



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS CARRERA
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE
TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA
UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL.**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas de Eléctricos de Potencia.

Autores:

Sabando Aguirre Pedro Edison

Tayupanda Jefferson Andrés

Tutor Académico:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván

LATACUNGA – ECUADOR

2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **SABANDO AGUIRRE PEDRO EDISON Y TAYUPANDA TAYUPANDA JEFFERSON ANDRES** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL”**, siendo el Ing. MSc. **QUINATO CAIZA CARLOS IVÁN**, el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Latacunga, agosto de 2022

.....
Sabando Aguirre Pedro Edison

C.C. 1719666412

.....
Tayupanda Tayupanda Jefferson Andres

C.C. 1724066632



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL” de **SABANDO AGUIRRE PEDRO EDISON** con cédula de ciudadanía No. **171966641-2** y **TAYUPANDA TAYUPANDA JEFFERSON ANDRES** con cédula de ciudadanía No. **172406663-2**, de la carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA MENCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS** de la **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI** designe, para su correspondiente estudio y calificación.

2022

Latacunga, agosto de

Atentamente:

.....
Tutor de Titulación
Ing. MSc. Quinatoa Caiza Carlos Iván
CC: 050328786-4



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**, y por la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**; por cuanto, los postulantes: **SABANDO AGUIRRE PEDRO EDISON** y **TAYUPANDA TAYUPANDA JEFFERSON ANDRES** con el título de Proyecto de titulación: **“EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 25 de agosto de 2022

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Ing. MSc. Vásquez Teneda Franklin Hernán
CC: 171043449-7

Lector 2

Ing. MSc. Guamán Cuenca Wilian Patricio
CC: 060357895-6

Lector 3

Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego
CC: 050349370-2

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más sincero agradecimiento primeramente a Dios por permitirme poder culminar mi carrera, a la Virgen del Quinche que me ha dado la fortaleza y la sabiduría para continuar cuando ya estaba a punto de rendirme.

A mis amados padres Libia y Pablo por su gran amor y apoyo durante mi carrera universitaria, por el apoyo incondicional y la paciencia que me tuvieron en todas mis decisiones, por demostrarme que con ahínco y dedicación que sí se puede lograr grandes cosas a pesar de los obstáculos. A mis hermanos Mayra, Jhonatan, y a mis primos Omar y Gabriel (+) por demostrarme su cariño y palabras de aliento para no darme por vencido durante mi etapa universitaria y mi proyecto de tesis.

A Alexandra con mucho cariño por haber sido parte importante en mi vida, en mi etapa universitaria y en mis decisiones para poder conseguir mi logro académico, por el apoyo que me supo brindar en los momentos y situaciones difíciles, la llevaré siempre en mi corazón.

A mis amigos David, Jefferson, Josué, por su amistad, por sus consejos y apoyo incondicional durante mi etapa universitaria. A mi amigo y compañero de tesis Jefferson Tayupanda por el apoyo, la paciencia, la confianza que depositó en mí para la realización de nuestro proyecto de titulación.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y a los docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión, al Ing. Carlos Quinatoa tutor de nuestro proyecto quien nos ha guiado con su paciencia durante la realización de la tesis.

Pedro Sabando.



DEDICATORIA

«El futuro mostrará los resultados y juzgará a cada uno de acuerdo a sus logros».

NIKOLA TESLA

A mi amada madre, Libia Aguirre.

Pedro Sabando.



AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por cuidarme en cada paso que doy y permitir culminar una etapa más en mi vida.

A mis queridos padres José y María por su apoyo absoluto durante mi carrera universitaria, por demostrarme que con fuerza y dedicación que sí se puede lograr grandes cosas a pesar de los obstáculos. A mis herman@s Paulina, Catty, Kevin, cuñado Michael, Ti@s, y Jhon Asadovay por demostrarme su cariño y palabras de aliento para no darme por vencido durante mi etapa universitaria y mi proyecto de tesis.

A mis compañeros de la Universidad con los que he compartido alegrías y tristezas, aprendiendo a superarnos día con día. A mis más queridos amigos Josué, Franklin, Eduard, Peters, Churos, Jairo y Dennis Paredes, Fercho, quienes me han acompañado en las buenas y las malas, les debo mucho y me siento muy agradecido por eso.

A Nathali Cajamarca, por apoyarme en mis decisiones e impulsarme a ser una mejor persona “eres mi inspiración y mi motivación”

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y al Ingeniero Carlos Quinatoa que han logrado formarme como persona y profesional. “Debo cumplir mi destino y hasta que ese día llegue ni la muerte se interpondrá en mi camino”.

Tayupanda Jefferson Andres.



DEDICATORIA

A Dios y a la virgencita del Quinche por siempre cuidarme. A mis padres José Ramon Tayupanda Paca y María Beatriz Tayupanda Tayupanda y a las personas que me acompañaron durante toda mi formación (M.D.R.Y).

Tayupanda Jefferson Andres.



ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	INTRODUCCIÓN.....	2
2. 1.	EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
2.1.1.	Situación Problemática.....	2
2.1.2.	Formulación Del Problema.	2
2. 2.	OBJETO DE CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2. 3.	BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	3
2.3.1.	Beneficiarios directos:.....	3
2.3.2.	Beneficiarios indirectos:.....	3
2. 4.	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	3
2. 5.	HIPÓTESIS	4
2. 6.	OBJETIVOS:.....	4
2.6.1.	General	4
2.6.2.	Específicos.....	4
2. 7.	SISTEMAS DE TAREAS.....	5
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1.	ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	7
3.2.	TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA TIPO RADIAL.....	10
3.2. 1.	Sistemas de distribución eléctrica	10
3.3.	ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	11
3.3. 1.	Elementos en Paralelo	12
3.3. 2.	Elementos en Serie	13
3.3. 3.	Sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.....	14
3.3. 4.	Subestación principal de potencia.	15



3.3. 5.	Sistema de subtransmisión.	15
3.3. 6.	Subestación de distribución.....	15
3.3. 7.	Alimentador primario.	15
3.3. 8.	Transformador de distribución.	15
3.3. 9.	Secundarios y servicios.	16
3.4.	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN EL TIPO DE CARGA...	16
3.4. 1.	Los sistemas de distribución industrial	16
3.4. 2.	Los sistemas de distribución comerciales	16
3.4. 3.	Los sistemas de distribución urbanos	16
3.4. 4.	Los sistemas de distribución rural	16
3.4. 5.	Sistema de distribución subterráneas	17
3.5.	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN SU TENSIÓN NOMINAL	17
3.5. 1.	Redes de distribución secundarios	17
3.5. 2.	Redes de distribución primarias.	18
3.5. 3.	Sistema de distribución tipo radial	18
3.5. 4.	Sistema radial con alternativas de alimentación.....	19
3.5. 5.	Fallas en el sistema de distribución	19
3.6.	CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	20
3.6. 1.	Confiabilidad y disponibilidad	20
3.6. 2.	Parámetros en el estudio de confiabilidad	20
3.6. 3.	Índices de confiabilidad.....	21
3.6. 4.	Tiempo de reparación (r).....	21
3.6. 5.	Energía no suministrada (ENS).....	21
3.6. 6.	Carga promedio desconectada (L).....	21
3.6. 7.	Tiempo anual de desconexión esperado (U)	21



3.7.	FÓRMULAS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	21
3.7.1.	Duración de interrupción del sistema Interrupción	22
3.7.2.	Índice medio de frecuencia de interrupción a los usuarios	22
3.7.3.	Índice medio de duración de interrupción a los usuarios	22
3.7.4.	Índice medio de disponibilidad del Sistema.....	23
3.7.5.	Índices Orientados a la Carga (referidos a la demanda interrumpida)	23
3.7.6.	Energía no suministrada por cliente:	23
3.8.	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	23
3.8. 1	Interruptor-relé de circuito	24
3.8. 2	Fusible	24
3.8. 3	Reconectores automáticos	24
3.8. 4	Seccionalizador automático.....	24
3.8. 5	TripSaver automático	24
3.8. 6	Equipos de seccionamiento	25
3.9.	DATOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA OBTENER LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	25
3.9. 1.	Tasa de falla (λ).....	25
3.9. 2.	Interrupciones en la red	26
3.9. 3.	Clasificación de las Interrupciones.....	26
3.9. 4.	Tiempo de interrupción	27
3.9. 5.	Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c)	28
3.9. 6.	Tiempo de preparación (T_p).....	28
3.9. 7.	Tiempo de localización (T_l)	28
3.9. 8.	Tiempo de maniobra para la transferencia (T_t)	28
3.9. 9.	Tiempo de reparación (T_r)	28
3.9. 10.	Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v) ...	28



3.9. 11. Tiempo de switching (Ts).....	29
3.10. RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.....	29
3.11. CLASIFICACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN AL APLICAR LA TÉCNICA FMEA.	30
3.11. 1. Normal.....	30
3.11. 2. Restablecible	30
3.11. 3. Transferible	30
3.11. 4. Irrestablecible	31
3.11. 5. Evaluación de estados	31
3.12. ANÁLISIS Y MÉTODOS DE LA FORMA TRADICIONAL PARA OBTENER LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	32
3.12. 1. Análisis Histórico.....	32
3.12. 2. Análisis Predictivo	32
3.12. 3. Métodos Simulativos.....	32
3.12. 4. Método Monte Carlo	32
3.12. 5. Método Analítico.....	33
3.12. 6. El método de Márkov	33
3.12. 7. Técnica de frecuencia y duración.....	37
3.12. 8. Método de conjunto cortes a la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica	38
4. MATERIALES Y MÉTODOS	40
4. 1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	40
4. 2. MATERIALES E INSTRUMENTOS	41
4. 3. NORMATIVAS	42
4. 4. MODELO DE LA RED DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA TIPO RADIAL.....	42
4. 5. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD A TRAVÉS DEL MODO DE FALLA Y ANÁLISIS DE	



EFECTO.....	43
4. 6. TOPOLOGÍA DE LA RED	44
4. 7. MATRICES PARA LA EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICANDO LA TÉCNICA FMEA	45
4.7.1. Matriz de estados de los elementos ante fallas.....	45
4.7.2. Matriz De Tiempos De Restauración [R].....	46
4.7.3. Matriz De Tasas De Falla.....	47
4.7.4. Matriz De Indisponibilidad	48
4.7.5. Variación De Probabilidad	48
4. 8. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY	48
4.9.1. Modelo para cables y líneas de transmisión.....	49
4.9.2. Modelo para puntos de carga.....	51
4.9.3. Dispositivos de seccionamiento o corte [33].....	51
4.9.4. Módulo de confiabilidad de PowerFactory	52
Figura 4. 11. Resultados del módulo de confiabilidad de PowerFactory.	53
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	55
5. 1. RESULTADOS CASO 1	55
5. 2. COMPARACIÓN DEL CASO DE PRUEBA 1 DE LOS TRES CASOS MENCIONADOS.	57
5. 3. RESULTADOS CASO 2	57
5. 4. RESULTADOS CASO REAL:.....	59
5. 5. COMPARACIÓN DEL CASO REAL DE LOS TRES CASOS MENCIONADOS.	63
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
6. 1. CONCLUSIONES.....	64
6. 2. RECOMENDACIONES	65
7. BIBLIOGRAFÍA.....	66
8. ANEXOS.....	70



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1. Estructura de un sistema eléctrico de distribución [11].	11
Figura 3. 2. Sistema de dos componentes en paralelo [12].	12
Figura 3. 3. Sistema de distribución de dos elementos en serie [18].	13
Figura 3. 4. Esquema unifilar de un sistema eléctrico de distribución subterránea [13].	17
Figura 3. 5. Sistema de distribución tipo radial de 7 barras [10].	18
Figura 3. 6. Sistema de distribución tipo radial de 7 barras con alimentador de emergencia [10].	19
Figura 3. 7. Proceso de restablecimiento del servicio eléctrico dependiendo del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema [21].	28
Figura 3. 8. Restauración ascendente de una sola etapa en el interruptor del alimentador eliminando la falla [22].	29
Figura 3. 9. Restauración aguas abajo de una sola etapa después de abrir el punto de seccionamiento ascendente [23].	30
Figura 3. 10. Esquema del espacio de estados de un sistema de dos elementos Esquema del espacio de estados de un sistema de dos elementos [21].	33
Figura 3. 11. Espacio de estados de un sistema de un elemento [26].	34
Figura 3. 12. Representación del ciclo operación-falla-reparación-operación de un componente [14].	37
Figura 3. 13. Sistema eléctrico tipo en mallado [21].	39
Figura 4. 1. Diagrama en bloques, a) para la ejecución del FMEA. y b) para clasificación de estados.	41
Figura 4. 2. Modelo topológico de la red de distribución eléctrica tipo radial [31].	44
Figura 4. 3.- Modelo para el caso 2 donde se consideran los dispositivos de corte y seccionamiento de las derivaciones y troncales [34].	49
Figura 4. 4. Modelo para cables y líneas de transmisión.	50
Figura 4. 5. Ingreso de datos de tasa de falla y tiempo de reparación.	50



Figura 4. 6. Modelo para puntos de carga.	51
Figura 4. 7. Dispositivos de seccionamiento o corte.	51
Figura 4. 8. Tiempo de actuación de switchig.	52
Figura 4. 9. Módulo de confiabilidad de PowerFactory	52
Figura 4. 10. Sistema modelado.	53
Figura 4. 11. Resultados del módulo de confiabilidad de PowerFactory.	53
Figura 4. 12. Interrupciones de carga en PowerFactory.	54
Figura 5. 1 Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).....	56
Figura 5. 2. Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).	58
Figura 5. 3. Caso real tomado como ejemplo el sistema de distribución ELEPCO	60
Figura 5. 4. Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).	62



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1.- Clasificación de las Interrupciones [20].....	27
Tabla 3. 2. Conjuntos de corte para la red de la Figura 3. 13.....	39
Tabla 4. 1. Tasa de falla con respecto al estado de cada elemento [33].....	43
Tabla 4. 2. Datos para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.....	43
Tabla 4. 3. Datos de las cargas para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.....	44
Tabla 4. 4. Matriz de estados de los elementos ante fallas.....	45
Tabla 4. 5. Matriz de tiempos de restauración.....	46
Tabla 4. 6. Matriz tasas de fallas.	47
Tabla 4. 7. Matriz de Indisponibilidad.	48
Tabla 4. 8. Datos para el análisis de confiabilidad. [34]	49
Tabla 4. 9. Comparación de resultados.	54
Tabla 4. 10. Tabla De Interrupciones De Carga.....	54
Tabla 5. 1. Resultados de los Índices de confiabilidad con transferencia de carga restringida aplicando el método tradicional.....	55
Tabla 5. 2. Resultados de índices de confiabilidad con el Software PowerFactory de DIgSILENT.....	56
Tabla 5. 3. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.....	56
Tabla 5. 4. Comparación del caso de prueba 1 de los tres casos mencionados.....	57
Tabla 5. 5. Resultados de los Índices de confiabilidad con efectos de las desconexiones aplicando el método tradicional.....	57
Tabla 5. 6. Resultados de índices de confiabilidad con el Software PowerFactory de DIgSILENT.....	58
Tabla 5. 7. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.....	58
Tabla 5. 8. Comparación del caso de prueba 2 de los tres casos mencionados.....	59



Tabla 5. 9. Datos del sistema tomado de la S/E AMBATO en condiciones normales.	60
Tabla 5. 10. Datos del sistema tomado de la S/E AMBATO implementando alimentador alternativo.....	61
Tabla 5. 11. Resultados de los índices de confiabilidad del alimentador Ambato de la red ELEPCO S.A en condiciones normales simulado en Power Factory.	61
Tabla 5. 12. Resultados de los índices de confiabilidad del alimentador Ambato de la red ELEPCO S.A usando un alimentador alternativo, Open Point (OP).	61
Tabla 5. 13. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.....	62
Tabla 5. 14. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA y un alimentador alternativo (Open Point).	63
Tabla 5. 15. Comparación del caso real de los tres casos mencionados.	63



RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL.

Autores:

Sabando Aguirre Pedro Edison

Tayupanda Tayupanda Jefferson Andrés

En este proyecto se analiza la evaluación de los índices de confiabilidad mediante técnica de modo de fallas y análisis de efecto (FMEA) para un sistema de distribución tipo radial, con el propósito de encontrar de qué manera influye esta técnica, y así poder buscar alternativas a los problemas por consecuencia al aumento en cuanto a fallas o interrupciones en el suministro hacia los consumidores, es decir tratar de detectar fallas potenciales de esa forma reducir los tiempos de ciclo mejorando la eficiencia de que un sistema cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado en las condiciones de operación especificada. Para el desarrollo de la investigación se basó en el método descriptivo, dado que se recopiló información bibliográfica respecto al método FMEA y los sistemas de distribución tipo radial, como también se utilizó el método analítico, la cual ayudó a formar las distintas matrices para calcular los índices de confiabilidad tanto para el cliente como para la carga en un sistema de distribución tipo radial. Para modelar los índices de confiabilidad usando la técnica FMEA, se utilizó el software Matlab tomando como referencia los datos y topología de la red para desarrollar posteriormente simulaciones en el software PowerFactory de DIgSILENT, con el objetivo de evaluar los índices de confiabilidad mediante varios casos de estudios y poder compararlos. Así mismo realizar los casos de estudio usando la técnica FMEA fueron tomados como referencia estudios existentes realizados con métodos tradicionales para comprobar los resultados obtenidos en el software Matlab y las simulaciones en el software PowerFactory de DIgSILENT.

Palabras clave: Sistema de Distribución, Índices de Confiabilidad, FMEA.



1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Evaluación De Los Índices De Confiabilidad Mediante Técnica De Modo De Fallas Y Análisis De Efecto (FMEA) Para Un Sistema De Distribución Tipo Radial.

Fecha de inicio: 18 de abril del 2022

Fecha de finalización: 25 de agosto del 2022

Lugar de ejecución: Latacunga

Facultad que auspicia: Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas “CIYA”.

Carrera que auspicia: Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Proyecto de vinculación vinculado: Proyecto enfocado en la Optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Equipo de trabajo:

Tutor de Titulación: Quinatoa Caiza Carlos Iván

Estudiantes: Sabando Aguirre Pedro Edison.

Tayupanda Jefferson Andrés.

Grupo de investigación: Sistemas Eléctrico de Potencia.

Área de conocimiento: 07 ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación de la carrera:

- Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia.
- Conversión y uso racional de la energía eléctrica.



2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

2.1.1. Situación Problemática

A nivel nacional e internacional los estudios de confiabilidad han estado enfocados a las áreas de generación y transmisión en los sistemas de potencia que está conformado por muchos componentes interconectados entre sí, los cuales están dispersos en grandes zonas geográficas, en la actualidad es una de las disciplinas más estudiadas esto por consecuencia que actualmente se ha registrado un aumento en cuanto a fallas o interrupciones de suministro hacia los consumidores.

Actualmente al aplicar la técnica de modos de fallas y análisis de efecto (FMEA) en sus siglas en inglés, se ha vuelto una actividad casi obligada para garantizar la probabilidad de que un sistema cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado en las condiciones de operación especificada, pero también cada día se hace más común su aplicación en muchos otros campos con el objetivo de detectar fallas potenciales y prevenirlas y de esa forma reducir los tiempos de ciclo mejorando la eficiencia de los sistemas de distribución tipo radial.

“En las redes de distribución aérea el 50% y 80% de las fallas son transitorias ya que no están presentes si la energía se desconecta por un tiempo breve y luego se restablece” [1]. De esta manera, se pretende realizar una evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica de FMEA para un sistema de distribución.

2.1.2. Formulación Del Problema.

¿De qué manera se comportan los índices de confiabilidad mediante la técnica de modos de fallas y análisis de efecto en los sistemas eléctricos de distribución tipo radial?

2.2. OBJETO DE CAMPO DE ACCIÓN

El objeto del estudio es la Evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica de modos de fallas y análisis de efecto en un sistema de distribución tipo radial.

El campo de acción es la Aplicación de la herramienta de Matlab y PowerFactory, con la finalidad de comparar los índices de confiabilidad en un sistema de distribución tipo radial.



3300 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Aplicaciones Eléctricas.

3300 Ciencias Tecnológicas / 3322 Tecnología Energética / 3322.02 Generación de Energía.

2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

2.3.1. Beneficiarios directos:

Los beneficiarios directos de esta propuesta investigativa son para las empresas de distribución eléctrica.

2.3.2. Beneficiarios indirectos:

Carreras afines, operadores de electricidad, personas dedicadas a la investigación sobre los modos de fallas y análisis de efecto para un sistema de distribución tipo radial.

2.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La presente investigación se encuentra vinculada a la temática de “Planificación y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia” perteneciente a la su línea de investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en relación a lo expuesto, se considera pertinente el estudio de los índices de confiabilidad mediante técnica de modo de fallas y análisis de efecto para un sistema de distribución tipo radial.

Las empresas de distribución de energía eléctrica se encuentran con reglamentos complicados en donde establece penalizaciones económicas por una calidad de energía inadecuada. Además, las malas inversiones y la escasez de recursos económicos, obligan a las empresas a buscar una solución para obtener mayor eficiencia y control de sus procesos. En consecuencia, la evaluación tiene como prioridad buscar apoyo a las decisiones de mantenimiento basado en datos de fallos y análisis de efecto.

Para llevar a cabo la evaluación de los parámetros de confiabilidad del sistema, en primera instancia se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, apartado por componentes de protección corte o seccionamiento. Se utilizará el método FMEA para descubrir los modos de fallo arriesgados, permitiendo minimizar el número y el tiempo de interrupciones. De tal forma se pretende que en el sistema de



distribución radial indique simplicidad, confiabilidad y seguridad de la operación ya que permitirá asistir ante una emergencia y de tal forma salvaguardar algunas zonas de la red ante una falla. Por lo tanto, las áreas de mantenimiento de las distribuidoras de energía eléctrica tendrán mayor eficiencia y control de sus procesos que pueden identificar los fallos en el sistema de distribución radial.

A partir de esto, se hará uso de los aparatos de protecciones y maniobra para poder identificar las fallas, mientras se repara la red fallada se puede reconfigurar con otro tramo de red para restablecer el servicio a los usuarios que fueron afectados por las fallas.

2.5. HIPÓTESIS

La evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica de modo de falla y análisis de efecto ayudará a comprobar el algoritmo desarrollado en Matlab y la simulación en PowerFactory con un método tradicional de una red del sistema eléctrico tipo radial.

2.6. OBJETIVOS:

2.6.1. General

- Evaluar los índices de confiabilidad mediante la técnica de modos de fallas y análisis de efecto (FMEA) para su comprobación con el método tradicional de una red del sistema eléctrico tipo radial.

2.6.2. Específicos

- Revisar el estado de arte de los índices de confiabilidad mediante la técnica (FMEA) para la obtención de la metodología utilizada en un sistema de distribución eléctrico tipo radial.
- Desarrollar un algoritmo usando la técnica FMEA tomando como referencia los datos y topología de la red para el cálculo de los índices de confiabilidad en un sistema de distribución eléctrica tipo radial.
- Validar los índices de confiabilidad mediante casos de estudio con la técnica FMEA y el método tradicional para su respectivo análisis de resultados utilizando Matlab y la simulación en PowerFactory.



2. 7. SISTEMAS DE TAREAS

Objetivos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>-Revisar el estado de arte de los índices de confiabilidad mediante la técnica (FMEA) para la obtención de la metodología utilizada en un sistema de distribución eléctrico tipo radial.</p>	<p>- Revisión de trabajos relacionados con los índices de confiabilidad mediante la técnica FMEA en un sistema de distribución tipo radial.</p> <p>-Recopilación de información sobre los índices de confiabilidad mediante la técnica modo de falla y análisis de efecto.</p>	<p>-Información, definición, unidades, cálculo y antecedentes referente al sistema de distribución tipo radial y la técnica FMEA.</p>	<p>-Fuentes bibliográficas, libros, artículos, tesis relacionadas con el sistema de distribución tipo radial y la técnica FMEA.</p>
<p>-Desarrollar un algoritmo usando la técnica FMEA tomando como referencia los datos y topología de la red para el cálculo de los índices de confiabilidad en un sistema de distribución eléctrica tipo radial.</p>	<p>- Aplicación de un modelo analítico a través de datos de las variables de entrada para analizar los datos obtenidos mediante software Matlab con la estimación de los efectos del sistema sometido a fallas.</p> <p>-Aplicación del software PowerFactory de DIgSILENT para simular un sistema de distribución tipo radial.</p>	<p>-Compilación de datos obtenidos en el modelamiento y simulación del sistema de distribución radial.</p> <p>- Archivo PFD, con el sistema de distribución tipo radial modelado.</p> <p>-Gráficas y resultados de los índices de confiabilidad mediante la técnica</p>	<p>-Software de Matlab, PowerFactory</p> <p>- Base de datos de un sistema de distribución tipo radial proporcionado por fuentes bibliográficas.</p>



	- Uso de resultados de los índices de confiabilidad a través de referencias bibliográficas.	FMEA.	
-Validar los resultados de los índices de confiabilidad mediante casos de estudio con la técnica FMEA y el método tradicional para su respectivo análisis de resultados utilizando Matlab y la simulación en PowerFactory.	-Obtención de los datos analizados del sistema de distribución tipo radial con la técnica modo de fallos y análisis de efecto.	-Tablas de valores, anexos proporcionados por DIgSILENT.	-Software Matlab -PowerFactory -Microsoft Word



3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En esta parte de investigación se hace referencia a la revisión bibliográfica para la sustentación del capítulo 0, en la sección 3.1. se muestra la base del estudio que se va a realizar, hacia dónde se encamina la investigación y conocer estudios que ya han sido realizados con la técnica FMEA, desde los cuales se puede conseguir un punto de partida para el desarrollo de la investigación, en la sección 3.2. se presenta la teoría de la confiabilidad aplicada a un sistema de distribución tipo radial, y pequeños conceptos acerca de seguridad, falla y efecto, indisponibilidad mantenimiento, reparación, desconexión, reconexión, redes troncales y tramos de un troncal. En la sección 3.3. Muestra la estructura de un sistema de distribución que para esta investigación es importante conocer los elementos de protección, alimentadores primarios, transformadores, datos, para la obtención de los índices de confiabilidad, en la sección 3.4. se presenta la teoría de los sistemas de distribución eléctrica según el tipo de cargas, ya que es importante identificar si el sistema es industrial comercial o aplicar a zonas urbanas rurales, o sistemas de distribución subterráneas. En la sección 3.5. se presenta la teoría de los sistemas de distribución eléctrica según su tensión nominal, en la sección 3.6. se muestra los índices de confiabilidad donde se describen los costos, parámetros en el estudio de confiabilidad, tiempo de desconexión, tiempo de reparación, energía no suministrada para obtener la confiabilidad del servicio de distribución eléctrica. En la sección 3.7 se presenta las fórmulas de los índices de confiabilidad los cuales es indispensable para aplicar la técnica FMEA, en la sección 3.8 indica los dispositivos de protección y maniobra aplicado en redes de distribución para una mejor confiabilidad, en la sección 3.9 se presenta la teoría de cada tiempo que aplica en un sistema de distribución para obtener mejores resultados, en la sección 3.10 se muestra la reconfiguración del sistema mediante los aparatos de protección y maniobra y conocer su funcionalidad al abrir o cerrar un seccionador. En la sección 3.11 se presenta la clasificación de los estados de elementos del sistema eléctrico de distribución al aplicar la técnica FMEA que son indispensables para obtener la matriz de estado de elementos, en la sección 3.12 se presenta diferentes análisis y métodos de los sistemas de distribución básicos para obtener los índices de confiabilidad.

3.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El inicio de la confiabilidad aplicada emergió a finales de la década de los años cuarenta



(1941-1950), luego de la segunda guerra mundial. Parte de la metodología ha sido realizada para estimar el número de repuestos necesarios para conservar grupos electrónicos y mecánicos en funcionamiento en forma intensa por períodos largos de tiempo a lo largo de la guerra [2].

La confiabilidad nace de la exploración espacial en los años cincuenta con satélites, sondas y vehículos tripulados, incrementaron la necesidad de más desarrollo y utilización de la metodología de confiabilidad para elementos y sistemas. De esta forma, además, la crisis del petróleo a inicios de la década de los setenta, generó un cambio en la economía mundial y marcó el principio del liderazgo japonés en la calidad y la confiabilidad de productos y servicios [3].

En este caso, el inicio de la aplicación del estudio de los índices de confiabilidad mediante técnica de modo de fallas y análisis de efecto (FMEA). “Al terminar los años 70, se impulsó el uso del FMEA en la industria del automovilismo por tener grandes ventajas para minimizar los riesgos relacionados con la deficiente calidad. En 1993, AIAG (Automotive Industry Action Group) incorporó el FMEA a la regla QS 9000 para la construcción de carros y sus proveedores. QS 9000 se ha convertido en TS16949 y, desde noviembre de 2016, en IATF 16949. FMEA demostró ser determinante como una técnica de organización y en la actualidad es extensamente usado por varios tipos de industrias para asegurar la estabilidad y la eficiencia de sus productos y procesos” [4].

[5], Manifiesta que Estados Unidos ya no es lo suficientemente bueno a medida que aumenta la competencia mundial. Estados Unidos debe mejorar o se quedará atrás a los que persiguen mejoras tecnológicas y de calidad para sus productos y/o servicios. Dicho en términos sencillos este país debe cambiar. Como toda transformación, este cambio conlleva incertidumbre y riesgo. El reconocimiento de que todas las empresas bien gestionadas están interesadas en prevenir o al menos minimizar el riesgo en sus operaciones es el concepto de análisis de la gestión del riesgo. Los requisitos para realizar dicho análisis pueden ser amplios y exigentes, la eliminación, el control o la reducción del riesgo es un compromiso total.

[6], Concluye en su investigación que, el RFMEA es un instrumento de riesgo prosperado, simple e intuitivo. Se fundamenta en la famosa técnica FMEA, modificada para la administración de peligros de proyectos. Con varias modificaciones menores en el formato FMEA estándar, el método FMEA da mayor valor costo al proceso de administración de



riesgos. Entonces, el modo de falla y análisis de efecto amplía el término de una fácil puntuación de riesgo, basada sólo en la posibilidad y el efecto, agregando el atributo de detección a un acontecimiento del riesgo al adicionar costo de detección, es viable mejorar la priorización de los riesgos. El FMEA se fundamenta en la evaluación tanto de la puntuación de riesgo del costo para hallar los riesgos críticos que necesitan una idealización rápida confirmación al riesgo.

En este trabajo [7], aclara que se realiza una técnica FMEA basada en la lógica difusa y un primer modelo de sistema experto de evaluación. Se muestra la exploración FMEA del sistema de turbocompresores en un motor diésel para mostrar el enfoque. Comparativamente con la metodología FMEA convencional, queda claro que la técnica de inferencia difusa esbozada en nuestro análisis otorga las próximas ventajas: en primera instancia, como los datos acerca de fallos en el FMEA se explica cómo cambiantes difusos, esto da lugar a un reflejo más realista y flexible del caso real. En segundo lugar, tienen la posibilidad de explorar las interdependencias entre diversos métodos de fallo y efectos. Como consecuencia, el módulo de inferencia en 2 fases de nuestro diseño puede responder al impacto más severo de los métodos de fallo.

El uso sistemático de datos empíricos en la realización del FMEA basado en el coste de la vida útil y cómo puede mejorar la fiabilidad, la capacidad de mantenimiento y el coste del ciclo de vida de sistemas complejos como un colisionador lineal de partículas. El FMEA basado en el coste de la vida útil no sólo ayuda a mejorar el diseño y la selección de conceptos, sino que también permite mejorar y planificar el mantenimiento preventivo y programado de los componentes [8]. Así, el FMEA basado en el coste de la vida útil tiene tres ventajas principales:

(1) Estimación del coste del ciclo de vida, (2) FMEA, y (3) Análisis del Modo de Servicio (SMA). El método propuesto capta de forma inherente los costes del ciclo de vida de un sistema relacionados con los fallos de los componentes durante el diseño, la fabricación, la instalación y el funcionamiento. Los diseñadores pueden incorporar fácilmente los cambios en el modelo para estimar un coste del ciclo de vida mejorado.

Se registra el número de prioridad de riesgo calculados desde el FMEA se han comparado con los datos de la tasa de fallos en campo de los conjuntos, demostrando cierta afinidad entre ellos, menciona [9]. La indagación siguiente demostró que la comparación entre el producto



de las tasas de detección y de las fallas de campo es la que más se aproxima, lo cual posibilita confiar en el proceso del FMEA. El producto de detección subestima las tasas de fallo en campo, pero puede ser un instrumento eficaz para presagiar las tasas de fallo en los nuevos diseños de turbinas.

En su proyecto de investigación [10], concluye que en el cambio de la composición de la red por medio de la inserción de dispositivos de seccionamiento contribuyen al mejoramiento de la confiabilidad de la red de distribución, de vez en cuando se tienen la posibilidad de implantar además puntos de vista de conexión extras por medio de circuitos de derivación provenientes de un generador compartido, siendo la mejor elección implantar el punto de conexión en el tramo del alimentador donde exista la más grande concentración de carga, preferido si se encuentra a la cola del alimentador.

3.2. TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA TIPO RADIAL

La confiabilidad de un sistema, en este caso de un sistema de distribución tipo radial se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica al momento de presentar fallas o interrupciones, estas pueden ser originadas de múltiples maneras. Es por ello que, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Así mismo, se debe disponer los índices cuantitativos y cualitativos del sistema de la red, especialmente se toma decisiones sobre alternativas de reparación que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la capacidad de un sistema, se llama confiabilidad y puede expresarse por una variedad de índices, dependiendo de las metas que se persigan con la evaluación.

3.2. 1. Sistemas de distribución eléctrica

Es el conjunto de elementos que permiten energizar en forma segura y fiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares como también es importante la confiabilidad de que un sistema cumpla con su funcionalidad de modo satisfactorio a lo largo de un tiempo definido en un ámbito natural. El sistema de distribución abastece el servicio de energía eléctrica con la finalidad de que en el servicio haya el mínimo de interrupciones y así mismo, disminuir tiempo de fallas.



Las interrupciones se dan por la seguridad, falla y efecto que desempeña una función requerida, es decir la imperfección en el estado de un conjunto de componentes del sistema, la Indisponibilidad que es porcentaje al componente de un sistema reparable a estar fuera de servicio debido a fallas e interrupciones en dicho sistema como el mantenimiento, reparación desconexión. Para el sistema de distribución eléctrico existen redes troncales donde se interconecta diferentes redes que permite la interconexión a sus cargas, tramos de una troncal donde se establece entre dos puntos de conexión en una red troncal, dichos puntos son situados por equipos de seccionamiento o maniobras. y sus derivaciones que son secciones secundarias que se establece entre el punto de conexión entre un tramo local hacia las cargas, son situados aguas debajo de un sistema de distribución.

3.3. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Es el conjunto de equipos de un sistema de distribución de energía eléctrica que permiten alimentar de forma segura y confiable una cantidad determinada de cargas, para distintos niveles de tensión sugeridas, situados generalmente en varios lugares. Por lo general también depende de las características de las cargas, la capacidad de energía involucradas, y las condiciones de fiabilidad y seguridad con que deban efectuar [18].

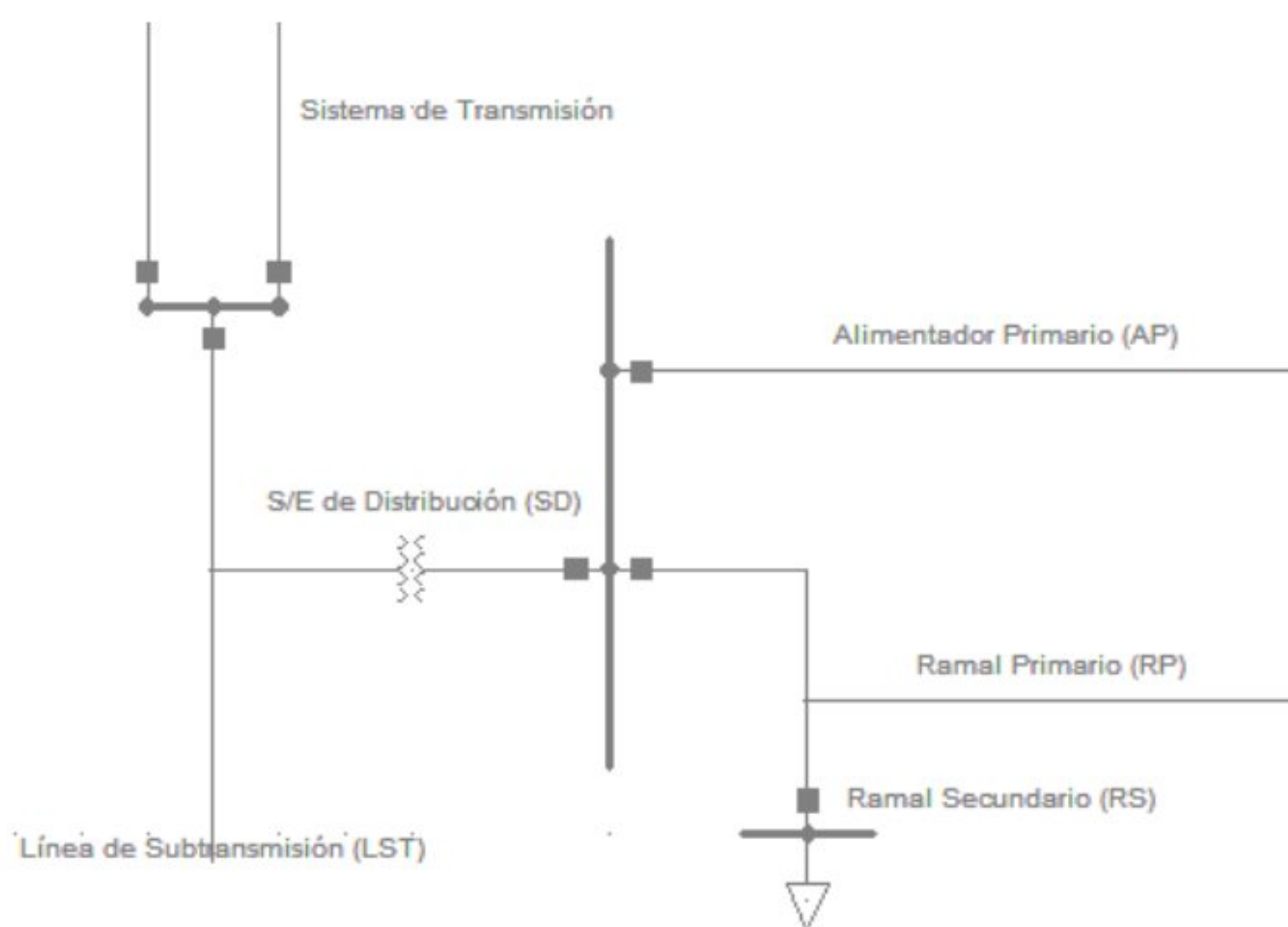


Figura 3. 1. Estructura de un sistema eléctrico de distribución [11].



3.3. 1. Elementos en Paralelo

Esta se caracteriza por tener dos trayectorias para la línea de distribución desde la subestación hacia las cargas, este sistema esté compuesto por dos o más elementos reparables entre sí, conectados en paralelo [12].

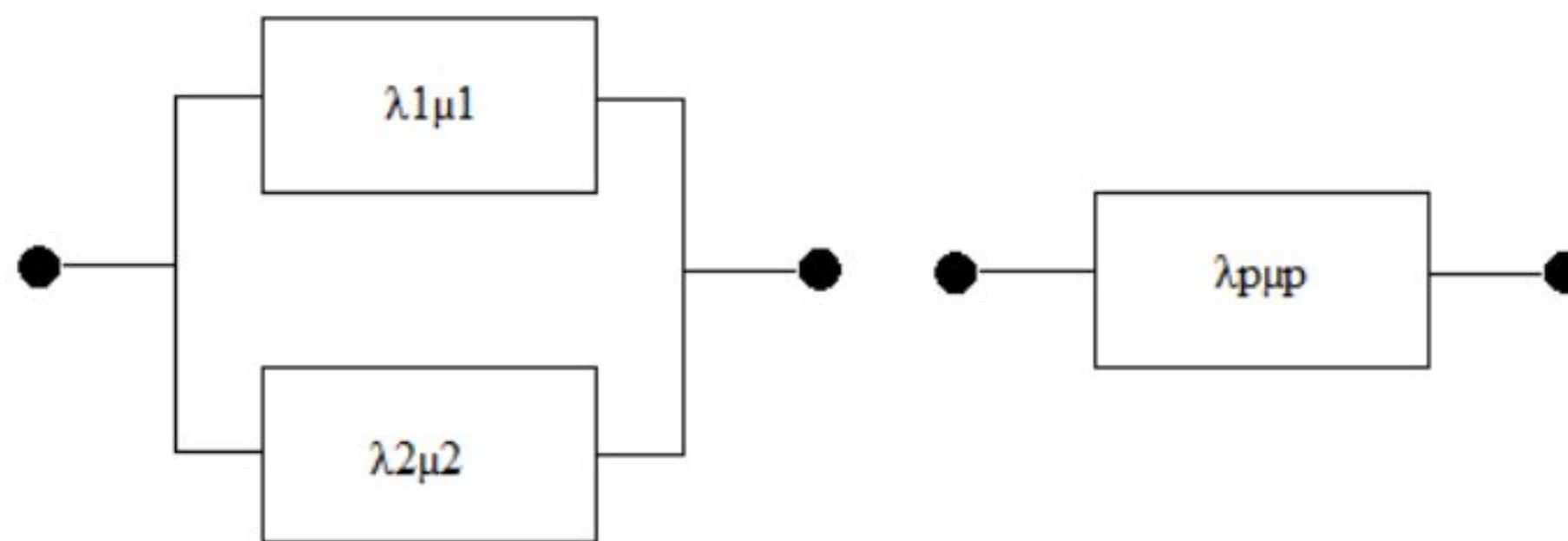


Figura 3. 2. Sistema de dos componentes en paralelo [12].

La probabilidad de que un sistema en paralelo esté en el estado de falla está constituido por la siguiente ecuación (3.1):

$$P(fa) = \frac{\mu_p}{\mu_p + \lambda_p} \quad (3.1)$$

Tasa de falla del sistema en paralelo esta expresado de la siguiente manera:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (3.2)$$

La expresión $\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$ es menor que 1, por lo tanto:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (3.3)$$

Tiempo medio de reparación del sistema:

$$\lambda_p = \frac{(r_1 r_2)}{r_1 + r_2} \quad (3.4)$$

Tiempo de interrupción del sistema:



(3.5)

$$\mu_p = \lambda_p r_p$$

3.3. 2. Elementos en Serie

Llamado también sistema radial, donde se caracteriza por tener una sola trayectoria para las líneas entre la subestación de distribución hacia las cargas, es un sistema compuesto de dos o más elementos reparables e independientes entre sí, conectados en serie.



Figura 3. 3. Sistema de distribución de dos elementos en serie [18].

Dónde:

λ = Frecuencia de falla

m = Frecuencia de reparación

Los parámetros λ y m se definen como:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas de un elemento en un intervalo de tiempo}}{\text{Período total de tiempo que el elemento estuvo operando}}$$

$$\mu = \frac{\text{Número de de reparaciones de un elemento en un periodo de tiempo}}{\text{Período total de tiempo de reparación del componente}}$$

La probabilidad de operación de un sistema en serie está compuesta por:

(3.6)

$$\lambda_p = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s}$$

Para el sistema de la Figura 3. 3, se tiene las siguientes ecuaciones:

Tiempo de falla del sistema:



$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2$$

(3.7)

Tiempo medio de reparación del sistema:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2}{\lambda_s}$$

(3.8)

En la ecuación (3.8) el valor de $\lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2$ es despreciable respecto a $\lambda_1 r_1$ y $\lambda_2 r_2$ por lo tanto:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s}$$

(3.9)

Tiempo de interrupción del sistema:

$$\mu_s = \lambda_s + r_s$$

(3.10)

Para que un sistema de n componentes se pueda generalizar las siguientes ecuaciones

(3.7), (3.9), (3.10) de la siguiente manera:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

(3.11)

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s}$$

(3.12)

$$\mu_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$$

(3.13)

3.3.3. Sistemas de distribución de acuerdo a su construcción

Estos elementos son validados para distintos tipos de cargas, tanto en redes eléctricas aéreas



como en las redes de distribución eléctrica subterráneas. Las funciones de los elementos de un sistema de distribución son:

3.3. 4. Subestación principal de potencia.

La potencia del sistema de transmisión recibe y la transforma al voltaje deseado en alimentadores de subtransmisión. Los voltajes de transmisión tienen varios niveles, estos pueden ser de 230 KV, 400 KV en adelante, pero en la actualidad existen ya subestaciones de distribución de 230 KV.

3.3. 5. Sistema de subtransmisión.

Estas son líneas de alta tensión que salen de la subestación (SE) principal para energizar a las S/E de distribución. Los niveles de tensión en sistemas de subtransmisión son de 115 KV y menos, aunque ya 230 KV se puede estimar también como subtransmisión. El sistema de subtransmisión usa normalmente potencias de cientos de mega watts.

3.3. 6. Subestación de distribución.

Son redes eléctricas que se encargan de recibir la potencia suministrada de los circuitos de subtransmisión y pasa a ser transformada a niveles de media tensión a los alimentadores primarios. Su voltaje oscila desde los 66 KV hasta 230 KV. Este nivel de tensiones maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA.

3.3. 7. Alimentador primario.

Alimentadores que están compuestos por circuitos que parte desde las S/E de distribución y se transporta el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. La potencia de los alimentadores depende del nivel de tensión que recibe el sistema de distribución, esto puede ir de (2.4 a 34.5 KV), pero también puede ser entre 2 y 8 MW.

3.3. 8. Transformador de distribución.

Son equipos eléctricos que reducen la tensión del alimentador primario a la tensión de utilización del consumidor final. Las tensiones que se usan en este nivel y las más comunes son de 440 V y de 220 V entre sus fases. Los transformadores de distribución que se usan para redes aéreas, es decir, de poste tienen potencias normalizadas de hasta 300 KVA y los



transformadores de redes de subterráneas van de hasta 750 KVA; en edificios grandes existen transformadores del orden de 2000 KVA.

3.3. 9. Secundarios y servicios.

Estos son sistemas eléctricos que distribuyen la energía del alimentador secundario del transformador de distribución a los consumidores. Las potencias usadas en este nivel de tensión oscilan desde 5 hasta 300 KVA en redes aéreas y 750 KVA y más en redes de distribución subterráneas. En las redes subterráneas se utilizan sistemas automáticos de baja tensión que se abastecen de energía eléctrica a través de uno o más alimentadores y múltiples transformadores de distribución, por lo que su potencia es muy grande.

3.4. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN EL TIPO DE CARGA

3.4. 1. Los sistemas de distribución industrial

Estos sistemas comprenden a los grandes consumidores de energía eléctrica, que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos de energías alternativas.

3.4. 2. Los sistemas de distribución comerciales

Estas redes usan un término grupal para sistemas de energía ya existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales. En este tipo de sistemas de distribución suelen tener sus propias características, por consecuencia de sus propias exigencias especiales en cuanto a la seguridad de las personas y de los bienes, por lo que la mayoría de veces se requiere de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

3.4. 3. Los sistemas de distribución urbanos

Son sistemas que alimentan de energía eléctrica a grandes poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con la particularidad de que su densidad de cargas es pequeña. Por las cuales es muy importante la adecuación correcta y la selección de los equipos y su correcto dimensionamiento.

3.4. 4. Los sistemas de distribución rural

Estos sistemas se encargan de distribuir el suministro eléctrico a zonas de baja población, es por ello que la densidad de cargas es menor, por lo cual se requiere de soluciones especiales



en cuanto a aparatos eléctricos y al tipo de red. Esto se da debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, y su elevado costo de los KWh consumidos. En algunos aspectos es incluso acreditado, desde el punto de vista económico, dado que la generación local en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red de gran magnitud.

3.4. 5. Sistema de distribuciones subterráneas

Para estos sistemas se aplica en casos especiales, es decir cuando se atienden grandes demandas de energía eléctrica en donde se requiere una gran continuidad del suministro eléctrico. Estos sistemas subterráneos de distribución son más confiables, dado que en su gran parte no están expuestas a descargas atmosféricas, choques de vehículos, caídas de árboles, lanzamiento de objetos, como las que sí están expuestas las redes aéreas. Las redes subterráneas presentan también varias desventajas, entre las ellas las siguientes:

- a) La mínima accesibilidad, lo que dificulta la ubicación de las fallas.
- b) Interrupción del servicio por falla más prolongada que en las redes aéreas.
- c) Gran dificultad en los trabajos de mantenimiento en la red.
- d) El costo de su implementación es mucho mayor que el de las redes aéreas.

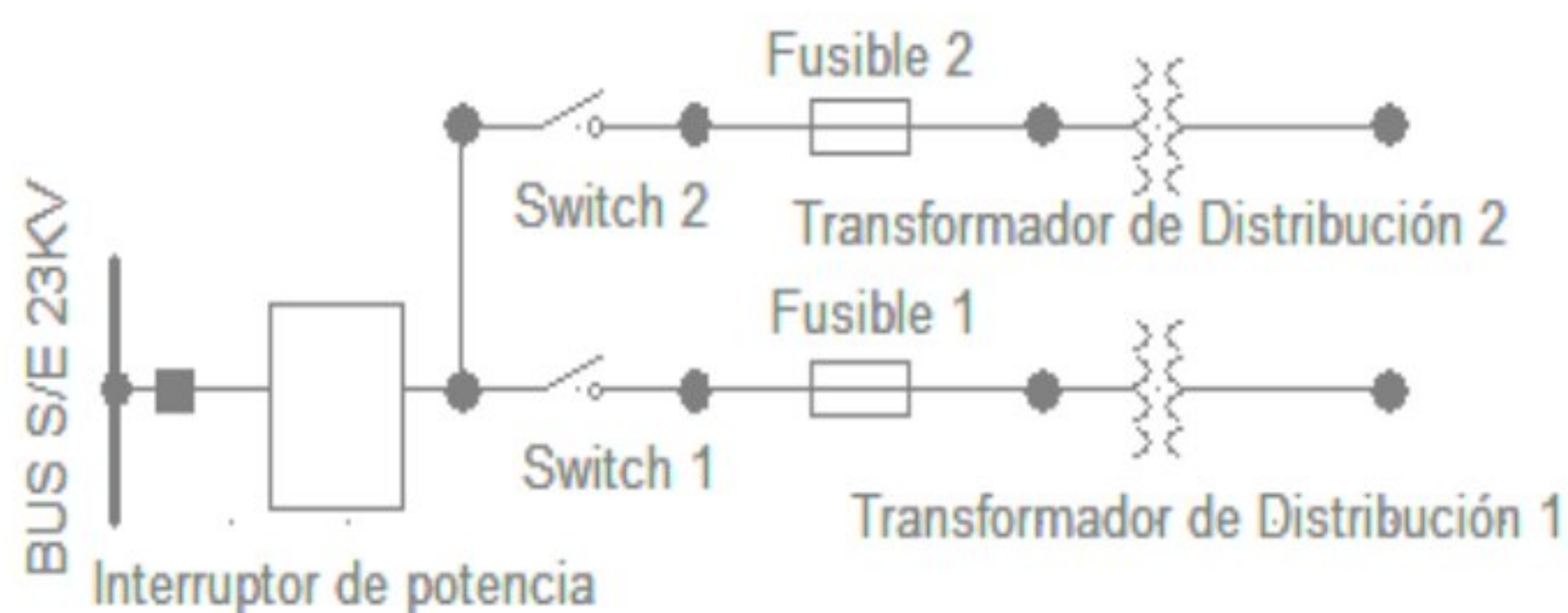


Figura 3. 4. Esquema unifilar de un sistema eléctrico de distribución subterránea [13].

3.5. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN SU TENSIÓN NOMINAL

3.5. 1. Redes de distribución secundarios

Para este sistema de distribución las tensiones de diseño en redes urbanas y rurales que permiten abastecer el suministro en zonas residenciales, comerciales, la pequeña industria y al



alumbrado público. Cuando estos últimos son alimentados por la red de distribución secundaria, red monofásica trifilar 240/120 V con punto céntrico a tierra, trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra. El sistema trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios. Las tensiones citadas se refieren a la tensión de placa en los transformadores de distribución. Para los sistemas industriales y de alumbrado público de gran magnitud, donde se requiere un transformador propio e independiente de la red secundaria, estos son muy comunes las siguientes tensiones nominales.

- Red Trifásica 480/277 V en estrella.
- Red Trifásica 480/240 V en delta.

3.5. 2. Redes de distribución primarias.

Estos sistemas son diseñados con circuitos primarios a diferentes voltajes. Para esto se establece como voltaje nominal para el diseño 13.2/7.62 kV, por lo general su configuración es en estrella con neutro sólido a tierra. En la actualidad existe un sistema que opera a 11.4 kV, por lo que ya se está cambiando a 13.2 kV en todo el país. Los equipos eléctricos existentes que operan a tensiones diferentes donde serán aprovechados al máximo. En los nuevos equipos eléctricos que se instalen a estas tensiones se preverá la conversión del sistema a las tensiones adoptadas.

3.5. 3. Sistema de distribución tipo radial

Un sistema de distribución tipo radial está compuesto de un orden jerárquico, es decir que consta con una sola fuente de potencia y fuentes de emergencia (Subestaciones S/E) para suministrar a energía al sistema, como se muestra en la **Figura 3. 4.**

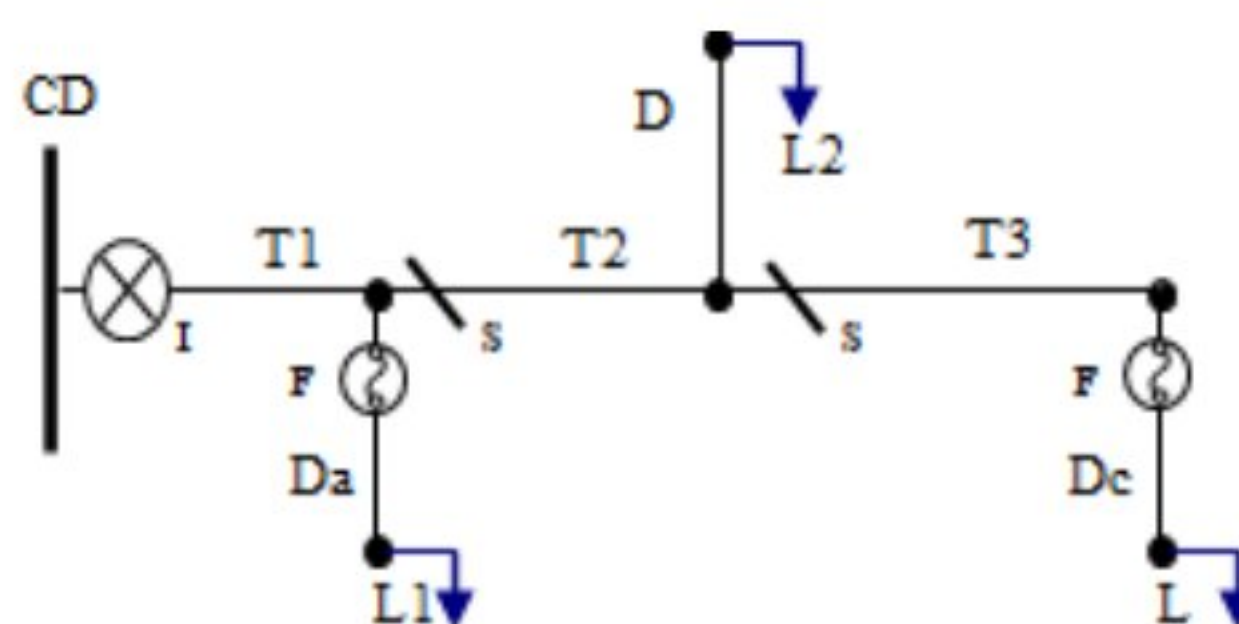


Figura 3. 5. Sistema de distribución tipo radial de 7 barras [10].



Las interrupciones del suministro de energía eléctrica pueden ser provocadas por fallas de algún componente situado entre la subestación de distribución hacia las cargas, es decir la falla afecta todas las cargas ubicadas aguas abajo del componente fallado.

3.5. 4. Sistema radial con alternativas de alimentación

Este tipo de sistemas ayuda a brindar una mayor confiabilidad al momento de suministrar la energía eléctrica, este sistema puede disponer uno o más “alimentadores de emergencia”, también llamado “Open Point” con este tipo de alimentadores se puede acaparar alguna emergencia suscitada en una falla ocurrida en alguna parte del sistema eléctrico. En el caso que se produzca una falla, donde ésta será despejada por un interruptor con el fin de cerrar y permitir a las cargas recuperen el suministro eléctrico, como indica en la siguiente Figura 3. 6. y se formula de la siguiente manera:

$$\lambda' = \lambda * 30 \quad (3.14)$$

Dónde:

λ' : Tasa de falla reconectando alimentador alternativo.

λ : Tasa de falla del sistema.

30: porcentaje de fallas transitorias presentada en la red.

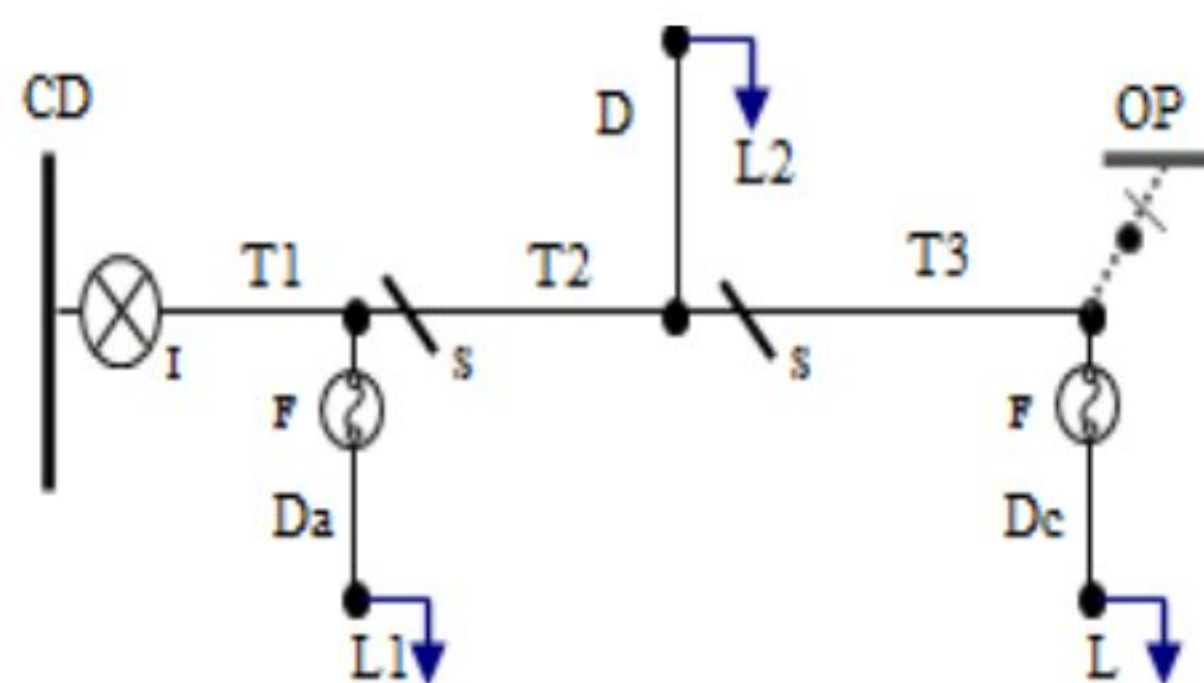


Figura 3. 6. Sistema de distribución tipo radial de 7 barras con alimentador de emergencia [10].

3.5. 5. Fallas en el sistema de distribución

En los sistemas de distribución con respecto a calidad de energía eléctrica se toma como un problema, sobre todo para las desregulaciones de los mercados eléctricos, la calidad de energía esta agrupada a la continuidad del servicio lo cual se incluyen el tiempo de



interrupciones de la potencia instalada y el número total de interrupciones de la potencia instalada. Las fallas en los sistemas de distribución eléctrica causan interrupciones en el suministro, estas son las responsables de la variación de los índices de continuidad del servicio, ya que genera pérdidas a las empresas distribuidoras por los costos asociados a la energía no suministrada [14].

3.6. CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

3.6.1. Confiabilidad y disponibilidad

“La confiabilidad es la capacidad de un componente o un sistema de operar bajo condiciones de operación designadas por un periodo de tiempo. La teoría de confiabilidad y análisis de riesgos se utilizan en la mayoría de las áreas en las que se ocupa las empresas de energía eléctrica que son el diseño conceptual, adquisición de equipos, decisión de operación, política de mantenimiento y repuestos, evaluación del estado y desempeño del sistema y subsistema, los sistemas de energía eléctrica confiables sirven a las cargas de los clientes sin interrupciones del suministro, los índices de confiabilidad están destinados a aplicarse a los sistemas de distribución, subestación, circuitos y regiones definidas ya que deben entregar servicio de electricidad a la entrada de cada cliente” [15].

3.6.2. Parámetros en el estudio de confiabilidad

Existen parámetros económicos como también parámetros técnicos, los parámetros económicos se subdividen en microeconómicos como es el precio de la electricidad y el costo operativo como el de inversión, y en macroeconomía que son los parámetros de inflación y la tasa de interés. En los parámetros técnicos se subdivide en parámetros topológicos y operativos, los topológicos como en la interrupción de los componentes del sistema y los operativos como eólico, carga de generación fotovoltaica y descarga de vehículos eléctricos [18].

La tasa de fallas es el número de fallas de un factor por año provocado por una salida persistente. Estas fallas tienen la posibilidad de ser causadas por una mala operación técnica, rayos, animales, cortocircuito, árboles, sobrecargas. Es decir obtenida por la tasa de salida al dividir el número total de fallas por un componente dado entre el total de los recursos y



dividida por el número de años [19].

3.6. 3. Índices de confiabilidad

Según [15] los índices de confiabilidad son utilizados para aplicarse a los sistemas de distribución, subestación, circuitos y regiones definidas que procuran cuantificar la calidad del servicio que muestra la red en cualquier punto de consumo ya que deben entregar servicio de electricidad a la entrada de cada cliente, entre los cuantificadores más populares se cuentan:

3.6. 4. Tiempo de reparación (r)

Tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

3.6. 5. Energía no suministrada (ENS)

Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución eléctrica desaprovecha de vender.

3.6. 6. Carga promedio desconectada (L)

Cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.

3.6. 7. Tiempo anual de desconexión esperado (U)

Indisponibilidad total de servicio durante un año, expresado en horas.

3.7. FÓRMULAS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Número medio de interrupciones por consumidor y por unidad de tiempo.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ Interrupciones / año. cliente} \quad (3.15)$$

Dónde:



λ_i : Tasa de fallas del punto de carga i .

N_i : Número de usuarios del punto de carga i .

3.7.1. Duración de interrupción del sistema Interrupción

Duración media de interrupción por consumidor y por unidad de tiempo.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i \text{ horas/año}}{\sum N_i} \quad (3.16)$$

Dónde:

U_i : Tiempo de interrupción anual del punto de carga i

N_i : Número de usuarios del punto de carga i

3.7.2. Índice medio de frecuencia de interrupción a los usuarios

$$CAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectado}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum \text{Usuarios afectados}} \text{ Interrupción/año. cliente afectado} \quad (3.17)$$

Dónde:

λ : Tasa de fallas del punto de carga i .

N_i : Número de usuarios del punto de carga i .

3.7.3. Índice medio de duración de interrupción a los usuarios

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{CAIFI} \text{ horas/Interrupción} \quad (3.18)$$



3.7.4. Índice medio de disponibilidad del Sistema

$$ASAI = \frac{NT + 8760 - \sum_{i=1}^n UI + Ni}{NT + 8760} \quad (3.19)$$

Dónde:

i: Interrupción i-ésima.

Ui: Tiempo de interrupción anual del punto de carga i

NT: Número total de usuarios.

3.7.5. Índices Orientados a la Carga (referidos a la demanda interrumpida)

Los métodos orientados a la carga se definen utilizando la carga media (La), conectada por nodo o elemento “i”

$$Lai = \frac{\text{Energía total demandada en el periodo de interés}}{\text{Período o tiempo de interés}} \quad (3.20)$$
$$Lai = \frac{Ed}{t}$$

Un indicador de gran interés, dado que tiene un vínculo de pérdida, es:

- Índice de Energía No Suministrada (ENS):

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Mwh/año} \quad (3.21)$$

3.7.6. Energía no suministrada por cliente:

$$AENS = \frac{ENS}{NT} \text{ Mwh/año} \quad (3.22)$$

3.8. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Son dispositivos que sirven para minimizar los daños tanto en equipos eléctricos como a personas, aislando el caso de falla de los elementos fallados del sistema, donde se pretende



mejorar la confiabilidad al evitar que fallas futuras afecten a mayor cantidad de clientes. Los siguientes dispositivos de protección y maniobra que constituyen un sistema de distribución eléctrica son los siguientes:

3.8.1 Interruptor-relé de circuito

Su función es interrumpir las corrientes nominales en operación normal de la red y las corrientes de falla ante fallas ocasionadas en la misma agua abajo, se comanda con relés con los cuales es posible efectuar mandos a distancia.

3.8.2 Fusible

Dispositivo de sobrecorriente, el cual consta de un elemento que se funde con el paso de sobre corriente abriendo el tramo de red que protege • En BT se encuentran hasta de 600 A y 250-600 V La exigencia es que soporten continuamente la corriente nominal y que se fundan en un tiempo máximo de 5 minutos con un 15% de sobrecarga • En AT se encuentran hasta de 400 A y 10-138 kV, con potencias de 100kVA a 20 MVA.

3.8.3 Reconectores automáticos

Son dispositivos de protección de sobre corriente que abre y cierra (re-cierres) un número predeterminado de veces para despejar fallas transitorias o aislar fallas permanentes En líneas aéreas, entre 50 y 80 % de fallas son de tipo transitorias; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta a lo más algunos segundos. Estas fallas hacen operar fusibles e interruptores, produciendo demoras en la reposición del servicio (especialmente en zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema para solucionarlo.

3.8.4 Seccionalizador automático

Son dispositivos que aísla automáticamente las fallas (pero no bajo carga) y se instala aguas abajo de un equipo con reconexión automática, esto es para fallas ocurridas dentro de su zona de protección donde cuenta con aperturas y cierres efectuadas por Reconectores instalados aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el reconector está abierto. Siempre debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del reconector asociado u operar en conjunto con un interruptor automático.

3.8.5 TripSaver automático

Restaurador de vacío controlado electrónicamente, no necesita programación • Protege los



circuitos laterales aéreos que experimentan con frecuencia averías momentáneas y reemplaza los cortacircuitos fusibles, mejorando confiabilidad.

3.8. 6 Equipos de seccionamiento

Estos dispositivos sirven para aislar zonas de la red en caso de falla o para reconfigurar la red, estos dispositivos de protección o seccionador son los que no participan en la protección ante la presencia de una falla.

3.9. DATOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA OBTENER LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

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

3.9. 1. Tasa de falla (λ)

La tasa de falla para un tramo o equipo de protección, esto indica las veces el promedio que dicho componente se ve afectado hacia a alguna condición que implique la operación de algún dispositivo de protección de la red. Esto puede incluir fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero. Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

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

$$\lambda = b * l \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (3.23)$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{1}{\text{km año}} \right) \quad (3.24)$$

Dónde:

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.

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

$$\lambda = \frac{m}{NT} \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (3.25)$$

Dónde:

m: cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elementos.

N: cantidad de elementos expuestos a fallas.

T: período de observación, años.

Por lo general, las empresas distribuidoras de energía eléctrica suelen realizar estadísticas de tasas fallas en el sistema, y también lo individualizan las causas por la cual se originan, de manera que el uso de las ecuaciones (3.15) a (3.17) refleja una aproximación óptima, en caso de falta de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

3.9. 2. Interrupciones en la red

En el suministro eléctrico, el no abastecimiento significa que hay una interrupción y puede ser provocado por la salida de servicio de uno o más elementos, dependiendo de la configuración del sistema. Según la Resolución No. ARCERNNR – 0XX/2022 con respecto a la calidad de servicio “se consideran todas las interrupciones mayores a 3 minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. Es por ello que no se considerarán el número de interrupciones con un periodo igual o menor a 3 minutos.” [20] La misma regulación sigue diciendo: “No se consideran las interrupciones de un consumidor en particular causadas por fallas en sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros Consumidores” [20].

3.9. 3. Clasificación de las Interrupciones

Las interrupciones se pueden agrupar como sigue:



Tabla 3. 1.- Clasificación de las Interrupciones [20].

CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES			
POR SU DURACIÓN	POR SU ORIGEN	POR SU CAUSA	POR SU VOLTAJE
-Momentáneas, duración igual o menor a 3 minutos	Externas al sistema de distribución;	Programadas	-Bajo voltaje
-Larga, duración mayor a 3 minutos Temporal, restaurado manualmente de 30 minutos a 2 horas. -Permanente, restaurado cuando un componente es reparado o reemplazado.	-Causan salidas forzadas -Otro Distribuidor -Transmisor. -Generador -Restricción de carga -Baja Frecuencia -Internas al sistema de distribución, provocados por componentes internos. -Programadas -No Programadas	-Mantenimiento -Ampliaciones -Maniobras No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas) -Climáticas -Ambientales -Terceros -Red de alto voltaje -Red de medio voltaje -Red de bajo voltaje	-Medio voltaje -Alto voltaje

3.9. 4. Tiempo de interrupción

El tiempo de interrupción total obedece a la condición de protección mancomunada y al tipo de labor que se debe realizar para reparar o reponer el servicio eléctrico (mantenimiento, cambio, limpieza, maniobras de transferencia etc.) luego de una ocurrencia de una falla.

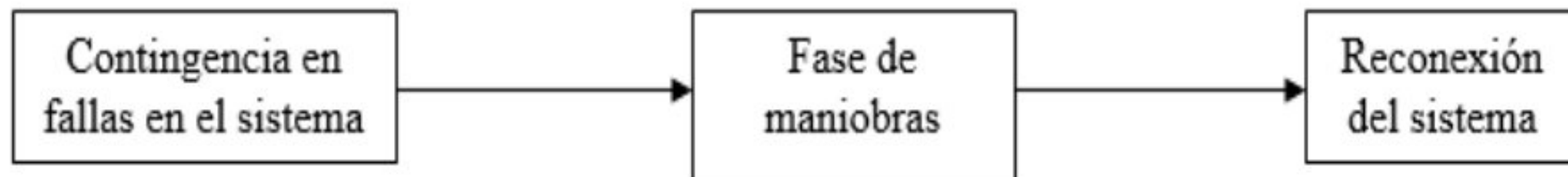


Figura 3. 7. Proceso de restablecimiento del servicio eléctrico dependiendo del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema [21].

3.9. 5. Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c)

Consiste en el intervalo de tiempo en el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operarios del sistema de distribución eléctrico toman decisiones técnicas para la reparación. La automatización juega un rol importante, por la señalización del estado de las protecciones, la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.

3.9. 6. Tiempo de preparación (T_p)

Tiempo correspondido y requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

3.9. 7. Tiempo de localización (T_l)

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

3.9. 8. 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.

3.9. 9. Tiempo de reparación (T_r)

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

3.9. 10. Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v)

Es el intervalo de tiempo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación. Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos



mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

3.9. 11. Tiempo de switching (Ts)

Tiempo para realizar maniobras en propio alimentador elemento fallado, necesarias para aislar falla y restablecer servicio a tramos donde sea posible.

3.10. RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

Después de que se haya anulado una falla, el sistema consigue reconfigurar para aislar la falla y proporcionar energía eléctrica a ciertos clientes. Esta reconfiguración se realiza mediante dispositivos de seccionamiento, por ejemplo, un interruptor los esfuerzos de recuperación del sistema logrados mediante la apertura y el cierre de interruptores, se pueden clasificar en restauración ascendente y restauración aguas abajo.

La restauración ascendente repara el servicio a tantos clientes como sea posible mediante el uso de su ruta eléctrica normal al dispositivo de protección disparado. La ruta normal se repara abriendo el primer dispositivo de seccionamiento aguas arriba de la falla y restableciendo el dispositivo de protección disparado.



Figura 3. 8. Restauración ascendente de una sola etapa en el interruptor del alimentador eliminando la falla [22].

Si se esperan tiempos de reparación largos, se pueden restaurar clientes interrumpidos adicionales mediante la reparación posterior. La idea de la restauración aguas abajo es reponer a los clientes como sea posible utilizando caminos eléctricos alternativos.

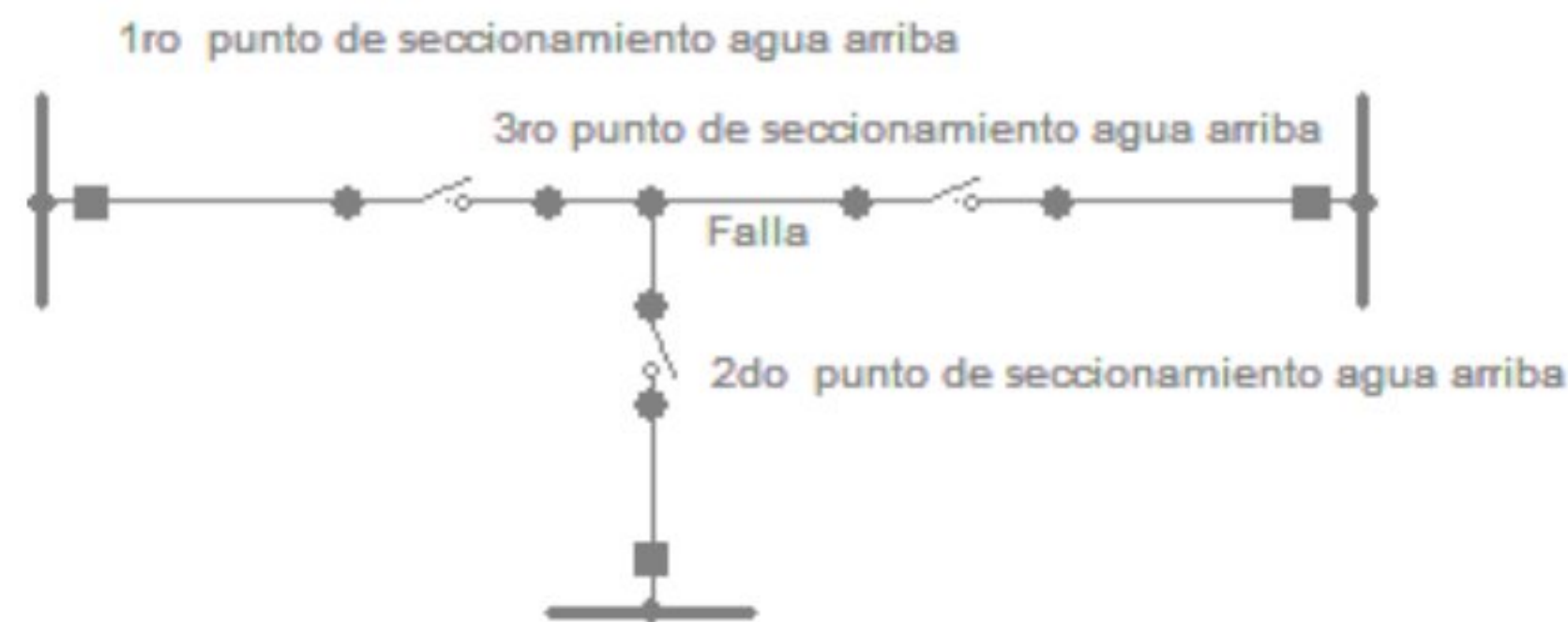


Figura 3. 9. Restauración aguas abajo de una sola etapa después de abrir el punto de seccionamiento ascendente [23].

La restauración descendente es un algoritmo más complicado que la restauración ascendente, ya que se pueden utilizar múltiples combinaciones de conmutación para restaurar el servicio a múltiples conjuntos de clientes. Además, no se debe permitir que las acciones de conmutación quebranten las restricciones de funcionamiento del sistema, como exceder las clasificaciones de emergencia del equipo o violar las restricciones de bajo voltaje.

3.11. CLASIFICACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN AL APLICAR LA TÉCNICA FMEA.

La protección asociada para estos sistemas se basa en función desde sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede referirse de la siguiente manera, ante la posible existencia de una falla en otro tramo del alimentador:

3.11. 1. Normal

Se define como normal, el estado del tramo de alimentador “i” cuando no se ve afectada su operación por fallas en el elemento “j”.

3.11. 2. Restablecible

Se define como restablecible, cuando su servicio en el estado del tramo de alimentador “i” puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento “j” fallado, aislando “j” mediante algún equipo de protección eléctrico o elemento de maniobra.

3.11. 3. Transferible

Cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, el tramo de alimentador “i” será transferible, antes de reparar el elemento “j” en falla.



3.11. 4. Irrestablecible

Aquellos tramos que sufren una falla y todos los tramos que no se puede ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras. Cabe mencionar que, no siempre es factible transferir toda la carga a otro alimentador, porque puede existir restricciones como, por ejemplo, que la falla ocurre durante horas pico o porque el alimentador está siendo transferido por una carga que tiene capacidad limitada.

3.11. 5. Evaluación de estados

Evaluación de estados para los sistemas de topología radial, como los que se analizará, se demuestra, que:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (3.26)$$

$$U_i = \lambda_i * r_i \quad (3.27)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (3.28)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.29)$$

Dónde:

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

r_i : Tiempo de reparación del elemento i, horas

U_i : Indisponibilidad anual del elemento i, horas/año

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

r_T : Tiempo de reparación total, horas

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



Los índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que, en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio eléctrico, por la cual corresponde al tramo que se encuentran conectados.

3.12. ANÁLISIS Y MÉTODOS DE LA FORMA TRADICIONAL PARA OBTENER LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

3.12. 1. Análisis Histórico

Usado como herramienta para evaluar performance en base a datos de fallas históricas registradas en el sistema.

3.12. 2. Análisis Predictivo

Cuantificar el nivel confiabilidad que se espera SD tenga a futuro, basándose en modelos que puedan predecir probabilísticamente la ocurrencia de fallas futuras y sus consecuencias. Matemáticamente existen principalmente dos métodos para evaluarla:

3.12. 3. Métodos Simulativos

Estiman índices mediante procesos de simulación del comportamiento estocástico de componentes de una red, simulando funcionamiento real. Método de Monte Carlo. La red se puede modelar con gran exactitud, pero requiere elevados tiempos de cálculo computacional.

3.12. 4. Método Monte Carlo

En la actualidad el método Monte Carlo es utilizado para examinar inconvenientes que no poseen un elemento aleatorio explícito, en dichos casos un parámetro determinista del problema se expresa como una repartición aleatoria y se simula esa repartición. La simulación de Monte Carlo, además, ha sido construida para solucionar integrales que no se pueden solucionar por procedimientos analíticos, luego, ha sido usado para cualquier esquema que emplee números aleatorios, utilizando cambiantes aleatorios con distribuciones de posibilidad conocidas [24].

El método Monte Carlo es usado para aproximar expresiones matemáticas de alto costo y complejas, es decir, viene determinada por hecho de forma aleatorias, ya que un hecho



aleatorio es un conjunto de resultados que causan en la probabilidad y poder totalizar todas las posibilidades y tener una idea de la conducta del proceso real, la virtud de este procedimiento radica en la probabilidad que da de considerar teóricamente cada variable aleatoria, cada contingencia, la probabilidad de adoptar políticas de operación parecido a las reales y de usar cualquier tipo de repartición de posibilidad para los tiempos de falla y compostura de los elementos [25].

3.12. 5. Método Analítico

Representan una red mediante un modelo matemático y evalúan índices usando soluciones numéricas directas, en tiempos computacionales relativamente cortos. Pueden ser divididos en modelamientos de Márkov y de Redes, siendo este último el más empleado en confiabilidad de redes de distribución.

3.12. 6. El método de Márkov

Los métodos analíticos se basan a través de los procesos continuos de Márkov, en un sistema de distribución eléctrica o de transmisión se indica que cuando existe alguna falla en algún elemento se puede reemplazar o reparar, es decir, se lo puede considerar como un sistema reparable dependiendo de la naturaleza del elemento de tal forma que se restablezca la condición de operación normal del sistema o parte del lugar afectado, entonces, el sistema es continuo en el tiempo con estados discretos finitos , ajustándose con exactitud una representación a través de los procesos continuos de Márkov, ya que permite obtener con exactitud la probabilidad de que el sistema resida en todos sus estados posibles [21].

Esto permite indicar dos estados posibles que se los denomina espacio de estados donde las transacciones de un estado a otro permiten cambiar el estado de un elemento a la vez.

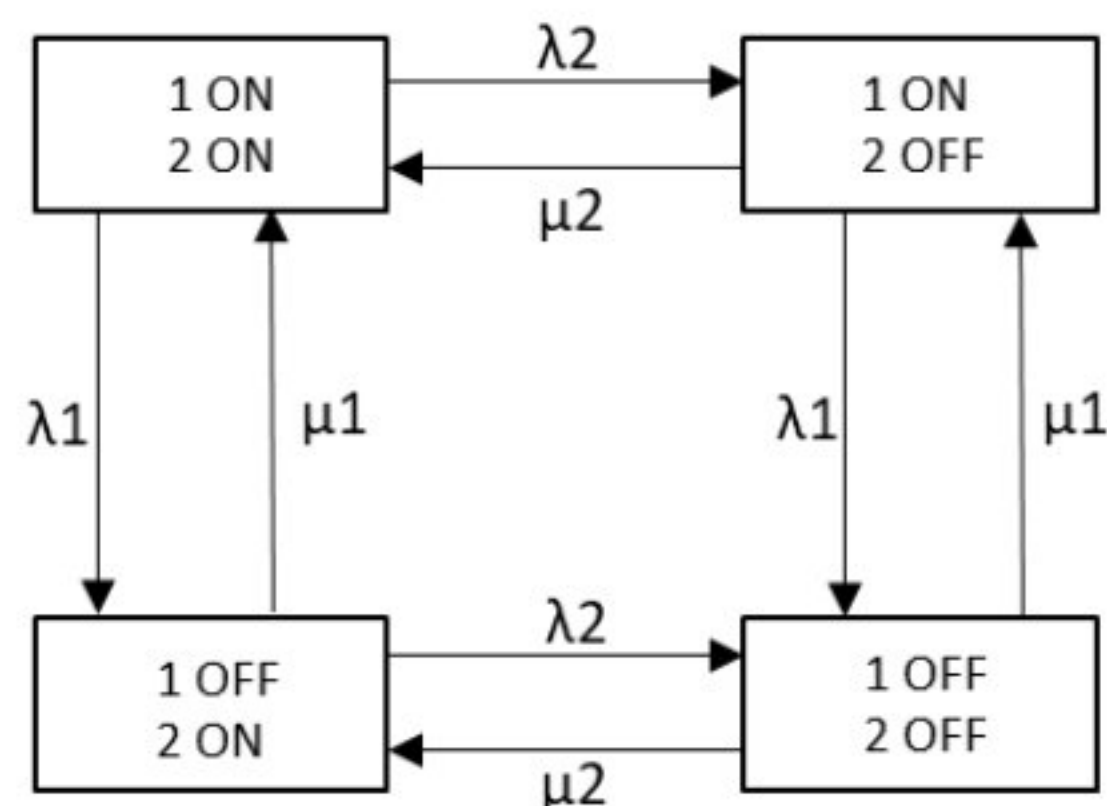


Figura 3. 10. Esquema del espacio de estados de un sistema de dos elementos Esquema del espacio de



estados de un sistema de dos elementos [21].

Dónde:

λ_i : Es la tasa de falla del componente i y se expresa en fallas/unidad de tiempo

μ_i ; Es la tasa de reparación, expresada en 1/horas.

Tener en cuenta que en el caso de sobrecargas si las líneas se conectan en paralelo y no superan toda la carga, existirá conflictos cuando una de ellas salga fuera de servicio, Si la existencia de tal estado representa desprender parte de la carga para evitar una falla mayor los puntos afectados se deberán considerar en el conteo de estado de falla.

Para determinar la probabilidad de residencia en un estado, considerar un sistema compuesto de un único elemento, reparable, caracterizado por una tasa de falla λ y una tasa de reparación μ , con funciones de distribución exponencial. Sean además $P_0(t)$ y $P_1(t)$ las probabilidades de que el sistema esté operando y fuera de operación, respectivamente, en un tiempo cualquiera, t . Considerando un intervalo infinitesimal de tiempo, dt , se acepta que la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos es despreciable. De esta manera:

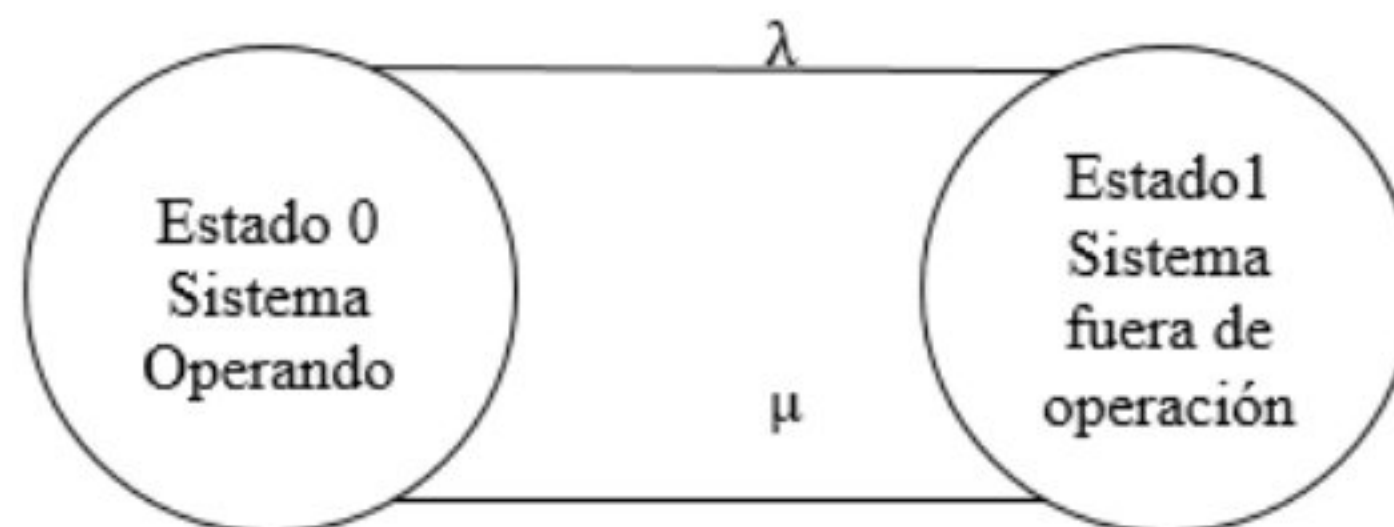


Figura 3. 11. Espacio de estados de un sistema de un elemento [26].

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)\mu dt \quad (3.30)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t)\lambda dt + P_1(t)(1 - \mu dt) \quad (3.31)$$

O bien:

$$P_0(t + dt) - P_0(t) = -P_0(t)\lambda dt + P_1(t)\mu dt \quad (3.32)$$

$$P_1(t + dt) - P_1(t) = P_0(t)\lambda dt - P_1(t)\mu dt \quad (3.33)$$



Dividiendo por dt:

$$\frac{P_o(t + dt) - P_o(t)}{dt} = \lambda P_o(t) + \mu P_1(t) \quad (3.34)$$

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = \lambda P_o(t) - \mu P_1(t) \quad (3.35)$$

$$P'_o(t) = -\lambda P_o(t) + \mu P_1(t) \quad (3.36)$$

$$P'_1(t) = \lambda P_o(t) - \mu P_1(t) \quad (3.37)$$

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

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_o(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_o(0) - \mu P_1(0)] \quad (3.38)$$

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_o(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_o(0) - \lambda P_1(0)] \quad (3.39)$$

Donde $P_o(0)$ y $P_1(0)$ corresponden a las condiciones iniciales. Además, se asume que:

$$P_o(0) + P_1(0) = 1 \quad (3.40)$$

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

$$P_o(0) = 1$$

$$P_1(0) = 0$$

Por lo tanto, las ecuaciones (3.30) y (3.31) se transforman en:

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.41)$$



$$P1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.42)$$

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

$$P0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.43)$$

$$P1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.44)$$

Utilizando las definiciones de tiempo medio para la falla (T1) y tiempo medio de reparación (T2), se asume:

$$T1 = \frac{1}{\lambda} \quad (3.45)$$

$$T2 = \frac{1}{\mu} \quad (3.46)$$

De tal forma, las probabilidades de operación y falla, en estado de régimen permanente, en función de los tiempos de operación y reparación, son:

$$P0 = \frac{T1}{(T1 + T2)} \quad (3.47)$$

$$P1 = \frac{T2}{(T1 + T2)} \quad (3.48)$$

Las ecuaciones (3.35) y (3.36), así como (3.39) y (3.40), permiten calcular la probabilidad de residencia en el estado de operación y de falla, de un sistema modelado como único elemento. En los estudios de confiabilidad, resulta interesante establecer los índices de frecuencia y duración de interrupciones del servicio, en vez de una probabilidad. Para eso, se desarrollaron los procedimientos de frecuencia - duración y los procedimientos de redes, con estudios de los tipos de fallas y análisis de sus efectos en lo demás del sistema.



3.12. 7. Técnica de frecuencia y duración

La evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega a sus consumidores. Como se mencionó en lo anterior, la técnica de Márkov es propiamente adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad del sistema, por otro lado, hay parámetros de confiabilidad [14].

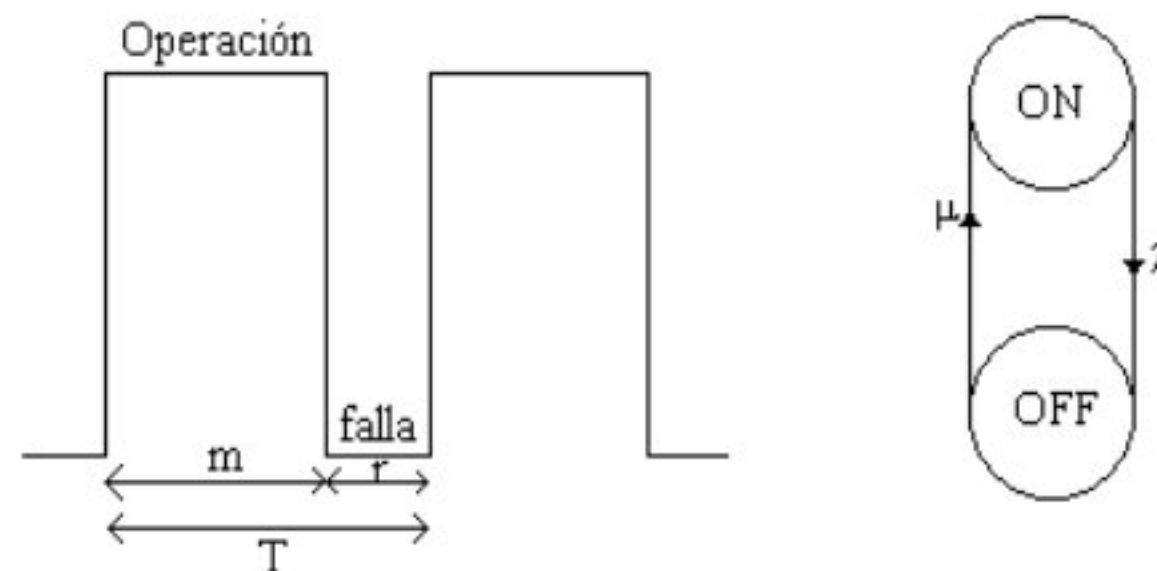


Figura 3. 12. Representación del ciclo operación-falla-reparación-operación de un componente [14].

Figura 3. 13, se observa la representación del proceso de la técnica operación-falla-reparación, en este caso la operación de un elemento; claramente, la frecuencia de este ciclo es $f = 1/T$. Luego, se aplica una definición simple de probabilidad, se tiene que la probabilidad de que un elemento esté en operación y está dada por la siguiente relación:

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

Dónde:

$$m = \frac{1}{\lambda} = \text{tiempo promedio de operación}$$

$$r = \frac{1}{\mu} = \text{tiempo promedio de reparación}$$

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

$$P(op) = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \tag{3.49}$$

De aquí se obtiene lo que es:

$$f = P(op) * \lambda \tag{3.50}$$



No obstante, en un estado determinado que esté dado por la probabilidad, juega un rol importante en la frecuencia por encontrarse en el estado, así mismo por la tasa de fallas desde dicho estado. Esta metodología está diseñada para varios sistemas y puede resumirse en lo siguiente:

- Evaluación de las probabilidades de los límites de estado,
- Evaluación de la frecuencia de encuentro de estado,
- Evaluación de la duración media de cada estado.

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

$$mc = \text{prob. acumulada para el estado } i / \text{frec. de encuentros en el estado } i \quad (3.51)$$

Cabe recalcar, que este método también puede ser utilizado para evaluar en el área de sistemas de generación.

3.12. 8. Método de conjunto cortes a la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica

Esto se lo conoce como un mínimo "cut set" como el conjunto de componentes de un sistema que al fallar causan que el sistema falle, por otro lado, cuando uno de los componentes del conjunto se mantiene operando no se produce la falla del sistema. Esto es visible para esta definición, los componentes de los "cut set" están conectados en paralelo desde el punto de vista de la confiabilidad [17].

En esencia, este método hace representación a la red bajo estudio donde se puede tener configuraciones distintas, de igual manera el conjunto de corte hace mención a un grupo de elementos que al ser apartados del sistema se produce fraccionamiento en el sistema. Así mismo el corte mínimo hace referencia cuando no se tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto en el sistema. Como ejemplo, se considera un sistema eléctrico enmallado, compuesto por seis elementos, la fuente y la salida de las cargas, como se indica en la **Figura 3.13.**

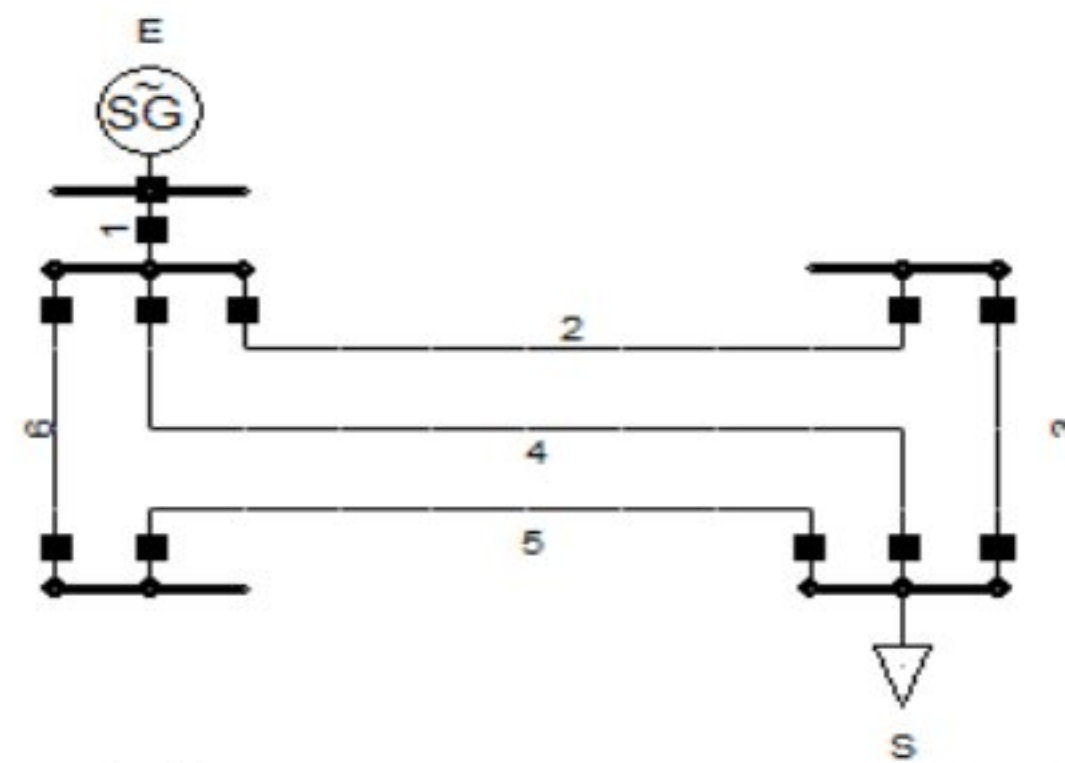


Figura 3. 13. Sistema eléctrico tipo en mallado [21].

En el conjunto de corte, estos elementos deben conectarse en paralelo, ya que la falla se produce cuando todos estos elementos salen de la red. Los conjuntos de cortes, a su vez, deben conectarse en serie, ya que la ocurrencia de cualquiera de ellos resguarda la desconexión del sistema. Además, el análisis consiste el paso inicial de cualquier sistema es la determinación de los conjuntos de corte mínimo para el punto de carga en consideración, para luego analizar las contribuciones de cada conjunto de corte mínimo a los índices de confiabilidad del punto de carga en operación, empleando ecuaciones que dependen de la naturaleza del evento que produce la falla [21].

Tabla 3. 2. Conjuntos de corte para la red de la **Figura 3. 13**

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



4. MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se describe el proceso realizado para la evaluación de los índices de confiabilidad con la técnica FMEA. En la sección 4. 1. se detallan los métodos de investigación que se utilizó para llegar a evaluar la técnica FMEA, en la sección 4. 2. se realiza una breve descripción de los materiales e instrumentos que fueron utilizados los cuales son el Software PowerFactory de DIgSILENT, y el Software de Matlab. En la sección 4. 3. se muestran las normativas que se aplican para la técnica FMEA, y la normativa que se trabaja en sistemas de distribución con respecto a índices de confiabilidad, en la sección 4. 4. se detalla el modelado de la red de un sistema de distribución tipo radial para poder empezar a realizar la evaluación de la técnica FMEA. En la sección 4. 7. muestra las matrices que se necesitan según el análisis que se planteó, en la sección 4.7.5. indica las fórmulas que se aplicará para llegar a los resultados que son los índices de confiabilidad.

4. 1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo de la investigación se basará en el método descriptivo que facilita a la recolección de información de fuentes de bibliografía como artículos, normativas, papers, tesis, que se emplean para mejorar los índices de confiabilidad en un sistema de distribución tipo radial. Además, también se aplicó el método matemático para evaluar la técnica de modos de fallas y análisis de efectos en un sistema eléctrico de distribución.

Para la evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica FMEA se basa en el método analítico que consiste en determinar el estado de todos los elementos de la red cuando cada una de ellas presenta una falla, a partir de ello formar la matriz de estados de los elementos ante fallas según el sistema de distribución tipo radial y formar las distintas matrices necesarias las cuales son matriz de tiempo de restauración, matriz de tasa de falla, matriz de indisponibilidad y obtener los índices de confiabilidad tanto para el cliente como para la carga.

La metodología del FMEA proporciona la orientación y los pasos que se debe seguir para identificar y evaluar las fallas potenciales de un proceso o producto, a partir de identificar las fallas se decide eliminar o reducir la posibilidad de que ocurran las fallas potenciales que más vulneran la confiabilidad del producto o el proceso [27].

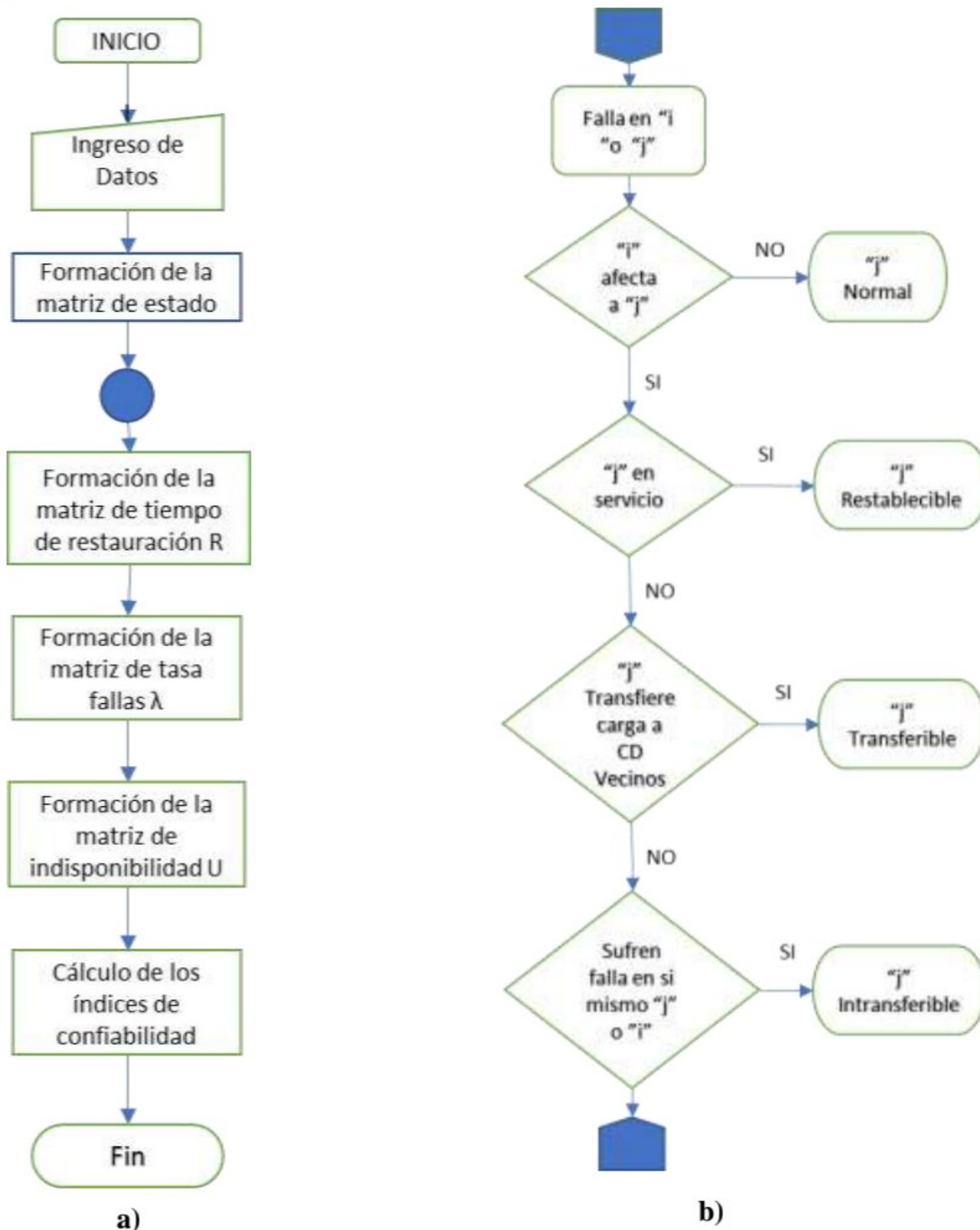


Figura 4. 1. Diagrama en bloques, a) para la ejecución del FMEA. y b) para clasificación de estados

4. 2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

En este apartado se define una explicación resumida de la metodología a utilizar con las herramientas que se usaron para la evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica FMEA. Los instrumentos que ayudarán a evaluar los índices de confiabilidad serán el Software de Matlab y PowerFactory de DIGSILENT, aplicando el modo de falla y análisis de efecto del sistema de distribución. El Software PowerFactory de DIGSILENT permite simular el sistema dado para luego comparar con la técnica FMEA y comprobar que los resultados



sean similares ya que los dos Software indicará los resultados de los índices de confiabilidad que son el SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, AENS.

Antes de aplicar la evaluación de los índices de confiabilidad mediante la técnica de modo de fallas y análisis de efecto se debe considerar lo siguiente: parámetros de la red del sistema, como también la topología operativa radial; es decir, los diversos elementos que comprenden el sistema eléctrico como son los alimentadores de la red, donde pueden abastecerse desde más de una fuente, pero cada tramo de alimentador está conectado a una sola, manejando adecuadamente los interruptores y/o seccionadores de conexión.

4.3. NORMATIVAS

ISO 22301: Metodología para el Análisis de Riesgos (FMEA), este método se utiliza durante el diseño de un proceso, producto o sistema y tiene como objetivo identificar todos los posibles problemas que puedan surgir, clasificar la gravedad de los riesgos y decidir qué acción se debe tomar al respecto. puede crear una gran ayuda al momento de usarlo y de igual manera genera un gran desafío para dicha organización [28].

Según la guía IEEE 1366-2012, literal 3,2 y 3,3 donde identifica los índices de confiabilidad de la distribución y los factores que afectan su cálculo. Incluye índices, que son útiles, así como otros que pueden ser utilizados en el futuro. Los índices están destinados a aplicarse a sistemas de distribución, subestaciones, circuitos y regiones definidas [29].

También existe algunas recomendaciones prácticas para trabajar en emergencia, según la guía IEEE Std 446-1995 que aborda los usos, las fuentes de energía, el diseño y el mantenimiento de los sistemas de energía de emergencia y de reservas [30].

4.4. MODELO DE LA RED DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA TIPO RADIAL.

Para evaluar los parámetros de los índices de confiabilidad en el sistema eléctrico, se diseñará con una descripción topológica desde la entrada hasta la salida del sistema, es decir desde la subestación de distribución eléctrica pasando por los troncales principales separados por los elementos de protección y llegando a los consumidores finales como se describe en la **Figura 4.2.**



Esto significa que todo el sistema se encuentra estrechamente relacionado para su perfecto funcionamiento. Las secciones de alimentación de un sistema se definen como un conductor separado por algún tipo de protección y/o elemento de derivación. Estos elementos son parte de este modelo y estos son: Interruptor, fusible, seccionador. La decisión de presentar una variedad de dispositivos de seguridad se justifica considerando la forma de trabajo, es diferente de cada uno de estos elementos [31].

4.5. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD A TRAVÉS DEL MODO DE FALLA Y ANÁLISIS DE EFECTO.

Datos de los tramos del sistema radial: El tiempo de switching (T_s) es de 0,5h y el tiempo de transferencia es de 1 hora.

Tabla 4. 1. Tasa de falla con respecto al estado de cada elemento [33].

Estado del elemento	Tramo Urbano	Tramo Rural
Normal	0	0
Restablecible	0,5	0,92
Transferible	1	1,75

Tabla 4. 2. Datos para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.

Líneas	Zona Protección	Longitud	λ_i [f/a]	Tri [h]	Tsi [h]	Tt [h]
Troncal:						
T1	I	2	0.2	4	0.5	1
T2	S1	1	0.1	4	0,5	1
T3	S2	3	0.3	4	0,5	1
T4	S3	2	0.2	4	0,5	1
Derivaciones:						
A	F1	1	0.2	2	0,5	1
B	F2	3	0.6	2	0,5	1
C	F3	2	0.4	2	0,5	1
D	F4	1	0.2	2	0,5	1

Datos de las cargas:



Tabla 4. 3. Datos de las cargas para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.

Carga	C_i	L_i (kW)
L1	1000	5000
L2	800	4000
L3	700	3000
L4	500	2000
Σ	3000	14000

4. 6. TOPOLOGÍA DE LA RED

El modelado topológico de la red de distribución radial indica los tramos de conexión los cuales son los tramos principales y laterales como también los elementos de protección el interruptor, los desconectadores y fusibles, la cual queda de la siguiente manera.

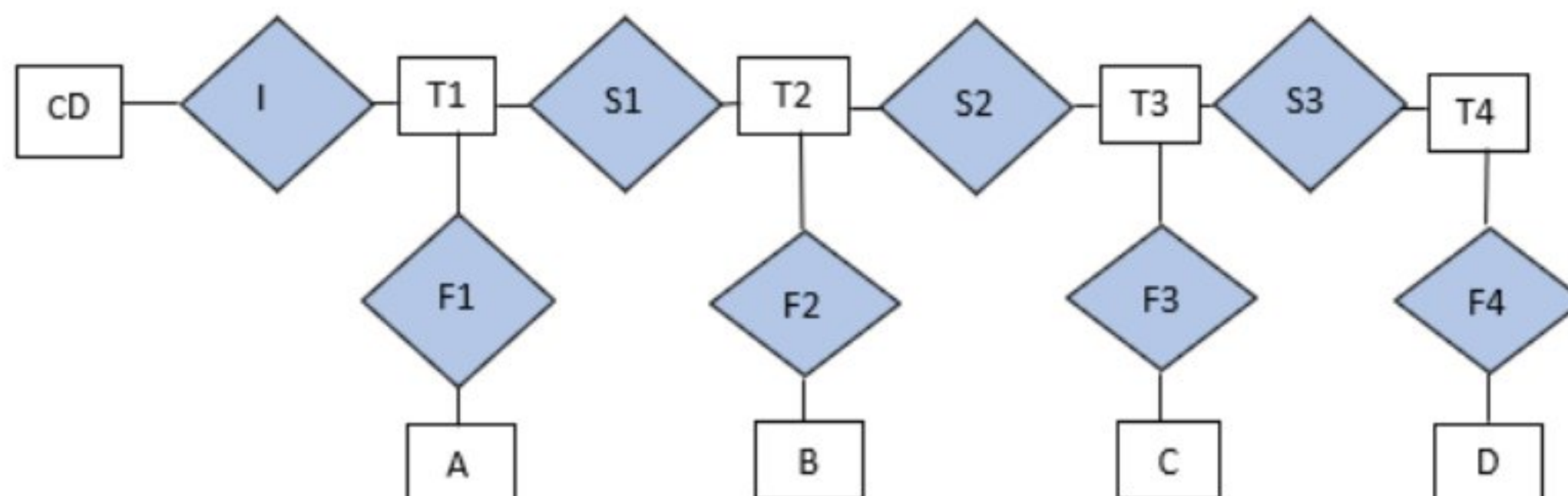


Figura 4. 2. Modelo topológico de la red de distribución eléctrica tipo radial [31].

Con el objeto de ilustrar la metodología de evaluación de índices de confiabilidad, así como la optimización de recursos para alcanzar niveles de disponibilidad deseados en algún elemento de la red, el primer paso corresponde a modelar la red indicando sólo la interconexión y la identidad de los elementos.

La identificación de elementos es la siguiente:

CD: Conexión a la subestación

I: Interruptor principal del alimentador

T1-T2-T3-T4: Tramos principales de alimentador

A-B-C-D: Cargas



S: Seccionadores

F: Fusibles

4.7. MATRICES PARA LA EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD APLICANDO LA TÉCNICA FMEA

4.7.1. Matriz de estados de los elementos ante fallas.

Para el análisis de la matriz de estado del caso de prueba de siete barras, se considera una falla en un punto de la línea, por ejemplo, para conseguir el estado T11 de la matriz de estados se debe simular una falla en el punto de la línea T1 de la red y poder obtener los estados dependiendo el diagrama que se va a utilizar para su respectiva clasificación de estados.

Por lo tanto, si la falla es ocasionada en el tramo T1, opera el interruptor del alimentador principal afectando a T1, T1, entonces no puede ser aislado por un elemento de maniobra para ser alimentado sin reparar la falla, por consecuencia el estado es Restablecible ya que la falla es ocasionada en sí mismo, tomar en cuenta que puede ser Restablecible también cuando no pueden ser transferido a otra fuente de alimentación como lo es en T1, Da. Como también, si la falla es ocasionada en el tramo T1 con relación a T2 el estado es transferible.

Por otra parte, si la falla es ocasionada en el tramo T2 del alimentador principal afectando T2, T1 puede ser aislado por el seccionador antes de reparar la falla, pero no puede ser alimentado por otra fuente de alimentación anterior por consecuencia el estado será restablecible ya que el servicio puede volver a la normalidad antes de reparar el elemento fallado, aislando mediante un APM. Entonces, cuando no ocurra ninguno de los estados mencionados se le tomará como un estado normal ya que su operación no se ve afectada por falla en otro elemento de la red del mismo alimentador y su valor será cero. Para el análisis de los demás estados es necesario seguir la misma lógica dependiendo en qué estado se encuentre el diagrama de bloques. A continuación, se mostrará los resultados obtenidos para la matriz de estados de los elementos fallados.

Tabla 4. 4. Matriz de estados de los elementos ante fallas.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	I	T	T	T	I	T	T	T
T2	R	I	T	T	R	I	T	T
T3	R	R	I	T	N	R	I	T
T4	R	R	R	I	N	N	R	I
Da	N	N	N	N	I	N	N	I



Db	N	N	N	N	N	I	N	N
Dc	N	N	N	N	N	N	I	N
Dd	N	N	N	R	N	N	N	I

Para poder obtener la matriz de estado de elementos en el algoritmo de Matlab se considera que:

I= Irrestablecible;:2000

T= Transferible: 4000

R= Restablecible: 3000

N= Normal: 1000

Tabla 4.5. Matriz de estados de los elementos ante fallas utilizado para ingresar al algoritmo de Matlab.

Matriz de estados de los elementos ante fallas.								
FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	2000	4000	4000	4000	2000	4000	4000	4000
T2	3000	2000	4000	4000	3000	2000	4000	4000
T3	3000	3000	2000	4000	3000	3000	2000	4000
T4	3000	3000	3000	2000	3000	3000	3000	2000
Da	1000	1000	1000	1000	2000	1000	1000	1000
Db	1000	1000	1000	1000	1000	2000	1000	1000
Dc	1000	1000	1000	1000	1000	1000	2000	1000
Dd	1000	1000	1000	3000	1000	1000	1000	2000

En cada uno de la clasificación de los elementos se ira reemplazando dependiendo el comportamiento de cada uno de los elementos ante una falla presentada en la red.

4.7.2. Matriz De Tiempos De Restauración [R]

Reemplazar los datos de la matriz de estado de elementos a la matriz de tiempo de restauración donde, el estado Irrestablecible será el tiempo de restauración que será el tiempo total de interrupciones de un elemento fallado, y el estado restablecible será el tiempo de *switching* para realizar maniobras en un propio alimentador.

Tabla 4. 5. Matriz de tiempos de restauración.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	4	1	1	1	4	1	1	1
T2	0,5	4	1	1	0,5	4	1	1
T3	0,5	0,5	4	1	0,5	0,5	4	1
T4	0,5	0,5	0,5	4	0,5	0,5	0,5	4
Da	0	0	0	0	2	0	0	0
Db	0	0	0	0	0	2	0	0



Dc	0	0	0	0	0	0	2	0
Dd	0	0	0	0	0	0	0	2

4.7.3. Matriz De Tasas De Falla

Para calcular la matriz de tasas de falla según estado es necesario obtener la tasa de falla en *fallas/años* y poder formar la matriz de tasa de falla.

Tramos de alimentadores principales

$$\lambda_{T1} = 0,2 \text{ Fallas/año}$$

$$\lambda_{T2} = 0,1 \text{ Fallas/año}$$

$$\lambda_{T3} = 0,3 \text{ Fallas/año}$$

$$\lambda_{T4} = 0,2 \text{ Fallas/año}$$

Tramos de alimentadores laterales

$$\lambda_a = 0,2 \text{ Fallas/año}$$

$$\lambda_b = 0,6 \text{ FaFallas/año}$$

$$\lambda_c = 0,4 \text{ Fallas/año}$$

$$\lambda_d = 0,2 \text{ Fallas/año}$$

Tabla 4. 6. Matriz tasas de fallas.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
T2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
T3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
T4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Da					0,2			
Db						0,6		
Dc							0,4	
Dd								0,2
Σ	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1,4	1,2	1



4.7.4. Matriz De Indisponibilidad

Para obtener la matriz de indisponibilidad, se debe tener presente la matriz de tiempo de restauración y la matriz de la tasa de fallas, por consiguiente, multiplicar cada uno de los resultados de los datos obtenidos anteriormente ya sea como alimentadores principales y laterales.

Tabla 4. 7. Matriz de Indisponibilidad.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	0,8	0,2	0,2	0,2	0,8	0,2	0,2	0,2
T2	0,05	0,4	0,1	0,1	0,05	0,4	0,1	0,1
T3	0,15	0,15	1,2	0,3	0,15	0,15	1,2	0,3
T4	0,1	0,1	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1	0,8
Da	0	0	0	0	0,4	0	0	0
Db	0	0	0	0	0	1,2	0	0
Dc	0	0	0	0	0	0	0,8	0
Dd	0	0	0	0	0	0	0	0,4
Σ	1,1	0,85	1,6	1,4	1,5	2,05	2,4	1,8

4.7.5. Variación De Probabilidad

Como puede apreciarse el modelo de confiabilidad para un punto cualquiera en la red, este conjunto está formado por todos los elementos que afectan la continuidad de servicio eléctrico del punto definido como carga. Para obtener los resultados de los índices de confiabilidad tanto como para cliente y carga se utiliza las fórmulas indicadas en la sección 3.7. los resultados se verán en la **Tabla 4. 9.**

4. 8. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY

Una forma de comprobar que el algoritmo desarrollado en Matlab es correcto es comparar los resultados con PowerFactory. El modelado para el análisis de confiabilidad es muy distinto al modelado para correr flujos de potencia, puesto que solo se necesitará contar con el modelo de confiabilidad (tasa de falla y tiempo de reparación) de cables, líneas de transmisión y transformadores. Para las cargas se debe contar con la potencia en kW y el número de clientes asociados al punto de carga.

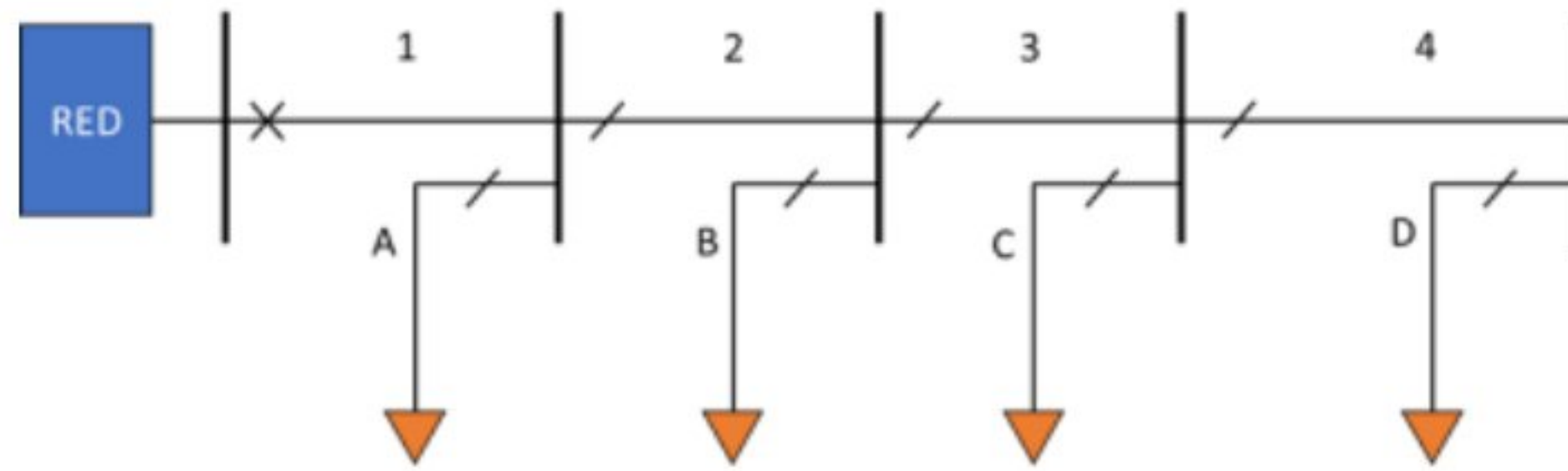


Figura 4. 3.- Modelo para el caso 2 donde se consideran los dispositivos de corte y seccionamiento de las derivaciones y troncales [34].

Para que no existan errores y la simulación se ejecute de manera correcta se debe ingresar datos característicos a los elementos del SED (Sistema Eléctrico de Distribución), cabe recalcar que el ingreso de datos como: Resistencia, reactancia, capacitancia que viene dado por el tipo de conductor y estructura asociada no interfiere en lo absoluto para el análisis de confiabilidad.

Como objeto de ejemplo se modelará el sistema de 5 nodos del libro [34], se modeló para el caso 2 donde se considera los dispositivos de corte y seccionamiento de las derivaciones y troncales. En la tabla se puede apreciar los datos para el análisis de confiabilidad.

Tabla 4. 8. Datos para el análisis de confiabilidad. [34]

Componente	Longitud (km)	Tasa de falla (f/año)	Tiempo de reparación (horas)
Troncal			
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Derivación			
A	1	0,2	2
B	3	0,6	2
C	2	0,4	2
D	1	0,2	2

En la **Figura 4. 3** se puede apreciar el diagrama unifilar con sus respectivos interruptores y seccionadores además de la ubicación de la troncal principal y de las derivaciones.

4.9.1. Modelo para cables y líneas de transmisión

Para el modelado se debe ingresar los datos ingresando al menú correspondiente en este caso para líneas y cables debe tener la extensión “*ElmLne*”, como se muestra en la **Figura 4. 5** se debe ingresar datos aleatorios del tipo de modelo, es decir que no tiene importancia modelar



la línea de transmisión y obtener sus parámetros eléctricos debido a que el análisis de confiabilidad no lo considera. En esta ventana se ingresa la longitud de la línea de transmisión en kilómetros.

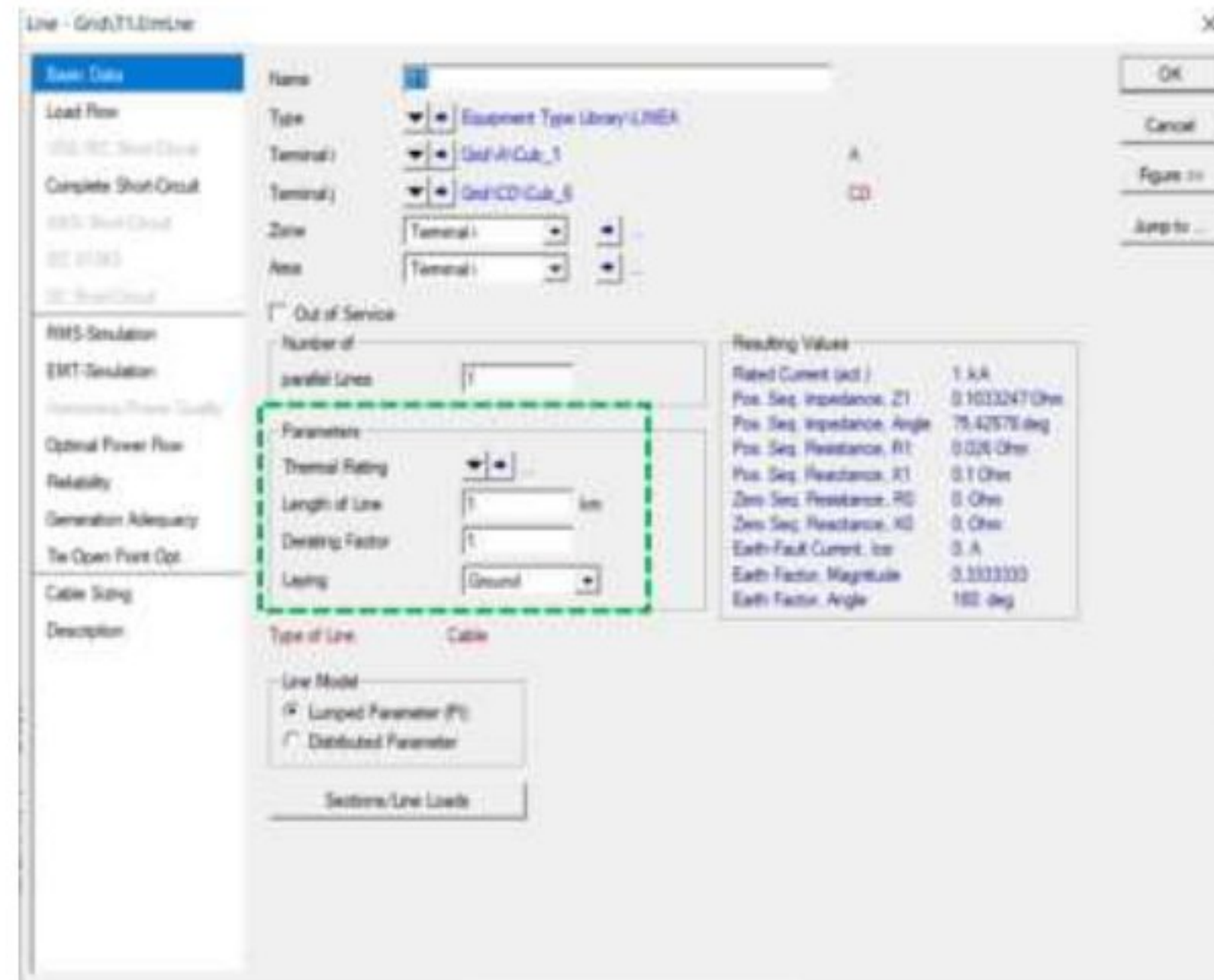


Figura 4. 4. Modelo para cables y líneas de transmisión.

En la **Figura 4. 5** se puede apreciar la pestaña de confiabilidad para este elemento del SED, se ingresan datos de tasa de falla y tiempo de reparación, aquí se ingresan los datos de la tabla. De manera similar se ingresan los datos para transformadores.

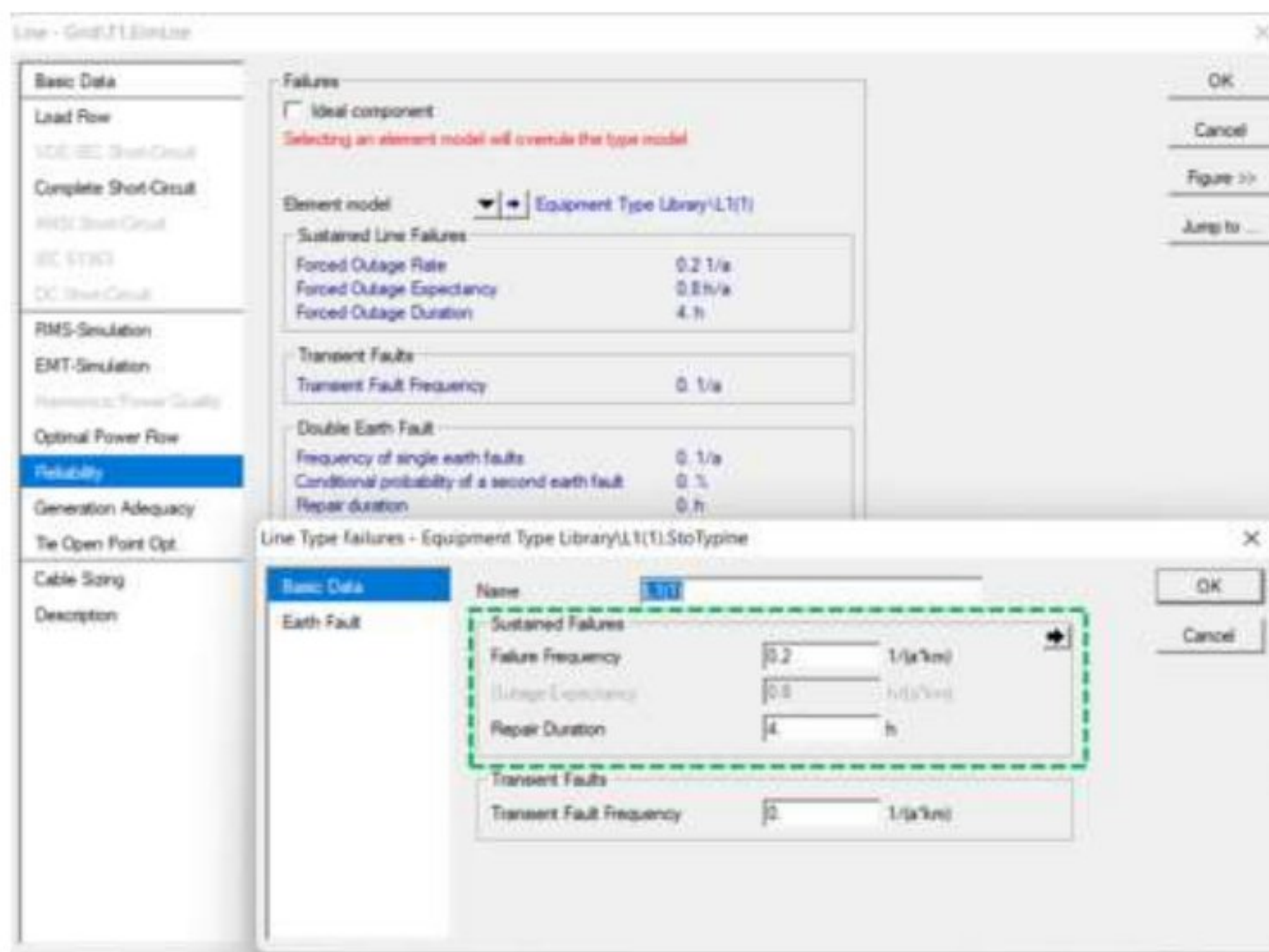


Figura 4. 5. Ingreso de datos de tasa de falla y tiempo de reparación.



4.9.2. Modelo para puntos de carga

Se debe ingresar los datos de potencia activa en kW en la ventana correspondiente a las cargas “*ElmLod*”, como se muestra en la **Figura 4. 6**, se deben ingresar el número de consumidores asociados al punto de carga en la sección de confiabilidad.

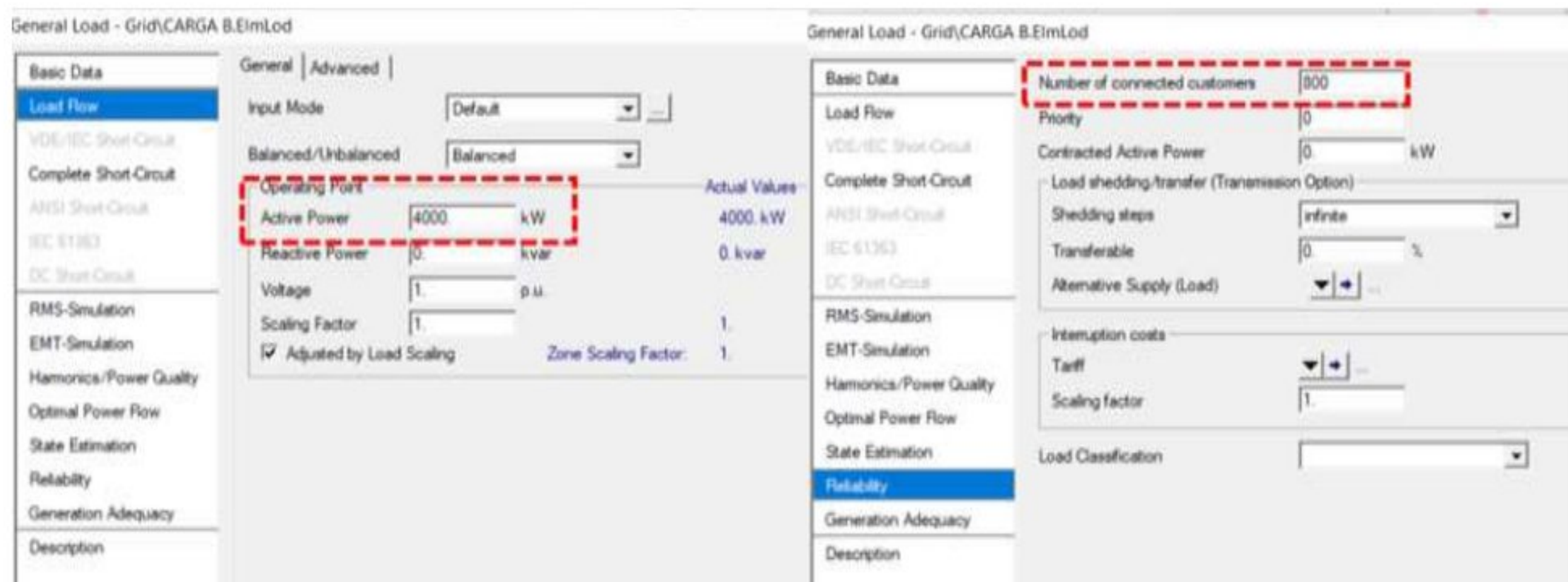


Figura 4. 6. Modelo para puntos de carga.

4.9.3. Dispositivos de seccionamiento o corte [33]

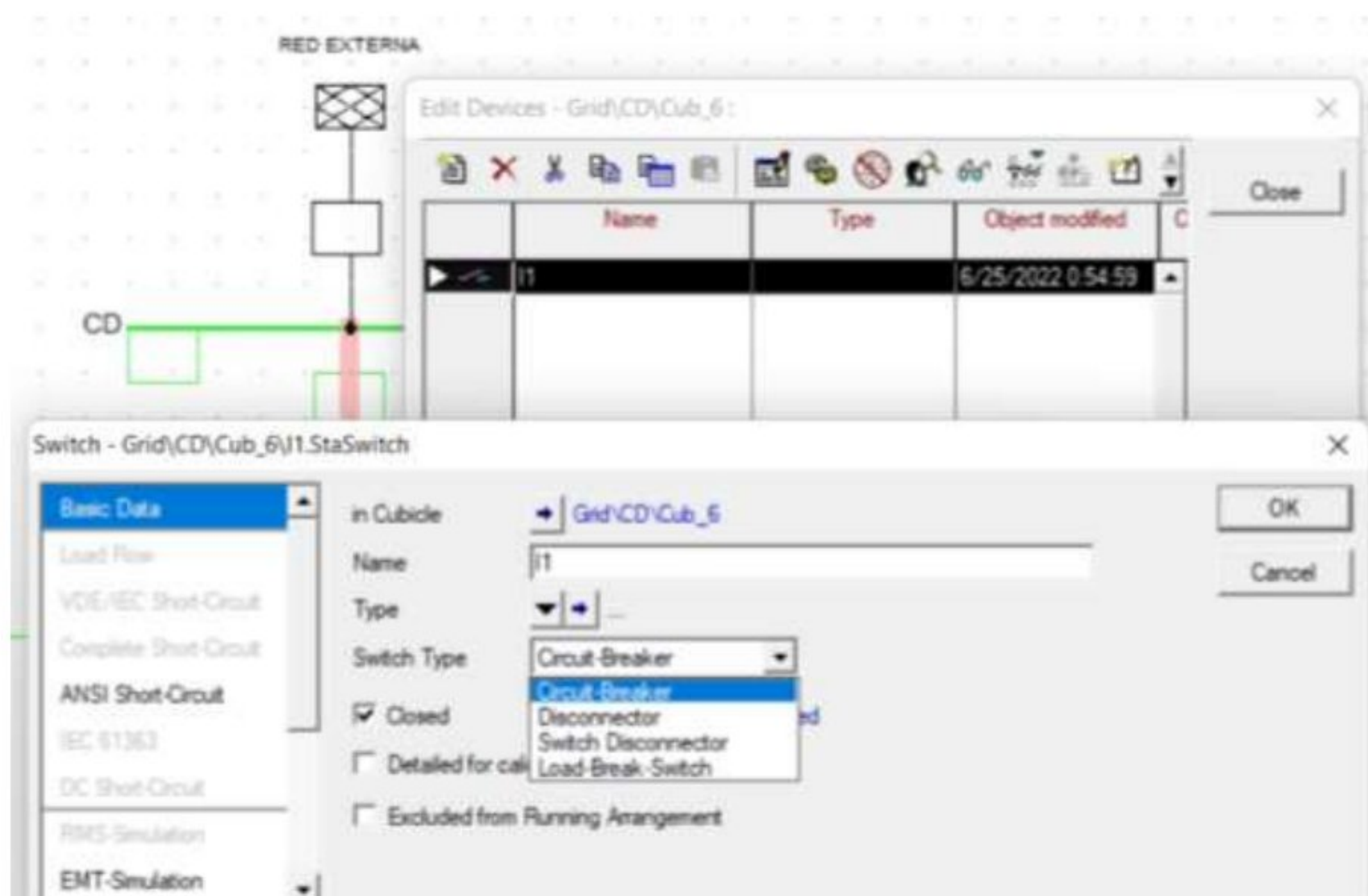



Figura 4. 7. Dispositivos de seccionamiento o corte.



Figura 4. 8. Tiempo de actuación de switchig.

4.9.4. Módulo de confiabilidad de PowerFactory

Para abrir el módulo de confiabilidad se debe pulsar el icono  , se abre una ventana como la que se muestra en la figura, en donde se puede seleccionar el método que se utilizará para resolver el sistema, en este caso se utilizará el método de conectividad, dado que en este no considera restricciones de voltaje o límites térmicos para lo cual no se utilizará el flujo de potencia, para el período de tiempo que se realizará el cálculo se selecciona por un año completo para obtener en ese intervalo de tiempo los índices de confiabilidad, es decir en 8760 horas que tiene un año. PowerFactory para resolver el sistema crea contingencias en base a lo que se seleccione, por ejemplo crear contingencias en líneas de transmisión, transformadores, barras, dispositivos de protección, entre otros. Se puede seleccionar dónde van a ocurrir las contingencias, para este caso se realizará en todo el SED.

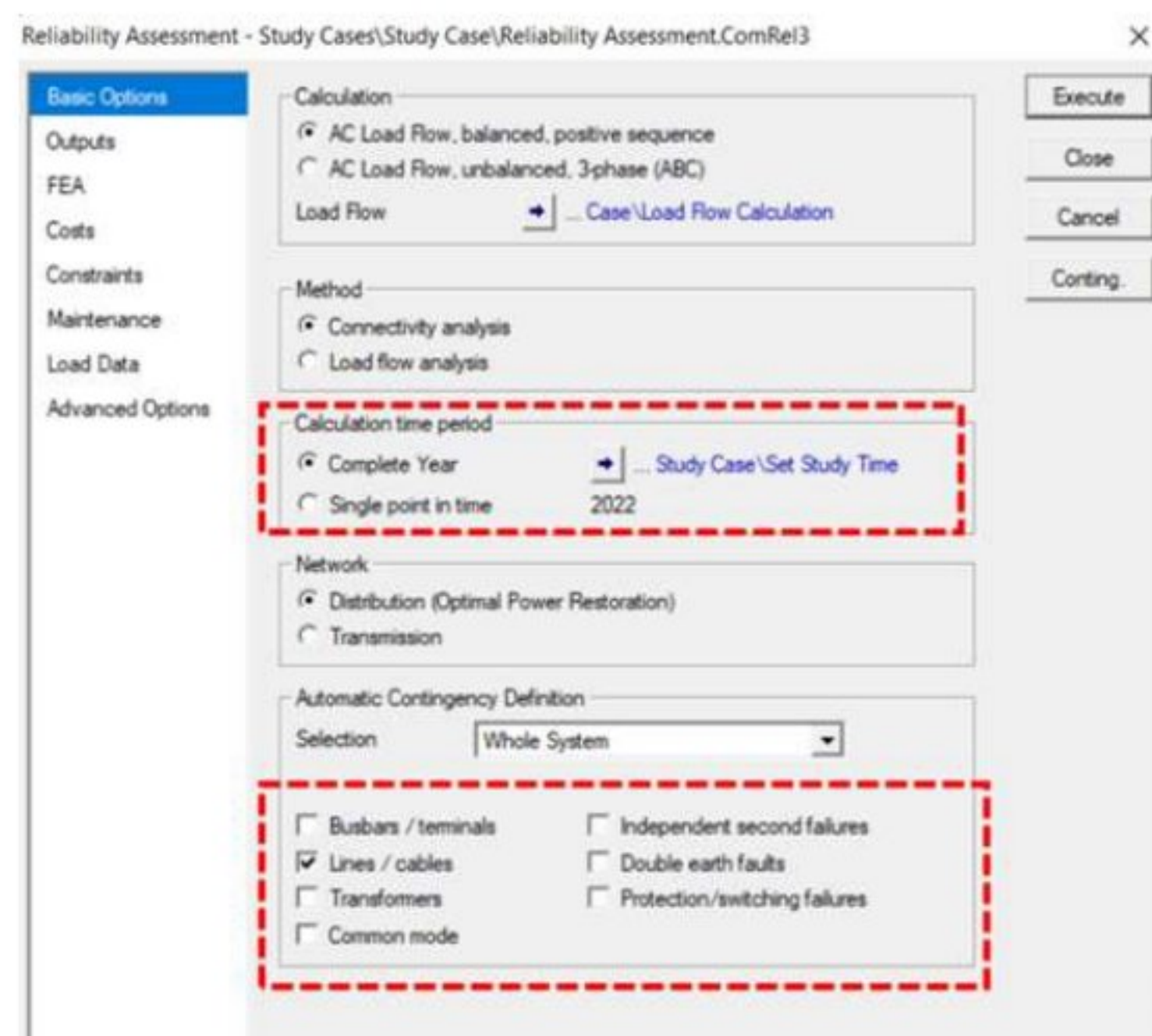


Figura 4. 9. Módulo de confiabilidad de PowerFactory



Se pueden crear eventos de carga, es decir que se puede programar la potencia activa de una carga para que varíe en las 8760 horas del año y obtener distintos valores dependientes de una curva de demanda y modificar la energía no suministrada del sistema. El sistema modelado en PowerFactory se puede apreciar en la **Figura 4. 10.**

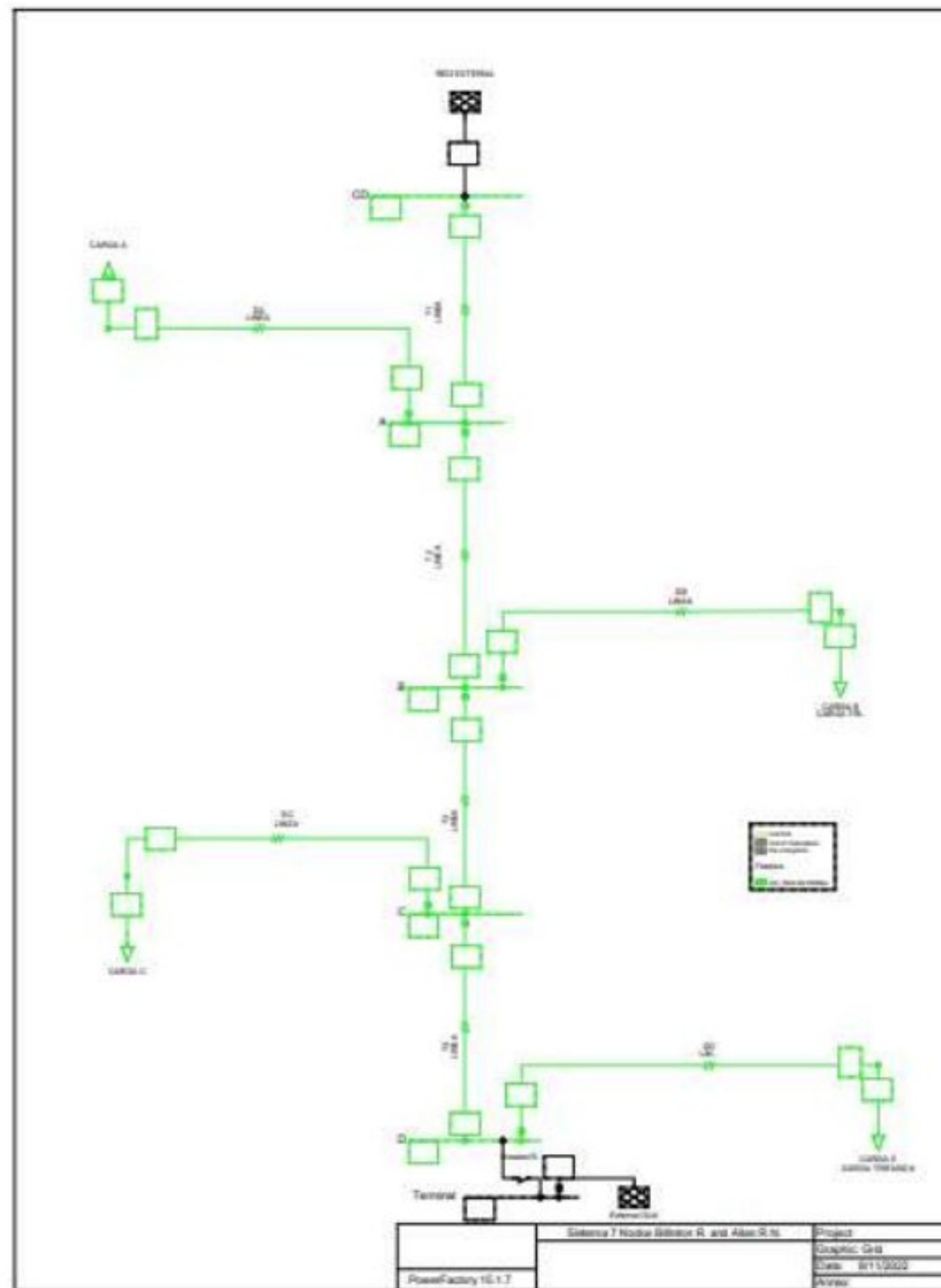


Figura 4. 10. Sistema modelado.

| System Summary

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	1,153333	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	1,153333	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	1,907	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1,653	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9997823440	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0002176560	
Energy Not Supplied	: ENS =	26,500	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,009	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,011	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	\$/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	1,157142	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	1,892855	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0,000000	1/Ca

Figura 4. 11. Resultados del módulo de confiabilidad de PowerFactory.



Para la **Tabla 4. 9** el error se le compara con la técnica FMEA mediante la simulación en PowerFactory.

Tabla 4. 9. Comparación de resultados.

Índice de Confiabilidad	Unidad	Algoritmo Matlab Método FMEA	PowerFactory	Cálculo método tradicional	Error %
SAIFI	$\frac{\text{fallas}}{\text{cliente. año}}$	1,153	1,153	1,150	-
SAIDI	$\frac{\text{horas}}{\text{año}}$	2,577	2,577	2,580	0
CAIDI	Horas	1,234	1,234	2,23	0
ASAI	-	1	0,999	0,999	0
ASUI	-	0,0002	0,0001	0,0002	0
ENS	$\frac{\text{Mwh}}{\text{a}}$	35,20	35,20	35,20	-
AENS	$\frac{\text{Mwh}}{\text{ca}}$	0,011	0,012	0,011	8

Study Case: Study Case | Annex: / 1

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPIC \$/a	ACIF l/a	ACIT h/a
CARGA C	1680,00	840,00	2,00	7,20	0,00	1,20	2,40
CARGA B	1640,00	1120,00	1,46	8,20	0,00	1,40	2,05
CARGA D	900,00	500,00	1,80	3,60	0,00	1,00	1,80
CARGA A	1500,00	1000,00	1,50	7,50	0,00	1,00	1,50

Figura 4. 12. Interrupciones de carga en PowerFactory.

Tabla 4. 10. Tabla De Interrupciones De Carga.

CARGA	Libro			PowerFactory		
	AID (Horas)	ACIF ($\frac{\text{Falla}}{\text{ano}}$)	ACIT ($\frac{\text{Horas}}{\text{ano}}$)	AID (Horas)	ACIF ($\frac{\text{Falla}}{\text{ano}}$)	ACIT ($\frac{\text{Horas}}{\text{ano}}$)
CARGA A	1.5	1	1.5	1.50	1	1.50
CARGA B	1,89	1,4	2,65	1.89	1.40	2.65
CARGA C	2,75	1,2	3,3	2.75	1.20	3.30
CARGA D	3,6	1	3,6	3.60	1	3.60



5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante la técnica modo de fallas y análisis de efecto para lo cual se desarrollaron dos casos de estudios, y un caso real de PowerFactory de DIgSILENT. En el caso de prueba 1 los datos son validados a través de la tesis llamada “Actualidad en índices de confiabilidad de sistema y cliente, a nivel nacional e internacional en el área de sistemas eléctricos de distribución”[33]. Para el caso de prueba 2 los datos son validados a través del libro llamado “Reliability Evaluation of Power Systems” [34], como también el caso de prueba 1 y 2, se valida con la simulación en PowerFactory de DIgSILENT, modelamiento en el software Matlab y el método del sistema de distribución básicos para el cálculo de los índices de confiabilidad. Para el caso real se valida con un sistema de la subestación Ambato, donde presenta cuatro troncales, cuatro derivaciones, sus respectivas cargas y la programación en Matlab que está aplicada la técnica FMEA.

Para el caso de prueba 1 se obtuvo los índices de confiabilidad de la manera tradicional la cual corresponde con transferencia de carga restringida, para poder comparar los resultados en el Software PowerFactory de DIgSILENT y evaluar los resultados con en el modelamiento matemático de Matlab aplicando la técnica FMEA.

5.1. RESULTADOS CASO 1

Tabla 5. 1. Resultados de los Índices de confiabilidad con transferencia de carga restringida aplicando el método tradicional.

SAIFI	1.225 1/Ca
SAIDI	1.512 h/Ca
CAIDI	1.382 h
ASAI	0.999
ASUI	0.001
ENS	1.624 Mwh/a
AENS	0.004 Mwh/Ca

Para este caso de la **Tabla 5. 1**, se tomó en cuenta las siguientes consideraciones: no siempre es posible re energizar toda la carga que se pierde en un sistema de distribución a otro alimentador a través de un punto normalmente abierto.



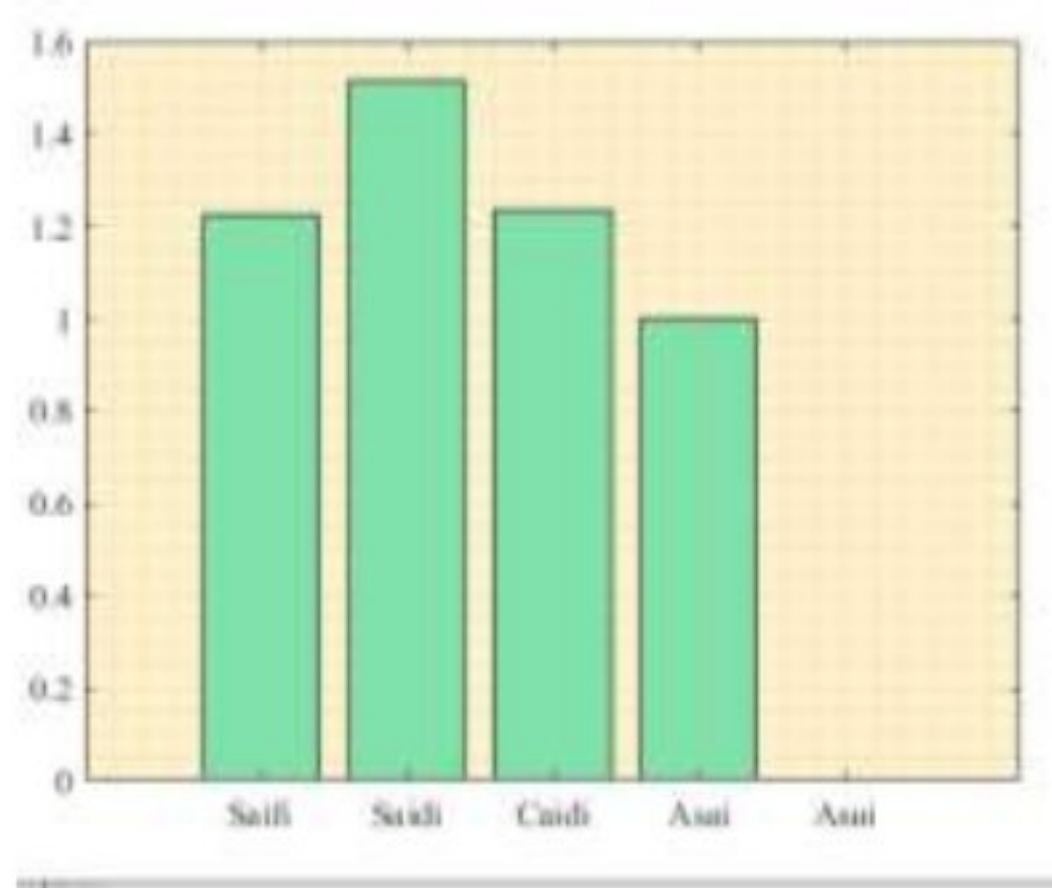
Tabla 5. 2. Resultados de índices de confiabilidad con el Software PowerFactory de DIgSILENT.

SAIFI	1.225 1/Ca
SAIDI	1.738 h/Ca
CAIDI	1.418 h
ASAI	0.999
ASUI	0.0001
ENS	1.80 Mwh/a
AENS	0.004 Mwh/Ca

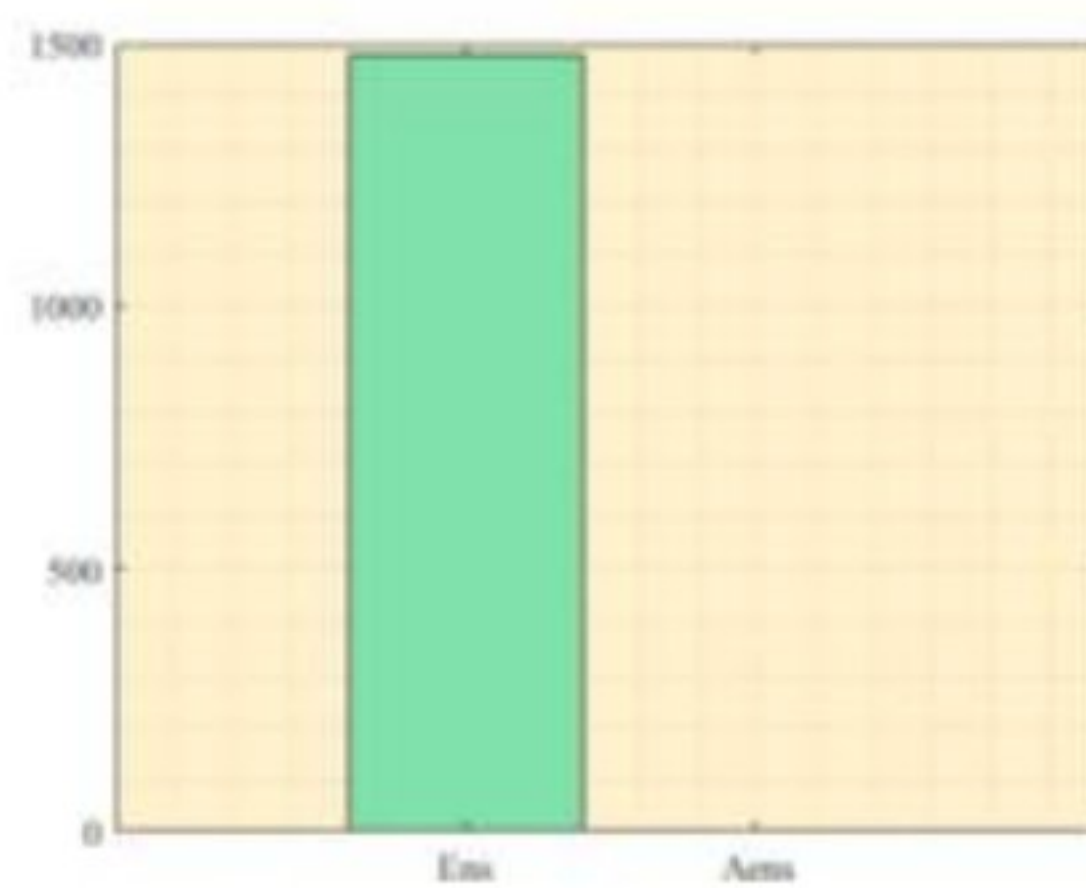
Para este caso de la **Tabla 5. 2**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la longitud en Km, tasa de fallas, el tiempo de restauración, la potencia en kW y el número de clientes.

Tabla 5. 3. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.

SAIFI	1.225 1/Ca
SAIDI	1.512 h/Ca
CAIDI	1.235 h
ASAI	1.000
ASUI	0.0001
ENS	1.480 Mwh/a
AENS	0.0035 Mwh/Ca



(a) Clientes



(b) Cargas

Figura 5. 1 Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).

Para el caso de la **Tabla 5. 3**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la tasa de fallas en $F/año$, el tiempo de restauración (T_r), Tiempo de *switching* (T_s), Tiempo de transferencia (T_t), número de clientes y la potencia en kW.



5.2. COMPARACIÓN DEL CASO DE PRUEBA 1 DE LOS TRES CASOS MENCIONADOS.

Tabla 5.4. Comparación del caso de prueba 1 de los tres casos mencionados.

Índice de Confiabilidad	Unidad	Algoritmo Matlab	PowerFactory	Cálculo método tradicional	Error %
		Método FMEA			
SAIFI	Fallas/cliente. Año	1,225	1,225	1,225	-
SAIDI	horas/año	1,512	1,738	1,512	13,0
CAIDI	horas	1,235	1,418	1,382	13,0
ASAI	-	1	0,999	1	0,10
ASUI	-	0,0001	0,0001	0,001	-
ENS	Mwh/ca	1,48	1,80	1,624	18,0
AENS	Mwh/ca	0,0035	0,004	0,004	13,0

5.3. RESULTADOS CASO 2

Para el caso de prueba 2 se obtuvo los índices de confiabilidad de la manera tradicional la cual es con efectos de las desconexiones, de igual manera para comparar los resultados en el Software PowerFactory de DIGSILENT y evaluar los resultados con en el modelamiento matemático de Matlab aplicando la técnica FMEA.

Tabla 5.5. Resultados de los Índices de confiabilidad con efectos de las desconexiones aplicando el método tradicional.

SAIFI	1.15 1/Ca
SAIDI	2.58 h/Ca
CAIDI	2.23 h
ASAI	0,999
ASUI	0.0002
ENS	35.2 Mwh/a
AENS	0.011 Mwh/Ca

Para este caso de la **Tabla 5.5**, se tomó en cuenta las siguientes consideraciones: no hay interruptores que rompan fallas y, por lo tanto, cualquier cortocircuito en un alimentador todavía hace que el interruptor principal funcione. Sin embargo, una vez detectada la falla, se puede abrir la desconexión correspondiente y volver a cerrar el interruptor. Este procedimiento permite restablecer todos los puntos de carga entre el punto de suministro y el



punto de aislamiento antes de que se haya completado el proceso de reparación.

Tabla 5. 6. Resultados de índices de confiabilidad con el Software PowerFactory de DIgSILENT.

SAIFI	1,153 1/Ca
SAIDI	2,577 h/Ca
CAIDI	2,234 h
ASAI	0.999
ASUI	0.0001
ENS	35,2 Mwh/año
AENS	0,0012 Mwh/Ca

Para este caso de la **Tabla 5. 6**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la longitud en km, tasa de fallas, el tiempo de restauración, la potencia en kW y el número de clientes.

Tabla 5. 7. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.

SAIFI	1.153 1/Ca
SAIDI	2,577 h/Ca
CAIDI	2,234 h
ASAI	1
ASUI	0,0002
ENS	35,2 Mwh/a
AENS	0.0011 Mwh/Ca

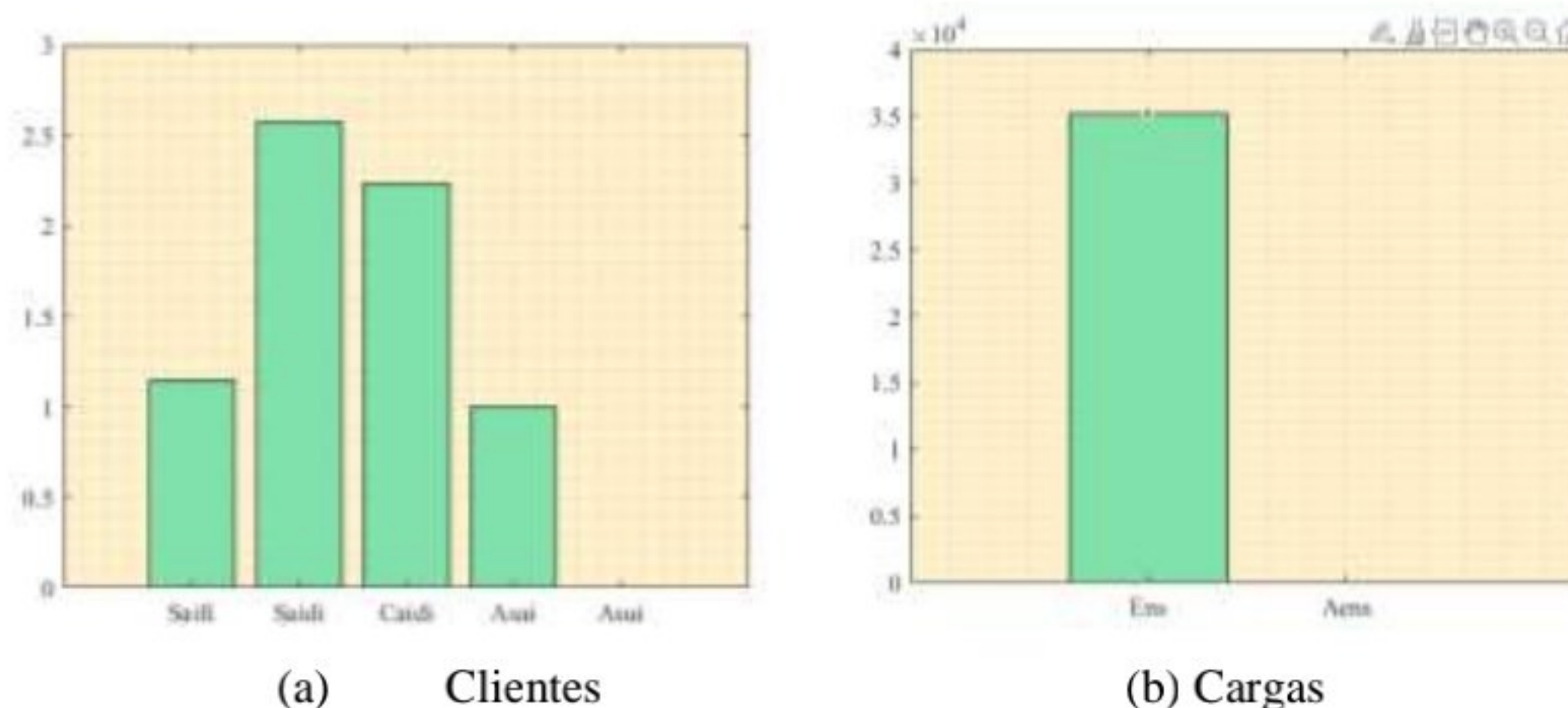


Figura 5. 2. Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).

Para el caso de la **Tabla 5. 7**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la tasa de fallas en $F/año$, el tiempo de restauración (T_r), Tiempo de switching (T_s), Tiempo de transferencia (T_t), número de clientes y la potencia en kW.



5.3.1. Comparación del caso de prueba 2 de los tres casos mencionados

Tabla 5. 8. Comparación del caso de prueba 2 de los tres casos mencionados.

Índice de Confiabilidad	Unidad	Algoritmo Matlab Método FMEA	PowerFactory	Cálculo método tradicional	Error %
SAIFI	Fallas/cliente. Año	1,153	1,153	1,150	-
SAIDI	horas/año	2,577	2,577	2,5800	-
CAIDI	horas	2,234	2,234	2,230	-
ASAI	-	1	0,999	0,999	-
ASUI	-	0,0002	0,0001	0,0002	-
ENS	Mwh/ca	35,2	35,2	35,2	-
AENS	Mwh/ca	0,011	0,012	0,011	8,0

5. 4. RESULTADOS CASO REAL:

Para el caso real se obtuvo los índices de confiabilidad de un tramo de la red ELEPCO S.A, en la cual consiste en la subestación Ambato, consta de cuatro troncales, cuatro derivaciones, y con sus respectivas cargas, en este caso se evalúa el sistema en condiciones normales como también usando alimentadores alternativos en caso que exista una falla potencial en la red de estudio, se realiza la comparación de los resultados obtenidos en el Software PowerFactory de DIGSILENT con el modelamiento matemático de Matlab aplicando la técnica FMEA.

Se remodeló el sistema de la subestación de Ambato sumando las cargas de Salcedo y San Rafael para poder obtener el modelo topológico de la red, considerando el mismo número de clientes como la potencia de las cargas para no alterar el sistema de distribución eléctrico original.

En el Software PowerFactory de DIGSILENT se añadió un alimentador alternativo (Open Point) en el tramo 4 del sistema, con el objetivo de poder transferir cargas de los alimentadores vecinos como son: S/E Mulaló y S/E Quevedo, con la finalidad de poder mejorar los índices de confiabilidad, también se consideró un seccionador en el tramo dos con el objetivo de simular una falla y que entre en funcionamiento el alimentador añadido.

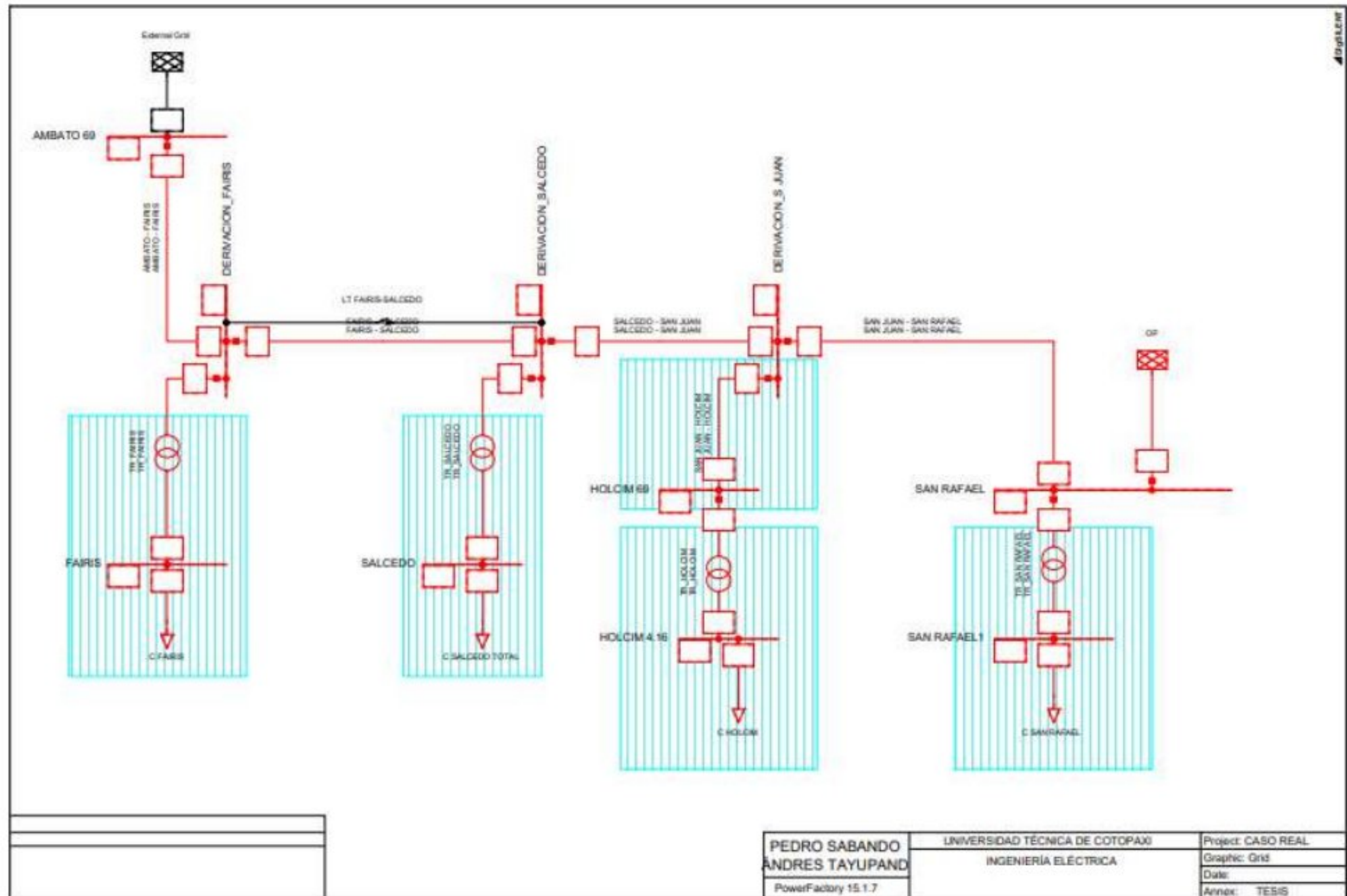


Figura 5. 3. Caso real tomado como ejemplo el sistema de distribución ELEPCO

5.4.1. Datos y características del sistema de distribución eléctrica de la S/E AMBATO

Para el tramo Ambato-Fairis se trabaja con un interruptor mientras que para los tramos Fairis-Salcedo, Salcedo-San Juan, San Juan-San Rafael se utiliza seccionadores con seccionamiento de mando a distancia, restauración de la energía independiente de la dirección y el tiempo de apertura del interruptor 1 minuto. Para los transformadores de Fairis, Salcedo, y San Rafael se trabaja con seccionadores de igual forma con las características de los tramos del sistema de distribución de la S/E Ambato, mientras que en el transformador de Holcim existe una línea con su respectivo transformador, que se le suma tanto el tiempo de restauración como su tasa de falla para que no afecte los resultados en el software Matlab.

Tabla 5. 9. Datos del sistema tomado de la S/E AMBATO en condiciones normales.

Líneas	Long. (Km)	Zona Protección	λ_i (f/a)	Tr_i (h)	Ts_i (h)	Tt_i (h)
Troncales:						
T1	13,37	I	1,337	4,5	0,016	1,75
T2	10,21	S1	1,021	4,5	0,016	1,75
T3	10,78	S2	1,078	4,5	0,016	1,75
T4	1,34	S3	0,134	4,5	0,016	1,75



Derivaciones:						
Da	-	S4	0,177	4,5	0,016	1,75
Db	-	S5	0,177	4,5	0,016	1,75
Dc	-	S6	0,288	6,5	0,016	1,75
Dd	-	S7	0,177	4,5	0,016	1,75

En la **Tabla 5. 9**, describe los datos del sistema real de estudio de la S/E AMBATO en condiciones normales sin alimentadores alternativos, mientras que en la **Tabla 5. 10**, se especifica la tasa fallas λ de líneas ubicadas aguas abajo de un reconector cambia por una tasa prima de fallas λ' , tomando en cuenta la probabilidad de fallas ocurridas en el sistema.

Tabla 5. 10. Datos del sistema tomado de la S/E AMBATO implementando alimentador alternativo.

Líneas	Long. (Km)	Zona Protección	λ_i (f/a)	Tr_i (h)	Ts_i (h)	Tt_i (h)
Troncales:						
T1	13,37	I	0,401	4,5	0,016	1,75
T2	10,21	S1	0,306	4,5	0,016	1,75
T3	10,78	S2	0,323	4,5	0,016	1,75
T4	1,34	S3	0,040	4,5	0,016	1,75
Derivaciones:						
Da	1	S4	0,177	4,5	0,016	1,75
Db	1	S5	0,177	4,5	0,016	1,75
Dc	1	S6	0,288	6,5	0,016	1,75
Dd	1	S7	0,177	4,5	0,016	1,75

Tabla 5. 11. Resultados de los índices de confiabilidad del alimentador Ambato de la red ELEPCO S.A en condiciones normales simulado en Power Factory.

SAIFI	3,412 1/Ca
SAIDI	13,690 h/Ca
CAIDI	4,012 h
ASAI	0.998
ASUI	0.001
ENS	193,437 Mwh/a
AENS	0,004 Mwh/Ca

Tabla 5. 12. Resultados de los índices de confiabilidad del alimentador Ambato de la red ELEPCO S.A usando un alimentador alternativo, Open Point (OP).

SAIFI	1,21 1/Ca
SAIDI	4,693 h/Ca



CAIDI	3,878 h
ASAI	0.999
ASUI	0.0005
ENS	71,015 Mwh/a
AENS	0.002 Mwh/Ca

Tabla 5. 12 y la **Tabla 5.10**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la longitud en Km, tasa de fallas, el tiempo de restauración, la potencia en kW y el número de clientes.

Tabla 5. 13. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA.

SAIFI	3,747 1/Ca
SAIDI	13,695 h/Ca
CAIDI	3,655 h
ASAI	0.998
ASUI	0.002
ENS	184,667 Mwh/a
AENS	0,004 Mwh/Ca

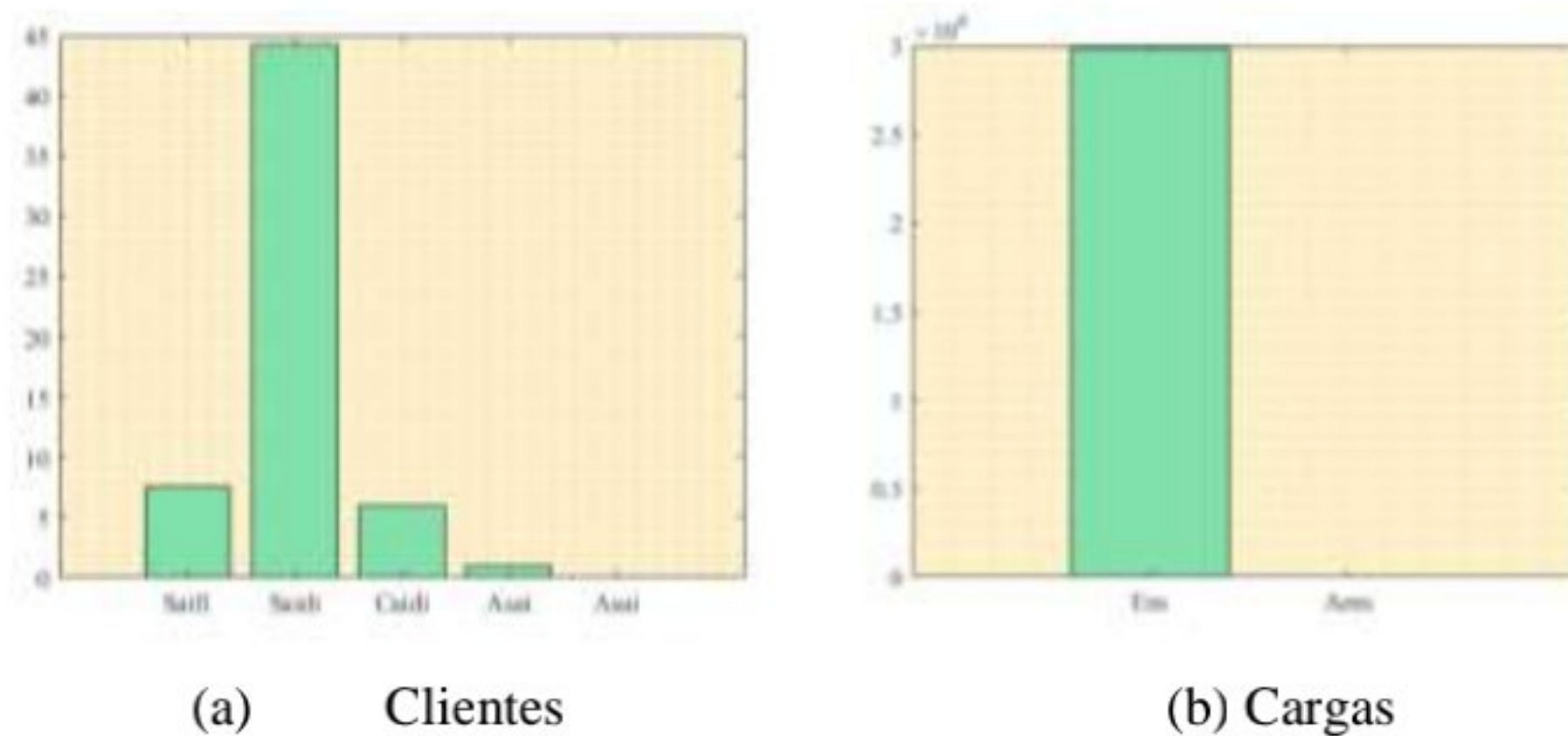


Figura 5. 4. Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b).

Para el caso de la **Tabla 5. 13**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la tasa de fallas en $F/año$, el tiempo de restauración (T_r), Tiempo de switching (T_s), Tiempo de transferencia (T_t), número de clientes y la potencia en kW. Para el caso de la **Tabla 5. 14**, se tomó en cuenta los siguientes datos: la implementación de sistemas alternativos para poder realimentar al sistema en caso de haber falla en una de sus troncales, de igual manera se toma en cuenta la tasa de fallas en $F/año$, el tiempo de restauración (T_r), Tiempo de switching (T_s), Tiempo de transferencia (T_t), número de clientes y la potencia en kW.



Tabla 5. 14. Resultados de índices de confiabilidad con Matlab aplicando FMEA y un alimentador alternativo (Open Point).

SAIFI	1,247 1/Ca
SAIDI	4,663 h/Ca
CAIDI	3,739 h
ASAI	0.999
ASUI	0.001
ENS	66,123 Mwh/a
AENS	0,002 Mwh/Ca

5. 5. COMPARACIÓN DEL CASO REAL DE LOS TRES CASOS MENCIONADOS.

Tabla 5. 15. Comparación del caso real de los tres casos mencionados.

Índice de Confiabilidad	Unidad	Algoritmo Matlab	Con Open Point Matlab	Sin Open Point Power Factory	Con Open Point Power Factory	Error% Matlab-PF sin Open Point	Error% Matlab-PF con Open Point	Diferencia implementando Open Point
SAIFI	Fallas/cliente. Año	3,747	1,247	3,412	1,21	10	3,058	2,202
SAIDI	horas/año	13,695	4,663	13,69	4,693	0	0,639	8,997
CAIDI	horas	3,655	3,739	4,012	3,878	9	3,584	0,134
ASAI	-	0,998	0,999	0,998	0,999	0	0	0,001
ASUI	-	0,002	0,001	0,001	0,0005	0	0	0,0005
ENS	Mwh/a	184,667	66,123	193,436	71,15	5	7,065	122,286
AENS	Mwh/ca	0,004	0,002	0,004	0,002	0	0	0,002

La comparación de los resultados descritos en las **Tabla 5. 4** y en la **Tabla 5. 8** del caso de prueba 1 y 2 y caso real **Tabla 5. 15**, aplica la técnica modo de fallas y análisis de efecto se puede comprobar que los resultados entre la técnica FMEA, PowerFactory de DIgSILENT v15.1, de igual manera usando alimentadores alternativos como son los Open Point tienen un error mínimo de diferencia de resultados, los índices orientados al cliente son el (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI,) y los índices orientados a la carga y la anergia no suministrada y energía media no suministrada (ENS, AENS).



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Para calcular los índices de confiabilidad de la manera tradicional existen 6 casos de estudios los cuales son aplicación a los sistemas radiales, efecto de la protección del distribuidor lateral, desconexiones, fallos de protección , transferencia de cargas dentro de ellos está (sin restricciones en la transferencia, y con restricciones en la transferencia), cada uno de los casos son estudiados con diferentes análisis pero llegan al mismo resultado en los casos de prueba uno y dos se utilizó el método de efecto de las fallas de protección, mientras que para la técnica FMEA para obtener los índices de confiabilidad se realizará mediante distintas matrices, las cuales son la matriz de estado de elementos, tiempo de restauración, tasas de fallas, indisponibilidad en base a la bibliografía investigada.
- Para el modelamiento de la topología se considera los tramos y seccionadores como también los elementos de protección y maniobra, para el caso real se remodelo el sistema de distribución sumando las cargas y número de clientes para obtener el modelo topológico aplicando la técnica FMEA, entonces para el caso real sin alimentador alternativo (Open Point) los índices de confiabilidad permanecen en condiciones normales, en cambio al implementar el Open Point al sistema se visualiza una mejora en los índices de confiabilidad, tomando en cuenta que se ingresó un seccionador en el tramo dos para simular una falla y ver el comportamiento del mismo.
- Para la evaluación de los índices de confiabilidad se utilizó los software DigSILENT y Matlab, que se validó a través de dos casos de estudio en base a referencias bibliográficas. Para el caso de prueba uno, los resultados de los índices de confiabilidad el error no sobrepasa de 18%, mientras que para el caso de prueba dos el error no excede de 8 % los resultados fueron en su mayoría comparables con la técnica FMEA que se realizó a través de Matlab. En el caso real se tomó como referencia la subestación Ambato, de la red del sistema eléctrico ELEPCO S.A.
- Al aplicar la técnica FMEA para el caso real se procedió a sumar las cargas de Salcedo, San Rafael para poder realizar la topología del sistema modelado en



PowerFactory. Para la comparación de resultados de los índices de confiabilidad con Matlab y DIgSILENT sin alimentadores alternativos, en SAIFI se obtuvo un error del 10 %, y con alimentadores se obtuvo 3,05%, CAIDI 9% y alimentación 3,584%, la energía no suministrada del 5 % y con alimentación 7,065%, lo cual demuestra que el algoritmo desarrollado en Matlab es válido.

- Se añadió un “open Point” como energía alternativa lo cual reduce el número de interrupciones con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad en SAIFI con una diferencia de 2,202 fallas/ cliente por año, SAIDI 8,997 horas/ años, en CAIDI de 0,134 horas, ENS 122,286 y AENS con un margen de error de 0,002. Ya que la matriz de estados se realiza mediante un método analítico propio del modelamiento de la red, determinando el estado de todos los elementos cuando cada uno de ellos presenta una falla por lo tanto los índices de confiabilidad variaran dependiendo el análisis que se realiza al sistema y a la topología , mientras tanto el software DIgSILENT utilizara sus propios métodos para determinar los índices de confiabilidad por lo que existirá un error dependiendo como se desarrolla la matriz de estado.

6. 2. RECOMENDACIONES

- Para obtener los índices de confiabilidad de un sistema de distribución eléctrica también se puede utilizar el software NEPLAN, con el objetivo de poder comparar resultados con la técnica modo de falla y análisis de efecto.
- Para futuras líneas de investigación, se recomienda implementar casos de estudio en el ámbito de la generación distribuida con el objetivo de mejorar los índices de calidad en sistemas de distribución eléctrica tipo radial.
- Para obtener un mejoramiento en los índices de confiabilidad en un sistema de distribución tipo radial se recomienda realizar un estudio de coordinación de protecciones con el fin de aumentar el margen de coordinación de los aparatos de protección eléctrica que se usa en la topología de la red.
- Con el objetivo de obtener el mejoramiento de los índices de confiabilidad se recomienda realizar un estudio para el análisis de planes de contingencia y maniobra, que permita identificar posibles puntos críticos de ocurrencia de fallas.



7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Ubicación óptima de Reconectores y fusibles en sistemas de distribución.” http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1692-17982016000200002 (accessed May 02, 2022).
- [2] A. Coppola, “Reliability Engineering of Electronic Equipment: a Historical Perspective,” *IEEE Trans. Reliab.*, vol. R-33, no. 1, pp. 29–35, 1984, doi: 10.1109/TR.1984.6448271.
- [3] L. A. Escobar, E. Villa, and S. Yáñez, “Confiabilidad: Historia, estado del arte y desafíos futuros,” *Dyna*, vol. 70, no. 140, 2003, [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/html/496/49614003/>.
- [4] “Análisis de riesgo perioperatorio proactivo: uso del análisis de modos de fallas y efectos (FMEA) - Anesthesia Patient Safety Foundation.” <https://www.apsf.org/es/article/analisis-de-riesgo-perioperatorio-proactivo-uso-del-analisis-de-modos-de-fallas-y-efectos-fmea/> (accessed May 11, 2022).
- [5] H. Schneider, *Failure Mode and Effect Analysis: FMEA From Theory to Execution*, vol. 38, no. 1. 1996.
- [6] T. A. Carbone and D. D. Tippett, “Project risk management using the project risk fmea,” *EMJ - Eng. Manag. J.*, vol. 16, no. 4, pp. 28–35, 2004, doi: 10.1080/10429247.2004.11415263.
- [7] K. Xu, L. C. Tang, M. Xie, S. L. Ho, and M. L. Zhu, “Fuzzy assessment of FMEA for engine systems,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 75, no. 1, pp. 17–29, 2002, doi: 10.1016/S0951-8320(01)00101-6.
- [8] S. J. Rhee and K. Ishii, “Using cost based FMEA to enhance reliability and serviceability,” *Adv. Eng. Informatics*, vol. 17, no. 3–4, pp. 179–188, 2003, doi: 10.1016/j.aei.2004.07.002.
- [9] H. Arabian-Hoseynabadi, H. Oraee, and P. J. Tavner, “Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 7, pp. 817–824, 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.01.019.
- [10] L. A. C. Cayo and B. S. E. Guanoluisa., “Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida.”



- [11] P. Issn, “Estimacion De Estado En Sistemas Electricos De Potencia: Parte I Deteccion De Errores Grandes,” *Sci. Tech.*, vol. 2, no. 22, pp. 55–60, 2003, doi: 10.22517/23447214.7409.
- [12] G. A. Gómez-Ramírez, “Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,” *Rev. Technol. en Marcha*, vol. 29, no. 2, p. 3, 2016, doi: 10.18845/tm.v29i2.2687.
- [13] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, vol. 52, no. 1. 2002.
- [14] Criollo A.: “Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida y basado en métodos algorítmicos.”
- [15] “P1366/D5, enero de 2022 - Guía preliminar de IEEE para índices de confiabilidad de distribución de energía eléctrica | Estándar IEEE | Explorar IEEE.” Accessed: May 18, 2022. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9687451>.
- [16] R. Billinton and W. Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods,” *Reliab. Assess. Electr. Power Syst. Using Monte Carlo Methods*, 1994, doi: 10.1007/978-1-4899-1346-3.
- [17] E. S. Gil and S. L. Choy, “Evolución de los métodos de confiabilidad para redes eléctricas de distribución.” <https://go.gale.com/ps/i.do?p=IFME&u=googlescholar&id=GALE%7CA465558947&v=2.1&it=r&sid=googleScholar&asid=61d97993> (accessed Jun. 02, 2022).
- [18] S. Kumar, R. K. Saket, D. K. Dheer, J. B. Holm-Nielsen, and P. Sanjeevikumar, “Reliability enhancement of electrical power system including impacts of renewable energy sources: A comprehensive review,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 10, pp. 1799–1815, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1402.
- [19] L. Sayas, E. Jané, and A. Coronel, “Ubicación Óptima de Equipos de Seccionamiento, Protección e Impacto de la Instalación de Indicadores de Fallas en los Índices de Confiabilidad,” *CIDEL Argentina*, vol. 5, p. 9, 2014.
- [20] V.A.R.Barao, R.C.Coata, J.A.Shibli, M.Bertolini, and J.G.S.Souza, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 00X/22,” *Braz Dent J.*, vol. 33, no. 1, pp. 1–12, 2022.
- [21] A. G. Arriagada Mass, “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de



- Distribucion,” *Pontif. Univ. Catol. Chile*, no. Sistemas Eléctricos de Distribución, p. 108, 1994, [Online]. Available: <https://hрудnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/aarriagada.pdf>.
- [22] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*. 2009.
- [23] A. Gómez Expósito *et al.*, “Análisis Y Operación De Sistemas Eléctricos.” p. 788, 2002.
- [24] “El método de montecarlo y el programa de cómputo mcnpX.”
- [25] J. I. Illana, “Métodos Monte Carlo.”
- [26] R. Baeza G, J. Rodríguez P, and J. L. Hernández S, “Evaluación De Confiabilidad De Sistemas De Distribución Eléctrica En Desregulación,” *Rev. Fac. Ing. - Univ. Tarapacá*, vol. 11, no. 1, pp. 33–39, 2003, doi: 10.4067/s0718-13372003000100005.
- [27] A. Del *et al.*, “Aplicación de análisis de modo de fallas y análisis de efecto,” p. 10, 2016.
- [28] O. I. de N.- ISO, “Guía de implantación de la continuidad del negocio ISO 22301: 2019,” *Norma Tec.*, p. 30, 2019, [Online]. Available: https://www.nqa.com/medialibraries/NQA/NQA-Media-Library/PDFs/Spanish_QRFs_and_PDFs/NQA-ISO-22301-Guia-de-implantacion.pdf.
- [29] “1366-2012 - Guía IEEE para índices de confiabilidad de distribución de energía eléctrica - Redline | Estándar IEEE | Explorar IEEE.” <https://ieeexplore.ieee.org/document/6329910> (accessed May 23, 2022).
- [30] “IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications.” <https://sci-hub.hkvisa.net/10.1109/ieeestd.1996.85950> (accessed May 23, 2022).
- [31] R. W. DeDonker and J. A. Maranto, “Electric Power Distribution Reliability - Richard E. Brown - Google Libros,” 1996. of a Mobile Medium Voltage Sub-Cycle Transfer Switch%2C%22 1996 IEEE Transmission and Distribution Conference (accessed May 26, 2022).
- [32] M. A. Gonçalves, “Evaluación De La Fiabilidad De Los Sistemas Eléctricos Basada En Los Parámetros De Calidad De La Energía,” *Rahis*, no. 2, 2010, doi: 10.21450/rahis.



v0i2.782.

- [33] Mauricio Alejandro Contreras Yáñez Mario Alberto Jara Ramírez, “Actualidad en índices de confiabilidad de sistema y cliente, a nivel nacional e internacional en el área de sistemas eléctricos de distribución,” UNIVERSIDAD DEL BÍO - BÍO.
- [34] R. Billinton and Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2019.



8. ANEXOS

ANEXO A: CASO DE PRUEBA 1

MEMORIA DE CÁLCULOS

Procedimiento para el cálculo de los índices de confiabilidad a través de los sistemas de distribución básicos.

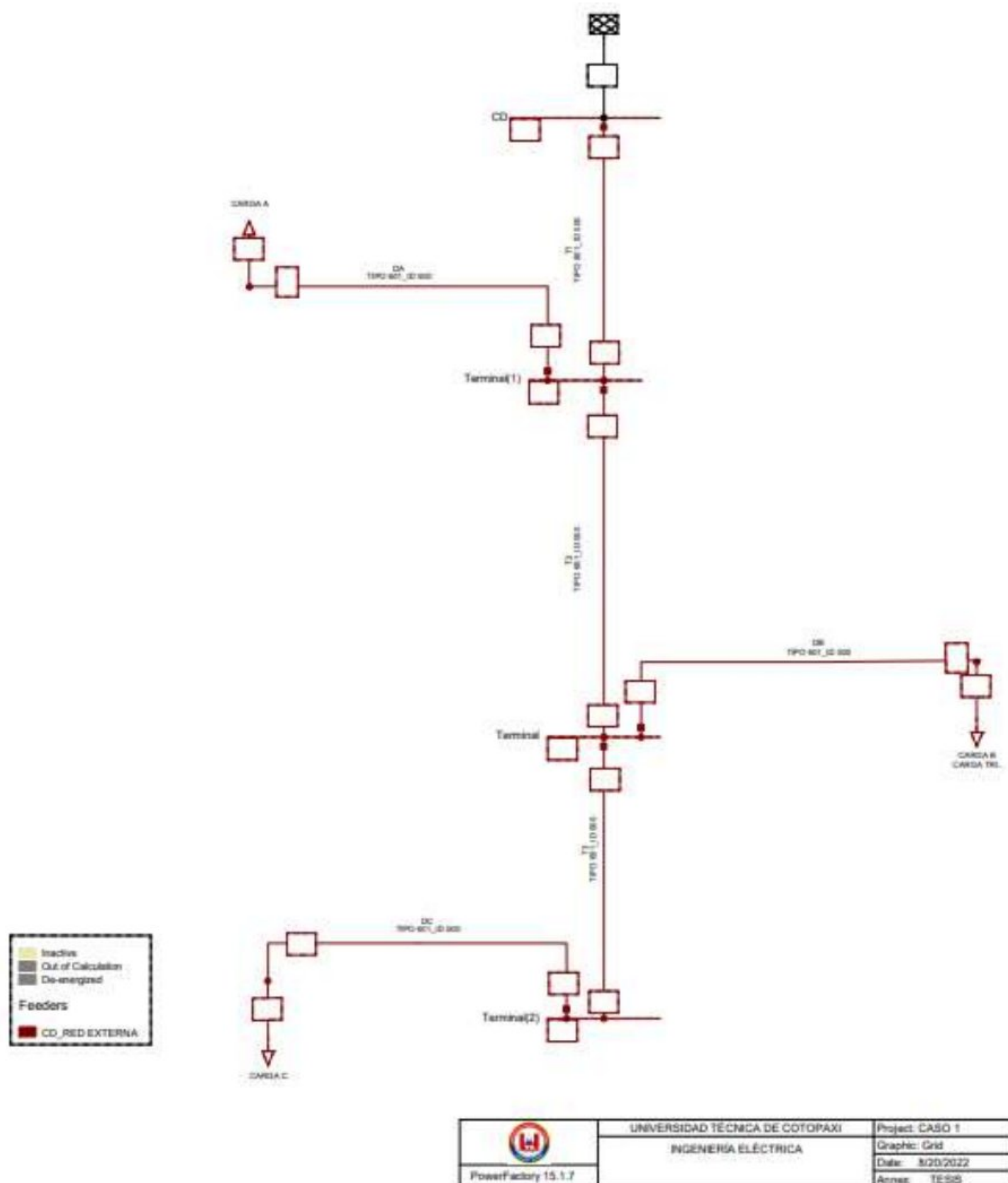


Figura 8. 1. Esquema de un sistema de distribución eléctrica tipo radial.



Datos de los tramos del sistema radial:

Tabla 8. 1. Datos contemplados en los tramos del sistema de distribución eléctrica tipo radial para la primera prueba.

Componentes	L(km)	$\lambda(F/a)$	r(h)
Troncales			
1	2	0.20	3
2	3	0.3	3
3	1	0.1	3
Laterales			
a	3	0.75	1
b	2	0.5	1
c	1	0.25	1

Datos de las cargas:

Tabla 8. 2. Datos contemplados para las cargas del sistema de distribución eléctrica tipo radial con respecto a la primera prueba.

Cargas	# de Clientes	Potencia Aparente KVA
A	250	500
B	100	300
C	50	200
Σ	400	1000

Dónde:

λ = Tasa de fallas

r = Tiempo de reparación

U= Indisponibilidad

Tiempo de interrupción

= Transferencia de tiempo de interrupción (Probabilidad de transferencia)

+ tiempo de interrupción sin transferencia(probabilidad sin transferencia)

$$\text{Tiempo de interrupción} = 0,5 * 0,50 + 3 * 0,25$$

$$\text{Tiempo de interrupción} = 1$$

Tabla 8. 3. Datos obtenidos con respecto a la tasa de fallas, tiempo de reparación y el tiempo de indisponibilidad del sistema.

Componentes	λ	R	U	λ	r	U	λ	r	U
Troncales									
1	0.20	3	0.6	0.20	1	0.20	0.20	1	0.2



2	0.30	0.5	0.15	0.30	3	0.90	0.30	1	0.3
3	0.10	0.5	0.05	0.10	0.5	0.05	0.10	3	0.3
Laterales									
a	0.75	1	0.75						
b				0.5	1	0.5			
c							0.25	1	0.25
Total	1.35	1.15	1.55	1.10	1.50	1.65	0.85	1,24	1.05

Resultados aplicando el método de distribución básica

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ Interrupciones / año. cliente}$$

$$SAIFI = \frac{1.35(250) + 1.10(100) + 0.85(50)}{400} \text{ Interrupciones / año. cliente}$$

$$SAIFI = 1.225 \text{ Interrupciones / año. cliente}$$

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ horas / año}$$

$$SAIDI = \frac{1.55(250) + 1.83(100) + 1.5(50)}{400} \text{ horas / año}$$

$$SAIDI = 1.512 \text{ horas / año}$$

.....

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ horas / Interrupción}$$

$$CAIDI = \frac{1.55(500) + 1.83(300) + 1.5(200)}{1.35(500) + 1.10(300) + 0.85(200)} \text{ horas / Interrupción}$$



$$CAIDI = 1.382 \text{ horas/Interrupción}$$

$$ASAI = \frac{\sum N * 8760 - \sum Ncd}{\sum N * 8760}$$

$$ASAI = \frac{400(8760) - 1.55(250) + 1.83(100) + 1.5(50)}{400 * 8760}$$

$$ASAI = 0.999$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 0,999$$

$$ASUI = 0.001$$

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1.55(500) + 1.83(300) + 1.5(200) \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1624$$

$$ENS = 1.624 \text{ Mwh/a}$$

$$AENS = \frac{1624}{400} \text{ Kwh}$$

$$AENS = 4.06 \text{ Kwh/año}$$

$$AENS = 0.004 \text{ Mwh/año}$$

Tabla 8. 4. Datos para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.

Líneas	Zona Protección	L (km)	λ (f/a)	Tr (h)	Ts (h)	Tt (h)
Troncales:						
T1	I	2,0	0,20	3,0	0,5	1
T2	S.1	3,0	0,30	3,0	0,5	1
T3	S.2	1,0	0,10	3,0	0,5	1
Derivaciones:						
Da	F.1	3,0	0,75	1,0	0,5	1
Db	S.1	2,0	0,50	1,0	0,5	1
Dc	F.2	1,0	0,25	1,0	0,5	1



Datos de las cargas:

Tabla 8. 5. Datos de las cargas para el cálculo de los índices de confiabilidad a través del modo de falla y análisis de efecto.

Carga	C _i	L _i (KW)
L1	250	500
L2	100	300
L3	50	200
Σ	400	1000

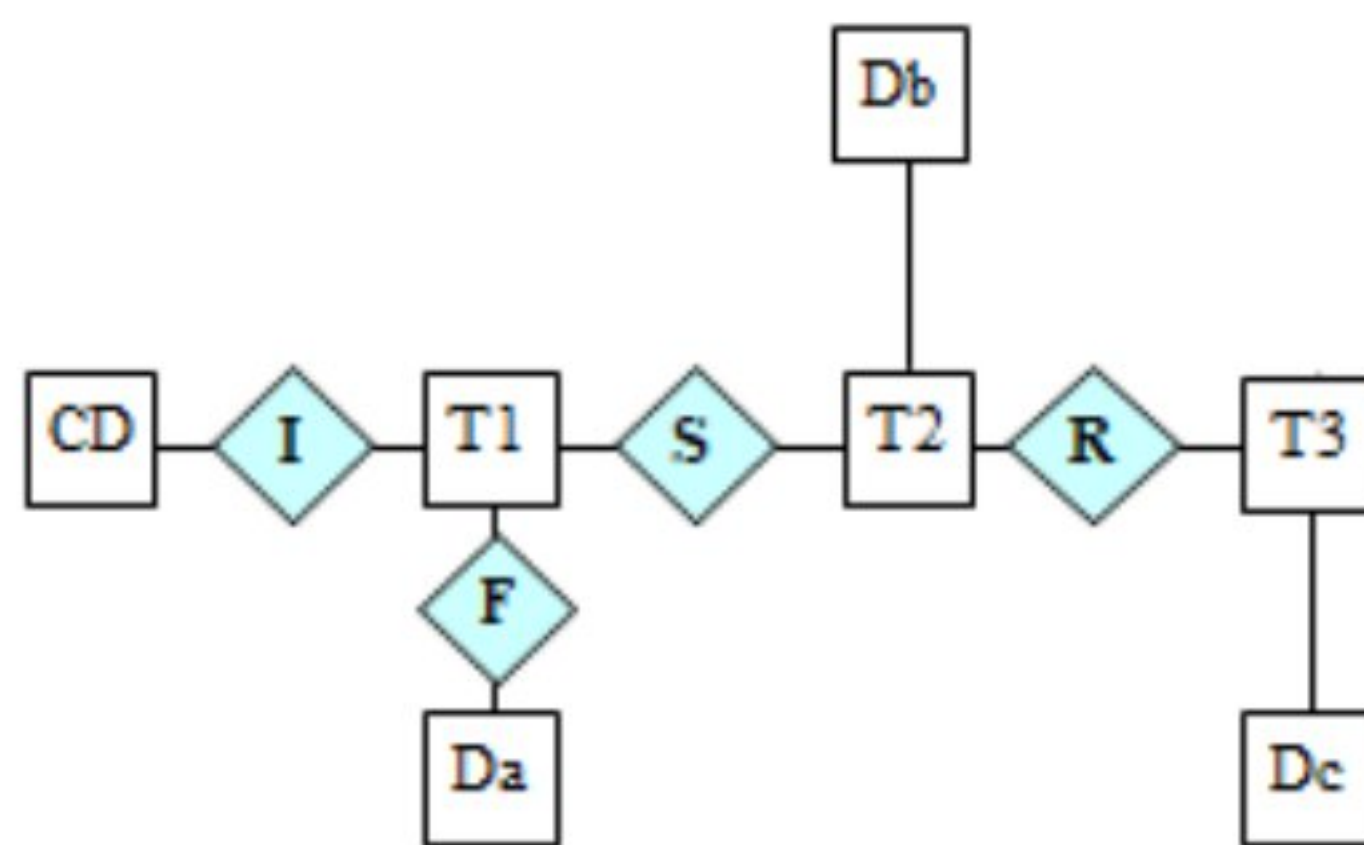


Figura 8. 2. Modelo topológico de la red de distribución eléctrica tipo radial

Matrices Para La Evaluación De Los Índices De Confiabilidad Aplicando La Técnica FMEA.

Tabla 8. 6 Matriz de estados de los elementos ante fallas.

* Matriz de Estados de los Elementos ante Fallas [EF] _{MxM}						
FM \ EA	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	I	T	T	I	T	T
T2	R	I	T	R	I	T
T3	R	R	I	R	R	I
Da	N	N	N	I	N	N
Db	N	N	N	N	I	N
Dc	N	N	N	N	N	I



Tabla 8. 7. Matriz de tiempos de restauración.

* Matriz de Tiempos de Restauración $[R]_{M \times M}$						
FM \ EA	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	3,0	1	1	3,0	1	1
T2	0,5	3,0	1	0,5	3,0	1
T3	0,5	0,5	3,0	0,5	0,5	3,0
Da	0	0	0	1,0	0	0
Db	0	0	0	0	1,0	0
Dc	0	0	0	0	0	1,0

Tabla 8. 8. Matriz de fallas.

* Matriz de Tasas de Falla λ [fallas/año]						
FM \ EA	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
T2	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
T3	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Da	0	0	0	0,75	0	0
Db	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00
Dc	0	0	0	0	0	0,25
Σ	0,60	0,60	0,60	1,35	1,10	0,85



Tabla 8. 9. Matriz de Indisponibilidad.

* Matriz de Indisponibilidad U [horas/año]						
FM \ EA	T1	T2	T3	Da	Db	Dc
T1	0,600	0,200	0,200	0,600	0,200	0,200
T2	0,150	0,900	0,300	0,150	0,900	0,300
T3	0,050	0,050	0,300	0,050	0,050	0,300
Da	0	0	0	0,750	0	0
Db	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,000
Dc	0	0	0	0	0	0,250
Σ	0,800	1,150	0,800	1,550	1,650	1,050

Resultados aplicando el método FMEA

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ Interrupciones/año. cliente}$$

$$SAIFI = \frac{1.35(250) + 1.10(100) + 0.85(50)}{400} \text{ Interrupciones/año. cliente}$$

$$SAIFI = 1.225 \text{ Interrupciones/año. cliente}$$

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ horas/año}$$

$$SAIDI = \frac{1.55(250) + 1.65(100) + 1.05(50)}{400} \text{ horas/año}$$



$$SAIDI = 1,512 \text{ horas/año}$$

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ horas/Interrupción}$$

$$CAIDI = \frac{1.55(500) + 1.65(300) + 1.05(200)}{1.35(500) + 1.10(300) + 0.85(200)} \text{ horas/Interrupción}$$

$$CAIDI = 1.235 \text{ horas/Interrupción}$$

$$ASAI = \frac{\sum N * 8760 - \sum Ncd}{\sum N * 8760}$$

$$ASAI = \frac{400(8760) - (1.55(250) + 1.65(100) + 1.05(50))}{400 * 8760}$$

$$ASAI = 0,99$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 0,99$$

$$ASUI = 0.01$$

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1.55(500) + 1.65(300) + 1.05(200) \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1480 \text{ Kwh/a}$$

$$ENS = 1.480 \text{ Mwh/a}$$

$$AENS = \frac{1480}{400} \text{ Kwh}$$

$$AENS = 3.7 \text{ Kwh/año}$$

$$AENS = 0.003 \text{ Mwh/año}$$

Los valores obtenidos en la simulación realizada en Matlab se indica a continuación, considerando las mismas funciones planteadas al principio.



ALGORITMO DESARROLLADO

Los resultados de los índices de confiabilidad del algoritmo se pueden apreciar en la Figura 8.6. En todos los casos el algoritmo de cálculo será el mismo ya que es genérico, sólo los datos de entrada cambiarán, y en el caso de la matriz de elementos se ingresará de igual forma ya que se desarrolla con un análisis crítico.

CÓDIGO DE MATLAB DEL CASO DE PRUEBA 1

%% MATRIZ DE TIEMPO DE RESTAURACIÓN

```
[fila,columna]=size(ef);
vector=[];
matriz = zeros(fila,columna);
for ii=1:fila

    a=ef(ii,1:columna);

    [filaa, columnaa]=find(a==1000);
    a(filaa,columnaa)=0;

    [filaa1, columnaa1]=find(a==2000);
    a(filaa1,columnaa1)=troderilineas(ii,3);

    [filaa2, columnaa2]=find(a==3000);
    a(filaa2,columnaa2)=troderilineas(ii,4);

    [filaa3, columnaa3]=find(a==4000);
    a(filaa3,columnaa3)=troderilineas(ii,5);

    vector = [vector; a];
end
fprintf(
'\n=====
=====');
fprintf( '\n          MATRIZ DE TIEMPO DE RESTAURACIÓN');
fprintf(
'\n=====
=====\n');
disp(vector)
%% MATRIZ DE TAZA DE FALLA
vector1=[];
matriz1 = zeros(fila,columna);
for iii=1:fila

    a1=vector(iii,1:columna);
    [filaa, columnaa]=find(a1>0);
```




```
a1(filaa,columnaa)=troderilneas(iii,2);

[filaa1, columnaa1]=find(a1>0);
a1(filaa1,columnaa1)=troderilneas(iii,2);

[filaa2, columnaa2]=find(a1>0);
a1(filaa2,columnaa2)=troderilneas(iii,2);

[filaa3, columnaa3]=find(a1>0);
a1(filaa3,columnaa3)=troderilneas(iii,2);

vector1 = [vector1; a1];
end
fprintf(
'\n=====
=====');
fprintf( '\n          MATRIZ DE TASA DE FALLAS');
fprintf(
'\n=====
=====\n');

disp(vector1)

%% MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD

Matriz_ind=vector.*vector1;
fprintf(
'\n=====
=====');
fprintf( '\n          MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD');
fprintf(
'\n=====
=====\n');

disp(Matriz_ind)

%% CÁLCULO DE SAIFI
vector2=[];
matriz2 = zeros(fila,columna);
[x1,x2]=size(carga);
x1=abs((x1)-columna);
x1=x1+1;
%columna11=(columna/2)+1;
for iii=x1:columna
x=sum(vector1(:,iii));
vector2 = [vector2, x];
end
%vector2'
Saifi=sum(carga(:,1).*vector2')./sum(carga(:,1));
fprintf( '\n'), fprintf( 'EL SAIFI DEL SISTEMA ES:      ') %ImpresiÃ³n de resultados
```




```
fprintf('%9.3f',Saifi), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CÁLCULO DEL SAIDI
```

```
vector3=[];
```

```
matriz3 = zeros(fila,columna);
```

```
[xx1,xx2]=size(carga);
```

```
xx1=abs((xx1)-columna);
```

```
xx1=xx1+1;
```

```
for iiiii=xx1:columna
```

```
x111=sum(Matriz_ind(:,iiii));
```

```
vector3 = [vector3, x111];
```

```
end
```

```
%vector3'
```

```
Saidi=sum(carga(:,1).*vector3')./sum(carga(:,1));
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL SAIDI DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',Saidi), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CALCULO DEL CAIDI
```

```
Caidi=Saidi/Saifi;
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL CAIDI DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',Caidi), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CALCULO DEL ASAI
```

```
Asai=1-(Saidi/8760);
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL ASAI DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',Asai), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CALCULO DE ASUI
```

```
Asui=1-Asai;
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL ASUI DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',Asui), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CÁLCULO DEL ENS
```

```
ENS=sum(carga(:,2).*vector3');
```

```
%carga(:,2)
```

```
%vector3'
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL ENS DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',ENS), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% CALCULO DEL AENS
```

```
AENS=ENS/sum(carga(:,1));
```

```
fprintf(' \n'), fprintf(' EL AENS DEL SISTEMA ES: ') %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
fprintf('%9.3f',AENS), %ImpresiÃ³n de resultados
```

```
%% Gráficas
```

```
%ÍNDICES ORIENTADOS AL CLIENTE
```

```
x = 1:1:5;
```

```
y = [Saifi Saidi Caidi Asai Asui];
```

```
figure (1)
```

```
N1= bar(x,y,'FaceColor',[0.5098 0.8784 0.6666] );
```




```
hold on
grid minor;
xticklabels({'Saifi','Saidi','Caidi','Asai','Asui'})
hold on
set(gca,'FontName','Times New Roman','FontSize',12,'color',[1 0.95 0.8])
hold on
set(gcf, 'InvertHardcopy', 'off')
fig = gcf;
    fig.Color = 'white';
    print -dmeta -r900 cliente

    % ÍNDICES ORIENTADOS A LA CARGA Y ENERGÍA
    x = 1:1:2;
y = [ENS  AENS];
figure (2)
N1= bar(x,y,'FaceColor',[0.5098 0.8784 0.6666] );
hold on
grid minor;
xticklabels({'Ens','Aens'})
hold on
set(gca,'FontName','Times New Roman','FontSize',12,'color',[1 0.95 0.8])
hold on
set(gcf, 'InvertHardcopy', 'off')
fig = gcf;
    fig.Color = 'white';
    print -dmeta -r900 carga

function mpc = case7
%% Datos de confiabilidad
% Y (f/km)  Tr(h)  Ts(h)  Tt (h)
% mpc.troncales = [
%
% 0.20  3  0.5  1;
% 0.30  3  0.5  1;
% 0.10  3  0.5  1;
% ];
%
% mpc.derivaciones = [
%
% 0.75  1  0  0;
% 0.50  1  0  0;
% 0.25  1  0  0;
% ];

%% Carga
% Ci Li(kw)
mpc.carga = [

    250 500 ;
```




```
100 300 ;
50 200 ;
];
%% Líneas
%longitud(km) Y(f/a) Tri(h) Tsi(h) Tti(h)
mpc.troderili = [

2 0.20 3 0.5 1;
3 0.30 3 0.5 1;
1 0.10 3 0.5 1;
3 0.75 1 0 0;
2 0.50 1 0 0;
1 0.25 1 0 0;
];

%% Matriz de estados de elementos ante fallas (EF)
%N:normal=1000
%I:Irrestablecible=2000
%R:Restablecible=3000
%Transferible=4000

mpc.ef = [

2000 4000 4000 2000 4000 4000;
3000 2000 4000 3000 2000 4000;
3000 3000 2000 3000 3000 2000;
1000 1000 1000 2000 1000 1000;
1000 1000 1000 1000 2000 1000;
1000 1000 1000 1000 1000 2000;
];

%assignin('base','troncales',mpc.troncales);
%assignin('base','derivaciones',mpc.derivaciones);
assignin('base','troderilineas',mpc.troderili);
assignin('base','carga',mpc.carga);
assignin('base','ef',mpc.ef);
end
```




MATRICES EN MATLAB DEL CASO DE PRUEBA 1

```
>> calculo
```

MATRIZ DE TIEMPO DE RESTAURACIÓN

3.0000	1.0000	1.0000	3.0000	1.0000	1.0000
0.5000	3.0000	1.0000	0.5000	3.0000	1.0000
0.5000	0.5000	3.0000	0.5000	0.5000	3.0000
0	0	0	1.0000	0	0
0	0	0	0	1.0000	0
0	0	0	0	0	1.0000

Figura 8. 3. Matriz de tiempo de restauración.

MATRIZ DE TASA DE FALLAS

0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000
0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
0	0	0	0.7500	0	0
0	0	0	0	0.5000	0
0	0	0	0	0	0.2500

Figura 8. 4. Matriz de tasa de fallas.

MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD

0.6000	0.2000	0.2000	0.6000	0.2000	0.2000
0.1500	0.9000	0.3000	0.1500	0.9000	0.3000
0.0500	0.0500	0.3000	0.0500	0.0500	0.3000
0	0	0	0.7500	0	0
0	0	0	0	0.5000	0
0	0	0	0	0	0.2500

Figura 8. 5. Matriz de Indisponibilidad.

```
EL SAIFI DEL SISTEMA ES:      1.225
EL SAIDI DEL SISTEMA ES:     1.512
EL CAIDI DEL SISTEMA ES:     1.235
EL ASAI DEL SISTEMA ES:      1.000
EL ASUI DEL SISTEMA ES:      0.000
EL ENS DEL SISTEMA ES:       1480.000
EL AENS DEL SISTEMA ES:      3.700>>
```

Figura 8. 6. Resultados SAIFI SAIDI CAIDI ASAI ASUI ENS AENS en Matlab.



Simulación en DigSILENT Power Factory del caso de prueba 1

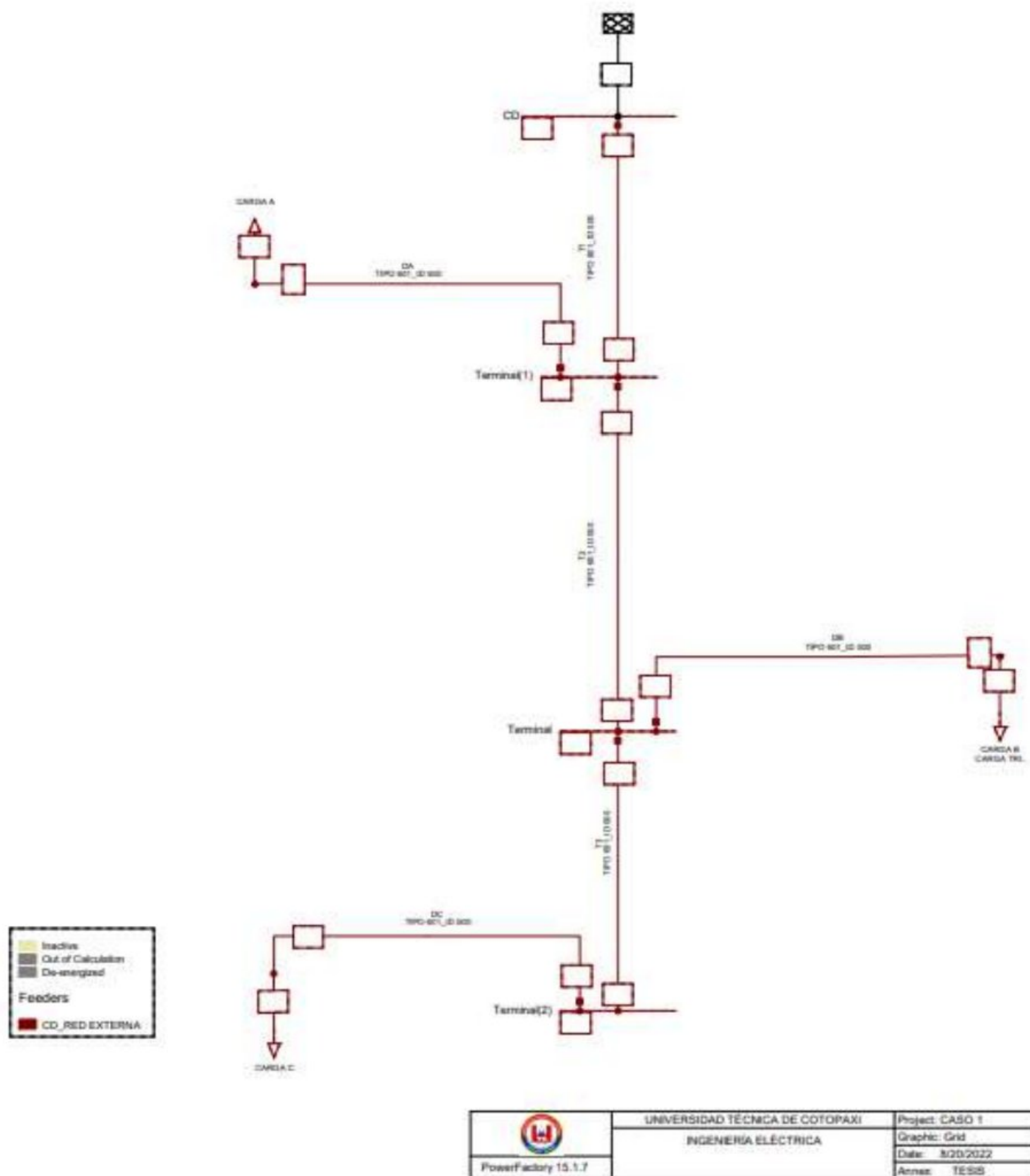


Figura 8. 7. Sistema de distribución tipo radial en DigSILENT Power Factory para el caso de prueba 1.

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPIC €/a	ACIF l/a	ACIT h/a
CARGA B	165,00	110,00	1,50	0,49	0,00	1,10	1,65
CARGA A	387,50	337,50	1,15	0,77	0,00	1,35	1,55
CARGA C	52,50	42,50	1,24	0,21	0,00	0,85	1,05

Figura 8. 8. Interrupciones de carga en DigSILENT Power Factory.



System Average Interruption Frequency Index	:	SAIFI	=	1,225000	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	:	CAIFI	=	1,225000	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	:	SAIDI	=	1,513	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	:	CAIDI	=	1,235	h
Average Service Availability Index	:	ASAI	=	0,9998273402	
Average Service Unavailability Index	:	ASUI	=	0,0001726598	
Energy Not Supplied	:	ENS	=	1,480	MWh/a
Average Energy Not Supplied	:	AENS	=	0,004	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	:	ACCI	=	0,005	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	:	EIC	=	0,000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	:	IEAR	=	0,000	\$/kWh
System energy shed	:	SES	=	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	:	ASIFI	=	1,174930	1/a
Average System Interruption Duration Index	:	ASIDI	=	1,479910	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	:	MAIFI	=	0,000000	1/Ca

Figura 8. 9. Resultados de los índices de confiabilidad en DigSILENT Power Factory.

8.2. ANEXO B: CASO DE PRUEBA 2

MEMORIA DE CÁLCULOS

Procedimiento para el cálculo de los índices de confiabilidad a través de los sistemas de distribución básicos.

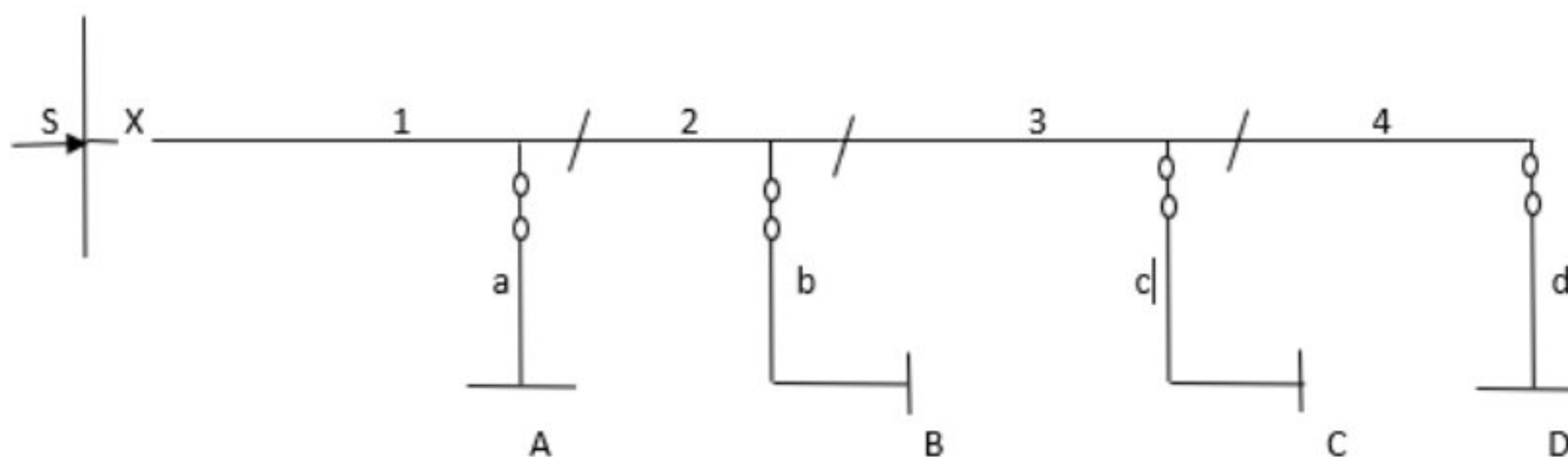


Figura 8. 10. Sistemas de distribución radial Reforzado con desconectadores y fusibles.

Datos de los tramos del sistema radial:

Tabla 8. 10. Datos de los tramos del sistema Sistemas de distribución radial Reforzado con desconectadores y fusibles.

Parámetros de fiabilidad para el sistema			
Componentes	Longitud (km)	λ (f/año)	r(horas)
sección			
1	2	0.2	4
2	1	0.1	4
3	3	0.3	4
4	2	0.2	4
Distribución			
a	1	0.2	2
b	3	0.6	2
c	2	0.4	2
d	1	0.2	2



Datos de carga:

Tabla 8. 11. Datos de la carga de los tramos del sistema Sistemas de distribución radial Reforzado con desconectadores y fusibles.

Puntos de carga	Número de consumidores	carga media conectada
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000
TOTAL:	3000	14000

Tabla 8. 12. Índices de confiabilidad con protección lateral y desconexión.

Índices de fiabilidad con protección lateral y desconexiones												
Fallo de componentes	Carga A			Carga B			Carga C			Carga D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
	f/año	horas	horas/año	f/año	horas	horas/año	f/año	horas	horas/año	f/año	horas	horas/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Distribucion												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
Total	1	1,5	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1	3,6	3,6

Resultados aplicando el método de distribución básica

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda N_i}{\sum N_i} \text{ Interrupciones / año. cliente}$$

$$SAIFI = \frac{1(1000) + 1.4(800) + 1.2(700) + 1(500)}{3000} \text{ Interrupciones / año. cliente}$$

$$SAIFI = 1.153 \text{ Interrupciones / año. cliente}$$



$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum UINi \text{ horas/año}}{\sum Ni}$$

$$SAIDI = \frac{1.5(1000) + 2.65(800) + 3.3(700) + 3.6(500)}{3000} \text{ horas/año}$$

$$SAIDI = 2.576 \text{ horas/año}$$

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI \text{ horas/Interrupción}}{SAIFI}$$

$$CAIDI = \frac{1.5(5000) + 2.65(4000) + 3.3(3000) + 3.6(2000)}{1(5000) + 1.4(4000) + 1.2(3000) + 1(2000)} \text{ horas/Interrupción}$$

$$CAIDI = 2.17h$$

$$ASAI = \frac{\sum N * 8760 - \sum Ncd}{\sum N * 8760}$$

$$ASAI = \frac{3000(8760) - 1.5(1000) + 2.65(800) + 3.3(700) + 3.6(500)}{3000 * 8760}$$

$$ASAI = 1$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 1$$

$$ASUI = 0$$

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1.5(5000) + 2.65(4000) + 3.3(3000) + 3.6(2000) \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 35.2 \text{ Mwh/año}$$

$$AENS = \frac{35200}{3000} \text{ Kwh}$$

$$AENS = 11.73 \text{ Kwh/año}$$



$$AENS = 0.011 \text{ Mwh/año}$$

Resultados aplicando el método FMEA

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ Interrupciones/año.ciente}$$

$$SAIFI = \frac{1(1000) + 1.4(800) + 1.2(700) + 1(500)}{3000} \text{ Interrupciones/año.ciente}$$

$$SAIFI = 1.53 \text{ Interrupciones/año.ciente}$$

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones a consumidores}}{\text{Número total de consumidores en el sistema}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ horas/año}$$

$$SAIDI = \frac{1.5(1000) + 2.05(800) + 2.4(700) + 1.8(500)}{3000} \text{ horas/año}$$

$$SAIDI = 1,906 \text{ horas/año}$$

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \text{ horas/Interrupción}$$

$$CAIDI = \frac{1.5(5000) + 2.05(4000) + 2.4(3000) + 1.8(2000)}{1(5000) + 1.4(4000) + 1.2(3000) + 1(2000)} \text{ horas/Interrupción}$$

$$CAIDI = 1,65 \text{ h}$$

$$ASAI = \frac{\sum N * 8760 - \sum Ncd}{\sum N * 8760}$$



$$ASAI = \frac{3000(8760) - 1.5(1000) + 2.65(800) + 3.3(700) + 3.6(500)}{3000 * 8760}$$

$$ASAI = 1$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 1$$

$$ASUI = 0$$

$$ENS = \sum lai * Ui \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 1,5(5000) + 2,05(4000) + 2,4(3000) + 1,8(2000) \text{ Kwh/año}$$

$$ENS = 26,5 \text{ Mwh/año}$$

$$AENS = \frac{26500}{3000} \text{ Kwh}$$

$$AENS = 8,83 \text{ Kwh/año}$$

$$AENS = 0.0088 \text{ Mwh/año}$$

ALGORITMO DESARROLLADO:

Los resultados de los índices de confiabilidad del algoritmo se pueden apreciar en la **Figura 8.14**.

CÓDIGO DE MATLAB: DATOS DE ENTRADA PARA EL CASO DE PRUEBA 2

```
function mpc = case4
%% Datos de confiabilidad
% Y (f/km) Tr(h) Ts(h) Tt (h) Pr(trf)
% mpc.troncales = [
%
% 0.2 4 0.5 4 1 ;
% 0.1 4 0.5 4 1 ;
% 0.3 4 0.5 4 1 ;
% 0.2 4 0.5 4 1 ;
```




%

%];

%

% mpc.derivaciones = [

%

% 0.2 2 0.5 4 1 ;

% 0.6 2 0.5 4 1 ;

% 0.4 2 0.5 4 1 ;

% 0.2 2 0.5 4 1 ;

%

%];

%% Carga

% Ci Li(kw)

mpc.carga = [

1000 5000 ;

800 4000 ;

700 3000 ;

500 2000 ;

];

%% Líneas

% longitud(km) Y(f/a) Tri(h) Tsi(h) Tti(h)

%PRIMERO INGRESAR TRONCALES Y LUEGO DERIVACIONES

mpc.troderili = [

2 0.2 4 0.5 4;

1 0.1 4 0.5 4;

3 0.3 4 0.5 4;

2 0.2 4 0.5 4;



```
1 0.2 2 0.5 4;  
3 0.6 2 0.5 4;  
2 0.4 2 0.5 4;  
1 0.2 2 0.5 4;  
];
```

```
%% Matriz de estados de elementos ante fallas (EF)
```

```
%N:normal=1000
```

```
%I:Irrestablecible=2000
```

```
%R:Restablecible=3000
```

```
%T:Transferible=4000
```

```
mpc.ef = [
```

```
2000 4000 4000 4000 2000 4000 4000 4000 ;  
3000 2000 4000 4000 3000 2000 4000 4000 ;  
3000 3000 2000 4000 3000 3000 2000 4000 ;  
3000 3000 3000 2000 3000 3000 3000 2000 ;  
1000 1000 1000 1000 2000 1000 1000 1000 ;  
1000 1000 1000 1000 1000 2000 1000 1000 ;  
1000 1000 1000 1000 1000 1000 2000 1000 ;  
1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 2000 ;
```

```
];
```

```
% assignin('base','troncales',mpc.troncales);
```

```
% assignin('base','derivaciones',mpc.derivaciones);
```

```
assignin('base','troderilneas',mpc.troderili);
```

```
assignin('base','carga',mpc.carga);
```

```
assignin('base','ef',mpc.ef);
```

```
end
```




MATRICES EN MATLAB

```
>> calculo
```

```
=====
MATRIZ DE TIEMPO DE RESTAURACIÓN
=====
```

4.0000	4.0000	4.0000	4.0000	4.0000	4.0000	4.0000	4.0000
0.5000	4.0000	4.0000	4.0000	0.5000	4.0000	4.0000	4.0000
0.5000	0.5000	4.0000	4.0000	0.5000	0.5000	4.0000	4.0000
0.5000	0.5000	0.5000	4.0000	0.5000	0.5000	0.5000	4.0000
0	0	0	0	2.0000	0	0	0
0	0	0	0	0	2.0000	0	0
0	0	0	0	0	0	2.0000	0
0	0	0	0	0	0	0	2.0000

Figura 8. 11. Matriz de tiempo de restauración para el sistema en prueba 2.

```
=====
MATRIZ DE TASA DE FALLAS
=====
```

0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000
0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000
0	0	0	0	0.2000	0	0	0
0	0	0	0	0	0.6000	0	0
0	0	0	0	0	0	0.4000	0
0	0	0	0	0	0	0	0.2000

Figura 8. 12. Matriz de tasa de fallas para el sistema en prueba 2.

```
=====
MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD
=====
```

0.8000	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000
0.0500	0.4000	0.4000	0.4000	0.0500	0.4000	0.4000	0.4000
0.1500	0.1500	1.2000	1.2000	0.1500	0.1500	1.2000	1.2000
0.1000	0.1000	0.1000	0.8000	0.1000	0.1000	0.1000	0.8000
0	0	0	0	0.4000	0	0	0
0	0	0	0	0	1.2000	0	0
0	0	0	0	0	0	0.8000	0
0	0	0	0	0	0	0	0.4000

Figura 8. 13. Matriz de Indisponibilidad para el sistema en prueba 2.



EL SAIFI DEL SISTEMA ES: 1.153
 EL SAIDI DEL SISTEMA ES: 1.907
 EL CAIDI DEL SISTEMA ES: 1.653
 EL ASAI DEL SISTEMA ES: 1.000
 EL ASUI DEL SISTEMA ES: 0.000
 EL ENS DEL SISTEMA ES: 26500.000
 EL AENS DEL SISTEMA ES: 8.833>>

Figura 8. 14. Resultados de los índices de confiabilidad en Matlab.

SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWER FACTORY DEL CASO DE PRUEBA 1

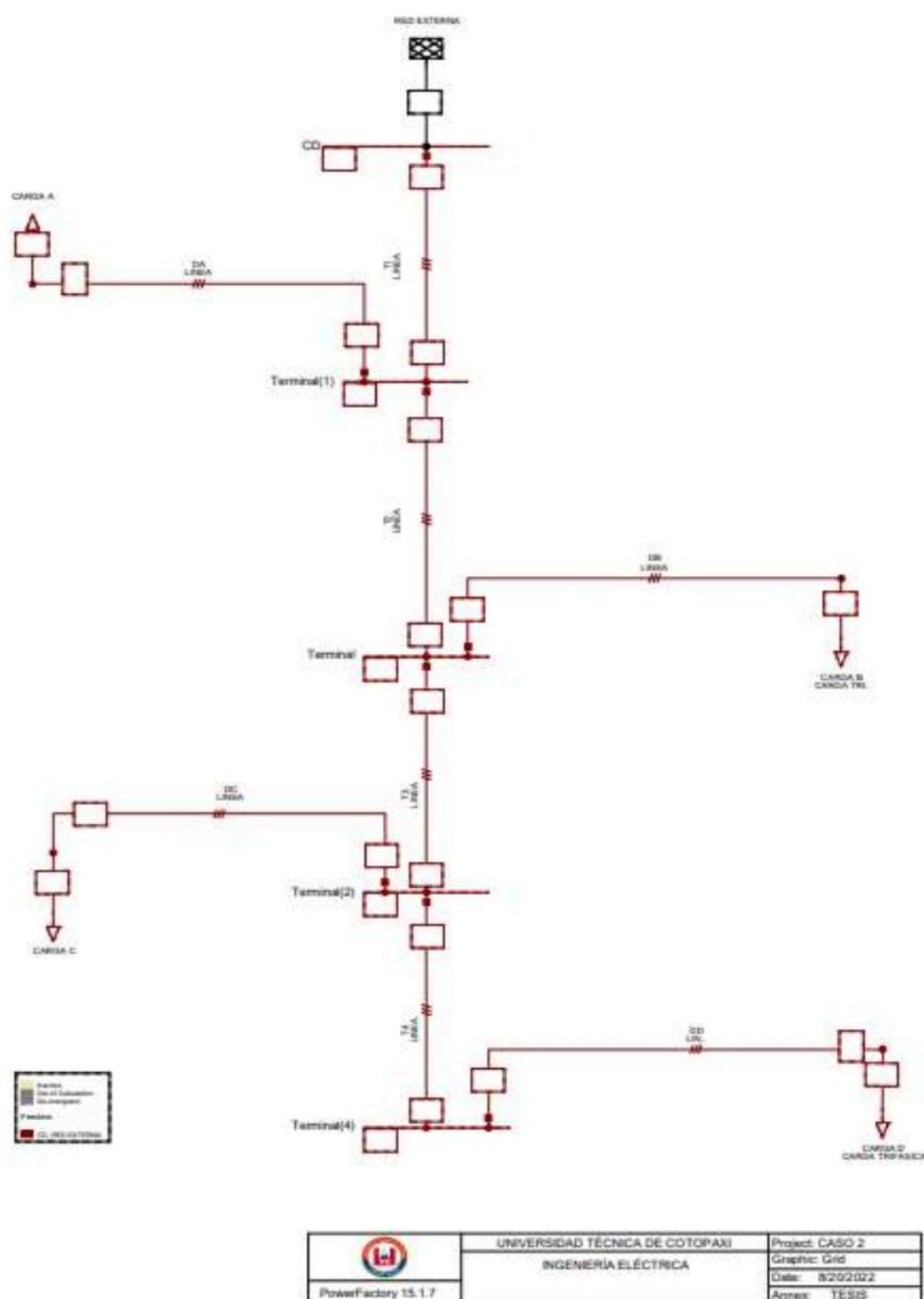


Figura 8. 15. Sistema de distribución tipo radial en DigSILENT Power Factory para el caso de prueba 2.



Load Interruptions Name	TCII Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPENS MWh/a	LPIC €/a	ACIF l/a	ACIT h/a
CARGA C	1680,00	840,00	2,00	7,20	0,00	1,20	2,40
CARGA B	1640,00	1120,00	1,46	8,20	0,00	1,40	2,05
CARGA D	900,00	500,00	1,80	3,60	0,00	1,00	1,80
CARGA A	1500,00	1000,00	1,50	7,50	0,00	1,00	1,50

Figura 8. 16. Interrupciones de carga en DigSILENT Power Factory para el caso de prueba 2.

RESULTADOS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN DIGSILENT

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	1,153333	l/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	1,153333	l/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	1,907	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1,653	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9997823440	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0002176560	
Energy Not Supplied	: ENS =	26,500	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,009	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,011	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	\$/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	1,157142	l/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	1,892855	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0,000000	l/Ca

Figura 8. 17. Resultados de los índices de confiabilidad en DigSILENT Power Factory.

8.3. ANEXO C: CASO REAL

CASO REAL DE TOMADA DE LA SUBESTACIÓN AMBATO SIMULADO EN DIGSILENT POWER FACTORY

Datos tomados del caso real de los tramos del sistema radial:

Tabla 8. 12. Datos de los tramos del sistema tipo radial del alimentador Ambato.

Líneas	Long. (Km)	Zona Protección	λ_i (f/a)	Tr_i (h)	Ts_i (h)	Tt_i (h)
Troncales:						
T1	13,37		1,337	4,5	0,016	1,75
T2	10,21		1,021	4,5	0,016	1,75
T3	10,78		1,078	4,5	0,016	1,75
T4	1,34		0,134	4,5	0,016	1,75
Derivaciones:						
Da	1		0,177	4,5	0,016	1,75
Db	1		0,177	4,5	0,016	1,75
Dc	1		0,288	6,5	0,016	1,75
Dd	1		0,177	4,5	0,016	1,75



Tabla 8. 13. Datos de las cargas y el número de clientes

Carga	Ci	Li
1	1	0,538
2	25161	4,126
3	1	4,5
4	18025	4,060
total:	43188	13,224

Tabla 8. 14. Matriz de estados de los elementos ante fallas del sistema.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	I	T	T	I	I	I	I	I
T2	R	I	T	T	R	I	T	I
T3	R	R	I	T	R	R	I	I
T4	R	R	R	I	R	R	R	I
Da	N	N	N	N	I	N	N	N
Db	N	N	N	N	N	I	N	N
Dc	N	N	N	N	N	N	I	N
Dd	N	N	N	N	N	N	N	I

Tabla 8. 15. Datos obtenidos en la Matriz de Restauración.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	4,5	1,75	1,75	4,5	4,5	4,5	4,50	4,5
T2	0,0	4,5	1,75	1,75	0,016	4,5	1,75	4,5
T3	0,016	0,016	4,5	1,75	0,016	0,016	4,5	4,5
T4	0,0	0,0	0,02	4,5	0,016	0,016	0,016	4,5
Da	0	0	0	0	4,5	0	0	0
Db	0	0	0	0	0	4,5	0	0
Dc	0	0	0	0	0	0	6,5	0
Dd	0	0	0	0	0	0	0	4,5

Tabla 8. 16. Datos obtenidos en la matriz de fallas en el sistema.

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337	1,337
T2	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021
T3	1,078	1,078	1,078	1,078	1,078	1,078	1,078	1,078
T4	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Da					0,177			
Db						0,177		
Dc							0,288	
Dd								0,177
TOTAL	3,570	3,570	3,570	3,570	3,747	3,747	3,858	3,747



Tabla 8. 17. Datos obtenidos en la matriz de indisponibilidad del sistema real [U]:

FM \ EA	T1	T2	T3	T4	Da	Db	Dc	Dd
T1	6,017	2,340	2,340	6,017	6,017	6,017	6,017	6,017
T2	0,016	4,595	1,787	1,787	0,016	4,595	1,787	4,595
T3	0,017	0,017	4,851	1,887	0,017	0,017	4,851	4,851
T4	0,002	0,002	0,002	0,603	0,002	0,002	0,002	0,603
Da	0	0	0	0	0,797	0	0	0
Db	0	0	0	0	0	0,797	0	0
Dc	0	0	0	0	0	0	1,873	0
Dd	0	0	0	0	0	0	0	0,797
TOTAL	6,052	6,954	8,980	10,293	6,849	11,427	14,530	16,862

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DE DIGSILENT POWER FACTORY

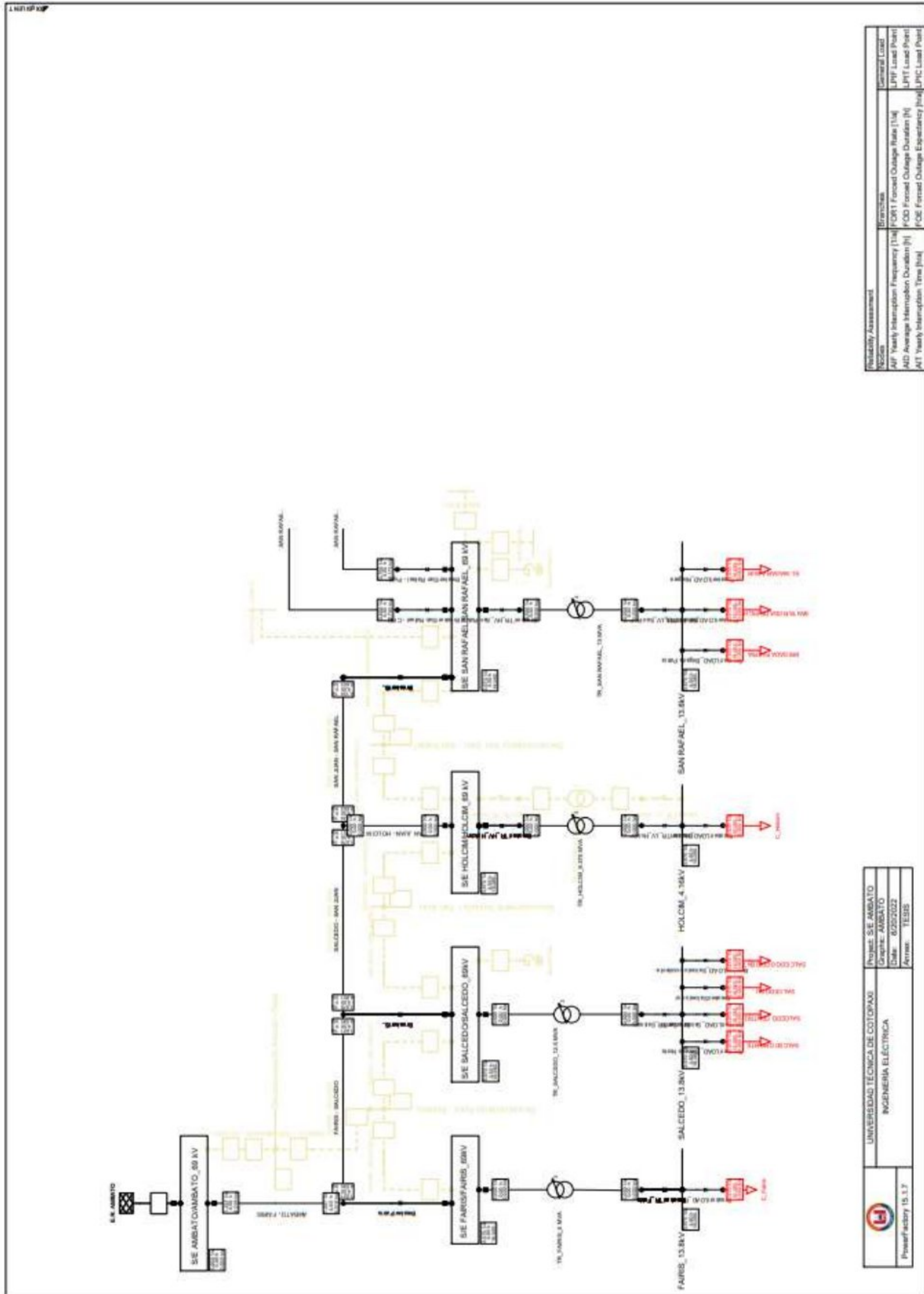
System Summary

System Average Interruption Frequency Index	:	SAIFI	=	3,412002	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	:	CAIFI	=	3,412002	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	:	SAIDI	=	3,986	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	:	CAIDI	=	1,168	h
Average Service Availability Index	:	ASAI	=	0,9995450142	
Average Service Unavailability Index	:	ASUI	=	0,0004549858	
Energy Not Supplied	:	ENS	=	60,704	MWh/a
Average Energy Not Supplied	:	AENS	=	0,001	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	:	ACCI	=	0,001	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	:	EIC	=	0,000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	:	IEAR	=	0,000	\$/kWh
System energy shed	:	SES	=	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	:	ASIFI	=	3,643096	1/a
Average System Interruption Duration Index	:	ASIDI	=	4,590445	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	:	MAIFI	=	0,000000	1/Ca

Figura 8. 18. Resultados de los índices de confiabilidad del alimentador AMBATO, Caso real tomada de la red ELEPCO S.A.

Load Interruptions Name	TCIT Ch/a	TCIF C/a	AID h	LPERS MWh/a	LPIC \$/a	ACIF 1/a	ACIT h/a
SALCEDO NORTE	307273,42	41826,75	4,96	28,97	0,00	3,86	19,12
C_Fairis	19,12	3,86	4,96	10,29	0,00	3,86	19,12
SALCEDO CENTRO	114945,83	23195,50	4,96	15,77	0,00	3,86	19,12
C_Holcim	19,12	3,86	4,96	86,04	0,00	3,86	19,12
SANTA ROSA DE PICHUL	103703,63	20926,88	4,96	24,86	0,00	3,86	19,12
EL NIAGARA SUR	118731,47	23959,42	4,96	20,27	0,00	3,86	19,12
SALCEDO SUR	186419,69	17439,06	4,96	26,86	0,00	3,86	19,12
SALCEDO OCCIDENTE	172624,29	14614,86	4,96	7,28	0,00	3,86	19,12
BRIGADA PATRIA	122211,21	24661,61	4,96	32,50	0,00	3,86	19,12

Figura 8. 19. Interrupciones de carga del alimentador Ambato, Caso real tomada de la red ELEPCO S.A.



Reliability Assessment	
AF	Yearly Interruption Frequency [1/yr]
AD	Average Interruption Duration [h]
AT	Yearly Interruption Time [h/yr]
Branches	
FOR1	Forced Outage Rate [1/yr]
FOD	Forced Outage Duration [h]
FOD1	Forced Outage Duration [h]
FOD2	Forced Outage Duration [h]
General Load	
LPIF	Load Point
LPIF1	Load Point
LPIF2	Load Point
LPIF3	Load Point

	Project: S.E. AMBATO
	Graph: AMBATO
	Date: 02/02/2022
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTACACHI	Author: T.S.005
INGENIERIA ELÉCTRICA	
PowerFactory 15.1.7	

Figura 8. 20.- Diagrama unifilar del alimentador Ambato, caso real tomado de la red ELEPCO S.A.



```

EL SAIFI DEL SISTEMA ES:           3.747
EL SAIDI DEL SISTEMA ES:          13.695
EL CAIDI DEL SISTEMA ES:           3.655
EL ASAI DEL SISTEMA ES:            0.998
EL ASUI DEL SISTEMA ES:            0.002
EL ENS DEL SISTEMA ES:             184.667
EL AENS DEL SISTEMA ES:            0.004>>
  
```

Figura 8. 21. Resultados obtenidos en el algoritmo de Matlab.

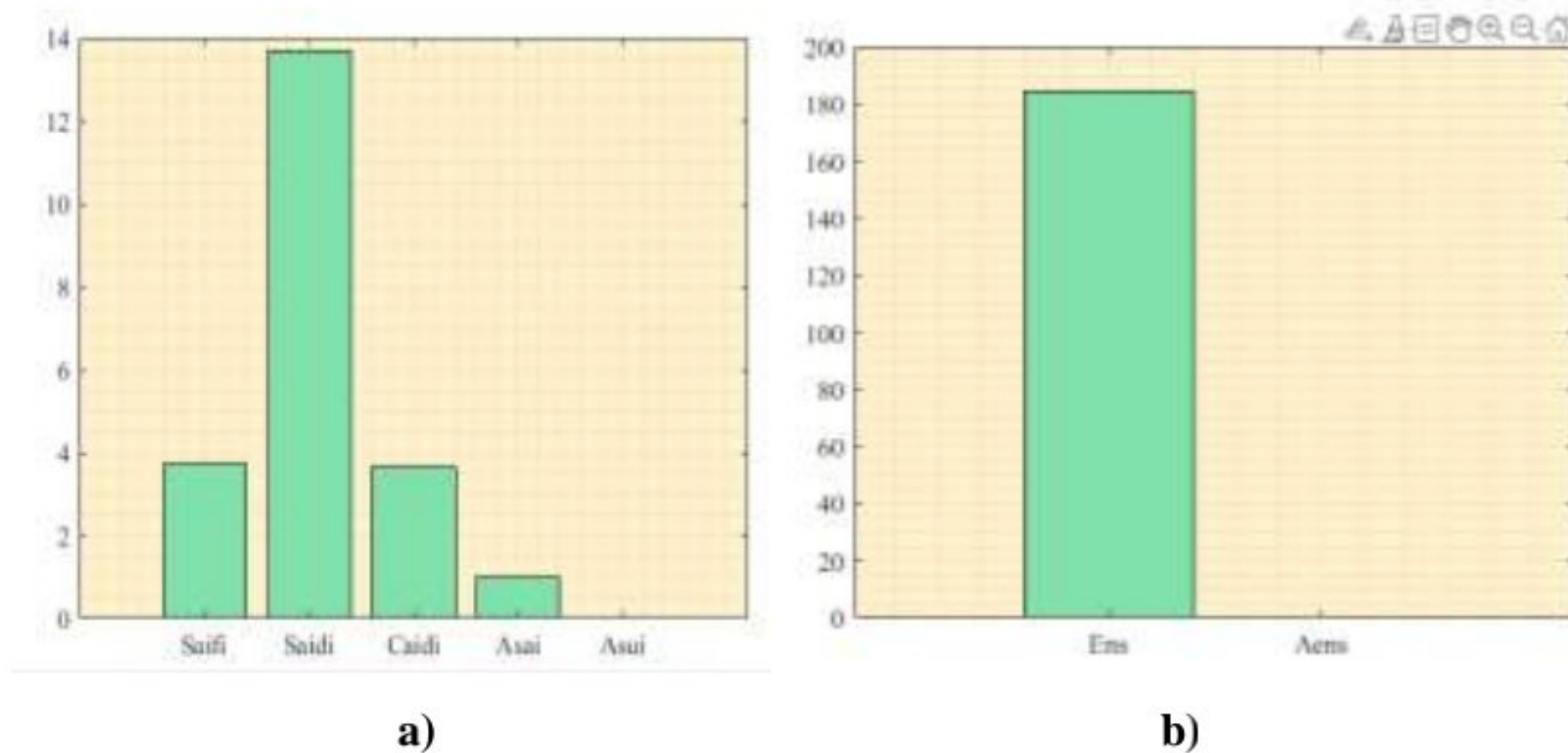


Figura 8. 22. Índices de confiabilidad orientados a clientes (a) y cargas (b), obtenidos en el algoritmo de Matlab.

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DE DIGSILENT POWER FACTORY MEDIANTE UN CASO REAL, IMPLEMENTANDO SISTEMAS ALTERNATIVOS

System Summary		
<hr/>		
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	1,210116 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	1,210116 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	4,693 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	3,878 h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9994642979
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0005357021
Energy Not Supplied	: ENS =	71,155 MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,002 MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,002 MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000 M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000 \$/kWh
System energy shed	: SES =	0,000 MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	1,306337 1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	5,380771 h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0,000000 1/Ca

Figura 8. 23. Resultados obtenidos en la simulación de Power Factory implementando Open Point.

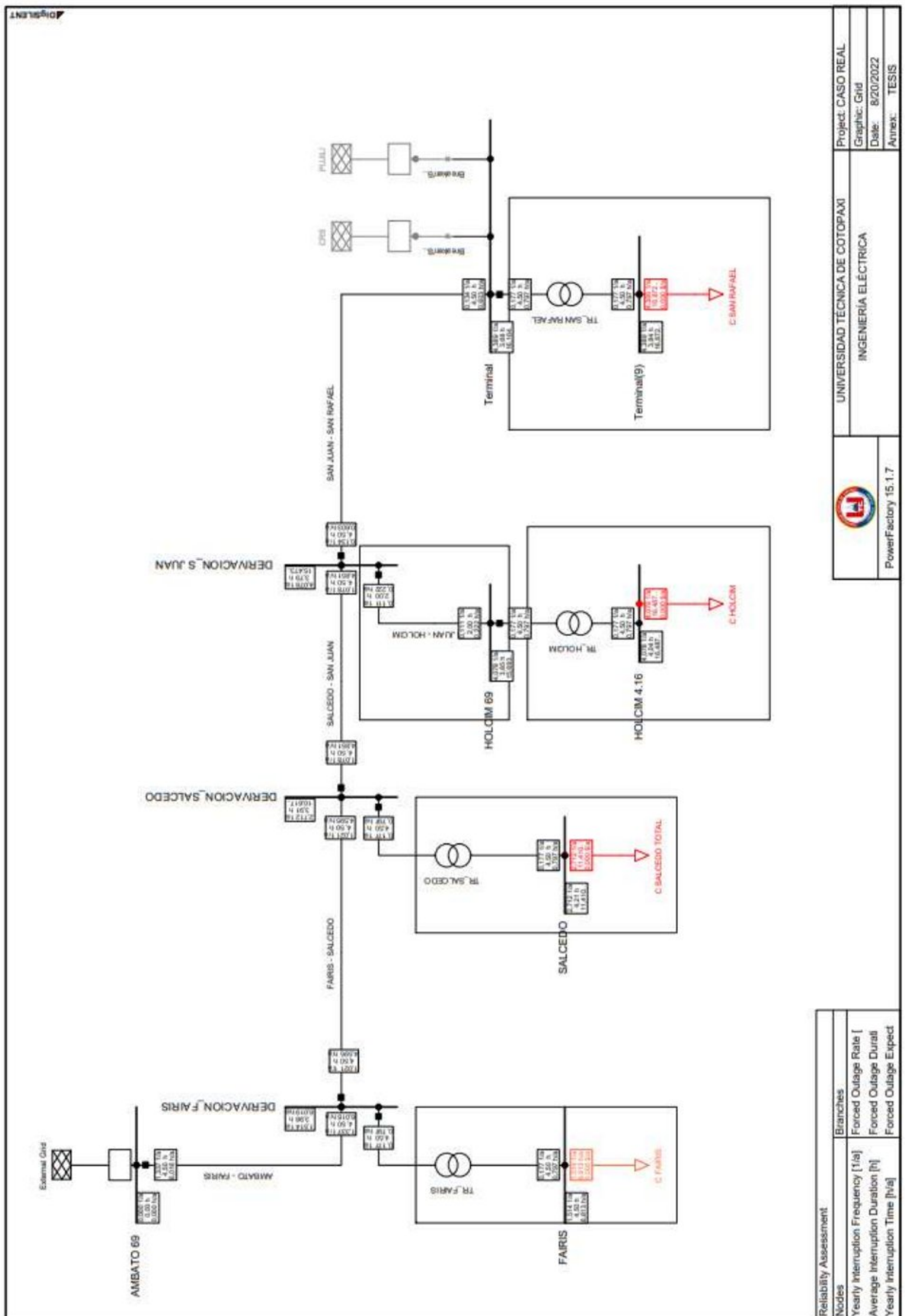












Figura 8. 24. Diagrama unifilar del sistema de distribución tipo radial tomado de la red ELEPCO S.A. simulado en Power Factory implementando Open Point.

Document Information

Analyzed document	GRUPO2_PERFIL_SABANDO_TAYUPANDA.pdf (D143367079)
Submitted	2022-08-29 20:27:00
Submitted by	Carlos
Submitter email	carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec
Similarity	3%
Analysis address	carlos.quinatoa7864.utc@analysis.arkund.com

Sources included in the report

SA	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / TESIS Hurtado.docx Document TESIS Hurtado.docx (D14947942) Submitted by: franklin.medina@utc.edu.ec Receiver: franklin.medina.utc@analysis.arkund.com		1
SA	Trabajo suficiencia profesional_ Miguel Buendía_Final (1).pdf Document Trabajo suficiencia profesional_ Miguel Buendía_Final (1).pdf (D142640077)		3
W	URL: http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/3294/1/Contreras%20Ya%C3%B1ez%2C%20Mauricio%20Alejandro.pdf Fetched: 2021-11-08 21:59:13		9
SA	1568305580_Trabajo_Graduacion_Veintimilla_Bernal.pdf Document 1568305580_Trabajo_Graduacion_Veintimilla_Bernal.pdf (D55529075)		1
SA	4219-Ayre Sánchez, Jorge Hernán.pdf Document 4219-Ayre Sánchez, Jorge Hernán.pdf (D70419611)		2
SA	P.T. TASAYCO Y MATTA.docx Document P.T. TASAYCO Y MATTA.docx (D59975811)		11
SA	TESIS - CARDENAS CHOQUE.docx Document TESIS - CARDENAS CHOQUE.docx (D110994649)		1
SA	10448-Apaza Tantahuilca, Pedro Dario.pdf Document 10448-Apaza Tantahuilca, Pedro Dario.pdf (D36903312)		2
W	URL: https://www.apsf.org/es/article/analisis-de-riesgo-perioperatorio-proactivo-uso-del-analisis-de-modos-de-fallas-y-efectos-fmea/ Fetched: 2022-08-29 20:28:00		1
W	URL: https://sci-hub.hkvisa.net/10.1109/ieeestd.1996.85950 Fetched: 2022-08-29 20:28:00		1

Entire Document

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas de Eléctricos de Potencia. Autores: Sabando Aguirre Pedro Edison Tayupanda Jefferson Andrés Tutor Académico: Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván LATACUNGA - ECUADOR 2022 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD MEDIANTE TÉCNICA DE MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTO (FMEA) PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL.