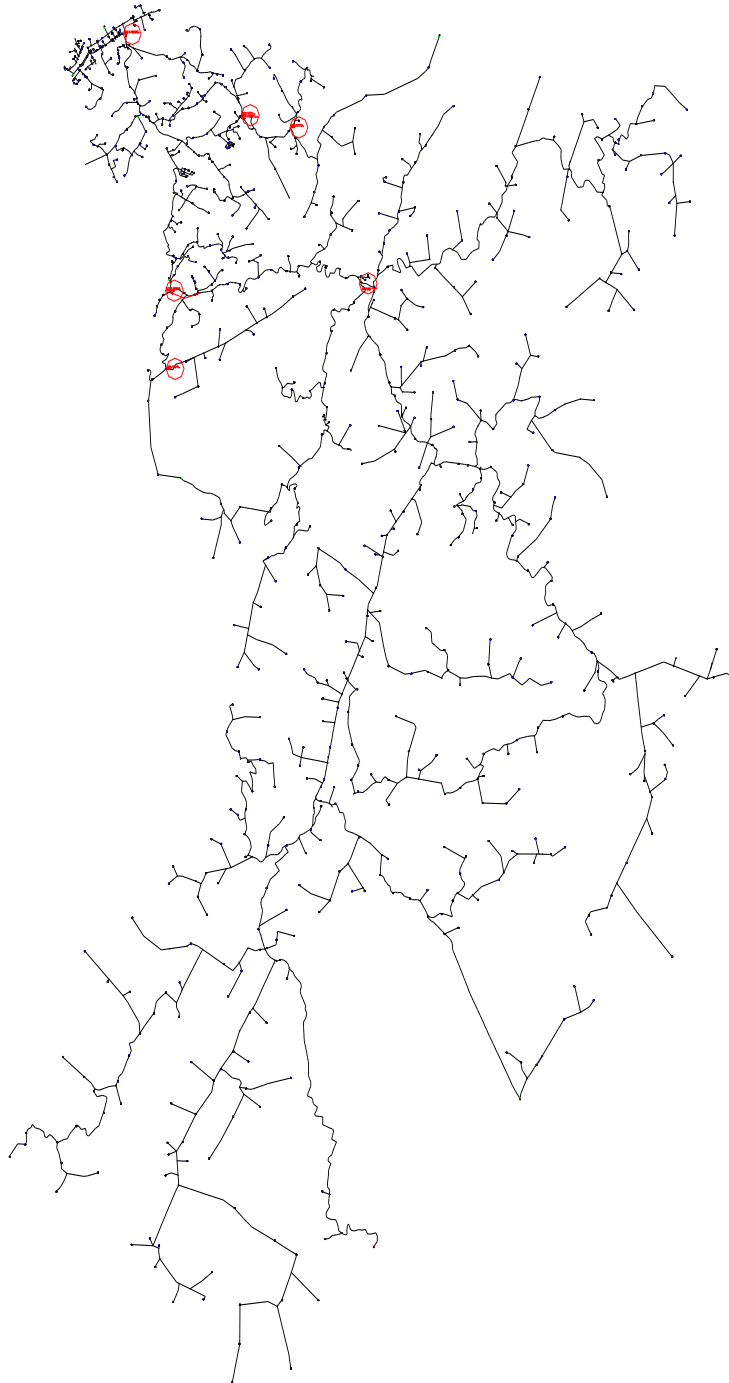
UNIVERSIDAD DE CUENCA  
**ANEXO 4:** Distribución de fallas en el alimentador 0521





UNIVERSIDAD DE CUENCA

**ANEXO 5:** Ubicación de los equipos en el alimentador 0321 (alternativa de mejora 3).





UNIVERSIDAD DE CUENCA

**ANEXO 6:** Ubicación de los equipos en el alimentador 0521 (alternativa de mejora 3).

