

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

“Evaluación de Confiabilidad y Ubicación Óptima de  
Reconectores en Sistemas Eléctricos de Distribución Radial”

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

**MÁGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

Presentada por:

Ing. Martín Coronel Garcés

GUAYAQUIL, ECUADOR

Año: 2015

## AGRADECIMIENTO

A la ESPOL, por la instrucción y formación impartida en sus aulas; A los profesores de la FIEC por vuestra dedicación en la enseñanza y apoyo brindado a mi formación profesional; Al Director de esta investigación, Msc. José Layana, por su guía y colaboración para la realización de este trabajo de titulación.

## DEDICATORIA

A mi familia con afecto y cariño;  
A mis amigos por vuestro aliento  
constante; A los directivos y  
compañeros de trabajo por ese  
apoyo permanente.

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

MSc. Sara Ríos O.  
SUBDECANA DE LA FIEC

---

Msc. José Layana Ch.  
DIRECTOR DE TESIS

---

PhD. Cristóbal Mera G.  
VOCAL PRINCIPAL

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

**(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)**

---

Martín Coronel Garcés

## RESUMEN

Los estudios de confiabilidad en sus inicios, estaban enfocados en los sistemas de generación y transmisión. Sin embargo las estadísticas de falla revelan que el 80% de las interrupciones se producen en los sistemas de distribución, siendo de mucha importancia de abordar la temática, desde el punto de vista metodológico que permita cuantificar y predecir los índices de interrupción y energía no suministrada en los sistemas de distribución.

En sistemas de distribución eléctrica con topología radial, es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio, puesto que una falla en uno de sus componentes determina una interrupción en el suministro. De allí es necesario evaluar el sistema y proponer alternativas de mejoramiento.

En sistemas de distribución, no es factible definir una función de confiabilidad única, debido a que diferentes consumidores conectados en distintos puntos presentarán, comportamientos diferentes. Por tal razón, para cuantificar la

confiabilidad, se definen índices globales para el sistema e individuales para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo punto de red.

Para evaluar y predecir la confiabilidad se requiere los siguientes datos del sistema de distribución: la descripción topológica de la red mediante tramos de alimentadores separados por equipos de protección y/o maniobra, criterios de operación de la red, parámetros de confiabilidad tales como: tasa de falla y tiempos de reparación de cada componente de la red, datos de consumidores asociados por tramo de red.

En este estudio, la evaluación de la confiabilidad se la realizará aplicando el método de análisis de modo de falla y efectos, que es una técnica adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección, mediante la construcción de una matriz de estado cuyo desarrollo y algoritmo de construcción se detallan en este trabajo.

La evaluación de la confiabilidad permite determinar los índices actuales, identificando los puntos débiles de la red, a partir de los cuales se puede mediante esta metodología valorar y cuantificar el impacto en la confiabilidad de los proyectos de mejoramiento tales como la instalación de reconectores.

La ubicación de los reconectores en distintos puntos de la red de distribución, tiene un gran impacto sobre la confiabilidad y rentabilidad de las inversiones requeridas en los proyectos de mejoramiento.

La metodología desarrollada en el presente trabajo permitirá localizar en forma óptima elementos finitos como reconectores, ubicando este equipamiento en sitios donde se obtengan los mayores beneficios de rentabilidad, y minimicen las interrupciones de servicio y la energía no suministrada a los consumidores, con lo cual se facilita la asignación de inversiones.



## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	i
DEDICATORIA .....	ii
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	iii
DECLARACIÓN EXPRESA .....	iv
RESUMEN .....	v
ÍNDICE GENERAL .....	viii
ABREVIATURAS .....	xiii
SIMBOLOGIA .....	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xv
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	xviii
CAPÍTULO 1	
1. ANTECEDENTES .....	1
1.1. Descripción del Problema .....	1
1.2. Justificación.....	3
1.3. Solución Propuesta.....	4
1.4. Objetivos .....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivos Específicos .....	5
1.5. Alcance .....	6
1.6. Metodología .....	7

## CAPÍTULO 2

2. LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	10
2.1. Conceptos Generales .....	10
2.2. Métodos de Evaluación de la confiabilidad .....	13
2.2.1. Método de Markov .....	14
2.2.2. Técnica de Frecuencia y Duración .....	18
2.2.3. Método de cortes mínimos .....	21
2.2.4. Modo de Fallos y Análisis de Efectos .....	25
2.3. Parámetros de confiabilidad.....	27
2.4. Índices de Confiabilidad .....	27
2.5. Estudios de confiabilidad en sistemas de distribución .....	32
2.5.1. Estudio histórico de confiabilidad.....	33
2.5.2. Estudio predictivo de confiabilidad.....	34
2.6. El Costo y valor de la confiabilidad .....	36

## CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD.....	40
3.1. Introducción.....	40
3.2. Modelo de la Red .....	41
3.2.1. Estructura topológica .....	41
3.2.2. Caracterización de los elementos.....	43
3.2.3. Clasificación de estados .....	49
3.3. Determinación de Estados de los Elementos.....	51
3.3.1. Determinación de estados .....	51

3.3.2. Algoritmo de Construcción de la Matriz de Estado .....	52
3.3.3. Evaluación de estados.....	53

## CAPÍTULO 4

4. ALGORITMO PARA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.....	62
4.1. Introducción.....	62
4.2. Proyectos de Mejoramiento de Calidad de Servicio Técnico del Sistema Eléctrico de Distribución Radial .....	64
4.2.1. Sistema con alternativa de alimentación auxiliar .....	65
4.2.2. Ubicación de reconectador en sistema eléctrico de distribución radial.....	67
4.3. Evaluación de la Confiabilidad en un sistema eléctrico de distribución radial.....	70
4.3.1. Algoritmo evaluación de confiabilidad.....	71
4.3.2. Evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución radial.....	76
4.3.3. Evaluación de confiabilidad de un sistema con alternativa de alimentación auxiliar .....	83
4.3.4. Evaluación de confiabilidad de un sistema al instalar un reconectador.....	88
4.4. Procedimiento para la ubicación óptima de reconectadores en un sistema eléctrico de distribución radial. ....	94
4.4.1. Algoritmo para ubicación óptima de reconectadores en un sistema eléctrico de distribución radial .....	95

## CAPÍTULO 5

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA Y DEL ALGORITMO EN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION PRIMARIA RADIAL.....	99
5.1. Introducción.....	99
5.2. El Sistema Eléctrico de Distribución Radial .....	100
5.3. Cálculo de los Índices de confiabilidad .....	101
5.4. Determinación de la ubicación óptima de reconectores en la Red de Distribución Radial.....	113
5.5. Resultados de Evaluación de Confiabilidad y Ubicación Óptima de Reconectores en un Sistema Eléctrico de Distribución Radial .....	121
5.5.1. Evaluación Económica.....	122
5.5.2. Beneficios .....	123
5.5.3. Inversión .....	126
5.5.4. Parámetros para la Evaluación Económica .....	126
5.5.5. Flujo de Caja.....	127
5.5.6. Índices de la Evaluación Económica .....	128
5.5.7. Número de reconectores n, seleccionados para instalarse	130
5.6. Análisis de Sensibilidad ante variación de los parámetros de la evaluación económica. ....	132

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 135

ANEXO

ANEXO A

BIBLIOGRAFÍA

## ABREVIATURAS

ENS	Energía No Suministrada
FMIK	Frecuencia Media de Interrupción por KVA Instalado
KVA	Kilo Voltio Amperio
MVA	Mega Voltio Amperio
p.u.	por unidad
RX	Reconectador
SEDR	Sistema Eléctrico de Distribución Radial
TIR	Tasa Interna de Retorno
TTIK	Tiempo Medio de Interrupción por KVA Instalado
VAN	Valor Actual Neto

## SIMBOLOGIA

$\lambda$	Tasa de Falla, fallas/año
$\mu$	Tasa de reparación, # eventos/año
$U$	Indisponibilidad, horas/año
$r$	Tiempo de reparación total, horas

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Función de Confiabilidad .....	11
Figura 2.2 Sistema de dos ternas .....	15
Figura 2.3 Diagrama del espacio de estados.....	16
Figura 2.4 Proceso de operación – falla – reparación - operación.....	20
Figura 2.5 Red eléctrica enmallada .....	23
Figura 2.6 Conjuntos de corte mínimo para la red de la Figura 2.5 .....	24
Figura 2.7 Parámetros para el cálculo de la confiabilidad y sus resultados..	28
Figura 2.8 Costo de la Confiabilidad .....	38
Figura 3.1 Red de distribución y modelo de red.....	43
Figura 3.2 Secuencia de Eventos de Interrupción de Servicio.....	46
Figura 4.1 Sistema Eléctrico de Distribución Radial .....	65
Figura 4.2 Sistema Eléctrico de Distribución Radial, con Alim. Auxiliar .....	66
Figura 4.3 Ubicación de reconector en Sist. Eléctrico de Dist. Radial .....	69
Figura 4.4 Diagrama de Flujo de la Evaluación de la Confiabilidad .....	75
Figura 4.5 Modelo de la red de la distribución radial.....	77
Figura 4.6 Diagrama de Flujo de la Ubicación Óptima de Reconectores..	98
Figura 5.1 Sistema Eléctrico de Distribución Radial .....	101
Figura 5.2 Reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR .....	120
Figura 5.3 Reducción de ENS para el número de reconectores ubicados en el SEDR .....	120
Figura 5.4 Beneficio por reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR .....	124
Figura 5.5 Beneficio Reducción de ENS para el # de reconectores ubicados en el SEDR. ....	125
Figura 5.6 Análisis de Sensibilidad, Ubicación Óptima de Reconectores	134



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Conjunto de corte para la red de la Figura 2.5.....	24
Tabla 3.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento .....	55
Tabla 3.2 Tiempos de interrupción aportados, según tipo de elemento.....	57
Tabla 4.1 Parámetros de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución radial.....	77
Tabla 4.2 Datos técnicos comerciales del sistema eléctrico de distribución radial.....	78
Tabla 4.3 Matriz de Estado del SEDR .....	78
Tabla 4.4 Matriz de Tasas de Falla, para el SEDR.....	79
Tabla 4.5 Matriz de Tiempos de Reparación, para el SEDR .....	80
Tabla 4.6 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para el SEDR.....	81
Tabla 4.7 Parámetros de Confiabilidad, para el SEDR.....	82
Tabla 4.8 Resumen de Índices de Confiabilidad, para el SEDR.....	82
Tabla 4.9 Matriz de Estado del SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar .....	84
Tabla 4.10 Matriz de Tasas de Falla, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar .....	85
Tabla 4.11 Matriz de Tiempos de Reparación, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar .....	86
Tabla 4.12 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar.....	87
Tabla 4.13 Parámetros de Confiabilidad, para el SEDR con alternativa de alimentación auxiliar.....	87
Tabla 4.14 Resumen de Índices de Confiabilidad, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar.....	88
Tabla 4.15 Matriz de Estado para ubicación del reconectador, en el SEDR.....	89
Tabla 4.16 Matriz de Tasas de Falla, para ubicación de reconectador, en el SEDR.....	90
Tabla 4.17 Matriz de Tiempos de Reparación, para ubicación de reconectador, en el SEDR.....	91
Tabla 4.18 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para ubicación de reconectador, en el SEDR.....	92
Tabla 4.19 Parámetros de Confiabilidad, para ubicación de reconectador, en el SEDR.....	93
Tabla 4.20 Resumen de Índices de Confiabilidad, para ubicación de reconectador, en el SEDR.....	93
Tabla 5.1 Parámetros de confiabilidad del SEDR.....	106
Tabla 5.2 Datos Técnicos Comerciales del SEDR.....	107
Tabla 5.3 Matriz de Estado del SEDR .....	108
Tabla 5.4 Matriz de Tasas de Falla del SEDR.....	109
Tabla 5.5 Matriz de Tiempos de Reparación del SEDR.....	110

Tabla 5.6 Matriz de Disponibilidades Anuales del SEDR .....	111
Tabla 5.7 Parámetros de confiabilidad por Tramos, del SEDR.....	112
Tabla 5.8 Resumen de Índices de Confiabilidad, del SEDR .....	113
Tabla 5.9 Ubicación óptima del primer reanectador $i=1$ , en el SEDR .....	117
Tabla 5.10 Ubicación óptima de los (6) reanectadores, en el SEDR .....	119
Tabla 5.11 Beneficio Ubicación Óptima de Reanectadores en el SEDR ..	123
Tabla 5.12 Flujo de Caja Ubicación Óptima de Reanectadores en el SEDR. .....	128
Tabla 5.13 Índices Evaluación Económica, Ubicación Óptima de Reanectadores.....	129
Tabla 5.14 Análisis de sensibilidad, Ubicación Óptima de Reanectadores	133

## **INTRODUCCIÓN**

Los sistemas de distribución eléctrica radial, experimentan cada cierto tiempo situaciones que derivan en cortes de servicio e interrupciones, algunas de estas programadas para realizar mantenimiento y otras no programadas, debidas a eventos inesperados como cortocircuitos, descargas atmosféricas, fallas en los componentes, fallas externas, etc.

Si bien las interrupciones que se producen en una red de distribución no tienen el mismo impacto en cuanto a la magnitud de carga desconectada, que las producidas a nivel de generación y transmisión, las fallas en los sistemas de distribución son las más frecuentes. Las estadísticas revelan que el 90% de las interrupciones reportadas que producen pérdida del suministro eléctrico al consumidor, ocurren debido a fallas en el sistema de distribución (2).

La evaluación de la confiabilidad es cuantificada en base a una serie de índices que describen las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

Existen diversas maneras de aumentar la confiabilidad de suministro eléctrico, a través de instalación de equipos de protección y maniobra, proveer de una

fuente alternativa de alimentación y procesos de automatización de la operación de la red.

El presente trabajo tiene por objetivo desarrollar una metodología para evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución radial de media tensión, mediante la técnica de modo de falla y análisis de efecto, y optimizar la ubicación de la instalación de reconectores basado en criterios de confiabilidad, minimizando las interrupciones de servicio y la energía no suministrada a los consumidores.

La aplicación de la metodología propuesta se desarrollará en un alimentador de distribución radial, utilizando la información técnica, comercial y parámetros de confiabilidad, para seleccionar la ubicación óptima de los reconectores en el alimentador que producen el mayor el impacto en la mejora de la confiabilidad, cuantificándose la bondad de la propuesta.

La evaluación técnica económica del proyecto de mejoramiento de la calidad de servicio, permitirá establecer la cantidad y ubicación óptima de los reconectores, para el cumplimiento de metas de calidad de servicio técnico al mínimo costo.

# CAPÍTULO 1

## 1. ANTECEDENTES

### 1.1. Descripción del Problema

Los estudios de confiabilidad en sus inicios, estaban enfocados en los sistemas de generación y transmisión. Si bien las interrupciones que se producen en una red de distribución no tienen el mismo impacto en cuanto a la magnitud de carga desconectada, que las producidas a nivel de generación y transmisión, las fallas en los sistemas de distribución son las más frecuentes.

Las estadísticas revelan que el 90% de las interrupciones reportadas que producen pérdida del suministro eléctrico al consumidor, ocurren debido a fallas en el sistema de distribución (2), de aquí la importancia abordar la temática, desde el punto de vista metodológico que permita cuantificar

y predecir los índices de interrupción y energía no suministrada en los sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución eléctrica radial, experimentan cada cierto tiempo situaciones que derivan en cortes de servicio e interrupciones, algunas de estas programadas para realizar mantenimiento y otras no programadas, debidas a eventos inesperados como cortocircuitos, descargas atmosféricas, fallas en los componentes, fallas externas, etc.

En sistemas de distribución eléctrica con topología radial, es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio, puesto que una falla en uno de sus componentes determina una interrupción en el suministro. De allí es necesario evaluar el sistema y proponer alternativas de mejoramiento.

En sistemas de distribución, no es factible definir una función de confiabilidad única, debido a que diferentes consumidores conectados en distintos puntos presentarán comportamientos diferentes. Por tal razón, para cuantificar la confiabilidad, se definen índices globales para el sistema e individuales para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo punto de red.

Para evaluar y predecir la confiabilidad se requiere los siguientes datos del sistema de distribución: la descripción topológica de la red mediante tramos de alimentadores separados por equipos de protección y/o maniobra, criterios de operación de la red, parámetros de confiabilidad tales como: tasa de falla y tiempos de reparación de cada componente de la red, datos de consumidores asociados por tramo de red.

## **1.2. Justificación**

En este estudio, la evaluación de la confiabilidad se la realizará aplicando el método de análisis de modo de falla y efectos, que es una técnica adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección, mediante la construcción de una matriz de estado cuyo desarrollo y algoritmo de construcción se detallan en este trabajo.

La evaluación de la confiabilidad permite determinar los índices actuales, identificando los puntos débiles de la red, a partir de los cuales se puede mediante esta metodología valorar y cuantificar el impacto en la confiabilidad de los proyectos de mejoramiento tales como la instalación de reconectores.

### **1.3. Solución Propuesta**

Con el fin de mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos y elevar el grado de protección ante las fallas, se plantea la utilización de equipos de protección con reconexión automática, denominados reconectores.

La ubicación de los reconectores en distintos puntos de la red de distribución, tiene un gran impacto sobre la confiabilidad y rentabilidad de las inversiones requeridas en los proyectos de mejoramiento.

La metodología desarrollada en el presente trabajo permitirá localizar en forma óptima elementos finitos como reconectores, ubicando este equipamiento en sitios donde se obtengan los mayores beneficio de rentabilidad, y minimicen las interrupciones de servicio y la energía no suministrada a los consumidores, con lo cual se facilita la asignación de inversiones.



## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo General**

Desarrollar una metodología para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución eléctrico radial de media tensión, y optimizar la ubicación de reconectores basado en criterios de minimizar las interrupciones de servicio y energía no suministrada a los consumidores, con lo que se obtienen los mayores beneficios de rentabilidad de la inversión de los proyectos para el mejoramiento de la calidad de servicio técnico.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

Modelar los alimentadores primarios que conforman el sistema de distribución, para la evaluación de la confiabilidad.

Desarrollar una metodología que basado en la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución radial, para encontrar la ubicación óptima de los reconectores tomando como criterio de éxito la minimización de la energía no suministrada.

Elaborar un algoritmo para el proceso de ubicación óptima de reconectores, y mediante un análisis técnico económico, determinar la cantidad y ubicación de los reconectores en un sistema eléctrico de distribución radial, que permita seleccionar la alternativa de inversión que cumpla con los parámetros de calidad de servicio técnico establecidos en la regulación de calidad de servicio del país y la asignación eficiente de recursos de los proyectos de inversión.

### **1.5. Alcance**

La investigación alcanza a los sistemas eléctricos de distribución radial, en los que se plantea proyectos de mejoramiento de la confiabilidad, siendo el análisis limitado a las acciones vinculadas con la instalación de equipos de protección y reconexión automática, reconectores, por ser una estrategia que permite mejorar significativamente la confiabilidad de forma inmediata, así como establecer una relación directa entre costo y confiabilidad.

Los resultados que se esperan obtener, consisten en la definición de la cantidad de reconectores y su ubicación óptima en la red de distribución.

## **1.6. Metodología**

La metodología de desarrollo del presente trabajo es la siguiente:

### **INTRODUCCION**

En esta sección se presenta la situación actual del problema, porque es importante darle solución, mencionando la estructura del desarrollo de trabajo, incluyendo el contenido de cada capítulo de manera breve.

### **Capítulo 1: ANTECEDENTES**

En este capítulo se expone de manera general el trabajo a desarrollar, detallando los objetivos, alcance, metodología y justificación del mismo.

### **Capítulo 2: LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

En este capítulo se expone la teoría de la confiabilidad y los diferentes métodos de evaluación orientados a cuantificar y predecir el comportamiento de la red a partir de las características y parámetros de confiabilidad de cada uno de sus componentes.

### **Capítulo 3: METODOLOGIA PARA EVALUACION DE CONFIABILIDAD**

Se describe la metodología para evaluar la confiabilidad de una red de distribución, modelándola a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores separados por elementos de protección y/o maniobra, así como la definición de cada una de las variables involucradas en el proceso.

### **Capítulo 4: ALGORITMO PARA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

En este capítulo se detalla el procedimiento para la evaluación de la confiabilidad, realizando un esquema de los pasos a seguir tales como: datos de entrada, conformación de matrices de estado, selección de ubicación óptima de reconectadores y reporte de resultados. El desarrollo del código del programa, se lo realizará utilizando un aplicativo en la hoja electrónica Excel.

## **Capítulo 5: APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA Y DEL ALGORITMO EN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION PRIMARIA RADIAL**

Se realiza un ejemplo de aplicación de la metodología en un alimentador de distribución radial, utilizando la información técnica, comercial y parámetros de confiabilidad, para seleccionar la ubicación óptima de los reconectores en el alimentador que producen el mayor el impacto en la mejora de la confiabilidad, cuantificándose la bondad de la propuesta.

La cantidad de reconectores a utilizar es resuelta utilizando el criterio económico de la propuesta de mejoramiento, estableciendo como resultado la cantidad y ubicación óptima de los reconectores, que permite obtener el cumplimiento de metas de calidad de servicio técnico al mínimo costo.

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se presentan las conclusiones más relevantes del presente trabajo, y las recomendaciones para futuras investigaciones en torno a esta temática.

# CAPÍTULO 2

## 2. LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

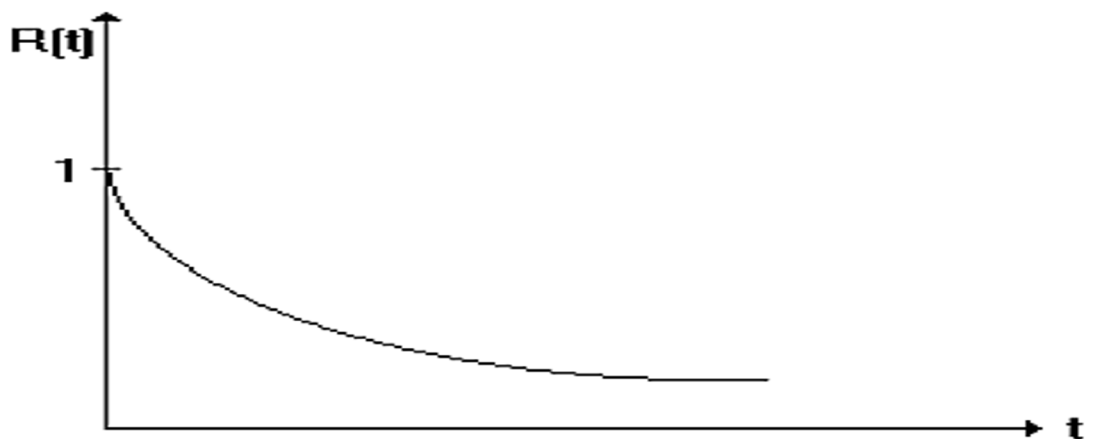
### 2.1. Conceptos Generales

La confiabilidad se define como una función que expresa una probabilidad de que un equipo del sistema de distribución desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñado durante un período de tiempo especificado y bajo las condiciones de operación ambientales y de entornos adecuadas.

La confiabilidad puede ser vista como una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. En caso de un equipo aislado, esta función corresponde a una exponencial decreciente, como se presenta en la **Figura 2.1**, indicando que la probabilidad de estar

operando en óptimas condiciones se produce a inicios de su vida útil, en su puesta en funcionamiento o “nacimiento”.

Posteriormente a medida que transcurre el tiempo, la probabilidad de que opere adecuadamente se reduce debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el funcionamiento adecuado disminuyen.



**Figura 2.1 Función de Confiabilidad**

La confiabilidad de distribución es definida por IEEE, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado.

En un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de sobrevivencia, se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante.

En la práctica, el sistema de distribución experimenta cada cierto tiempo situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales).

En sistemas de distribución eléctrica con topología radial, es muy importante la confiabilidad y continuidad del servicio, puesto que una falla en uno de sus componentes determina una interrupción en el suministro. De allí es necesario evaluar el sistema y proponer alternativas de mejoramiento.

La confiabilidad se establece en base a una serie de cuantificadores, que describen en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y su duración promedio correspondiente.



En sistemas de distribución, no es factible definir una función de confiabilidad única, debido a que diferentes consumidores conectados en distintos puntos presentarán comportamientos diferentes. Por tal razón, para cuantificar la confiabilidad, se definen índices globales para el sistema e individuales para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo punto de red.

## **2.2. Métodos de Evaluación de la confiabilidad**

Los estudios de confiabilidad, requieren de modelos probabilísticos de los componentes que conforman el sistema.

Los métodos de evaluación de la confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y pueden clasificarse como analíticos y de simulación.

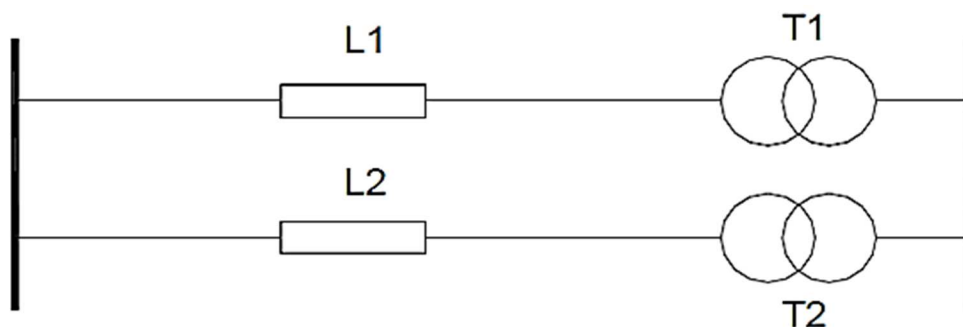
Entre los métodos analíticos más conocidos se mencionan: Procesos de Markov. Técnica de Frecuencia y Duración, Métodos de Cortes Mínimos, Modo de Fallos y Análisis de Efectos.

Los métodos de simulación consisten en modelar en forma estocástica diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, el más utilizado es el de Monte Carlo.

### **2.2.1. Método de Markov**

El método de Markov es utilizado para describir sistemas con elementos que pueden encontrarse en un número finito de estados pero que además funcionen en un espacio continuo o disponible en el tiempo; es decir que si en una red eléctrica, sea transmisión o de distribución, llega a fallar un elemento, el mismo pueda ser restablecido, ya sea mediante reemplazo o reparación, de esta manera el sistema tiende a una operación normal y continua en el tiempo.

Para un sistema conformado por dos ternas de línea de distribución con transformadores en serie con las líneas, tal como se muestra en la **Figura 2.2**, el sistema puede estar operando o en falla dependiendo de los componentes del sistema, esta combinación de estados que se presenta permite dar un servicio continuo al sistema, siendo necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales.



**Figura 2.2 Sistema de dos ternas**

En el evento de registrarse una falla ya sea en la línea o en el transformador o en ambos componentes inclusive, habría, la posibilidad de entregar energía a través de la segunda terna, pero si las fallas ocurriesen en ambas ternas ya no habría posibilidad de entregar energía al consumidor, de todas las posibilidades que se presenten se conforma un estado que contiene  $2^4 = 16$  posibilidades, es decir si se presentan más elementos la dificultad de análisis sería mayor.

Por otro lado si se considera situaciones más reales como sobrecargas en los elementos del sistema, que se presentan en situaciones de contingencia, por esta condición aumentaría la cantidad de estados posibles en el sistema de lo que originalmente se consideraba cuatro estados.

Para determinar la probabilidad de ocurrencia en un estado de un elemento con una tasa de salida  $\lambda$  y una tasa de reparación  $\mu$  con funciones de distribución exponencial, se tiene lo siguiente:

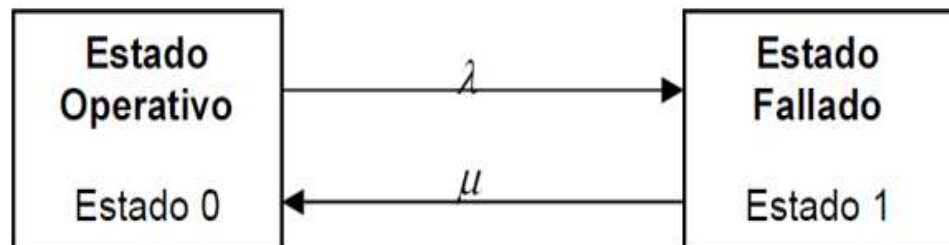
$P_0(t)$ : Probabilidad de los componentes en operación en el tiempo  $t$ .

$P_1(t)$ : Probabilidad de los componentes fuera de servicio en el tiempo  $t$ .

$\mu$  : Tasa de reparación.

$\lambda$  : Tasa de falla.

El Diagrama del espacio de estados de un sistema de un elemento, se muestra en la **Figura 2.3**.



**Figura 2.3 Diagrama del espacio de estados**

De donde se obtiene las siguientes expresiones:

$$P_0(t + dt) = P_0(t) (1 - \lambda dt) + P_1(t) \mu dt \quad (2.1)$$

$$P_1(t + dt) = P_1(t) (1 - \mu dt) + P_0(t) \lambda dt \quad (2.2)$$

$$\lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P_0(t+dt)}{dt} = \frac{dP_0(t)}{dt} = P'_0(t) \quad (2.3)$$

De (1) y (2) se tiene:

$$\begin{bmatrix} P'_0(t) \\ P'_1(t) \end{bmatrix} = [P_0(t) \quad P_1(t)] \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix}$$

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

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

Sí para las condiciones iniciales de  $P_0(0)$  y  $P_1(0)$ , es equivalente a  $P_0(0) + P_1(0) = 1$ .

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.4)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.5)$$

Para  $t \rightarrow \infty$ :

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.6)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.7)$$

Se considera un sistema reparable de un solo componente, con tasas de falla y reparación constantes, es decir caracterizadas por la distribución exponencial.

El método de Markov permite obtener, con precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla de un punto del sistema.

### **2.2.2. Técnica de Frecuencia y Duración**

La evaluación de la confiabilidad en una red eléctrica permite disponer de información cuantitativa que refleje el comportamiento y calidad de servicio que se entrega.

La técnica de Markov es adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo, otros parámetros de confiabilidad tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado son más útiles que una simple probabilidad.

Para el caso de un consumidor que se conectará a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable es que esté interesado en conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar esas interrupciones.

La técnica de frecuencia y duración, permite evaluar la frecuencia de encontrar cada estado y la duración media de encontrarse en cada estado.

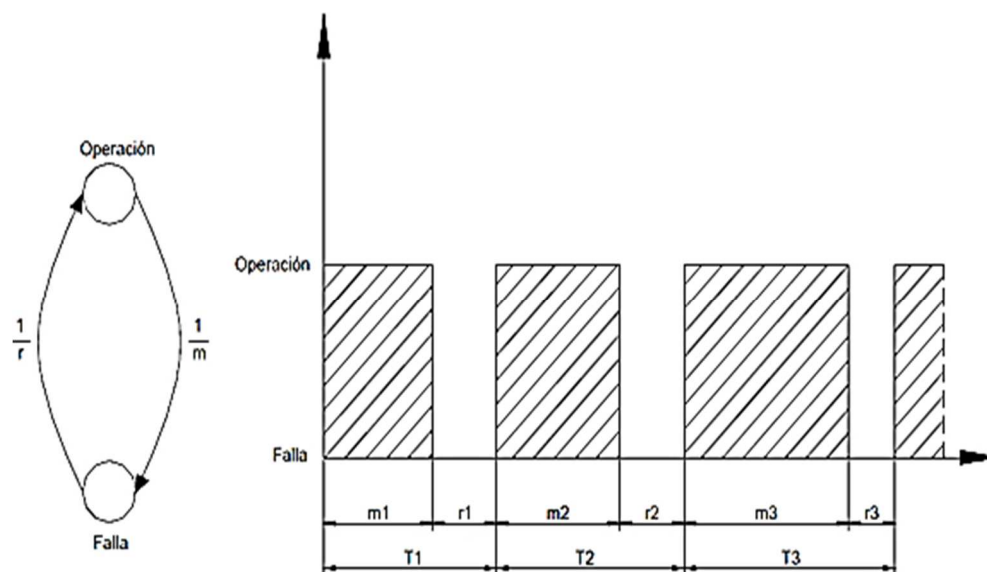
En la **Figura 2.4**, se representa el proceso de operación – falla – reparación - operación de un componente. La frecuencia de este ciclo es  $1/T$ . La probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la siguiente relación:

$$P(op) = \frac{m}{(m+r)} \quad (2.8)$$

Donde:

$$m = 1/\lambda = \text{tiempo promedio de operación} \quad (2.9)$$

$$r = 1/\mu = \text{tiempo promedio de reparación} \quad (2.10)$$



**Figura 2.4** Proceso de operación – falla – reparación - operación

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

$$P(op) = \frac{m}{T} = \frac{1}{(\lambda T)} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.11)$$

$$f = P(op) \times \lambda \quad (2.12)$$

De lo anterior se deduce que la frecuencia de un estado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde 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.



$$m = \frac{P(op)}{f} = \frac{A}{f} \quad (2.13)$$

$$r = \frac{P(falla)}{f} = \frac{U}{f} \quad (2.14)$$

Donde:

**$A = P(op)$ : Disponibilidad o probabilidad de operación**

**$U = P(falla)$ : Indisponibilidad o probabilidad de falla**

### 2.2.3. Método de cortes mínimos

La aplicación de los conjuntos de cortes, es una metodología muy utilizada en los procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas, principalmente en la determinación de los índices de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas.

Considerando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que conforman dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte

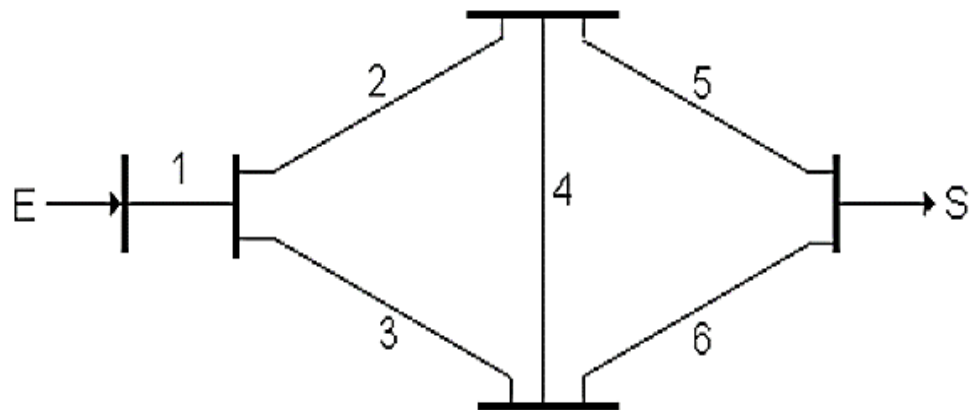
mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto de estudio (generalmente este punto corresponde a un nodo de carga).

El método de los conjuntos de corte, en esencia, hace una representación serie – paralelo de la red bajo estudio, el que puede tener cualquier configuración.

Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es mínimo, cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema.

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

En la **Figura 2.5** se presenta una red eléctrica enmallada, compuesta por 6 elementos, la entrada E y la salida S.



**Figura 2.5 Red eléctrica enmallada**

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

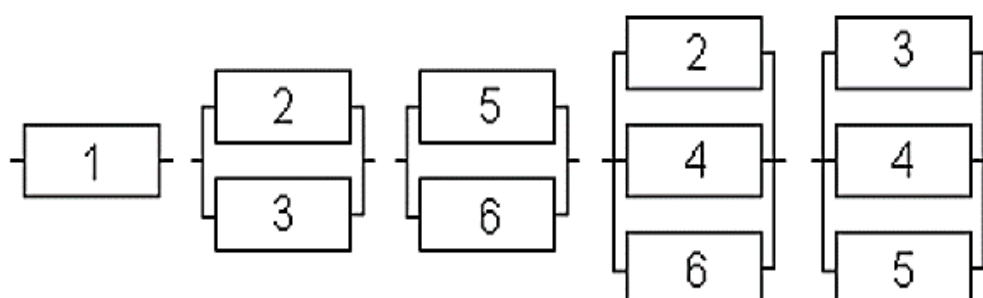
En la **Tabla 2.1**, se indican algunos cortes en general. Los cortes mínimos se presentan resaltados y se mencionan a continuación: (1), (2, 3), (5, 6), (2, 4, 6) y (3, 4, 5).

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

**Tabla 2.1 Conjunto de corte para la red de la Figura 2.5**

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

En la **Figura 2.6**, se presentan los conjuntos de cortes mínimos para la red eléctrica enmallada de la Figura 2.5.



**Figura 2.6 Conjuntos de corte mínimo para la red de la Figura 2.5**

En resumen, el paso inicial en el análisis del sistema es la determinación de los conjuntos de corte mínimo para el punto de carga en consideración, para luego analizar las contribuciones de cada corte mínimo a los índices de confiabilidad del punto de carga en cuestión,

empleando para ello ecuaciones que dependen de la naturaleza del evento de falla.

#### **2.2.4. Modo de Fallos y Análisis de Efectos**

La técnica de Modo de Fallos y Análisis de Efectos es adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimo conectados en cascada y sólo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable de que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez.

Cabe mencionar que un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de situaciones que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica.

Mediante esta técnica es posible considerar sobrecargas y violación de límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de corte, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente

redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún otro elemento. De esta manera, aparte de los estados determinados por los conjuntos de corte, se agregan fallas como aquellas que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superior a los ajustes de los dispositivos de protección.

Existen también técnicas de localización óptima de recursos en redes de distribución, las que buscan aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones. Las inversiones se traducen en disminución de tasas de falla y disminución de los tiempos de interrupción de las mismas.

La aplicabilidad de estas técnicas se restringe a sistemas de topología operativa radial; es decir, los diversos alimentadores de la red pueden abastecerse de energía de otra fuente, pero cada tramo de alimentador está conectado a una sola, manejando adecuadamente los interruptores y seccionadores de enlace.

### 2.3. Parámetros de confiabilidad

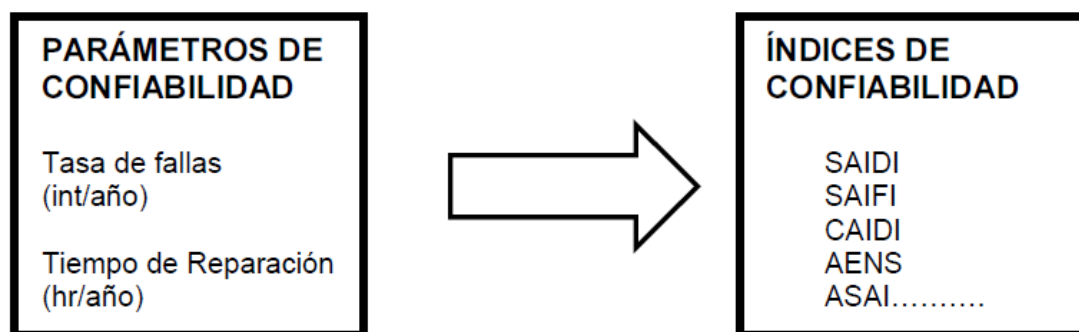
Para la evaluación de la confiabilidad, se requiere datos de cada uno de los componentes de la red de distribución, y son: la tasa de falla y el tiempo de reparación.

Es posible realizar una estimación de las tasas de fallas y los tiempos de reparación para todos los equipos que componen un sistema de distribución, a partir de datos estadísticos y de registros todas las suspensiones de servicio.

### 2.4. Índices de Confiabilidad

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas permiten representar cuantitativamente la calidad de servicio que presenta el sistema de distribución, en cualquier punto de consumo.

En la **Figura 2.7** se presentan los parámetros utilizados para el cálculo de la confiabilidad y los resultados que se obtienen.



**Figura 2.7 Parámetros para el cálculo de la confiabilidad y sus resultados**

Los índices de confiabilidad se pueden calcular para todo el sistema, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad). Los principales índices usados para todo el sistema se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- a) Índices por frecuencia.
- b) Índices por duración.
- c) Índices por interrupciones momentáneas.

De acuerdo a la Norma IEEE 1366 – 1998, referente a índices de confiabilidad en sistemas de distribución, IEEE Trial - Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, se especifican 12 índices de confiabilidad agrupados de acuerdo a la clasificación citada



anteriormente, de los cuales se describen los seis índices más utilizados y que se mencionan a continuación:

**1) SAIFI, índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema**

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema donde hay consumidores, dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{PUNTOS DE CARGA Consumidores} \times \text{Interrupciones}}{\sum \text{PUNTOS DE CARGA Consumidores}}$$

(Interrupciones/consumidor/año)

**2) SAIDI, índice de duración de interrupciones promedio del sistema**

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{PUNTOS DE CARGA Consumidores} \times \text{Horas de Interrupciones}}{\sum \text{PUNTOS DE CARGA Consumidores}}$$

(Horas/consumidor/año)

### 3) CAIDI, índice de duración de interrupciones promedio, por cliente interrumpido.

Indica la duración promedio de una interrupción, por cada consumidor.

Para este cálculo sólo se toman en cuenta los consumidores que han sido interrumpidos, es decir únicamente los puntos de carga donde han ocurrido interrupciones.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{PTOS CARGA INT Consumidores} \times \text{Horas de Interrupciones}}{\sum \text{PTOS CARGA INT Consumidores} \times \text{Interrupciones}}$$

(Horas/interrupciones/consumidor)

#### 4) ASAI, índice de disponibilidad promedio del servicio

Indica la disponibilidad anual del suministro de energía.

Se calcula como la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas disponibles del suministro en un año, dividido entre la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas de demanda al año.

$$ASAI = \frac{\sum_{PTOS\ CARGA\ INT.} Consumidores \times Horas\ de\ suministro}{\sum_{PTOS\ CARGA\ INT} Consumidores \times Horas\ de\ demanda} (\%)$$

#### 5) ASIFI, índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado

El ASIFI es similar al SAIFI, con la diferencia que este índice está en función del KVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice se utiliza predominantemente para el sector industrial/comercial y se calcula de la siguiente forma:

$$ASIFI = \frac{\sum_{PTOS\ CARGA\ KVA\ conectado} \times Interrupciones}{\sum_{PTOS\ CARGA\ KVA\ conectado}} \quad (\text{Interrupciones} / \text{KVA conectado} / \text{año})$$

### 6) ASIDI, índice de duración de interrupciones promedio del sistema por KVA conectado

El ASIDI es similar al SAIDI, con la diferencia que este índice está en función del KVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice se utiliza predominantemente para el sector industrial/comercial y se calcula de la siguiente forma:

$$ASIDI = \frac{\sum PTOS\ CARGA\ KVA\ conectado \times Horas\ de\ Interrupciones}{\sum PTOS\ CARGA\ KVA\ conectado} \quad (\text{Horas} / \text{KVA} \\ \text{conectado} / \text{año})$$

## 2.5. Estudios de confiabilidad en sistemas de distribución

La confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, se describe por el promedio de cortes de servicio durante un año, y la duración de los 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 orientados al sistema eléctrico.

El objetivo principal de estudios de confiabilidad de sistemas de distribución es obtener índices que permita cuantificar la calidad del servicio que presenta el sistema tanto para el operador, comercializador, distribuidor y para el consumidor.

### **2.5.1. Estudio histórico de confiabilidad**

El estudio histórico de confiabilidad permite determinar las tasas de falla, y otros índices básicos para los diferentes componentes del sistema de distribución, los mismos que son utilizados en el análisis predictivo de la confiabilidad. Para el cálculo de índices de confiabilidad, se requiere mantener registros de la siguiente información para cada evento de falla:

**Causa de la interrupción:** Entre las que se cuentan: falla interna de los equipos, fallas por condiciones climáticas, vegetación, animales, errores de operación, etc.

**Equipo que falló:** Este registro permite determinar la tasa de falla de equipos como: transformadores, reconectores, seccionadores, etc.

**Condiciones climáticas predominantes durante el evento:** El registro de las condiciones climáticas que prevalecen durante el evento de falla, permite analizar el efecto del clima en las interrupciones de los consumidores e identificar acciones correctivas.

**Duración del evento:** Permite establecer la proporción de fallas sostenidas y fallas transitorias.

**Ubicación:** Este registro permite establecer zonas críticas de interrupciones.

### **2.5.2. Estudio predictivo de confiabilidad**

El estudio predictivo de la confiabilidad se utiliza para determinar la respuesta del sistema de distribución a varias alternativas de mejora y mantenimiento.

El estudio predictivo utiliza los datos históricos de fallas, para pronosticar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, mediante modelos matemáticos y algoritmos.

La aplicación del estudio predictivo está en la evaluación y selección de alternativas de mejoramiento de calidad de servicio técnico y como herramienta para toma de decisiones.

La información requerida para realizar un estudio predictivo de confiabilidad, se detalla a continuación:

**Topología de la red:** Es necesario información de cómo los componentes de la red de distribución están interconectados, así como información relacionada con los consumidores, puntos de carga y su clasificación.

**Información de fallas:** Es requerida para establecer el historial de fallas de cada componente del sistema de distribución. Cada falla debe ser clasificada junto con el tiempo de ocurrencia y su causa explícita.

**Tiempo de reparación:** Cada interrupción permanente o falla requiere de reparación o reemplazo del componente que ocasionó la interrupción y restaurar el sistema a su estado original.

**Tiempo de maniobras:** Las maniobras realizadas en el sistema permiten una restauración más rápida del servicio en áreas donde no se produjo la falla.

## 2.6. El Costo y valor de la confiabilidad

En el proceso de toma de decisiones para el mejoramiento de la confiabilidad en un sistema de distribución, los factores a considerar son:

- los costos incrementales de la confiabilidad,
- los beneficios esperados en un cambio de confiabilidad y
- la asignación de la inversión para mejorar la confiabilidad entre las diferentes partes del sistema.

La meta es la determinación del balance óptimo entre las ganancias obtenidas por tener una confiabilidad más alta y los costos para proveerla.

Para un nivel de inversiones disponible y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben encontrar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el obtener ciertos niveles de eficiencia.

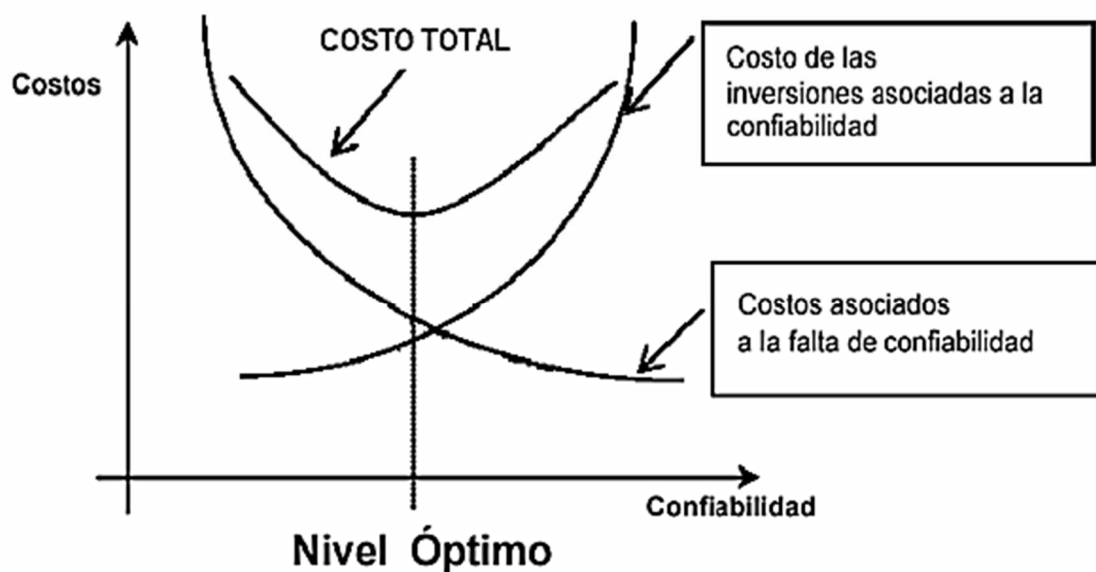
Desde el punto de vista netamente técnico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con



un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes.

El nivel apropiado de confiabilidad, desde la perspectiva del consumidor puede definirse como aquel nivel de confiabilidad en que la suma de los **costos de suministro** más el **costo de las interrupciones** que ocurren están en un mínimo.

En la **Figura 2.8**, se muestran tres curvas que representa el costo de suministro, el costo de las interrupciones y el costo total obtenida como la suma de ambas curvas, graficadas sobre la abscisa la confiabilidad que puede ser representada por cualquier índice como la probabilidad de operación del sistema de distribución ( $P(op) = 1 - P(falla)$ ).



**Figura 2.8 Costo de la Confiabilidad**

El costo de suministro, crece en una proporción directa en cuanto a inversiones que la empresa eléctrica efectúa en la medida que crece el número de los consumidores beneficiados, que reciben el suministro con mayor grado de confiabilidad.

El costo de las interrupciones, tiene una relación inversa con la confiabilidad y cuando la confiabilidad se incrementa disminuye debido al decrecimiento del costo de la energía no suministrada, disminución del costo de las penalidades, costos de compensación por interrupción, costo de salida al cliente.

El costo total, presentado para los diferentes niveles de confiabilidad es la suma de las dos curvas: costos de suministro más costos de interrupción.

El costo total como se esperaba es una curva cóncava y por lo tanto mostrará un mínimo, identificando el valor de la confiabilidad del sistema que es económicamente óptimo.

# CAPÍTULO 3

## **3. METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD**

### **3.1. Introducción**

Los sistemas eléctricos de distribución son normalmente radiales. En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de switches desconectores y/o interruptores.

En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo.

En el desarrollo de la metodología para la evaluación de la confiabilidad de redes de distribución se utilizarán las siguientes hipótesis:

- Las redes consideradas corresponden a las de distribución en media tensión
- Las redes son operadas radialmente
- Algunos tramos de alimentadores pueden energizarse eléctricamente desde más de un punto, manteniendo siempre la condición de operación radial en la red. Sí esta condición existe, la reconexión de un alimentador será siempre posible, sin considerar la posibilidad de sobrecarga.
- Los tipos de fallas simulados corresponden a los denominados activos, es decir requieren la operación de algún dispositivo de protección.

## **3.2. Modelo de la Red**

### **3.2.1. Estructura topológica**

La evaluación de la confiabilidad para el sistema y para los consumidores, se realizará mediante la modelación de la red a través de la descripción topológica de tramos de alimentadores separados por

elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores, conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias, ante las diversas contingencias que tendrán lugar en su red. Esto significa que existe una correlación perfecta entre tramo de alimentador y consumidor.

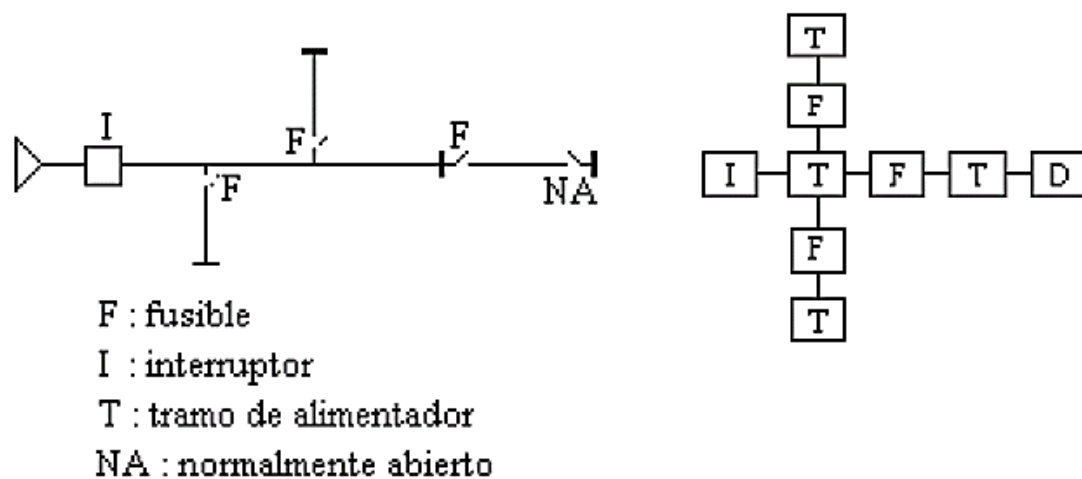
Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se debe a la forma de operación diferente de cada uno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

Los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser tele comandados, al igual que los desconectores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas.

La existencia de algún grado de automatismo en la red, se reflejará en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

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

En la **Figura 3.1**, se presenta el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.



**Figura 3.1 Red de distribución y modelo de red**

### 3.2.2. Caracterización de los elementos

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

### 3.2.2.1. Tasa de Falla ( $\lambda$ )

Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. En caso de considerar elementos de protección 100% confiables, se asigna a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

#### 3.2.2.1.1. Tramos de alimentadores

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

A través del historial de fallas, para el tramo individual

Mediante una estimación, considerando el sistema completo.

$$\lambda = b \times l \quad (1/\text{año}) \quad (3.1)$$

$$b = \frac{m}{L \times T} \quad (1/\text{km} - \text{año}) \quad (3.2)$$

Donde:

$m$  : *cantidad de fallas,*



***L*** : longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.,

***T*** : período de estudio, años,

***b*** : número de fallas, por kilómetro por año,

***l*** : longitud de la línea de interés.

### 3.2.2.1.2. Elementos individuales

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

$$\lambda = \frac{m}{N \times T} (1/\text{año}) \quad (3.3)$$

Donde:

***m*** : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento

***N*** : cantidad de elementos expuestos a falla,

***T*** : período de observación, años,

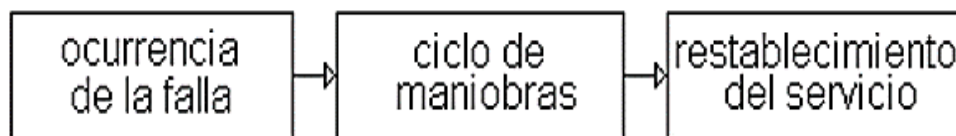
Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones (3.1) a (3.3) es una buena aproximación; en caso de ausencia de

información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

### 3.2.2.2. Tiempo de interrupción

El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

El tiempo total de interrupción es el período transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. La **Figura 3.2**, representa gráficamente, este ciclo se puede representar como:



**Figura 3.2 Secuencia de Eventos de Interrupción de Servicio**

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

#### **3.2.2.2.1. Tiempo para el conocimiento de la falla $T_c$ :**

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

#### **3.2.2.2.2. Tiempo de preparación $T_p$ :**

Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

**3.2.2.2.3. Tiempo de localización  $T_l$ :**

Es el tiempo que transcurre entre el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.

**3.2.2.2.4. Tiempo de maniobra para la transferencia  $T_t$ :**

Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.

**3.2.2.2.5. Tiempo de reparación  $T_r$ :**

Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.

#### **3.2.2.2.6. Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación $T_v$ :**

Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Es una práctica normal de las empresas de distribución, el registro y cuantificación de cada uno de los tiempos de interrupción antes citado.

### **3.2.3. Clasificación de estados**

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador.

#### **3.2.3.1. Normal**

El estado del tramo de alimentador  $i$  se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por la falla del elemento  $j$ .

### **3.2.3.2. Reestablecible**

El estado del tramo de alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún elemento de maniobra.

### **3.2.3.3. Transferible**

El tramo de alimentador i será transferible, cuando exista alguna maniobra para re - energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.

### **3.2.3.4. Irrestablecible**

Son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.

### **3.2.3.5. Irrestablecible con espera**

El tramo  $j$ , en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

## **3.3. Determinación de Estados de los Elementos**

### **3.3.1. Determinación de estados**

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

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

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante la falla del elemento indicado por la fila.

### 3.3.2. Algoritmo de Construcción de la Matriz de Estado

El **algoritmo** para construir la Matriz de Estado de un sistema eléctrico de distribución radial puede sintetizarse de la siguiente manera:

Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.

Preparar una matriz de orden  $n \times n$ , donde  $n$  es el número de elementos del modelo.

Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento  $i$ ).

Para el resto de elementos ( $j$ ), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado ( $i$ ).

d.1) Si la actuación de la protección no afecta al elemento  $j$ , éste se define como **normal**.



d.2) Si el elemento  $j$ , se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible**.

d.3) El elemento que sufre la falla ( $i = j$ ), se define inmediatamente como **irrestablecible**, o bien como **irrestablecible con tiempo de espera**, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.

d.4) El elemento  $j$  debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.

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

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

En el capítulo IV, se realizará un ejemplo de construcción de Matriz de Estado, aplicado a un Sistema Eléctrico de Distribución Radial.

### 3.3.3. Evaluación de estados

Para los sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se tiene las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_T = \sum_i \lambda_i \quad (3.4)$$

$$U_i = \lambda_i \times r_i \quad (3.5)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (3.6)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i \times r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.7)$$

Donde:

$\lambda_i$  : *tasa de falla del elemento i, fallas/año*

$r_i$  : *tiempo de reparación del elemento i, horas*

$U_i$  : *indisponibilidad anual del elemento i, horas/años*

$\lambda_T$  : *tasa de falla del sistema serie, fallas/año*

$r_T$  : *tiempo de reparación total, horas*

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

Como se puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento “genera” independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido, para cada elemento, según se muestra en la **Tabla 3.1**, que se presenta a continuación:

Tipo Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	$\lambda$
Transferible	$2 \lambda$
Irrestablecible	$\lambda$
Irrestablecible c/espera	$\lambda$

**Tabla 3.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento**

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

### 3.3.3.1. Tasa de falla tramos de alimentador

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

$$\lambda_T = \lambda_i \times l_i \quad (3.8)$$

Donde:

$\lambda_i$  : *tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año/km)*

$l_i$  : *longitud del tramo alimentador i, (km)*

$\lambda_T$  : *tasa de falla del tramo, (fallas/año).*

### 3.3.3.2. Tasa de falla total de cada elemento de la red

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna, de la matriz de estado y la **Tabla 3.1**, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (3.9)$$

Donde:

$\lambda_{Ei}$  : *tasa de falla total del elemento i, (fallas/año)*

$\lambda_i^j$  : *cantidad de interrupciones en el elemento i*

*debido a falla en elemento j*

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

### 3.3.3.3. Indisponibilidad de servicio total de cada elemento de la red

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

Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estado, y cuyos tiempos de interrupción de acuerdo al tipo de elemento se indica en la **Tabla 3.2** que se presenta a continuación:

Tipo Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	$T_c + T_p + T_l$
Transferible	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_v$
Irrestablecible	$T_c + T_p + T_l + T_r$
Irrestablecible c/espera	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_r$

**Tabla 3.2** Tiempos de interrupción aportados, según tipo de elemento

$$T_i^j = \lambda_i^j \times r_j \quad (3.10)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (3.11)$$

Donde:

$\lambda_i^j$ : *Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, fallas/año.*

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

$T_i^j$  : *Indisponibilidad anual del elemento i*

*debido a falla en el elemento j, horas/año,*

$T_{Ei}$  : *indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año,*

$n$  : *cantidad de elementos del modelo.*

#### **3.3.3.4. Índices totales del sistema: duración y frecuencia equivalente por consumidor**

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores.

Para el cálculo de los índices, se considera que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados.

Como índices generales para los consumidores, se determina la **Frecuencia Equivalente por Consumidor y la Duración Equivalente por Consumidor.**

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} \times C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (3.12)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \times C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (3.13)$$

Donde:

$C_j$  : Cantidad de consumidores conectados al tramo j,

$nt$  : Cantidad de tramos de alimentador.

### 3.3.3.5. Índices totales del sistema: duración y frecuencia media de interrupción equivalente por capacidad de transformación instalada, KVA nominal instalado.

El índice de frecuencia en un período determinado, un (1) año, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

El índice de duración en un período determinado, un (1) año, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

Para el cálculo de los índices, se considera que los KVA instalados están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados.

Como índices generales para la potencia instalada, KVA instalados, se determina la Frecuencia Equivalente por KVA instalado, FMIK, y la Duración Equivalente por KVA instalado, TTIK.

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} \times KVA_i}{\sum_{j=1}^{nt} KVA_j} \quad (3.14)$$

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \times KVA_i}{\sum_{j=1}^{nt} KVA_j} \quad (3.15)$$

Donde:

$KVA_j$  : Potencia nominal instalada de transformación, KVA nominal instalado conectados al tramo j,

$nt$  : Cantidad de tramos de alimentador.



### 3.3.3.6. Energía no suministrada

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

$$ENS = \sum_{j=1}^{nt} \frac{E_j}{720} \times T_{Ej} \quad (3.16)$$

Donde:

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

# CAPÍTULO 4

## **4. ALGORITMO PARA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.**

### **4.1. Introducción**

La utilización de equipos de protección con reconexión automática, denominados reconectadores, es cada vez más común para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de media tensión y elevar el grado de protección ante fallas.

El uso frecuente de este equipo se debe a su característica de reconexión que permite evitar extensas e innecesarias interrupciones de suministro producto de fallas temporales o momentáneas.

Esta característica es importante, debido a que las fallas temporales o momentáneas no son incluidas dentro de los parámetros de las regulaciones de calidad de suministro, emitidas por la ARCONEL, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, entidad gubernamental encargada de la supervisión y control de las actividades eléctricas a nivel nacional.

La mejora de la calidad de servicio obtenida con la instalación de los reconectores, permite elevar la calidad de suministro que se entrega a los consumidores, mejorando los índices de confiabilidad de las empresas de distribución y produciendo un beneficio económico al disminuir la energía no suministrada.

Debido a las bondades derivadas de la instalación de los reconectores y considerando el costo inicial de inversión, es importante lograr optimizar tanto el número de equipos, como la posición donde serán instalados dentro del sistema eléctrico de distribución.

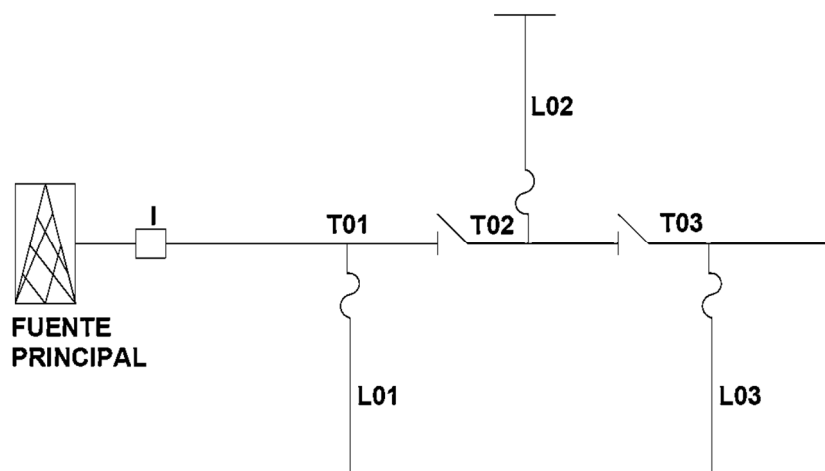
## 4.2. Proyectos de Mejoramiento de Calidad de Servicio Técnico del Sistema Eléctrico de Distribución Radial

El sistema eléctrico de distribución radial, de acuerdo a su arquitectura, tendrá distintas formas de comportamiento al estar sometido a perturbaciones.

Un sistema confiable minimiza el impacto de una falla sobre los clientes, a través del uso de coordinado de equipos de protección (Disyuntores, seccionadores, fusibles, reconectores) y la posibilidad de contar con una alternativa de alimentación auxiliar

Las alternativas para incrementar la calidad de servicio técnico, en un sistema eléctrico de distribución radial existente como el presentado en la **Figura 4.1**, que se expondrán a continuación son las siguientes:

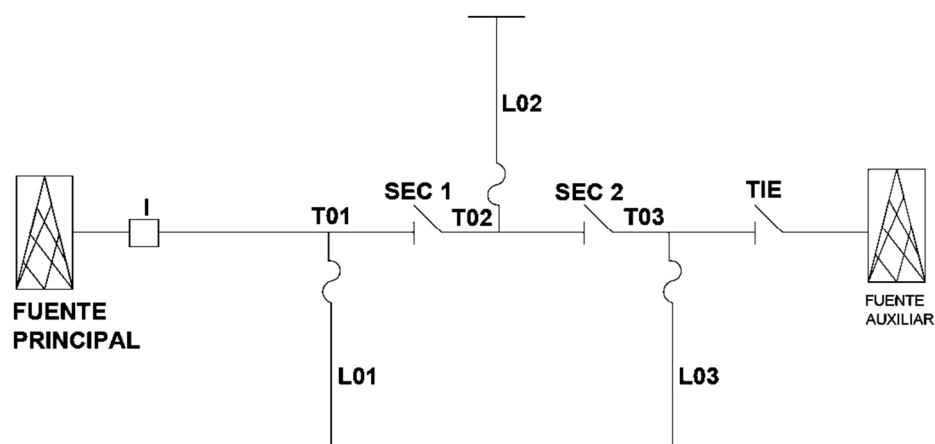
- Sistema con alternativa de alimentación auxiliar
- Ubicación óptima de reconectores



**Figura 4.1 Sistema Eléctrico de Distribución Radial**

#### **4.2.1. Sistema con alternativa de alimentación auxiliar**

Esta configuración permite alimentar a cargas que fueron afectadas por una interrupción, debido a que posee una alimentación externa y un seccionador de línea que permite aislar la falla. En la **Figura 4.2**, se aprecia tal configuración.



**Figura 4.2 Sistema Eléctrico de Distribución Radial, con Alim. Auxiliar**

Del circuito se verifica que la alimentación original es la fuente principal y la fuente auxiliar es la alimentación externa; Además tiene un seccionador de enlace denominado TIE, que esta normalmente abierto.

Si ocurre una falla permanente en el tramo T02, se verifica la siguiente secuencia de operación de los dispositivos de protección y seccionamiento:

Se produce la operación del interruptor I, desconectando las cargas conectadas a los tramos T01, T02, T03 y los laterales L01, L02, L03.

Una vez identificado y localizada el tramo fallado, la falla es aislada mediante la apertura de los seccionadores: sec1, sec2, quedando sin servicio las cargas conectadas al tramo T02 y lateral L02;

El seccionador de enlace TIE es cerrado, con el fin de satisfacer de energía a las cargas que serían afectadas por la falla, transfiriendo las cargas del tramo T03 y lateral L03, a la fuente de energía alterna.

Las cargas del tramo T01 y lateral L01, son energizadas a través de la fuente principal.

Esta configuración permanecerá hasta que se repare, reemplace o corrija el problema que origino la falla permanente en el tramo T02, y el sistema vuelva a su operación normal.

#### **4.2.2. Ubicación de reconectador en sistema eléctrico de distribución radial.**

La decisión de establecer la ubicación para la instalación en el sistema eléctrico de distribución radial de un dispositivo de reconexión automática, como el caso de un reconectador, requiere de un análisis de confiabilidad cuidadoso.

La rentabilidad y el impacto en los índices de mejoras de confiabilidad, varían de acuerdo a la ubicación del reconectador, pudiendo ser estas diferencias muy importantes.

Si ocurre una falla permanente en el tramo T02, del sistema eléctrico de distribución radial presentado en la **Figura 4.1**, se verifica la siguiente secuencia de operación de los dispositivos de protección y seccionamiento:

Se produce la operación del interruptor I, desconectando las cargas conectadas a los tramos T01, T02, T03 y los laterales L01, L02, L03.

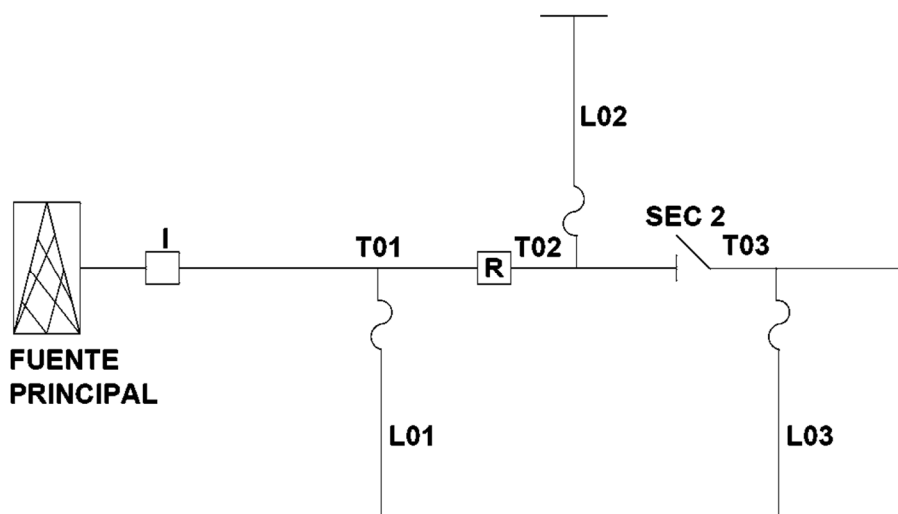
Una vez identificado y localizado el tramo fallado, la falla es aislada mediante la apertura de los seccionadores: sec1, sec2, quedando sin servicio las cargas conectadas a los tramos T02, T03 y los laterales L02 y L03.

Las cargas del tramo T01 y lateral L01, son energizadas a través de la fuente principal.



Esta configuración permanecerá hasta que se repare, reemplace o corrija el problema que origino la falla permanente en el tramo T02, y el sistema vuelva a su operación normal.

En la **Figura 4.3** se presenta el sistema eléctrico de distribución radial, en el cual se ha ubicado el reconectador al inicio del tramo T02.



**Figura 4.3 Ubicación de reconectador en SEDR**

Si ocurre una falla permanente en el tramo T02, del sistema eléctrico de distribución radial presentado en la **Figura 4.3**, se verifica la siguiente secuencia de operación de los dispositivos de protección y seccionamiento:

Se produce la operación del reconectador R, desconectando las cargas conectadas a los tramos T02, T03 y los laterales L02, L03.

Una vez identificado y localizado el tramo fallado, la falla es mantenida aislada mediante por la apertura del reconectador R en su operación.

Las cargas del tramo T01 y lateral L01, no fueron afectadas durante la falla, y se mantienen energizadas a través de la fuente principal.

Esta configuración permanecerá hasta que se repare, reemplace o corrija el problema que origino la falla permanente en el tramo T02, y el sistema vuelva a su operación normal.

#### **4.3. Evaluación de la Confiabilidad en un sistema eléctrico de distribución radial**

En el proceso de evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución radial, se requiere disponer de la configuración de la red y la lógica de operación de los dispositivos de protección, maniobra y seccionamiento.

La red es analizada comenzando con la topología del sistema, y ésta es descrita por tramos del sistema. Un tramo es definido como un conjunto de componentes en serie y de dos nodos en el extremo.

Los datos de entrada para la evaluación de la confiabilidad incluyen:

- Número de tramos.
- Número de componentes (interruptores, reconectores, seccionadores)
- Número de puntos de carga a ser analizados.
- Información de potencia y número de clientes de cada punto de carga.
- Información de parámetros de confiabilidad para cada tramo y componente del sistema eléctrico de distribución radial.

#### **4.3.1. Algoritmo evaluación de confiabilidad**

En el proceso de evaluación de la confiabilidad de acuerdo a la metodología desarrollada en este trabajo, se distinguen seis (6) fases:

- a) Ingreso de datos de entrada
- b) Determinar la Matriz de Estado
- c) Construir la Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ .
- d) Construir la Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , en horas.
- e) Construir la Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ .

f) Cálculo de Parámetros de confiabilidad por tramos e Índices de Confiabilidad globales del sistema eléctrico de distribución radial.

El proceso de evaluación de la confiabilidad, se puede esquematizar en los siguientes pasos:

### **1. Datos de Entrada:**

Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra (interruptores, reconectores, seccionadores).

Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas, obtenidos, a través de los datos históricos, o mediante la aplicación de las ecuaciones (3.1) - (3.3).

### **2. Construir la Matriz de Estado**

La matriz de estado, para la configuración de operación considerada para el sistema de distribución radial, se la obtiene aplicando el procedimiento descrito en el numeral 3.3.2.

### **3. Construir la Matriz de Tasas de Falla $\lambda$**

La Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , es una matriz de igual dimensión que la Matriz de Estado, y se la genera asignando a cada uno de los

elementos, la cantidad de fallas establecidas en la **Tabla 3.1** Interrupciones aportadas, según el tipo de elemento.

**4. Construir la Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , en horas.**

La Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , en horas, es una matriz de igual dimensión que la Matriz de Estado, y se la genera asignando a cada uno de los elementos, el tiempo de interrupción establecido en la **Tabla 3.2** Tiempos de interrupción aportados, según tipo de elemento.

**5. Construir la Matriz de Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ .**

La Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ , es una matriz de igual dimensión que la Matriz de Estado, y se genera asignando a cada uno de los elementos, la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla del elemento  $j$ , expresado en horas/año, según la expresión (3.10).

$$T_i^j = \lambda_i^j \times r_j \quad (3.10)$$

Donde:

$\lambda_i^j$  : Cantidad de interrupciones del elemento  $i$ , debido a falla en el elemento  $j$ , fallas/año.

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

$T_i^j$  : Indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla en el elemento  $j$ , horas/año,

$n$  : *cantidad de elementos del modelo.*

## **6. Cálculo de los Índices de Confiabilidad por tramos del Sistema Eléctrico de Distribución Radial.**

Los índices de confiabilidad por tramos del sistema eléctrico radial son:

$\lambda_{Ei}$  : *tasa de falla total del elemento i, (fallas/año), (3.9); y*

$T_{Ei}$  : *indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año, (3.11).*

## **7. Cálculo de los Índices de Confiabilidad Globales del Sistema Eléctrico de Distribución Radial.**

Los índices de Confiabilidad Globales del Sistema Eléctrico de Distribución Radial son:

FEC: Frecuencia Equivalente por Consumidor, (fallas/año) (3.13);

DEC: Duración Equivalente por Consumidor, (horas/año), (3.12); y

ENS: Energía Anual No Suministrada (kWH/año).

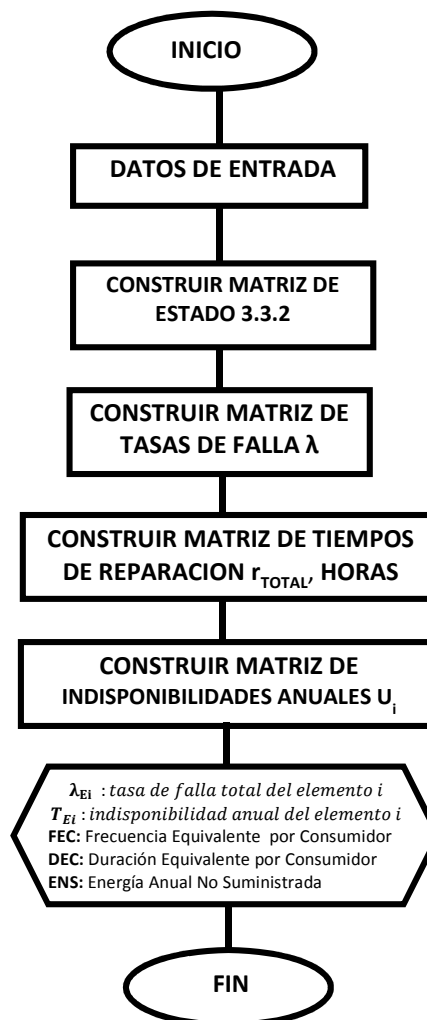


Figura 4.4 Diagrama de Flujo de la Evaluación de la Confiabilidad

#### **4.3.2. Evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución radial**

Para ilustrar la metodología de evaluación de la confiabilidad, se analizará el sistema eléctrico de distribución radial de la **Figura 4.5**.

De acuerdo al algoritmo descrito en el numeral anterior, el primer paso corresponde a modelar la red indicando sólo la interconexión y la identidad de los elementos. El modelo de la red se presenta en la figura La identificación de los elementos es la siguiente:

- S/E: Conexión a la subestación
- I1: Interruptor principal del alimentador
- T01 - T03: Tramos principales de alimentador
- L01 - L03: Tramos laterales de alimentador
- S01 - S02: Seccionadores
- F01 – F03: Fusibles de los tramos laterales 01, 02 y 03



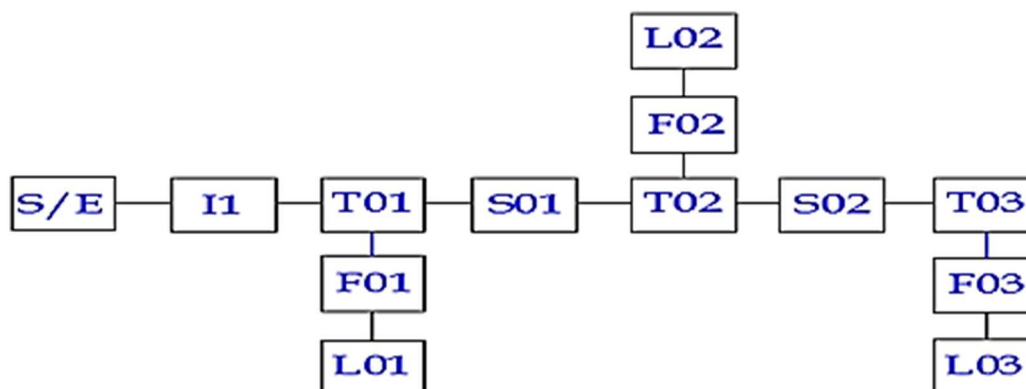


Figura 4.5 Modelo de la red de la distribución radial

En la **Tabla 4.1**, se presentan la caracterización de cada elemento presente en el modelo de la red de distribución, a través de los **parámetros de confiabilidad**: frecuencia y duración de fallas.

TRAMO	Longitud (km.)	b fallas/km/año	Tasa de Falla $\lambda$ (1/año)	Tiempo Total de Interrupción					
				Tc (min)	Tl (min)	Tp (min)	Tt (min)	Tr (min)	Tv (min)
T01	2,00	0,10	0,20	10	10	10	30	150	30
T02	3,00	0,10	0,30	10	10	10	30	150	30
T03	1,00	0,10	0,10	10	10	10	30	150	30
L01	3,00	0,25	0,75	10	10	10	30	30	30
L02	2,00	0,25	0,50	10	10	10	30	30	30
L03	1,00	0,25	0,25	10	10	10	30	30	30

Tabla 4.1 Parámetros de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución radial

La **Tabla 4.2**, se presenta datos de potencia instalada de transformadores de distribución, energía mensual consumida y clientes, conectados a cada tramo del sistema eléctrico de distribución radial analizado.

<b>TRAMO</b>	<b>Potencia Instalada (kVA)</b>	<b>Energía consumida (kWH/mes)</b>	<b>Clientes (u)</b>
T01	0	0	0
T02	0	0	0
T03	0	0	0
L01	500	162.000	250
L02	250	86.400	100
L03	400	103.680	50

**Tabla 4.2 Datos técnicos comerciales del sistema eléctrico de distribución radial**

De acuerdo al procedimiento expuesto en el numeral 3.3.2, se construye la Matriz de Estado del sistema eléctrico de distribución radial analizado, que se presenta en la **Tabla 4.3**.

<b>TRAMOS</b>	<b>MATRIZ DE ESTADO</b>					
	<b>T01</b>	<b>T02</b>	<b>T03</b>	<b>L01</b>	<b>L02</b>	<b>L03</b>
<b>T01</b>	I	I	I	I	I	I
<b>T02</b>	R	I	I	R	I	I
<b>T03</b>	R	R	I	R	R	I
<b>L01</b>	N	N	N	I	N	N
<b>L02</b>	N	N	N	N	I	N
<b>L03</b>	N	N	N	N	N	I

**Tabla 4.3 Matriz de Estado del SEDR**

Donde:

I: Estado irrestablecible

N: Estado normal

R: Estado restablecible

T: Estado transferible

A partir de la matriz de estados, se evalúa la condición de cada elemento y se construye la Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , en la cual la cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado del elemento según se indicó en la **Tabla 3.1**, del numeral 3.3.3. Para el sistema eléctrico de distribución radial analizado, la **Matriz de Tasas de Falla**  $\lambda$ , se presenta en la **Tabla 4.4**.

TRAMOS	MATRIZ DE TASAS DE FALLA (fallas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
T02	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
T03	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$\lambda_T$	0,60	0,60	0,60	1,35	1,10	0,85

**Tabla 4.4 Matriz de Tasas de Falla, para el SEDR**

La Matriz de Tiempos de Reparación, se construye estableciendo el tiempo de reparación del elemento  $i$ , en horas, que se contabiliza de acuerdo al estado del elemento según se indicó en la **Tabla 3.2**, del numeral 3.3.3.3. Para el sistema eléctrico de distribución radial analizado, la **Matriz de Tiempos de Reparación**  $r_{TOTAL}$ , en horas, se presenta en la **Tabla 4.5**.

TRAMOS	MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACION (horas)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
T02	0,50	3,00	3,00	0,50	3,00	3,00
T03	0,50	0,50	3,00	0,50	0,50	3,00
L01	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
$r_{TOTAL}$	1,33	2,58	3,00	1,15	1,86	2,41

**Tabla 4.5 Matriz de Tiempos de Reparación, para el SEDR**

La Matriz de Indisponibilidades Anuales, se construye calculando la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla del elemento  $j$ , expresado en horas/año, como el producto de la cantidad de interrupciones del elemento  $i$ , debido a falla en el elemento  $j$ , expresado en fallas/año, multiplicado por el tiempo de interrupción o de reparación del elemento  $j$ , expresado en horas, según las expresiones (3.10) y ((3.11) y lo indicado en el numeral 3.3.3.3. Para el sistema eléctrico de

distribución radial analizado, la **Matriz de Indisponibilidades Anuales**

$U_i$ , se presenta en la **Tabla 4.6**.

TRAMOS	MATRIZ DE INDISPONIBILIDADES (horas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
T02	0,15	0,90	0,90	0,15	0,90	0,90
T03	0,05	0,05	0,30	0,05	0,05	0,30
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$U_{iTOTAL}$	0,80	1,55	1,80	1,55	2,05	2,05

**Tabla 4.6 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para el SEDR.**

Los parámetros de confiabilidad por tramo de alimentador que permite calcular los índices de interrupciones son: Tasa de Falla Total,  $\lambda_{Ei}$ , expresada en fallas/año; El Tiempo de Reparación Total,  $r_T$ , expresado en horas; y la Indisponibilidad Anual Total,  $U_{iTOTAL}$ , expresado en horas/año. En la **Tabla 4.7**, se presentan los **Parámetros de Confiabilidad por Tramos** del sistema eléctrico de distribución radial analizado.

TRAMOS	PARAMETROS CONFIABILIDAD		
	$\lambda_E$ (fallas/año)	$r_T$ (horas)	$U_{TOTAL}$ (horas/año)
T01	0,60	1,33	0,80
T02	0,60	2,58	1,55
T03	0,60	3,00	1,80
L01	1,35	1,15	1,55
L02	1,10	1,86	2,05
L03	0,85	2,41	2,05

**Tabla 4.7** Parámetros de Confiabilidad, para el SEDR.

Los índices de confiabilidad y la Energía No Suministrada, se calculan según las expresiones (3.14), (3-15) y (3-16), y lo indicado en el numeral 3.3.3.5 y 3.3.3.6. En la **Tabla 4.8**, se presentan **el Resumen de Índices de Confiabilidad** del sistema eléctrico de distribución radial analizado.

INDICES DE CONFIABILIDAD		
Denominación	Unidades	Valor
<b>FMIK</b>	Fallas/KVA/año	1,12
<b>TTIK</b>	Horas/KVA/año	1,83
<b>ENS</b>	KWH/año	889,95

**Tabla 4.8** Resumen de Índices de Confiabilidad, para el SEDR.

### 4.3.3. Evaluación de confiabilidad de un sistema con alternativa de alimentación auxiliar

Una de las potencialidades de la metodología descrita, es la capacidad de efectuar análisis desde el punto de vista de confiabilidad de alternativas de diseño y propuesta de mejoramiento de la calidad de servicio, tal como se mencionó en el numeral 4.2.

A continuación se evaluará el impacto sobre la calidad de servicio, de un sistema eléctrico de distribución radial con alternativa de alimentación auxiliar, presentado en la **Figura 4.2**.

De acuerdo al algoritmo de evaluación de la confiabilidad descrito en el numeral 4.3.1, y en el diagrama de flujo de la **Figura 4.4**, el primer paso corresponde a la descripción topológica de la red y la caracterización de los elementos del sistema eléctrico de distribución radial, los mismos que se presentan en la **Figura 4.5** y las **Tabla 4.1** y **Tabla 4.2**.

De acuerdo al procedimiento expuesto en el numeral 3.3.2, Algoritmo de Construcción de Matriz de Estado, se elabora la **Matriz de Estado**

del sistema eléctrico de distribución radial con alternativa de alimentación auxiliar, el mismo que se presenta en la **Tabla 4.9**.

TRAMOS	MATRIZ DE ESTADO					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	I	T	T	I	T	T
T02	R	I	T	R	I	T
T03	R	R	I	R	R	I
L01	N	N	N	I	N	N
L02	N	N	N	N	I	N
L03	N	N	N	N	N	I

**Tabla 4.9 Matriz de Estado del SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar**

Donde:

I: Estado irrestablecible

N: Estado normal

R: Estado restablecible

T: Estado transferible

A partir de la matriz de estados, se evalúa la condición de cada elemento y se construye la **Matriz de Tasas de Falla**  $\lambda$ , en la cual la cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado del elemento según se indicó en la **Tabla 3.1**, del numeral 3.3.3. Para



el sistema eléctrico de distribución radial con alternativa de alimentación auxiliar analizado, la Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , se presenta en la **Tabla 4.10**.

TRAMOS	MATRIZ DE TASAS DE FALLA (fallas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,20	0,40	0,40	0,20	0,40	0,40
T02	0,30	0,30	0,60	0,30	0,30	0,60
T03	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$\lambda_r$	0,60	0,80	1,10	1,35	1,30	1,35

**Tabla 4.10 Matriz de Tasas de Falla, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar**

La Matriz de Tiempos de Reparación, se construye estableciendo el tiempo de reparación del elemento  $i$ , en horas, que se contabiliza de acuerdo al estado del elemento según se indicó en la Tabla 3.2, del numeral 3.3.3.3. Para el sistema eléctrico de distribución radial con alternativa de alimentación auxiliar analizado, la **Matriz de Tiempos de Reparación**  $r_{TOTAL}$ , en horas, se presenta en la **Tabla 4.11**.

TRAMOS	MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACION (horas)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	3,00	1,50	1,50	3,00	1,50	1,50
T02	0,50	3,00	1,50	0,50	3,00	1,50
T03	0,50	0,50	3,00	0,50	0,50	3,00
L01	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
r <sub>TOTAL</sub>	1,33	1,56	0,95	1,15	1,35	0,96

**Tabla 4.11 Matriz de Tiempos de Reparación, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar**

La Matriz de Indisponibilidades Anuales, se construye calculando la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla del elemento  $j$ , expresado en horas/año, como el producto de la cantidad de interrupciones del elemento  $i$ , debido a falla en el elemento  $j$ , expresado en fallas/año, multiplicado por el tiempo de interrupción o de reparación del elemento  $j$ , expresado en horas, según las expresiones (3.10) y ((3.11) y lo indicado en el numeral 3.3.3.3.

Para el sistema eléctrico de distribución radial con alternativa de alimentación auxiliar analizado, la **Matriz de Indisponibilidades Anuales**  $U_i$ , se presenta en la **Tabla 4.12**.

TRAMOS	MATRIZ DE INDISPONIBILIDADES (horas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,60	0,30	0,30	0,60	0,30	0,30
T02	0,15	0,90	0,45	0,15	0,90	0,45
T03	0,05	0,05	0,30	0,05	0,05	0,30
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$U_{iTOTAL}$	0,80	1,25	1,05	1,55	1,75	1,30

**Tabla 4.12 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar.**

Los parámetros de confiabilidad por tramo de alimentador que permite calcular los índices de interrupciones son: Tasa de Falla Total,  $\lambda_{Ei}$ , expresada en fallas/año; El Tiempo de Reparación Total,  $r_T$ , expresado en horas; y la Indisponibilidad Anual Total,  $U_{iTOTAL}$ , expresado en horas/año. En la **Tabla 4.13**, se presentan los Parámetros de Confiabilidad por Tramos del sistema eléctrico de distribución radial, con alternativa de alimentación auxiliar analizado.

TRAMOS	PARAMETROS CONFIABILIDAD		
	$\lambda_E$ (fallas/año)	$r_T$ (horas)	$U_{iTOTAL}$ (horas/año)
T01	0,60	1,33	0,80
T02	0,80	1,56	1,25
T03	1,10	0,95	1,05
L01	1,35	1,15	1,55
L02	1,30	1,35	1,75
L03	1,35	0,96	1,30

**Tabla 4.13 Parámetros de Confiabilidad, para el SEDR con alternativa de alimentación auxiliar.**

Los índices de confiabilidad y la Energía No Suministrada, se calculan según las expresiones: (3.14), (3-15) y (3-16), y lo indicado en los numerales 3.3.3.5 y 3.3.3.6. En la **Tabla 4.14**, se presentan el **Resumen de Índices de Confiabilidad** del sistema eléctrico de distribución radial, con alternativa de alimentación auxiliar analizado.

<b>INDICES DE CONFIABILIDAD</b>		
<b>Denominación</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor</b>
<b>FMIK</b>	Fallas/KVA/año	1,34
<b>TTIK</b>	Horas/KVA/año	1,51
<b>ENS</b>	KWH/año	745,95

**Tabla 4.14 Resumen de Índices de Confiabilidad, para el SEDR, con alternativa de alimentación auxiliar.**

#### **4.3.4. Evaluación de confiabilidad de un sistema al instalar un reconector**

Como se mencionó en el numeral 4.3.3, la metodología de evaluación de la confiabilidad descrita, permite efectuar análisis de las alternativas de diseño y propuestas de mejoramiento de la calidad de servicio, entre las que se encuentra la ubicación de un reconector, citada en 4.2.

A continuación se evaluará el impacto sobre la calidad de servicio, de la ubicación de un reconectador, en el sistema eléctrico de distribución radial, presentado en la **Figura 4.3**.

De acuerdo al algoritmo para evaluación de la confiabilidad, descrito en el numeral 4.3.1, el primer paso corresponde a la descripción topológica de la red y la caracterización de los elementos del sistema eléctrico de distribución radial, los mismos que se presentan en la **Figura 4.4** y las **Tabla 4.1** y **Tabla 4.2**.

En el numeral 3.3.3.2, se detalla el Algoritmo para la construcción de la Matriz de Estado, el mismo que se aplicó para construir la Matriz de Estado para la ubicación de reconectador, en el sistema eléctrico de distribución radial. La **Matriz de Estado** obtenida se presenta en la **Tabla 4.15**.

TRAMOS	MATRIZ DE ESTADO					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	I	I	I	I	I	I
T02	N	I	I	N	I	I
T03	N	R	I	N	R	I
L01	N	N	N	I	N	N
L02	N	N	N	N	I	N
L03	N	N	N	N	N	I

**Tabla 4.15 Matriz de Estado para ubicación del reconectador, en el SEDR**

Donde:

I: Estado irrestablecible

N: Estado normal

R: Estado restablecible

T: Estado transferible

A partir de la matriz de estados, se evalúa la condición de cada elemento y se construye la **Matriz de Tasas de Falla**  $\lambda$ , en la cual la cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado del elemento según se indicó en la **Tabla 3.1**, del numeral 3.3.3. Para la ubicación de reconectador, en el sistema eléctrico de distribución radial analizado, la Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , obtenida se presenta en la **Tabla 4.16**.

TRAMOS	MATRIZ DE TASAS DE FALLA (fallas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
T02	0,00	0,30	0,30	0,00	0,30	0,30
T03	0,00	0,10	0,10	0,00	0,10	0,10
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$\lambda_r$	0,20	0,60	0,60	0,95	1,10	0,85

**Tabla 4.16 Matriz de Tasas de Falla, para ubicación de reconectador, en el SEDR.**

La Matriz de Tiempos de Reparación, se construye estableciendo el tiempo de reparación del elemento  $i$ , en horas, que se contabiliza de acuerdo al estado del elemento según se indicó en la **Tabla 3.2**, del numeral 3.3.3.3. Para la ubicación de reconectador, en el sistema eléctrico de distribución radial analizado, la **Matriz de Tiempos de Reparación**  $r_{TOTAL}$ , en horas, se presenta en la **Tabla 4.17**

TRAMOS	MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACION (horas)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
T02	0,00	3,00	3,00	0,00	3,00	3,00
T03	0,00	0,50	3,00	0,00	0,50	3,00
L01	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
$r_{TOTAL}$	3,00	2,58	3,00	1,42	1,86	2,41

**Tabla 4.17 Matriz de Tiempos de Reparación, para ubicación de reconectador, en el SEDR**

La Matriz de Indisponibilidades Anuales, se construye calculando la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla del elemento  $j$ , expresado en horas/año, como el producto de la cantidad de interrupciones del elemento  $i$ , debido a falla en el elemento  $j$ , expresado en fallas/año, multiplicado por el tiempo de interrupción o de reparación del elemento  $j$ , expresado en horas, según las expresiones (3.10) y

((3.11) y lo indicado en el numeral 3.3.3.3. Para la ubicación del reconector, en el sistema eléctrico de distribución radial analizado, la **Matriz de Indisponibilidades Anuales**  $U_i$ , se presenta en la **Tabla 4.18**.

TRAMOS	MATRIZ DE INDISPONIBILIDADES (horas/año)					
	T01	T02	T03	L01	L02	L03
T01	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
T02	0,00	0,90	0,90	0,00	0,90	0,90
T03	0,00	0,05	0,30	0,00	0,05	0,30
L01	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00	0,00
L02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
L03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
$U_{iTOTAL}$	0,60	1,55	1,80	1,35	2,05	2,05

**Tabla 4.18 Matriz de Indisponibilidades Anuales, para ubicación de reconector, en el SEDR.**

Los parámetros de confiabilidad por tramo de alimentador que permite calcular los índices de interrupciones son: Tasa de Falla Total,  $\lambda_{Ei}$ , expresada en fallas/año; El Tiempo de Reparación Total,  $r_T$ , expresado en horas; y la Indisponibilidad Anual Total,  $U_{iTOTAL}$ , expresado en horas/año. En la **Tabla 4.19**, se presentan los **Parámetros de Confiabilidad por Tramos** para la ubicación de reconector, en el sistema eléctrico de distribución radial analizado.



TRAMOS	PARAMETROS CONFIABILIDAD		
	$\lambda_E$ (fallas/año)	$r_T$ (horas)	$U_{TOTAL}$ (horas/año)
T01	0,20	3,00	0,60
T02	0,60	2,58	1,55
T03	0,60	3,00	1,80
L01	0,95	1,42	1,35
L02	1,10	1,86	2,05
L03	0,85	2,41	2,05

**Tabla 4.19 Parámetros de Confiabilidad, para ubicación de reconector, en el SEDR**

Los índices de confiabilidad y la Energía No Suministrada, se calculan según las expresiones (3.14), (3-15) y (3-16), y lo indicado en los numerales 3.3.3.5 y 3.3.3.6. En la **Tabla 4.20**, se presentan el Resumen de Índices de Confiabilidad para ubicación de reconector, en el sistema eléctrico de distribución radial analizado.

INDICES DE CONFIABILIDAD		
Denominación	Unidades	Valor
<b>FMIK</b>	Fallas/KVA/año	0,95
<b>TTIK</b>	Horas/KVA/año	1,75
<b>ENS</b>	KWH/año	844,95

**Tabla 4.20 Resumen de Índices de Confiabilidad, para ubicación de reconector, en el SEDR**

#### **4.4. Procedimiento para la ubicación óptima de reconectores en un sistema eléctrico de distribución radial.**

Para la determinación de la ubicación óptima de reconectores, se describirá en este numeral, el procedimiento que permite determinar la ubicación de estos equipos en el sistema eléctrico de distribución radial, en orden de prelación, basado en el impacto en la minimización de la energía no suministrada ENS.

La cantidad de reconectores a ubicar en el sistema eléctrico de distribución radial, es resuelta utilizando el criterio económico, basado fundamentalmente en el nivel de energía no suministrada ENS.

El reconector propuesto es ubicado en diferentes puntos del sistema eléctrico de distribución radial. Para cada ubicación del reconector, se evalúa los índices de confiabilidad, de manera especial la energía no suministrada que es el criterio utilizado para optimizar su ubicación. Una vez evaluado los índices de confiabilidad, se elige la mejor alternativa de ubicación como la solución óptima.

#### **4.4.1. Algoritmo para ubicación óptima de reconectores en un sistema eléctrico de distribución radial**

El proceso de ubicación óptima de reconectores en un sistema eléctrico de distribución radial, se puede esquematizar en los siguientes pasos:

##### **a) Datos de Entrada:**

Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra (interruptores, reconectores, seccionadores).

Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas, obtenidos, a través de los datos históricos, o mediante la aplicación de las ecuaciones (3.1) - (3.3).

##### **b) Línea Base:**

Se evalúa la confiabilidad del sistema actual, aplicando el procedimiento establecido en el numeral 4.3.1, obteniéndose los índices de confiabilidad del sistema inicial, Línea Base, de manera especial la Energía No Suministrada, E.N.S., el cual es el criterio con el que se optimizará la ubicación de los reconectores en el sistema.

##### **c) Ingreso de número de reconectores $k$ , disponibles para ubicarlos**

Se ingresará el número de reconectores  $k$ , para instalarlos en el sistema eléctrico de distribución radial.

**d) Ubicación óptima del reconector  $i$**

Para cada uno de los reconectores a ser instalados en el sistema, se realiza la evaluación de la confiabilidad, en las ubicaciones factibles de instalar el reconector  $i$ .

El cálculo de la confiabilidad, se lo realiza aplicando el procedimiento detallado en el numeral 4.3.1, obteniendo entre otros índices, la Energía No Suministrada, ENS.

La ubicación óptima del reconector  $i$ , corresponde al sitio en el que la ENS es menor.

**e) Lista de Ubicación óptima de los  $k$ , reconectores.**

Aplicando el procedimiento de ubicación óptima para cada reconector, se obtiene la lista en orden de prelación por su impacto en la reducción de la energía no suministrada, de la ubicación óptima de cada uno de los  $k$  reconectores.

**f) Número de reconectores  $n$ , seleccionados para instalarse**

En el orden de prelación establecido, para cada uno de los reconectores en su ubicación óptima, se realiza su evaluación económica.

Los indicadores económicos se calculan considerando los beneficios económicos de la reducción de la energía no suministrada y los costos de inversión asociados a la instalación del reconectador.

Los reconectores cuya instalación en el sistema, reportan índices económicos rentables, en los que los beneficios superen o igualen a los costos, se recomienda su instalación.

De la evaluación económica de cada uno de los reconectores en orden de prelación, se establecerá el número de reconectores  $n$ , recomendados para ser instalados en el sistema eléctrico de distribución radial.

En la **Figura 4.2**, se presenta el Diagrama de Flujo de la Ubicación Óptima de Reconectores.

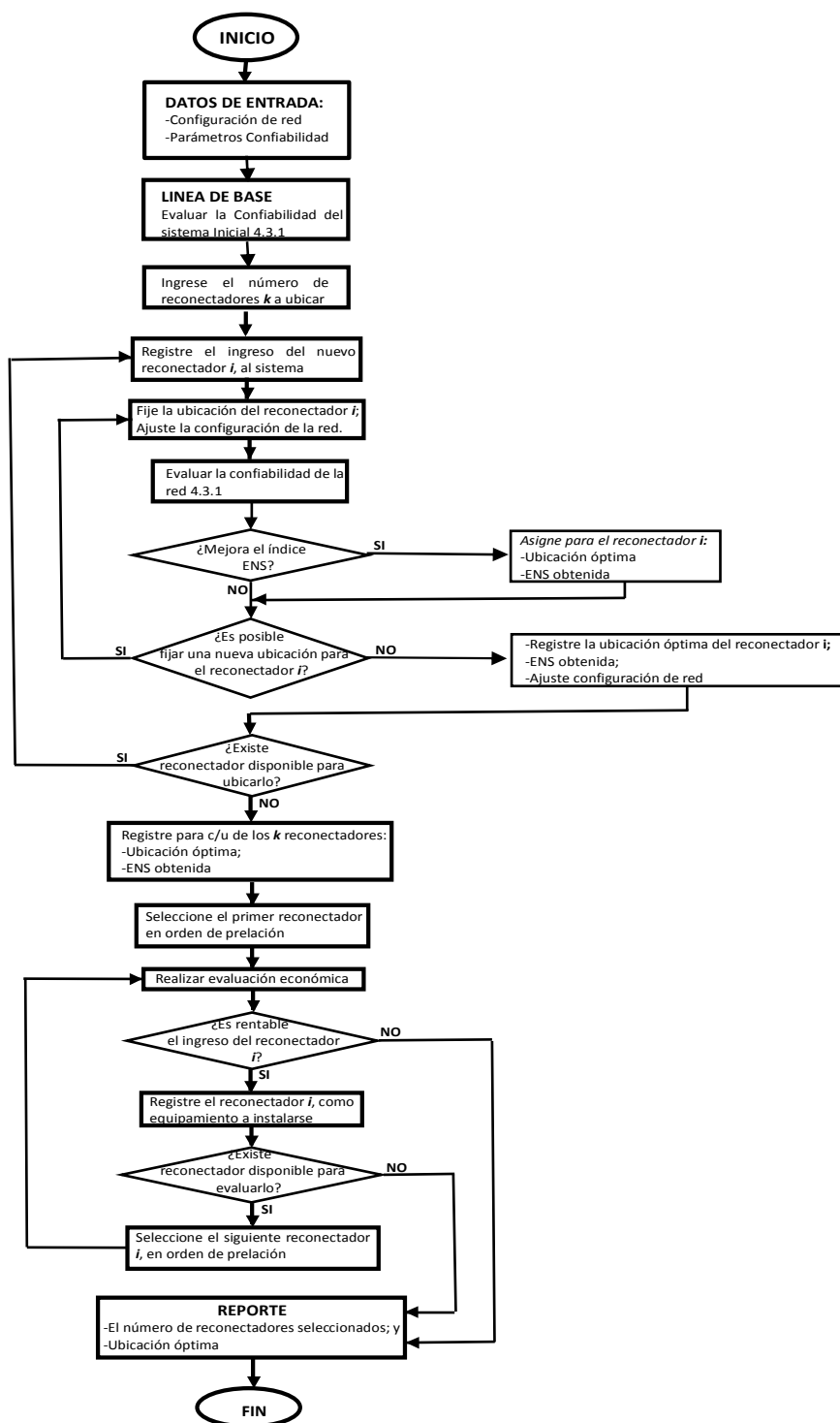


Figura 4.6 Diagrama de Flujo de la Ubicación Óptima de Reactivadores

# CAPÍTULO 5

## **5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA Y DEL ALGORITMO EN UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION PRIMARIA RADIAL**

### **5.1. Introducción**

En este capítulo se realizará la aplicación de la metodología de ubicación óptima de reconfiguradores a un sistema eléctrico de distribución radial, utilizando la información técnica, comercial y parámetros de confiabilidad, para seleccionar la ubicación óptima de los reconfiguradores en el alimentador que producen el mayor impacto en la mejora de la confiabilidad.

La cantidad de reconectadores recomendados para ser instalados al sistema eléctrico de distribución radial, es resuelta utilizando el criterio económico de la propuesta de mejoramiento de la calidad de servicio técnico, estableciendo como resultado la cantidad y ubicación óptima de los reconectadores que permiten obtener una mejora rentable de los índices de calidad, de manera especial el indicador de la Energía No Suministrada, ENS, el cual es utilizado como criterio de decisión para la comparación de las alternativas de mejora.

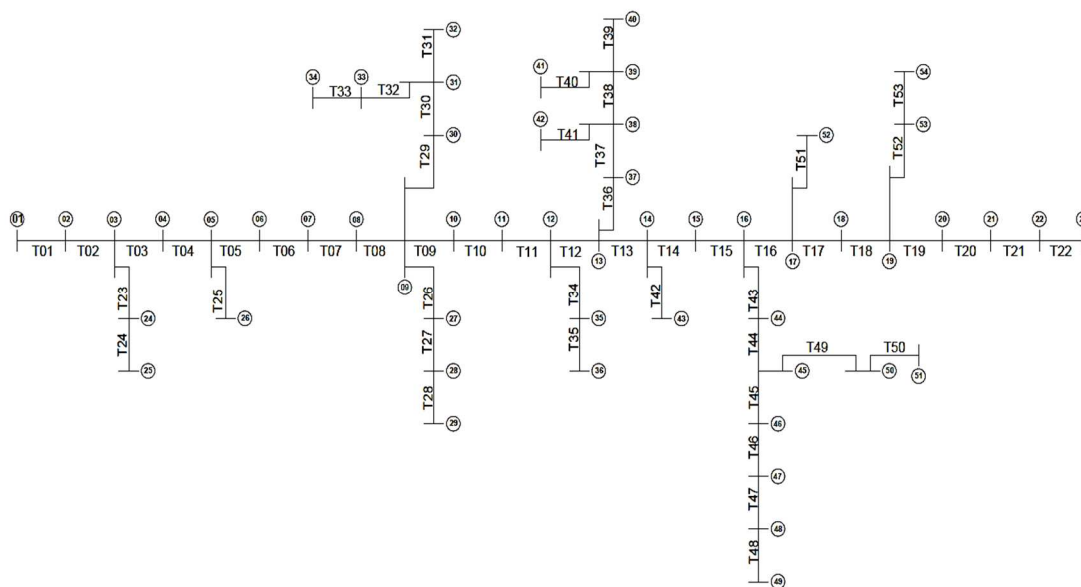
## **5.2. El Sistema Eléctrico de Distribución Radial**

El sistema eléctrico de distribución radial, al cual se aplicará la metodología de ubicación óptima de reconectadores, se presenta en la **Figura 5.1**, es un alimentador de media tensión urbano, de 4,04 kms. de longitud, 54 nodos, 53 tramos de red, 3.981,5 KVA instalados en transformadores de distribución.

El número de sitios identificados en donde es posible ubicar los reconectadores es un número finito: 53 lugares factibles de localizar que corresponden a los tramos de alimentador existentes; entre el # de



reconectores disponibles a ubicar  $k$ , que para el presente alimentador es 6.



**Figura 5.1 Sistema Eléctrico de Distribución Radial**

### 5.3. Cálculo de los Índices de confiabilidad

En esta sección se evaluará la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución radial, presentado en la **Figura 5.1**.

De acuerdo a lo establecido en el procedimiento detallado en el numeral 4.3.1, la evaluación de la confiabilidad permitirá obtener los índices de calidad de servicio técnico del sistema eléctrico de distribución radial.

### **Datos de Entrada**

En la **Tabla 5.1**, se presentan los datos del alimentador tales como longitud, capacidad instalada de los transformadores de distribución y consumo de energía de los clientes para cada tramo del alimentador

Los parámetros de confiabilidad de cada uno de los tramos del alimentador, se presentan en la **Tabla 5.2**

### **Construir la Matriz de Estado**

La matriz de estado para el sistema de distribución radial, se la obtiene aplicando el procedimiento descrito en el numeral 3.3.2., Algoritmo de Construcción de la Matriz de Estado, y se la presenta en **Tabla 5.3**

### **Construir la Matriz de Tasas de Falla $\lambda$**

La Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , es una matriz de igual dimensión que la Matriz de Estado, y se la genera asignando a cada uno de los elementos,

la cantidad de fallas establecidas en la **Tabla 3.1** Interrupciones aportadas, según el tipo de elemento, descrita en el numeral 3.3.3.

La Matriz de Tasas de Falla  $\lambda$ , para el sistema eléctrico de distribución radial, se la presenta en la **Tabla 5.4**.

**Construir la Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , en horas.**

La Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , en horas, se la genera asignando a cada uno de los elementos, el tiempo de interrupción establecido en la **Tabla 3.2** Tiempos de interrupción aportados, según tipo de elemento, detallado en el numeral 3.3.3.3.

La Matriz de Tiempos de Reparación  $r_{TOTAL}$ , para el sistema eléctrico de distribución radial, se la presenta en la **Tabla 5.5**.

**Construir la Matriz de Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ .**

La Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ , se la genera asignando a cada uno de los elementos, la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , debido a falla del elemento  $j$ , expresado en horas/año, según las expresiones (3.10) y (3.11), y lo indicado en el numeral 3.3.3.3.

La Matriz de Indisponibilidades Anuales  $U_i$ , para el sistema eléctrico de distribución radial, se la presenta en la **Tabla 5.6**.

### **Cálculo de los Índices de Confiabilidad por tramos del Sistema Eléctrico de Distribución Radial.**

Los índices de confiabilidad por tramos del sistema eléctrico radial son:

$\lambda_{Ei}$  : *tasa de falla total del tramo  $i$ , (fallas/año)*, (3.9);

$r_T$  (horas): *tiempo de interrupción o de reparación del tramo  $i$ , en horas*; (3.10) y

$U_{Ei}$  : *indisponibilidad anual total del tramo  $i$ , horas/año*, (3.11).

Los índices de confiabilidad por tramos, para el sistema eléctrico de distribución radial, se presentan en la Tabla 5.7

### **Cálculo de los Índices de Confiabilidad Globales del Sistema Eléctrico de Distribución Radial.**

Los índices de Confiabilidad Globales del Sistema Eléctrico de Distribución Radial son:

**FMIK:** Frecuencia Equivalente por KVA instalado, (fallas/kVA/año) (3.15);

**TTIK:** Duración Equivalente por KVA instalado, (horas/KVA/año), (3.14);

y

**ENS:** Energía Anual No Suministrada (kWH/año), (3.16).

TRAMO	Longitud (m.)	b ( $\lambda_u$ ) (fallas/km/año)	Tasa de Falla $\lambda$ (1/año)	Tiempo Total de Interrupción					
				T <sub>c</sub> (horas)	T <sub>l</sub> (horas)	T <sub>p</sub> (horas)	T <sub>t</sub> (horas)	T <sub>r</sub> (horas)	T <sub>v</sub> (horas)
T01	65,24	0,210	0,0137	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T02	13,7	0,210	0,0029	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T03	78,16	0,210	0,0164	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T04	95,87	0,210	0,0201	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T05	78,07	0,210	0,0164	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T06	109,84	0,210	0,0231	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T07	75,87	0,210	0,0159	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T08	25,2	0,210	0,0053	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T09	53,11	0,210	0,0112	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T10	68,24	0,210	0,0143	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T11	25,08	0,210	0,0053	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T12	74,53	0,210	0,0157	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T13	71,39	0,210	0,0150	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T14	155,3	0,210	0,0326	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T15	166,18	0,210	0,0349	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T16	112,9	0,210	0,0237	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T17	167,64	0,210	0,0352	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T18	51,54	0,210	0,0108	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T19	46,66	0,210	0,0098	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T20	33,41	0,210	0,0070	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T21	153,85	0,210	0,0323	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T22	60,25	0,210	0,0127	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T23	87,26	0,210	0,0183	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T24	47,62	0,210	0,0100	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T25	88,82	0,210	0,0187	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T26	23,7	0,210	0,0050	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T27	28,36	0,210	0,0060	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T28	19,45	0,210	0,0041	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T29	31,62	0,210	0,0066	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T30	45,36	0,210	0,0095	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T31	79,91	0,210	0,0168	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T32	86,59	0,210	0,0182	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T33	45,91	0,210	0,0096	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T34	77,57	0,210	0,0163	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T35	144,7	0,210	0,0304	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T36	15,18	0,210	0,0032	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T37	83,67	0,210	0,0176	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T38	67,84	0,210	0,0142	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T39	104,03	0,210	0,0218	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T40	94,00	0,210	0,0197	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T41	107,52	0,210	0,0226	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T42	140,21	0,210	0,0294	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T43	66,26	0,210	0,0139	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T44	54,33	0,210	0,0114	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T45	58,28	0,210	0,0122	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T46	112,54	0,210	0,0236	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T47	79,82	0,210	0,0168	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T48	73,02	0,210	0,0153	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T49	143,92	0,210	0,0302	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T50	45,91	0,210	0,0096	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T51	95,26	0,210	0,0200	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T52	67,98	0,210	0,0143	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T53	44,08	0,210	0,0093	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50

**Tabla 5.1 Parámetros de confiabilidad del SEDR**

TRAMO	Potencia Instalada (KVA)	Energía Consumida (kWH/mes)	Clientes (unidades)
T01	75	11.518	11
T02	112,5	13.806	26
T03	150	14.337	176
T04	25	1.053	28
T05	75	12.469	21
T06	75	15.288	54
T07	37,5	2.078	42
T08	37,5	5.560	5
T09	45	3.206	1
T10	75	2.501	1
T11	25	1.473	77
T12	0	0	0
T13	75	14.707	7
T14	25	1.331	77
T15	75	17.923	21
T16	30	933	4
T17	45	5.375	138
T18	0	0	0
T19	112,5	13.329	9
T20	112,5	14.481	344
T21	112,5	3.776	29
T22	150	16.631	38
T23	25	1.389	77
T24	112,5	12.579	9
T25	15	1.132	46
T26	75	2.448	159
T27	30	6.022	4
T28	29	3.242	89
T29	30	4.050	92
T30	0	0	0
T31	75	17.259	13
T32	45	1.200	138
T33	112,5	25.653	5
T34	225	13.761	689
T35	45	11.493	12
T36	150	11.305	91
T37	75	14.357	17
T38	0	0	0
T39	30	905	4
T40	112,5	12.543	19
T41	100	20.868	7
T42	75	11.711	12
T43	150	20.176	13
T44	150	282	21
T45	75	20.721	80
T46	112,5	27.683	10
T47	150	31.994	14
T48	112,5	28.355	43
T49	150	37.176	6
T50	25	1.560	0
T51	75	21.902	15
T52	75	5.710	19
T53	75	4.480	1

**Tabla 5.2 Datos Técnicos Comerciales del SEDR.**











TRAMOS	PARAMETROS CONFIABILIDAD		
	$\lambda_{Ei}$ (fallas/año)	$r_T$ (horas)	$U_{ITOTAL}$ (horas/año)
T01	0,86	5,91	5,08
T02	0,86	5,91	5,08
T03	0,86	5,91	5,08
T04	0,86	5,91	5,08
T05	0,86	5,91	5,08
T06	0,86	5,91	5,08
T07	0,86	5,91	5,08
T08	0,86	5,91	5,08
T09	0,86	5,91	5,08
T10	0,86	5,91	5,08
T11	0,86	5,91	5,08
T12	0,86	5,91	5,08
T13	0,86	5,91	5,08
T14	0,86	5,91	5,08
T15	0,86	5,91	5,08
T16	0,86	5,91	5,08
T17	0,86	5,91	5,08
T18	0,86	5,91	5,08
T19	0,86	5,91	5,08
T20	0,86	5,91	5,08
T21	0,86	5,91	5,08
T22	0,86	5,91	5,08
T23	0,95	6,04	5,76
T24	0,95	6,04	5,76
T25	0,95	6,01	5,73
T26	0,95	5,99	5,71
T27	0,95	5,99	5,71
T28	0,95	5,99	5,71
T29	0,95	6,06	5,77
T30	0,95	6,06	5,77
T31	0,95	6,06	5,77
T32	1,04	6,17	6,45
T33	1,04	6,17	6,45
T34	0,95	6,11	5,82
T35	0,95	6,11	5,82
T36	0,95	6,15	5,86
T37	0,95	6,15	5,86
T38	0,95	6,15	5,86
T39	0,95	6,15	5,86
T40	1,04	6,22	6,50
T41	1,04	6,23	6,51
T42	0,95	6,05	5,76
T43	0,95	6,28	5,99
T44	0,95	6,28	5,99
T45	0,95	6,28	5,99
T46	0,95	6,28	5,99
T47	0,95	6,28	5,99
T48	0,95	6,28	5,99
T49	1,04	6,41	6,70
T50	1,04	6,41	6,70
T51	0,95	6,01	5,73
T52	0,95	6,03	5,74
T53	0,95	6,03	5,74

**Tabla 5.7 Parámetros de confiabilidad por Tramos, del SEDR**

INDICES DE CONFIABILIDAD		
Denominación	Unidades	Valor
FMIK	Fallas/KVA/año	0,93
TTIK	Horas/KVA/año	5,67
ENS	KWH/año	4.344

**Tabla 5.8 Resumen de Índices de Confiabilidad, del SEDR**

#### **5.4. Determinación de la ubicación óptima de reconectores en la Red de Distribución Radial**

En esta sección se realizará la ubicación óptima de seis (6) reconectores, del sistema de distribución radial, presentado en la **Figura 5.1**.

La ubicación óptima de reconectores, permitirá establecer la ubicación de los seis (6) reconectores disponibles en el sistema eléctrico de distribución radial analizado, en orden de prelación, basado en el impacto en la minimización de la energía no suministrada, ENS.

De acuerdo al algoritmo descrito en el numeral 4.4.1, la ubicación óptima de reconectores, en el sistema eléctrico de distribución radial

analizado, se lo realizad en las siguientes seis pasos que se describen a continuación:

### **Datos de Entrada**

Los datos del alimentador tales como longitud, capacidad instalada de los transformadores de distribución y consumo de energía de los clientes para cada tramo del alimentador se presentan en la **Tabla 5.1**; y los parámetros de confiabilidad de cada uno de los tramos del alimentador, se presentan en la **Tabla 5.2**.

### **Línea Base**

Para el sistema eléctrico de distribución radial inicial, se evalúa los índices de confiabilidad, los mismos que constituyen el punto inicial para evaluar la mejora, la Línea Base.

El índice de la Energía No Suministrada, E.N.S., es el criterio con el que se optimizará la ubicación de los reconectores en el sistema eléctrico de distribución radial.

La línea base que permite establecer la situación inicial de la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución analizado, que servirá como referencia para evaluar el impacto de la ubicación de los reconectores en cada uno de los sitios posibles en el sistema eléctrico, y corroborar el impacto y la magnitud de las mejoras.

Para el sistema analizado la línea base para la Energía No Suministrada es de 4.344 kWh/año, el mismo que es obtenido aplicando el algoritmo de evaluación de confiabilidad detallado en el numeral 4.3.1, y cuyos resultados se presentan en la **Tabla 5.8**.

#### **Ingreso de número de reconectores k, disponibles para ubicarlos.**

El número de reconectores k, disponibles para instalar en el sistema eléctrico de distribución analizado es seis (6).

#### **Ubicación óptima del reconnector i**

Para determinar la ubicación óptima del reconnector i, de acuerdo al algoritmo descrito en el numeral 4.4.1, se evalúa la Energía No Suministrada para cada una de las ubicaciones factibles de instalar el reconnector i.

Para el caso de  $i= 1$ , la ubicación óptima del primer reconectador a instalarse en el sistema de distribución radial analizado, se la obtiene evaluando los índices de confiabilidad

En la **Tabla 5.9**, se presentan los resultados de la evaluación del índice de Energía No Suministrada, para cada una de las ubicaciones factibles de instalar el reconectador.

La ubicación óptima del reconectador, corresponde a la posición en la cual minimiza la energía no suministrada, que de acuerdo a los resultados evaluados corresponde a la ubicación en el tramo T14, siendo la energía no suministrada de 3.620,8 kWh/año.



No.	UBICACION	FMIK	TTIK	ENS	$\Delta$ FMIK	$\Delta$ TTIK	$\Delta$ ENS
1	BASE	0,9316	5,6695	4.344,4			
2	T2	0,9159	5,5940	4.280,3	0,0157	0,0754	64,1
3	T3	0,8659	5,3514	4.131,7	0,0657	0,3181	212,7
4	T4	0,8376	5,2184	4.062,7	0,0940	0,4511	281,6
5	T5	0,8347	5,2060	4.066,6	0,0969	0,4635	277,8
6	T6	0,8231	5,1549	4.015,1	0,1085	0,5145	329,3
7	T7	0,8131	5,1156	3.959,5	0,1185	0,5538	384,9
8	T8	0,8092	5,1035	3.962,8	0,1224	0,5660	381,6
9	T9	0,7568	4,8352	3.731,1	0,1748	0,8343	613,3
10	T10	0,7532	4,8246	3.734,2	0,1784	0,8449	610,1
11	T11	0,7464	4,8016	3.745,5	0,1852	0,8679	598,9
12	T12	0,7231	4,6716	3.691,7	0,2085	0,9979	652,7
13	T13	0,7185	4,5901	3.624,5	0,2131	1,0794	719,8
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,2047	1,0514	723,5
15	T15	0,7425	4,7277	3.700,5	0,1891	0,9418	643,8
16	T16	0,7915	4,8405	3.687,9	0,1402	0,8290	656,5
17	T17	0,8228	5,0000	3.805,8	0,1088	0,6695	538,6
18	T18	0,8509	5,1912	3.960,6	0,0807	0,4782	383,8
19	T19	0,8774	5,3021	4.056,3	0,0542	0,3674	288,1
20	T20	0,8845	5,3504	4.095,4	0,0471	0,3191	248,9
21	T21	0,8896	5,3849	4.122,9	0,0420	0,2846	221,5
22	T22	0,9194	5,5870	4.281,6	0,0122	0,0825	62,8
23	T23	0,9043	5,5795	4.275,8	0,0273	0,0900	68,6
24	T24	0,9215	5,6362	4.319,7	0,0101	0,0333	24,7
25	T25	0,9127	5,6072	4.297,8	0,0189	0,0623	46,6
26	T26	0,9167	5,6206	4.307,5	0,0149	0,0489	36,9
27	T27	0,9214	5,6352	4.319,4	0,0102	0,0343	25,0
28	T28	0,9272	5,6546	4.333,8	0,0044	0,0149	10,6
29	T29	0,8745	5,4816	4.206,4	0,0571	0,1879	138,0
30	T30	0,8803	5,5000	4.219,9	0,0513	0,1695	124,5
31	T31	0,9148	5,6114	4.301,1	0,0168	0,0581	43,3
32	T32	0,9045	5,5804	4.278,3	0,0271	0,0891	66,1
33	T33	0,9219	5,6371	4.321,1	0,0097	0,0323	23,3
34	T34	0,8877	5,5252	4.233,4	0,0439	0,1443	111,0
35	T35	0,9012	5,5635	4.268,1	0,0304	0,1060	76,3
36	T36	0,8437	5,3804	4.124,8	0,0879	0,2891	219,6
37	T37	0,8429	5,3707	4.123,9	0,0887	0,2988	220,4
38	T38	0,8774	5,4815	4.200,7	0,0542	0,1880	143,7
39	T39	0,9096	5,5886	4.283,6	0,0220	0,0808	60,8
40	T40	0,9121	5,6052	4.296,1	0,0195	0,0642	48,3
41	T41	0,9092	5,5959	4.290,1	0,0224	0,0736	54,3
42	T42	0,9024	5,5733	4.272,4	0,0292	0,0962	72,0
43	T43	0,8290	5,3320	4.115,4	0,1026	0,3374	229,0
44	T44	0,8352	5,3420	4.120,5	0,0964	0,3275	223,9
45	T45	0,8389	5,3361	4.117,3	0,0927	0,3334	227,1
46	T46	0,8487	5,3698	4.134,3	0,0829	0,2997	210,1
47	T47	0,8692	5,4455	4.184,3	0,0624	0,2240	160,1
48	T48	0,8843	5,5028	4.225,4	0,0474	0,1667	119,0
49	T49	0,8931	5,5430	4.252,0	0,0385	0,1265	92,4
50	T50	0,9217	5,6356	4.318,4	0,0099	0,0339	26,0
51	T51	0,9116	5,6038	4.296,3	0,0200	0,0657	48,1
52	T52	0,9086	5,5938	4.286,6	0,0230	0,0756	57,7
53	T53	0,9222	5,6379	4.320,9	0,0094	0,0316	23,4

**Tabla 5.9 Ubicación óptima del primer reconector  $i=1$ , en el SEDR**

**Lista de Ubicación óptima de los k, reconectores.**

Una vez establecido la ubicación óptima del primer reconector, se lo incorpora al sistema y se aplica el procedimiento de la ubicación óptima del reconector para cada uno de los re conectadores disponibles, se obtiene una lista de ubicación óptima de los re conectadores disponibles.

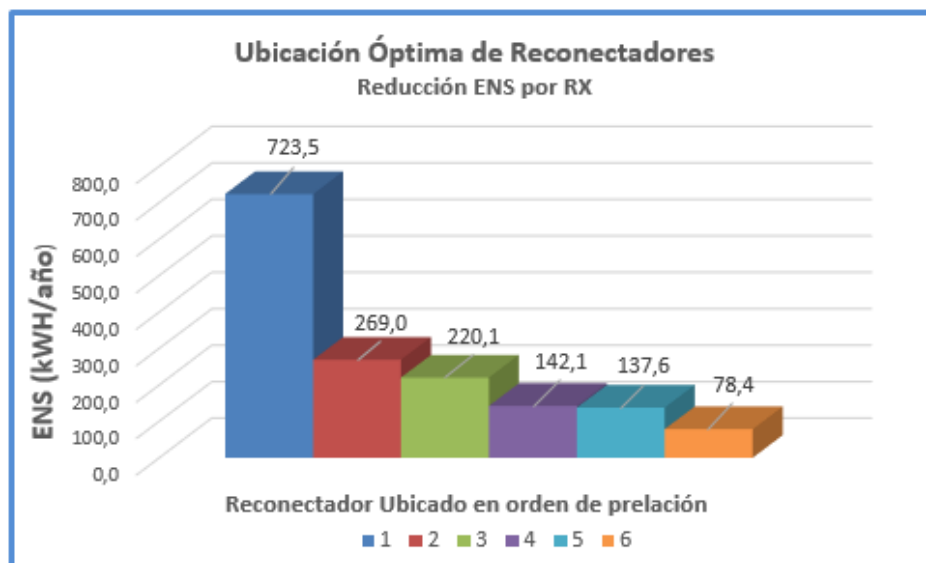
La **Tabla 5.10**, presenta la ubicación óptima de los seis (6) re conectadores disponibles, en orden de prelación por su impacto en la reducción de la energía no suministrada.

El impacto de la ubicación del reconector  $i=1$ , sobre el criterio de decisión que es la energía no suministrada es la reducción anual de 723,5 kWh/año con respecto a la línea base, para el segundo reconector  $i=2$ , es de una reducción anual de la energía no suministrada de 269,0 kWh/año, y así sucesivamente va decreciendo hasta el sexto reconector disponible  $i=6$ ,  $ENS(R06)=78,4$  kWh/año.

Reconectador	Ubicación	FMIK (fallas/año)	TTIK (horas/año)	ENS (kWh/año)	$\Delta$ ENS (kWh/año)
BASE	T01	0,9316	5,6695	4.344,4	
R01	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	723,5
R02	T16	0,6819	4,3517	3.351,9	269,0
R03	T37	0,5935	4,0541	3.131,8	220,1
R04	T09	0,5534	3,8608	2.989,8	142,1
R05	T29	0,4966	3,6741	2.852,1	137,6
R06	T34	0,4664	3,5748	2.773,8	78,4

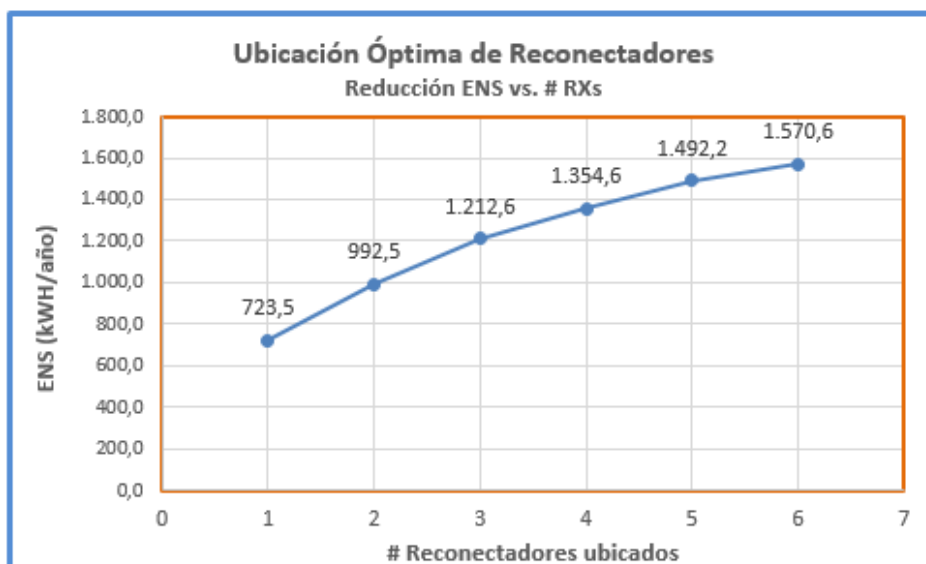
**Tabla 5.10 Ubicación óptima de los (6) reconectores, en el SEDR**

**La Reducción de la Energía No Suministrada obtenida mediante la Ubicación Óptima de Reconectores es decreciente.** El mayor impacto, se lo obtiene en la ubicación del primer reconector, luego se va reduciendo los valores obtenidos de la reducción de la Energía No Suministrada, hasta la evaluación de la ubicación del sexto reconector. Los resultados de la Reducción de la Energía No Suministrada por reconector ubicado en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial, se presentan en la **Figura 5.2**.



**Figura 5.2 Reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR**

La Reducción de la Energía No Suministrada para el # de reconectores ubicados en orden de prelación, se presenta en la **Figura 5.3**



**Figura 5.3 Reducción de ENS para el número de reconectores ubicados en el SEDR**

## **5.5. Resultados de Evaluación de Confiabilidad y Ubicación Óptima de Reconectores en un Sistema Eléctrico de Distribución Radial**

En el numeral anterior se estableció para cada uno de los seis (6) reconectores disponibles, la ubicación óptima dentro del sistema eléctrico de distribución radial.

Para establecer el número óptimo de reconectores a instalar, en aplicación de la metodología detallada en el numeral 4.4.1, Algoritmo para ubicación óptima de reconectores en un sistema de distribución radial, se realizará la evaluación económica de la rentabilidad obtenida mediante la instalación de los reconectores, en el orden de prelación evaluado y presentado en la **Tabla 5.10**.

### 5.5.1. Evaluación Económica

La evaluación económica permitirá establecer el número de reconectores recomendados a ser instalados, mediante la evaluación de los índices económicos que son utilizados como criterio de decisión para cuantificar la rentabilidad y bondad de la inversión. Los índices económicos a ser evaluados son:

- El Valor Presente Neto, VPN,
- La Tasa Interna de Retorno, TIR, y
- Período de Recuperación del Capital, Payback,

Para la evaluación económica que se elaborará a continuación, se elaborará un flujo de caja del proyecto, detallando los Beneficios y Costos durante el período de evaluación, incluyendo los costos de inversión de la adquisición e instalación de los reconectores.

Además se especificarán los siguientes parámetros de evaluación: la tasa de descuento, vida útil de los reconectores, el valor residual de la inversión, el Costo de la Energía No Suministrada.

### 5.5.2. Beneficios

Los Beneficios anuales que se consideran en la presente evaluación, son los obtenidos por la disminución de la energía no suministrada anual por la instalación de los reconectores en su ubicación óptima, valorados al Costo de la Energía No Suministrada.

El Costo de la Energía No Suministrada para la presente evaluación es de USD 6,00/kWH.

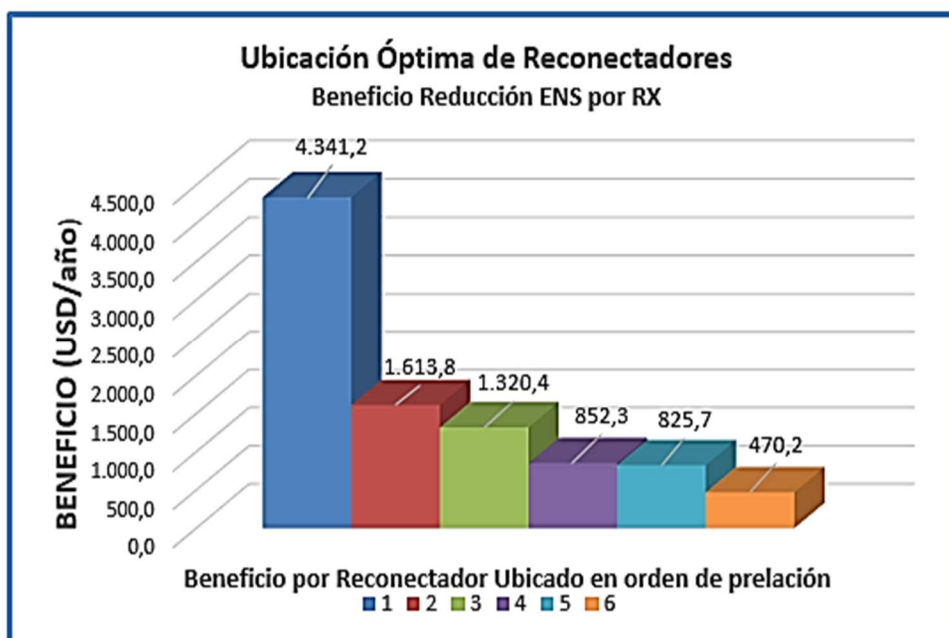
El Beneficio anual obtenido para el número de reconectores instalados en la ubicación óptima en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial, se presentan en la **Tabla 5.11**.

No. Reconector	Reducción ENS (kWH/año)		Costo ENS (USD/kWH)	Beneficio (USD/año)
	Por RX	Acumulada		
1	723,5	723,5	6,00	4.341,2
2	269,0	992,5	6,00	5.955,0
3	220,1	1.212,6	6,00	7.275,4
4	142,1	1.354,6	6,00	8.127,7
5	137,6	1.492,2	6,00	8.953,4
6	78,4	1.570,6	6,00	9.423,6

**Tabla 5.11 Beneficio Ubicación Óptima de Reconectores en el SEDR**

Los Beneficios obtenidos mediante la Ubicación Óptima de Reconectores son decrecientes, debido a que estos son calculados a partir de la Reducción de la Energía No Suministrada por el Costo de la Energía No Suministrada, para el caso de la presente evaluación se lo consideró en 6,00 USD/Kwh.

En la **Figura 5.4**, se presentan los Beneficios obtenidos por Reducción de la Energía No Suministrada por reconector ubicado en el orden de prelación establecido por la Ubicación Óptima de Reconectores en el Sistema Eléctrico de Distribución, los cuales son decrecientes.

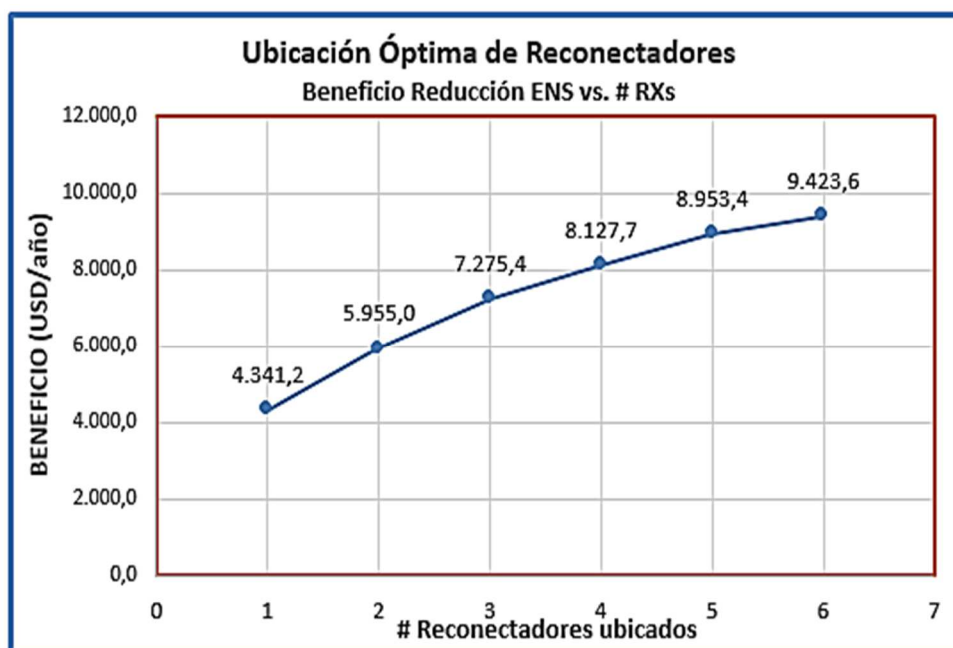


**Figura 5.4 Beneficio por reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR**



La Ley de los Rendimientos Decrecientes o no proporcionales, es aplicable a los Beneficios obtenidos de la Ubicación Óptima de Reconectores, debido a que a medida que se asignan más reconectores al Sistema Eléctrico de Distribución Radial, el incremento de los Beneficios va disminuyendo.

En la **Figura 5.5**, se presenta los Beneficios por Reducción de Energía No Suministrada para el # de reconectores ubicados en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial.



**Figura 5.5 Beneficio Reducción de ENS para el número de reconectores ubicados en el SEDR.**

### **5.5.3. Inversión**

El costo de inversión a considerarse en la presente evaluación, por el suministro, instalación y puesta en operación de un (1) reconector es de USD 19.429,59.

### **5.5.4. Parámetros para la Evaluación Económica**

Para la evaluación económica se especificarán los siguientes parámetros:

Tasa de descuento,

Vida útil de los re conectadores,

Valor residual de los re conectadores

La Tasa de descuento para la presente evaluación se estableció en el 10% anual.

La vida útil de los re conectadores a instalarse en el sistema eléctrico de distribución utilizada para la presente evaluación es de 20 años.

El valor residual de los reconectores una vez concluido su vida útil es del 5% de su costo de inversión inicial, establecida en el numeral 5.5.2.

#### **5.5.5. Flujo de Caja**

El Flujo de Caja del proyecto de Ubicación Óptima de Reconectores para el Sistema Eléctrico de Distribución Radial analizado, presenta los ingresos, costos a lo largo de la vida útil del proyecto, y el valor residual al final de su vida útil, esto es año 20 de la evaluación.

Los ingresos como se estableció corresponden a los Beneficios por la reducción de la energía no suministrada y los costos de inversión corresponden a la adquisición y puesta en operación de los reconectores en el sistema eléctrico de distribución radial.

En la **Tabla 5.12**, se presenta el Flujo de Caja para la Ubicación Óptima de uno (1) hasta seis (6) Reconectores en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial.

Año	FLUJO DE CAJA RX 01 (USD)			FLUJO DE CAJA PARA VARIOS RX's (USD)				
	Beneficio	Costo	Ingreso Neto	2	3	4	5	6
0		19.429,6	-19.429,6	-38.859,2	-58.288,8	-77.718,4	-97.148,0	-116.577,5
1	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
2	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
3	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
4	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
5	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
6	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
7	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
8	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
9	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
10	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
11	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
12	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
13	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
14	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
15	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
16	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
17	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
18	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
19	4.341,2		4.341,2	5.955,0	7.275,4	8.127,7	8.953,4	9.423,6
20	5.312,7		5.312,7	7.898,0	10.189,9	12.013,7	13.810,8	15.252,5

**Tabla 5.12 Flujo de Caja Ubicación Óptima de Reconectores en el SEDR.**

### 5.5.6. Índices de la Evaluación Económica

Los índices de la evaluación económica, se calculan a partir del flujo de caja previsto durante la vida útil del proyecto Ubicación Óptima de Reconectores en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial. Los índices económicos obtenidos son:

El Valor Presente Neto, VPN,

La Tasa Interna de Retorno, TIR, y

Período de Recuperación del Capital, Pay back,

La propuesta de mejoramiento de la calidad de servicio técnico del sistema de distribución radial, mediante la ubicación óptima de reconectores, en el caso analizado de ubicar desde un (1) reconector hasta seis (6) reconectores, es evaluado para verificar su viabilidad y rentabilidad económica, a partir de la cual se establecerá el número de reconectores recomendados para ser instalado.

En la Tabla No. 5.13, se presentan los resultados del cálculo de los Índices de la Evaluación Económica, para la Ubicación Óptima de los Reconectores.

No. Reconectores	VAN (USD)	TIR (%)	PAY BACK (años)	OBSERVACIONES
1	17.674,3	21,9%	6,23	Rentable
2	12.128,2	14,3%	11,10	Rentable
3	4.084,1	11,0%	16,95	Rentable
4	-7.944,7	8,5%	24,79	No Rentable
5	-20.200,2	6,9%	31,30	No Rentable
6	-35.482,7	5,3%	38,98	No Rentable

**Tabla 5.13 Índices Evaluación Económica, Ubicación Óptima de Reconectores.**

### 5.5.7. Número de reconectores n, seleccionados para instalarse

A partir de los índices económicos calculados y presentados en la **Tabla 5.13**, se establece la rentabilidad de la ubicación de los reconectores en el Sistema Eléctrico de Distribución Radial.

El criterio utilizado en la evaluación económica es que un proyecto es rentable, cuando los índices económicos calculados cumplen las siguientes condiciones:

El VAN obtenido es mayor que cero;

La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, establecida en 10% anual para la presente evaluación; y

El período de recuperación del capital es menor que la vida útil de la inversión, siendo 20 años la vida útil considerada en la presente evaluación.

Para la instalación de los tres reconectores, se cumple con el criterio de rentabilidad:

El VAN obtenido para la instalación de 1, 2 y 3 reconectores es de USD 17.674,3, 12.128,2 y 4.084,1 en su orden, positivo, mayor que cero.

La Tasa Interna de Retorno obtenida para la instalación de 1, 2 y 3 reconectores es de 21,9%, 14,3% y 11,0%, en su orden, mayor que la tasa de descuento del 10%, establecida para la evaluación

El Período de Recuperación del Capital, Pay Back, para la instalación de 1, 2 y 3 reconectores es de 6,23, 11,10 y 16,95 años, en su orden, siendo inferior estos valores a la vida útil considerada en la evaluación de 20 años.

De la evaluación económica realizada y los índices obtenidos, se concluye que el número de reconectores recomendados para la instalación en el sistema eléctrico de distribución radial es  $n=3$ , en el orden de prelación establecido en la Ubicación Óptima de Reconectores, en virtud de que los índices económicos son rentables hasta ese número de reconectores para ser instalados en el sistema.

## **5.6. Análisis de Sensibilidad ante variación de los parámetros de la evaluación económica.**

El Análisis de sensibilidad es el procedimiento por medio del cual se puede determinar cuánto afecta, es decir, que tan sensible es la rentabilidad de un proyecto ante cambios en determinadas parámetros de evaluación, considerando que los demás no cambian.

La utilidad esencial del Análisis de Sensibilidad es conocer que parámetro de evaluación afecta en mayor medida el resultado y rentabilidad de la misma.

En el proceso de ejecución del Análisis de Sensibilidad, se calcularán nuevos flujos de caja e índices económicos del proyecto, debido a variaciones en los parámetros de evaluación.

Para el proyecto Ubicación Óptima de Reconnectores analizado, el análisis de sensibilidad se realizará considerando tres escenarios: Optimista, Medio y Pesimista, configurados en base a la variación de dos parámetros en la evaluación económica:

- Costo de la Energía No Suministrada, CENS, y
- Tasa de Descuento



En la **Tabla 5.14**, se presenta el resultado del Análisis de Sensibilidad de la Ubicación Óptima de Reconectores, ante la variación del Costo de la Energía No Suministrada y la Tasa de Descuento.

ESCENARIO	CENS	Td	VAN (USD)	TIR (%)	PAY BACK (años)	No. Reconectores
	(USD/KWH)	(%)				
OPTIMISTA	8,00	8%	8.036,1	8,9%	17,63	6
		10%	5.208,3	10,8%	17,65	5
		12%	3.630,8	12,7%	17,40	4
MEDIO	6,00	8%	2.914,7	8,5%	18,82	4
		10%	4.084,1	11,0%	16,95	3
		12%	5.823,0	14,3%	13,50	2
PESIMISTA	4,00	8%	535,9	8,2%	19,58	2
		10%	5.354,5	13,8%	11,69	1
		12%	2.288,9	13,8%	14,47	1

**Tabla 5.14 Análisis de sensibilidad, Ubicación Óptima de Reconectores**

Para el escenario optimista el número de reconectores recomendados instalar alcanza hasta 6, para el escenario medio hasta 4 y en el pesimista hasta 2.

En la **Figura 5.6**, se presenta el resultado del Análisis de Sensibilidad, habiéndose trazado las tres curvas que representan cada uno de los escenarios analizados.

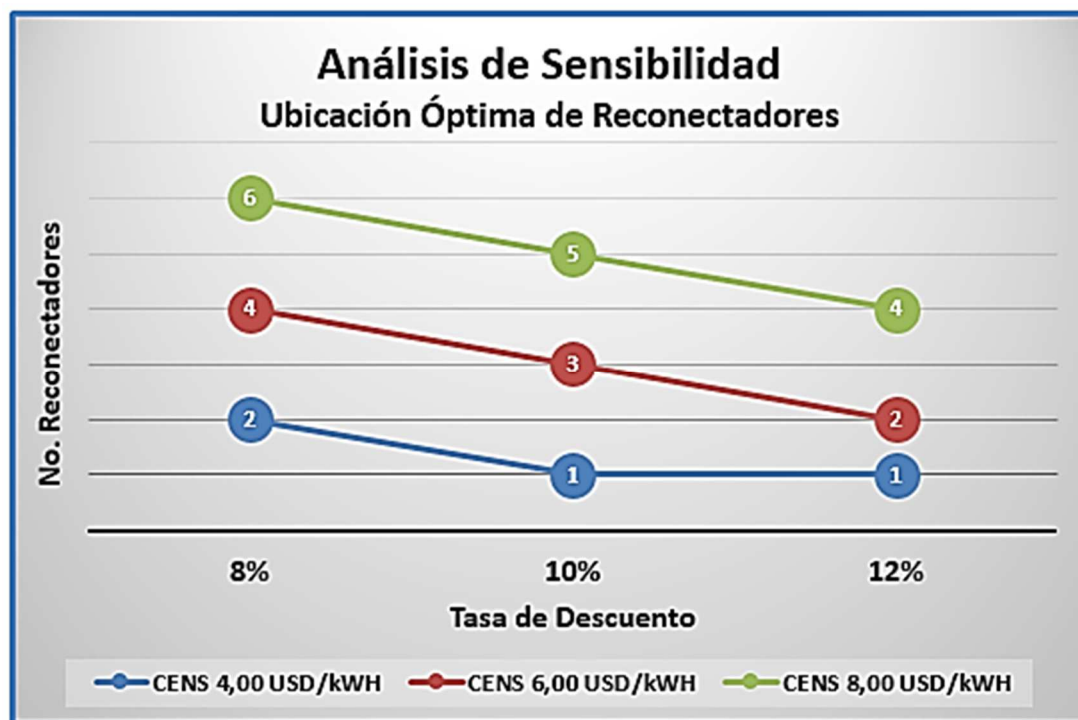


Figura 5.6 Análisis de Sensibilidad, Ubicación Óptima de Reconectores

# CAPÍTULO 6

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo de titulación se describe y desarrolla la metodología y algoritmo de solución para el problema de Ubicación Óptima de Reconectores en Sistemas Eléctricos de Distribución Radial, cuya función objetivo es minimizar la Energía No Suministrada.

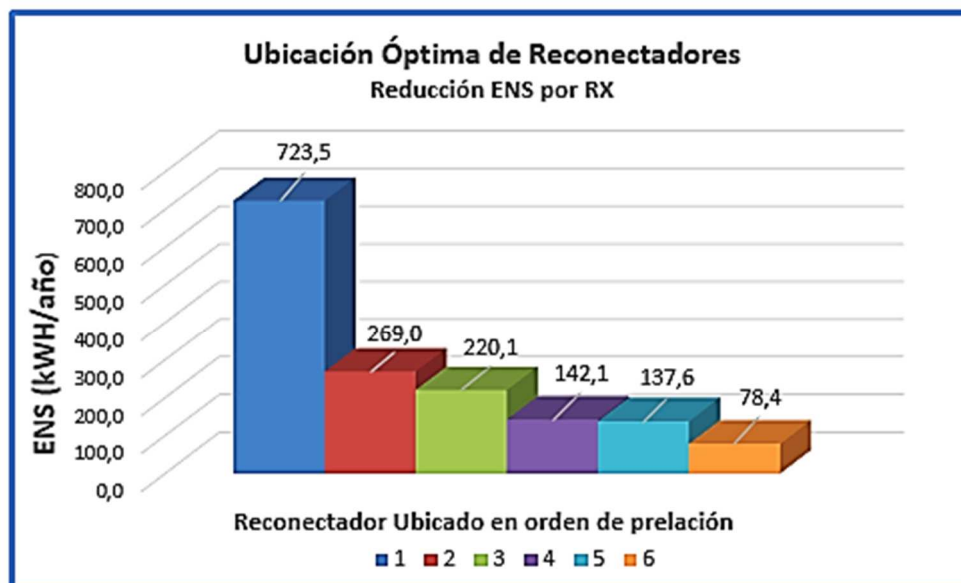
El método utilizado en el cálculo de los índices de confiabilidad es el Método de Modo de Falla y Efectos, debido a que es una técnica adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección.

La evaluación de la confiabilidad se fundamenta en la clasificación y determinación de estados de los diferentes componentes de la red, al

considerar fallas en los demás elementos, mediante la construcción de una matriz de estado cuyo desarrollo y algoritmo de construcción son detallados en este trabajo.

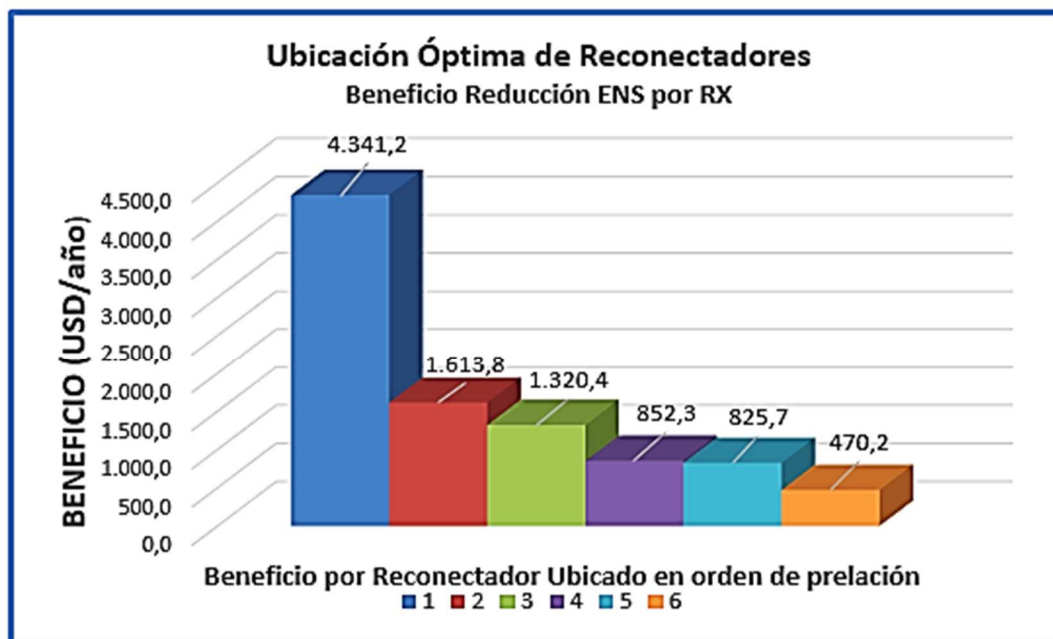
2. *La Reducción de la Energía No Suministrada obtenida mediante la Ubicación Óptima de Reconectores es decreciente.* El mayor impacto, se lo obtiene en la ubicación del primer reconector, luego se va reduciendo los valores obtenidos de la reducción de la Energía No Suministrada, hasta la evaluación de la ubicación del sexto reconector en el Sistema Eléctrico de Distribución analizado.

En la **Figura 5.2**, que se reproduce a continuación, se verifica la tendencia decreciente de la Reducción de la Energía No Suministrada para cada uno de los reconectores ubicados en el orden de prelación.



**Figura No. 5.2 Reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR.**

- Los Beneficios obtenidos mediante la Ubicación Óptima de Reconectores son decrecientes, debido a que estos son calculados a partir de la Reducción de la Energía No Suministrada por el Costo de la Energía No Suministrada, para el caso de la presente evaluación se lo consideró en 6,00 USD/kWH, como se presenta en la **Figura 5.4**, que se reproduce a continuación.



**Figura No. 5.4 Beneficio por Reducción de ENS por reconector ubicado en el SEDR.**

4. La rentabilidad obtenida para la Ubicación Óptima de Reconectores es decreciente, al ir reduciéndose los beneficios obtenidos con la ubicación de los siguientes reconectores, hasta alcanzar el punto en que los beneficios a valor presente igualan a los costos de inversión, en ese punto de equilibrio, se determina el número de reconectores recomendados para ser instalados, que para el caso del sistema eléctrico de distribución radial analizado es  $n=3$ , tal como se resumen en los resultados obtenidos y presentados en la **Tabla 5.13** que se reproduce a continuación.

No. Reconectores	VAN (USD)	TIR (%)	PAY BACK (años)	OBSERVACIONES
1	17.674,3	21,9%	6,23	Rentable
2	12.128,2	14,3%	11,10	Rentable
3	4.084,1	11,0%	16,95	Rentable
4	-7.944,7	8,5%	24,79	No Rentable
5	-20.200,2	6,9%	31,30	No Rentable
6	-35.482,7	5,3%	38,98	No Rentable

**Tabla No. 5.13 Índices Evaluación Económica, Ubicación Óptima de Reconectores.**

5. El Análisis de Sensibilidad permite determinar cuánto afecta, es decir, que tan sensible es la rentabilidad de un proyecto ante cambios en determinadas parámetros de evaluación, considerando que los demás no cambian.

El Análisis de Sensibilidad de la Ubicación Óptima de Reconectores, se lo realizó considerando la variación del Costo de la Energía No Suministrada y la Tasa de Descuento, para lo cual se configuraron tres (3) escenarios.

El Costo de la Energía No Suministrada, es el parámetro de evaluación que afecta en mayor medida el resultado de la evaluación y rentabilidad de la Ubicación Óptima de Reconectores, tal como se puede verificar

en los resultados que se presentan en la **Tabla 5.14** y **Figura 5.6**, que se reproducen a continuación:

ESCENARIO	CENS	Td	VAN (USD)	TIR (%)	PAY BACK (años)	No. Reconnectores
	(USD/KWH)	(%)				
OPTIMISTA	8,00	8%	8.036,1	8,9%	17,63	6
		10%	5.208,3	10,8%	17,65	5
		12%	3.630,8	12,7%	17,40	4
MEDIO	6,00	8%	2.914,7	8,5%	18,82	4
		10%	4.084,1	11,0%	16,95	3
		12%	5.823,0	14,3%	13,50	2
PESIMISTA	4,00	8%	535,9	8,2%	19,58	2
		10%	5.354,5	13,8%	11,69	1
		12%	2.288,9	13,8%	14,47	1

Tabla No. 5.14 Análisis de Sensibilidad, Ubicación Óptima de Reconnectores.

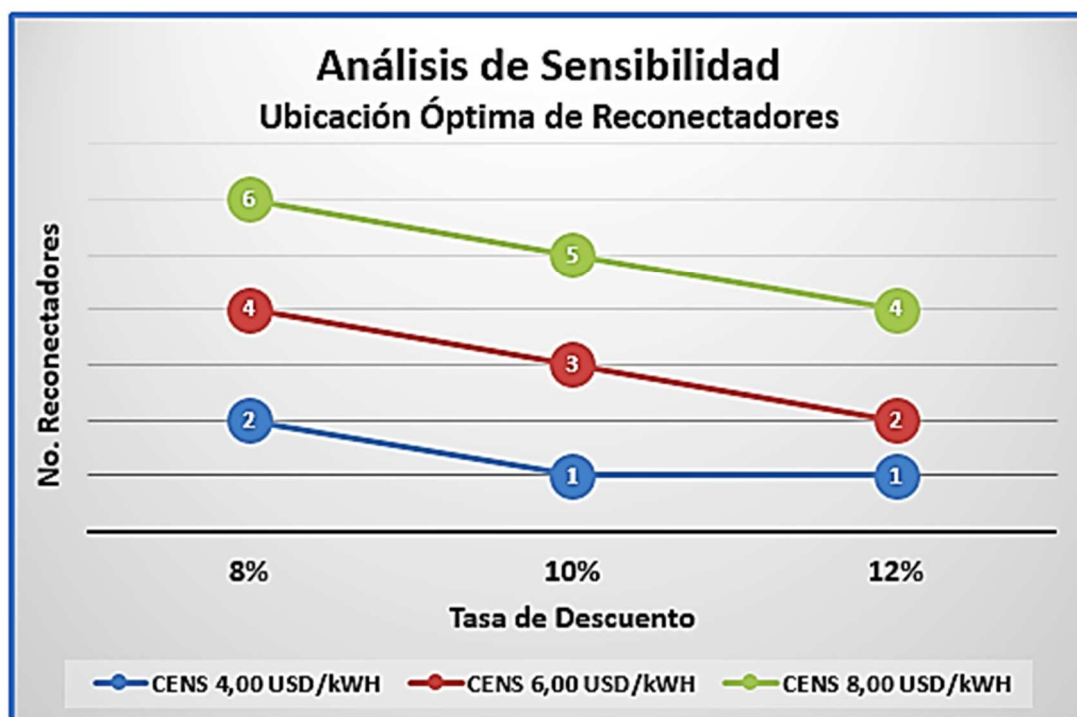


Figura No. 5.6 Análisis de Sensibilidad, Ubicación Óptima de Reconnectores.



## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda dar mayor prioridad al procedimiento de registro de fallos en el sistema de tal manera que exista una base histórica completa y clasificada de los eventos de falla y recuperación en los componentes del sistema con la finalidad de establecer parámetros de confiabilidad tales como tasa de falla y tiempo de interrupción, los mismos que permitirán obtener una mayor precisión en la aplicación de los modelos predictivos de confiabilidad.
2. Los proyectos de mejoramiento de la calidad de servicio técnico que se planteen para incluirse en los planes de inversiones deben de incluirse dentro de los estudios de sustento técnico el estudio de confiabilidad predictiva que permita establecer el mejoramiento de los índices de confiabilidad.

# ANEXO

## ANEXO A

UBICACIÓN ÓPTIMA DE SEIS (6) RECONECTADORES EN EL SISTEMA  
ELECTRICO DE DISTRIBUCION RADIAL

No.	TRAMO	FMIK (fallas/KVA/año)	TTIK (Horas/KVA/año)	ENS (kWH/año)	Δ FMIK (fallas/KVA/año)	Δ TTIK (Horas/KVA/año)	Δ ENS (kWH/año)	
1	BASE	0,9316	5,6695	4.344,4				
2	T2	0,9159	5,5940	4.280,3	0,0157	0,0754	64,1	
3	T3	0,8659	5,3514	4.131,7	0,0657	0,3181	212,7	
4	T4	0,8376	5,2184	4.062,7	0,0940	0,4511	281,6	
5	T5	0,8347	5,2060	4.066,6	0,0969	0,4635	277,8	
6	T6	0,8231	5,1549	4.015,1	0,1085	0,5145	329,3	
7	T7	0,8131	5,1156	3.959,5	0,1185	0,5538	384,9	
8	T8	0,8092	5,1035	3.962,8	0,1224	0,5660	381,6	
9	T9	0,7568	4,8352	3.731,1	0,1748	0,8343	613,3	
10	T10	0,7532	4,8246	3.734,2	0,1784	0,8449	610,1	
11	T11	0,7464	4,8016	3.745,5	0,1852	0,8679	598,9	
12	T12	0,7231	4,6716	3.691,7	0,2085	0,9979	652,7	
13	T13	0,7185	4,5901	3.624,5	0,2131	1,0794	719,8	
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,2047	1,0514	723,5	R01
15	T15	0,7425	4,7277	3.700,5	0,1891	0,9418	643,8	
16	T16	0,7915	4,8405	3.687,9	0,1402	0,8290	656,5	
17	T17	0,8228	5,0000	3.805,8	0,1088	0,6695	538,6	
18	T18	0,8509	5,1912	3.960,6	0,0807	0,4782	383,8	
19	T19	0,8774	5,3021	4.056,3	0,0542	0,3674	288,1	
20	T20	0,8845	5,3504	4.095,4	0,0471	0,3191	248,9	
21	T21	0,8896	5,3849	4.122,9	0,0420	0,2846	221,5	
22	T22	0,9194	5,5870	4.281,6	0,0122	0,0825	62,8	
23	T23	0,9043	5,5795	4.275,8	0,0273	0,0900	68,6	
24	T24	0,9215	5,6362	4.319,7	0,0101	0,0333	24,7	
25	T25	0,9127	5,6072	4.297,8	0,0189	0,0623	46,6	
26	T26	0,9167	5,6206	4.307,5	0,0149	0,0489	36,9	
27	T27	0,9214	5,6352	4.319,4	0,0102	0,0343	25,0	
28	T28	0,9272	5,6546	4.333,8	0,0044	0,0149	10,6	
29	T29	0,8745	5,4816	4.206,4	0,0571	0,1879	138,0	
30	T30	0,8803	5,5000	4.219,9	0,0513	0,1695	124,5	
31	T31	0,9148	5,6114	4.301,1	0,0168	0,0581	43,3	
32	T32	0,9045	5,5804	4.278,3	0,0271	0,0891	66,1	
33	T33	0,9219	5,6371	4.321,1	0,0097	0,0323	23,3	
34	T34	0,8877	5,5252	4.233,4	0,0439	0,1443	111,0	
35	T35	0,9012	5,5635	4.268,1	0,0304	0,1060	76,3	
36	T36	0,8437	5,3804	4.124,8	0,0879	0,2891	219,6	
37	T37	0,8429	5,3707	4.123,9	0,0887	0,2988	220,4	
38	T38	0,8774	5,4815	4.200,7	0,0542	0,1880	143,7	
39	T39	0,9096	5,5886	4.283,6	0,0220	0,0808	60,8	
40	T40	0,9121	5,6052	4.296,1	0,0195	0,0642	48,3	
41	T41	0,9092	5,5959	4.290,1	0,0224	0,0736	54,3	
42	T42	0,9024	5,5733	4.272,4	0,0292	0,0962	72,0	
43	T43	0,8290	5,3320	4.115,4	0,1026	0,3374	229,0	
44	T44	0,8352	5,3420	4.120,5	0,0964	0,3275	223,9	
45	T45	0,8389	5,3361	4.117,3	0,0927	0,3334	227,1	
46	T46	0,8487	5,3698	4.134,3	0,0829	0,2997	210,1	
47	T47	0,8692	5,4455	4.184,3	0,0624	0,2240	160,1	
48	T48	0,8843	5,5028	4.225,4	0,0474	0,1667	119,0	
49	T49	0,8931	5,5430	4.252,0	0,0385	0,1265	92,4	
50	T50	0,9217	5,6356	4.318,4	0,0099	0,0339	26,0	
51	T51	0,9116	5,6038	4.296,3	0,0200	0,0657	48,1	
52	T52	0,9086	5,5938	4.286,6	0,0230	0,0756	57,7	
53	T53	0,9222	5,6379	4.320,9	0,0094	0,0316	23,4	

**Anexo A Ubicación óptima del primer reconector i=1, en el SEDR**

No.	TRAMO	FMIK (fallas/KVA/año)	TTIK (Horas/KVA/año)	ENS (kWH/año)	Δ FMIK (fallas/KVA/año)	Δ TTIK (Horas/KVA/año)	Δ ENS (kWH/año)	
1	BASE	0,7269	4,6180	3.620,8				
2	T2	0,7183	4,5790	3.587,6	0,0087	0,0391	33,2	
3	T3	0,6920	4,4579	3.513,8	0,0350	0,1602	107,1	
4	T4	0,6778	4,3972	3.483,0	0,0491	0,2208	137,9	
5	T5	0,6787	4,4042	3.492,7	0,0483	0,2139	128,2	
6	T6	0,6741	4,3895	3.474,6	0,0529	0,2285	146,3	
7	T7	0,6712	4,3866	3.460,0	0,0557	0,2315	160,9	
8	T8	0,6709	4,3926	3.468,8	0,0561	0,2255	152,0	
9	T9	0,6567	4,3257	3.407,6	0,0703	0,2923	213,2	
10	T10	0,6573	4,3370	3.419,4	0,0696	0,2811	201,4	
11	T11	0,6603	4,3592	3.442,3	0,0667	0,2588	178,6	
12	T12	0,6649	4,3722	3.460,1	0,0621	0,2458	160,8	
13	T13	0,7041	4,5155	3.552,1	0,0228	0,1026	68,8	
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,0000	0,0000	0,0	R01
15	T15	0,7248	4,6073	3.617,7	0,0022	0,0107	3,2	
16	T16	0,6819	4,3517	3.351,9	0,0451	0,2663	269,0	R02
17	T17	0,6896	4,3887	3.385,1	0,0373	0,2293	235,7	
18	T18	0,6986	4,4500	3.450,5	0,0284	0,1680	170,4	
19	T19	0,7064	4,4787	3.489,7	0,0206	0,1393	131,2	
20	T20	0,7082	4,4909	3.504,0	0,0188	0,1272	116,9	
21	T21	0,7094	4,4994	3.513,6	0,0175	0,1186	107,2	
22	T22	0,7216	4,5822	3.590,2	0,0053	0,0358	30,6	
23	T23	0,6996	4,5281	3.552,3	0,0273	0,0900	68,6	
24	T24	0,7172	4,5859	3.596,5	0,0097	0,0322	24,3	
25	T25	0,7083	4,5569	3.574,6	0,0186	0,0611	46,2	
26	T26	0,7124	4,5703	3.584,3	0,0145	0,0477	36,5	
27	T27	0,7170	4,5848	3.596,2	0,0099	0,0332	24,6	
28	T28	0,7229	4,6043	3.610,6	0,0041	0,0137	10,3	
29	T29	0,6702	4,4313	3.483,2	0,0568	0,1868	137,6	
30	T30	0,6760	4,4497	3.496,7	0,0510	0,1684	124,1	
31	T31	0,7105	4,5611	3.578,0	0,0165	0,0569	42,9	
32	T32	0,7002	4,5301	3.555,1	0,0267	0,0879	65,7	
33	T33	0,7176	4,5868	3.598,0	0,0094	0,0312	22,9	
34	T34	0,6834	4,4749	3.510,3	0,0435	0,1432	110,6	
35	T35	0,6969	4,5132	3.544,9	0,0300	0,1048	75,9	
36	T36	0,6394	4,3301	3.401,6	0,0875	0,2880	219,2	
37	T37	0,6386	4,3204	3.400,8	0,0883	0,2977	220,1	
38	T38	0,6731	4,4307	3.477,4	0,0538	0,1874	143,4	
39	T39	0,7052	4,5383	3.560,4	0,0217	0,0797	60,4	
40	T40	0,7077	4,5549	3.572,9	0,0192	0,0631	47,9	
41	T41	0,7049	4,5456	3.566,9	0,0220	0,0724	53,9	
42	T42	0,6980	4,5230	3.549,3	0,0289	0,0950	71,6	
43	T43	0,6972	4,5204	3.556,4	0,0297	0,0977	64,4	
44	T44	0,6959	4,5054	3.544,4	0,0311	0,1127	76,4	
45	T45	0,7037	4,5133	3.550,1	0,0233	0,1048	70,7	
46	T46	0,7068	4,5250	3.552,0	0,0201	0,0930	68,9	
47	T47	0,7144	4,5583	3.572,8	0,0125	0,0597	48,0	
48	T48	0,7204	4,5856	3.593,3	0,0065	0,0325	27,6	
49	T49	0,7105	4,5641	3.578,0	0,0164	0,0539	42,8	
50	T50	0,7226	4,6025	3.607,1	0,0043	0,0155	13,7	
51	T51	0,7182	4,5893	3.597,8	0,0087	0,0287	23,0	
52	T52	0,7171	4,5857	3.592,5	0,0098	0,0323	28,3	
53	T53	0,7229	4,6041	3.609,2	0,0040	0,0139	11,6	

**Anexo A Ubicación óptima del segundo reconector i=2, en el SEDR.**

No.	TRAMO	FMIK (fallas/KVA/año)	TTIK (Horas/KVA/año)	ENS (kWH/año)	Δ FMIK (fallas/KVA/año)	Δ TTIK (Horas/KVA/año)	Δ ENS (kWH/año)	
1	BASE	0,6819	4,3517	3.351,9				
2	T2	0,6732	4,3126	3.318,7	0,0087	0,0391	33,2	
3	T3	0,6469	4,1915	3.244,8	0,0350	0,1602	107,1	
4	T4	0,6327	4,1309	3.214,0	0,0491	0,2208	137,9	
5	T5	0,6336	4,1379	3.223,7	0,0483	0,2139	128,2	
6	T6	0,6290	4,1232	3.205,6	0,0529	0,2285	146,3	
7	T7	0,6261	4,1202	3.191,0	0,0557	0,2315	160,9	
8	T8	0,6258	4,1262	3.199,9	0,0561	0,2255	152,0	
9	T9	0,6143	4,0684	3.143,6	0,0676	0,2834	208,3	
10	T10	0,6149	4,0796	3.155,3	0,0669	0,2722	196,5	
11	T11	0,6152	4,0929	3.173,3	0,0667	0,2588	178,6	
12	T12	0,6198	4,1059	3.191,1	0,0621	0,2458	160,8	
13	T13	0,6593	4,2511	3.284,8	0,0225	0,1006	67,1	
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,0000	0,0000	0,0	R01
15	T15	0,6808	4,3475	3.350,6	0,0011	0,0042	1,2	
16	T16	0,6819	4,3517	3.351,9	0,0000	0,0000	0,0	R02
17	T17	0,6784	4,3304	3.326,3	0,0035	0,0213	25,6	
18	T18	0,6782	4,3303	3.329,6	0,0036	0,0215	22,3	
19	T19	0,6772	4,3202	3.329,6	0,0047	0,0315	22,3	
20	T20	0,6765	4,3152	3.326,6	0,0054	0,0365	25,3	
21	T21	0,6759	4,3116	3.323,9	0,0059	0,0402	28,0	
22	T22	0,6798	4,3380	3.343,5	0,0020	0,0137	8,3	
23	T23	0,6545	4,2618	3.283,3	0,0273	0,0900	68,6	
24	T24	0,6721	4,3195	3.327,5	0,0097	0,0322	24,3	
25	T25	0,6633	4,2906	3.305,6	0,0186	0,0611	46,2	
26	T26	0,6673	4,3040	3.315,4	0,0145	0,0477	36,5	
27	T27	0,6720	4,3185	3.327,2	0,0099	0,0332	24,6	
28	T28	0,6778	4,3380	3.341,6	0,0041	0,0137	10,3	
29	T29	0,6251	4,1650	3.214,3	0,0568	0,1868	137,6	
30	T30	0,6309	4,1833	3.227,8	0,0510	0,1684	124,1	
31	T31	0,6654	4,2948	3.309,0	0,0165	0,0569	42,9	
32	T32	0,6551	4,2638	3.286,2	0,0267	0,0879	65,7	
33	T33	0,6725	4,3205	3.329,0	0,0094	0,0312	22,9	
34	T34	0,6383	4,2086	3.241,3	0,0435	0,1432	110,6	
35	T35	0,6518	4,2469	3.276,0	0,0300	0,1048	75,9	
36	T36	0,5943	4,0638	3.132,7	0,0875	0,2880	219,2	
37	T37	0,5935	4,0541	3.131,8	0,0883	0,2977	220,1	R03
38	T38	0,6280	4,1643	3.208,5	0,0538	0,1874	143,4	
39	T39	0,6602	4,2720	3.291,4	0,0217	0,0797	60,4	
40	T40	0,6627	4,2886	3.304,0	0,0192	0,0631	47,9	
41	T41	0,6598	4,2793	3.297,9	0,0220	0,0724	53,9	
42	T42	0,6530	4,2567	3.280,3	0,0289	0,0950	71,6	
43	T43	0,6522	4,2541	3.287,5	0,0297	0,0977	64,4	
44	T44	0,6508	4,2391	3.275,4	0,0311	0,1127	76,4	
45	T45	0,6586	4,2469	3.281,1	0,0233	0,1048	70,7	
46	T46	0,6617	4,2587	3.283,0	0,0201	0,0930	68,9	
47	T47	0,6694	4,2920	3.303,8	0,0125	0,0597	48,0	
48	T48	0,6753	4,3193	3.324,3	0,0065	0,0325	27,6	
49	T49	0,6655	4,2978	3.309,1	0,0164	0,0539	42,8	
50	T50	0,6775	4,3362	3.338,2	0,0043	0,0155	13,7	
51	T51	0,6783	4,3400	3.346,0	0,0036	0,0118	5,9	
52	T52	0,6781	4,3393	3.343,7	0,0038	0,0124	8,2	
53	T53	0,6802	4,3457	3.348,2	0,0017	0,0061	3,7	

**Anexo A Ubicación óptima del tercer reconector i=3, en el SEDR.**

No.	TRAMO	FMIK (fallas/KVA/año)	TTIK (Horas/KVA/año)	ENS (kWH/año)	Δ FMIK (fallas/KVA/año)	Δ TTIK (Horas/KVA/año)	Δ ENS (kWH/año)	
1	BASE	0,5935	4,0541	3.131,8				
2	T2	0,5867	4,0209	3.103,7	0,0068	0,0331	28,1	
3	T3	0,5664	3,9197	3.042,0	0,0271	0,1344	89,9	
4	T4	0,5558	3,8709	3.017,5	0,0377	0,1832	114,4	
5	T5	0,5577	3,8811	3.028,1	0,0359	0,1730	103,7	
6	T6	0,5549	3,8723	3.015,5	0,0386	0,1817	116,3	
7	T7	0,5538	3,8753	3.007,6	0,0397	0,1787	124,2	
8	T8	0,5544	3,8843	3.017,4	0,0391	0,1698	114,5	
9	T9	0,5534	3,8608	2.989,8	0,0402	0,1932	142,1	R04
10	T10	0,5551	3,8756	3.002,9	0,0384	0,1785	128,9	
11	T11	0,5572	3,8949	3.022,0	0,0364	0,1591	109,8	
12	T12	0,5689	3,9313	3.051,5	0,0247	0,1228	80,3	
13	T13	0,5710	3,9534	3.064,7	0,0225	0,1006	67,1	
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,0000	0,0000	0,0	R01
15	T15	0,5925	4,0498	3.130,6	0,0011	0,0042	1,2	
16	T16	0,6819	4,3517	3.351,9	0,0000	0,0000	0,0	R02
17	T17	0,5901	4,0328	3.106,2	0,0035	0,0213	25,6	
18	T18	0,5899	4,0326	3.109,5	0,0036	0,0215	22,3	
19	T19	0,5889	4,0225	3.109,5	0,0047	0,0315	22,3	
20	T20	0,5881	4,0176	3.106,5	0,0054	0,0365	25,3	
21	T21	0,5876	4,0139	3.103,8	0,0059	0,0402	28,0	
22	T22	0,5915	4,0404	3.123,5	0,0020	0,0137	8,3	
23	T23	0,5662	3,9641	3.063,3	0,0273	0,0900	68,6	
24	T24	0,5838	4,0219	3.107,5	0,0097	0,0322	24,3	
25	T25	0,5749	3,9929	3.085,6	0,0186	0,0611	46,2	
26	T26	0,5790	4,0063	3.095,3	0,0145	0,0477	36,5	
27	T27	0,5836	4,0209	3.107,2	0,0099	0,0332	24,6	
28	T28	0,5895	4,0404	3.121,6	0,0041	0,0137	10,3	
29	T29	0,5368	3,8673	2.994,2	0,0568	0,1868	137,6	
30	T30	0,5426	3,8857	3.007,7	0,0510	0,1684	124,1	
31	T31	0,5771	3,9972	3.088,9	0,0165	0,0569	42,9	
32	T32	0,5668	3,9662	3.066,1	0,0267	0,0879	65,7	
33	T33	0,5842	4,0229	3.108,9	0,0094	0,0312	22,9	
34	T34	0,5500	3,9109	3.021,2	0,0435	0,1432	110,6	
35	T35	0,5635	3,9493	3.055,9	0,0300	0,1048	75,9	
36	T36	0,5907	4,0448	3.124,8	0,0028	0,0093	7,0	
37	T37	0,5935	4,0541	3.131,8	0,0000	0,0000	0,0	R03
38	T38	0,5911	4,0405	3.116,7	0,0025	0,0136	15,1	
39	T39	0,5920	4,0434	3.122,0	0,0016	0,0107	9,8	
40	T40	0,5925	4,0507	3.128,6	0,0010	0,0033	3,3	
41	T41	0,5923	4,0500	3.128,9	0,0012	0,0041	2,9	
42	T42	0,5646	3,9590	3.060,2	0,0289	0,0950	71,6	
43	T43	0,5638	3,9564	3.067,4	0,0297	0,0977	64,4	
44	T44	0,5625	3,9414	3.055,4	0,0311	0,1127	76,4	
45	T45	0,5687	3,9440	3.057,8	0,0249	0,1101	74,0	
46	T46	0,5734	3,9610	3.062,9	0,0201	0,0930	68,9	
47	T47	0,5810	3,9944	3.083,8	0,0125	0,0597	48,0	
48	T48	0,5870	4,0216	3.104,3	0,0065	0,0325	27,6	
49	T49	0,5771	4,0001	3.089,0	0,0164	0,0539	42,8	
50	T50	0,5892	4,0386	3.118,1	0,0043	0,0155	13,7	
51	T51	0,5900	4,0423	3.125,9	0,0036	0,0118	5,9	
52	T52	0,5898	4,0417	3.123,6	0,0038	0,0124	8,2	
53	T53	0,5919	4,0480	3.128,1	0,0017	0,0061	3,7	

**Anexo A Ubicación óptima del cuarto reconector i=4, en el SEDR.**

No.	TRAMO	FMIK (fallas/KVA/año)	TTIK (Horas/KVA/año)	ENS (kWH/año)	Δ FMIK (fallas/KVA/año)	Δ TTIK (Horas/KVA/año)	Δ ENS (kWH/año)	
1	BASE	0,5534	3,8608	2.989,8				
2	T2	0,5492	3,8405	2.972,4	0,0042	0,0204	17,3	
3	T3	0,5410	3,7924	2.942,9	0,0124	0,0684	46,9	
4	T4	0,5357	3,7692	2.931,9	0,0176	0,0917	57,9	
5	T5	0,5386	3,7849	2.943,8	0,0147	0,0759	46,0	
6	T6	0,5385	3,7890	2.942,9	0,0149	0,0719	46,9	
7	T7	0,5401	3,8047	2.949,4	0,0133	0,0561	40,4	
8	T8	0,5420	3,8201	2.961,1	0,0114	0,0408	28,7	
9	T9	0,5534	3,8608	2.989,8	0,0000	0,0000	0,0	R04
10	T10	0,5519	3,8540	2.987,1	0,0015	0,0068	2,7	
11	T11	0,5499	3,8456	2.985,8	0,0035	0,0152	4,0	
12	T12	0,5470	3,8287	2.975,9	0,0064	0,0321	13,8	
13	T13	0,5435	3,8169	2.964,3	0,0098	0,0440	25,5	
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,0000	0,0000	0,0	R01
15	T15	0,5523	3,8566	2.988,5	0,0011	0,0042	1,2	
16	T16	0,6819	4,3517	3.351,9	0,0000	0,0000	0,0	R02
17	T17	0,5499	3,8395	2.964,1	0,0035	0,0213	25,6	
18	T18	0,5497	3,8394	2.967,5	0,0036	0,0215	22,3	
19	T19	0,5487	3,8293	2.967,4	0,0047	0,0315	22,3	
20	T20	0,5480	3,8243	2.964,5	0,0054	0,0365	25,3	
21	T21	0,5474	3,8207	2.961,7	0,0059	0,0402	28,0	
22	T22	0,5513	3,8471	2.981,4	0,0020	0,0137	8,3	
23	T23	0,5260	3,7709	2.921,2	0,0273	0,0900	68,6	
24	T24	0,5437	3,8287	2.965,4	0,0097	0,0322	24,3	
25	T25	0,5348	3,7997	2.943,5	0,0186	0,0611	46,2	
26	T26	0,5389	3,8131	2.953,3	0,0145	0,0477	36,5	
27	T27	0,5435	3,8276	2.965,1	0,0099	0,0332	24,6	
28	T28	0,5493	3,8471	2.979,5	0,0041	0,0137	10,3	
29	T29	0,4966	3,6741	2.852,1	0,0568	0,1868	137,6	R05
30	T30	0,5024	3,6925	2.865,7	0,0510	0,1684	124,1	
31	T31	0,5369	3,8039	2.946,9	0,0165	0,0569	42,9	
32	T32	0,5266	3,7729	2.924,0	0,0267	0,0879	65,7	
33	T33	0,5440	3,8296	2.966,9	0,0094	0,0312	22,9	
34	T34	0,5232	3,7615	2.911,4	0,0302	0,0993	78,4	
35	T35	0,5320	3,7845	2.934,8	0,0214	0,0763	54,9	
36	T36	0,5515	3,8546	2.984,9	0,0019	0,0063	4,8	
37	T37	0,5935	4,0541	3.131,8	0,0000	0,0000	0,0	R03
38	T38	0,5509	3,8472	2.974,6	0,0025	0,0136	15,1	
39	T39	0,5518	3,8502	2.979,9	0,0016	0,0107	9,8	
40	T40	0,5524	3,8575	2.986,5	0,0010	0,0033	3,3	
41	T41	0,5521	3,8568	2.986,9	0,0012	0,0041	2,9	
42	T42	0,5329	3,7934	2.938,5	0,0205	0,0674	51,3	
43	T43	0,5237	3,7632	2.925,3	0,0297	0,0977	64,4	
44	T44	0,5223	3,7482	2.913,3	0,0311	0,1127	76,4	
45	T45	0,5301	3,7560	2.919,0	0,0233	0,1048	70,7	
46	T46	0,5332	3,7678	2.920,9	0,0201	0,0930	68,9	
47	T47	0,5409	3,8011	2.941,7	0,0125	0,0597	48,0	
48	T48	0,5468	3,8284	2.962,2	0,0065	0,0325	27,6	
49	T49	0,5436	3,8287	2.960,4	0,0098	0,0321	29,4	
50	T50	0,5506	3,8506	2.979,3	0,0027	0,0102	10,5	
51	T51	0,5498	3,8491	2.983,8	0,0036	0,0118	5,9	
52	T52	0,5496	3,8484	2.981,5	0,0038	0,0124	8,2	
53	T53	0,5517	3,8548	2.986,0	0,0017	0,0061	3,7	

**Anexo A Ubicación óptima del quinto reconector i=5, en el SEDR.**

# BIBLIOGRAFÍA

[1] BILLINTON R. ALAN R., “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, Plenum Press, 2nd Edition, New York.

[2] BROWN RICHARD E., “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker AG, New York, 2002.

[3] AYRE JORGE H., “Evaluación de la Confiabilidad mediante el Método de Modo de Fallas y Ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución Eléctrica”, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima – Perú, 2005.

[4] PULGARIN FLOREZ CARLOS A., “Localización óptima de reconectores basado en criterios de confiabilidad”, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira - Colombia, 2011.

[5] RAMIREZ SAMUEL y CANO EDUARDO, “Calidad de Servicio de Energía Eléctrica”, Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, Primera Edición, 2006.

[6] ARRIAGADA ALDO, “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución”, Tesis para optar el Grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994.