



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL
MÉTODO MONTE CARLO PARA FORMULAR
UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO
DE REDUCCION DE TIEMPOS DE
INTERRUPCIÓN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JORGE DAVID SUIN UYAGUARI

TUTOR: CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA

Quito -Ecuador

2024

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Jorge David Suin Uyaguari con documento de identificación N° 1727310466 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 14 de marzo del año 2024

Atentamente,



Jorge David Suin Uyaguari
1727310466

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Jorge David Suin Uyaguari con documento de identificación No. 1727310466, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico “Evaluación de la confiabilidad en redes de distribución usando el método Monte Carlo para formular un plan en el corto y mediano plazo de reducción de tiempos de interrupción”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 14 de marzo del año 2024

Atentamente,



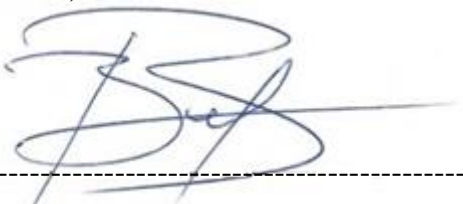
Jorge David Suin Uyaguari
1727310466

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña con documento de identificación N° 0503503336, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL MÉTODO MONTE CARLO PARA FORMULAR UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO DE REDUCCIÓN DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN, realizado por Jorge David Suin Uyaguari con documento de identificación N° 1727310466, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 14 de marzo del año 2024

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized letters 'C', 'A', 'B', and 'S', with a horizontal line extending to the right. The signature is positioned above a dashed horizontal line.

Ing. Carlos Andrés Barrera Singaña, MSc
0503503336

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	2
2.1	Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia	2
2.1.1	Confiabilidad en la Generación	3
2.1.2	Confiabilidad en la Transmisión	3
2.1.3	Confiabilidad en la Distribución	3
2.2	Niveles jerárquicos del SEP	3
2.2.1	Primer nivel jerárquico	4
2.2.2	Segundo nivel jerárquico	4
2.2.3	Tercer nivel jerárquico	4
2.3	Modelo Monte Carlo	4
2.3.1	Muestreo aleatorio	4
2.3.2	Evaluación de múltiples escenarios	5
2.3.3	Análisis de la sensibilidad	5
2.3.4	Estimación de riesgo	5
2.4	Índices de Confiabilidad	5
2.4.1	SAIFI	5
2.4.2	SAIDI	6
2.4.3	CAIDI	6
2.4.4	ENS	6
2.4.5	AENS	6
2.5	Interrupciones en redes de distribución	6
2.6	Equipos de corte y seccionamiento	7
3	Metodología y Formulación del Problema	7
4	Algoritmo de resolución del problema propuesto	8

5	Implementación Método Monte Carlo	10
5.1	Mediano tiempo.....	11
5.2	Corto tiempo.....	12
6	Análisis de Resultados	14
6.1	Corto tiempo.....	15
6.1.1	Comparativa índice SAIFI	15
6.1.2	Comparativa índice SAIDI.....	15
6.1.3	Comparativa índice CAIDI	16
6.1.4	Comparativa índice ASUI	16
6.1.5	Comparativa índice ENS	17
6.1.6	Comparativa índice AENS	17
6.2	Medio tiempo.....	18
6.2.1	Comparativa índice SAIFI	19
6.2.2	Comparativa índice SAIDI.....	19
6.2.3	Comparativa índice CAIDI	20
6.2.4	Comparativa índice ASUI	20
6.2.5	Comparativa índice ENS	21
6.2.6	Comparativa índice AENS	21
7	Conclusiones	22
8	Trabajos Futuros.....	22
9	Referencias	23
9.1	Matriz de Estado del Arte.....	26
9.2	Resumen de Indicadores.....	29

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas del SEP	3
Figura 2. Confiabilidad en el SEP	3
Figura 3. Subdivisión de la confiabilidad.....	3
Figura 4. Zonas Funcionales	4
Figura 5. Características de las zonas funcionales	4
Figura 6. Aplicaciones del método Montecarlo	4
Figura 7. Tipos de fallas	6
Figura 8.Sistema de Distribución Bus1	7
Figura 9. Sistema de Distribución Bus 2.....	7
Figura 10. Generación de Commands Set.....	8
Figura 11. Flujograma del análisis de Confiabilidad	9
Figura 12. Flujograma Aumento de carga.....	9
Figura 13. Flujograma método Monte Carlo.....	10
Figura 14. Comando de Confiabilidad	10
Figura 15. Data Manager.....	10
Figura 16. Distribución para un año	11
Figura 17. Distribución para un año	11
Figura 18. Distribución para 10 años	11
Figura 19. SAIFI hasta el año 57.....	11
Figura 20. SAIDI hasta el año 57	11
Figura 21. CAIDI hasta el año 57	11
Figura 22. ASUI hasta el año 57	12
Figura 23. ENS hasta el año 57	12
Figura 24. AENS hasta el año 57	12
Figura 25. SAIFI hasta el año 20.....	12
Figura 26. SAIDI hasta el año 20.....	13
Figura 27. CAIDI hasta el año 20	13
Figura 28. ASUI hasta el año 20	13
Figura 29. ENS hasta el año 20	13
Figura 30.AENS hasta el año 20	14
Figura 31. Comparativa índice SAIFI	15

Figura 32. Comparativa índice SAIDI	15
Figura 33. Comparativa índice CAIDI	16
Figura 34. Comparativa índice ASUI.....	16
Figura 35. Comparativa índice ENS	17
Figura 36. Comparativa índice AENS.....	17
Figura 37. Comparativa índice SAIFI	19
Figura 38. Comparativa índice SAIDI	19
Figura 39. Comparativa índice CAIDI.....	20
Figura 40. Comparativa índice ASUI.....	20
Figura 41. Comparativa índice ENS	21
Figura 42. Comparativa índice AENS.....	21
Figura 43. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	29
Figura 44. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	29
Figura 45. Indicador de solución - Estado del arte.....	30

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cargas en el año 0	8
Tabla 2. Cargas en el año 57	12
Tabla 3. Medidas de tendencia central	12
Tabla 4. Medidas de tendencia central	13
Tabla 5. Medidas de tendencia central	13
Tabla 6. Medidas de tendencia central	13
Tabla 7. Medidas de tendencia central	13
Tabla 8. Medidas de tendencia central	14
Tabla 9. Cargas en el año 20	14
Tabla 10. Rangos de preferencia para índices de Confiabilidad.	14
Tabla 11. Diferencias entre índices	15
Tabla 12. Diferencias entre índices	15
Tabla 13. Diferencias entre índices	16
Tabla 14. Diferencias entre índices	17
Tabla 15. Diferencias entre índices	17
Tabla 16. Diferencias entre índices	18

Tabla 17. Aumento de cargas año 146	18
Tabla 18. Diferencias entre índices	19
Tabla 19. Diferencias entre índices	19
Tabla 20. Diferencias entre índices	20
Tabla 21. Diferencias entre índices	20
Tabla 22. Diferencias entre índices	21
Tabla 23. Diferencias entre índices	21
Tabla 24: Matriz de estado del arte.	26

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL MÉTODO MONTE CARLO PARA FORMULAR UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO DE REDUCCIÓN DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN

Resumen

Este documento de investigación presenta un análisis de confiabilidad en un sistema de distribución de energía eléctrica considerando los tipos de fallas que afectan al sistema y la determinación de las tasas de fallas y reparación de las líneas de distribución. Esta investigación busca abordar los índices de confiabilidad con el objetivo de disminuir los índices, los cuales representan una reducción en el tiempo que los usuarios pueden quedarse sin servicio de energía eléctrica. La metodología utilizada está basada en el modelo Monte Carlo puesto que permite la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica, con el objetivo de identificar periodos o patrones, como picos o caídas inusuales. De modo que se pueda establecer medidas como la instalación de equipos de corte y seccionamiento para aislar tramos de la red, mejorando la capacidad de que el sistema se recupere ante interrupciones o fallas.

Los principales resultados de esta investigación revelaron que la evaluación del método Monte Carlo ofrece un panorama más preciso y detallado de los riesgos de un sistema de distribución antes fallas e interrupciones, debido a que es posible elaborar una planificación proactiva para prever los impactos implementando equipos de corte. Esto contribuye significativamente a la reducción de cortes de energía, mejorando la distribución de energía eléctrica a los usuarios residenciales.

Palabras Clave: Distribución, Índices, Confiabilidad, Monte Carlo, fallas, interrupciones y reducción.

Abstract

This research paper presents an analysis of reliability in an electric power distribution system considering the types of failures that affect the system and the determination of failure and repair rates of distribution lines. This research seeks to address the reliability indexes with the objective of decreasing the indexes, which represent a reduction in the time that users can remain without electric power service. The methodology used is based on the Monte Carlo model, which allows the evaluation of reliability in electrical distribution networks, with the objective of identifying periods or patterns, such as unusual peaks or drops. In this way, measures can be established, such as the installation of cutting and sectioning equipment to isolate sections of the network, improving the capacity of the system to recover from interruptions or failures.

The results of this research revealed that the evaluation of the Monte Carlo method provides a more accurate and detailed picture of the risks of a distribution system before failures and interruptions, which is possible to elaborate a proactive planning to anticipate the impacts by implementing cut-off equipment. This contributes significantly to the reduction of power outages, improving the power distribution system.

Keywords: Distribution, Rates, Reliability, Monte Carlo, failures, interruptions and curtailment.

1 Introducción

La confiabilidad en el sistema eléctrico, especialmente en la distribución es un aspecto crítico que afecta a los consumidores finales de energía eléctrica, por lo que se necesita un plan de estudio para la distribución de energía de manera continua y confiable. Para mejorar la distribución de energía a los usuarios finales se necesita reducir los índices de confiabilidad con el objetivo de poder asegurar un suministro constante y eficiente de electricidad. Por lo tanto, una planificación de confiabilidad implica la valoración, la anticipación y la estimación del sistema ante interrupciones o fallas [1], [3].

Una administración efectiva requiere un equilibrio entre la planificación proactiva y reactiva, de modo que se asegure un servicio adecuado a los consumidores. Una planificación reactiva analiza las acciones que se toman en respuesta a fallas o interrupciones de eventos que sucedieron, con el objetivo de restablecer el suministro de energía en el menor tiempo posible. La importancia de una planificación proactiva radica en que permite anticipar ante posibles fallas evitando que sucedan. La anticipación ante posibles fallos permite la elaboración de estrategias para reducir los riesgos latentes. Como ejemplo, tenemos la reestructuración de la red, mediante equipos de corte y seccionamiento o transferencia de carga para aumentar la capacidad de que el sistema se recupere ante interrupciones o fallas [1], [5].

La siguiente investigación se fundamenta en una planificación proactiva, analizando mediante el método Monte Carlo, utilizado por la incertidumbre en la generación de escenarios aleatorios [6], [7]. Al implementar el método, esta investigación aspira a analizar la confiabilidad y reducir los índices mediante la reestructuración de la red mediante equipos de seccionamiento, además de buscar la reducción de las interrupciones a

los usuarios residenciales. Este punto de vista es ideal, debido a que se puede entregar energía, en condiciones cambiantes de números de usuarios y la carga consumida año tras año. Lo cual es relevante para mantener la distribución de energía de continua y eficiente en un sistema a largo plazo.

Al analizar diferentes escenarios de simulación mediante el modelo Monte Carlo se formulará un plan de mejora en sus índices de confiabilidad para beneficiar a los usuarios finales. Este estudio contribuirá a mejorar la planificación proactiva en los sistemas de distribución eléctrica.

A continuación, el trabajo de investigación de confiabilidad está conformado por distintos apartados ubicados de la siguiente forma: Sección I: Introducción. Sección II: Marco teórico. Sección III: Metodología y formulación del problema. Sección IV: Algoritmo de resolución del problema propuesto. Sección V: implementación método Monte Carlo. Sección VI: Análisis de resultados. Sección VII: Conclusiones. Sección VIII: Trabajos futuros. Sección IX: Referencias.

2 Marco teórico

2.1 Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Hacer referencia a la confiabilidad en el ámbito eléctrico es poder entregar energía eléctrica de manera continua a los consumidores finales. Como objetivo principal trata de suministrar la energía a lo largo del tiempo, evitando interrupciones y fallos en el suministro [8], [9].

El estudio de confiabilidad se fundamenta en dos parámetros esenciales que permiten mejorar los índices de dicho estudio, los cuales son la frecuencia y la duración de las interrupciones de energía a los usuarios. De forma general la frecuencia es el conteo de las interrupciones, mientras que la duración se refiere al tiempo que

tarda el sistema en restaurar el suministro después de una interrupción [10], [11].

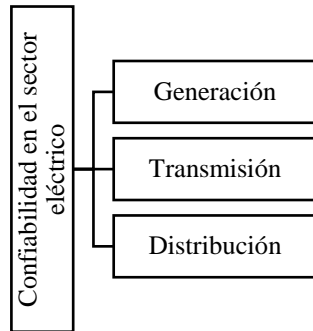


Figura 1. Etapas del SEP

En el sector eléctrico los sistemas se diseñan para ser confiables y se llevan a cabo pruebas de confiabilidad y mantenimiento regular con el objetivo de cumplir índices y estándares [12].

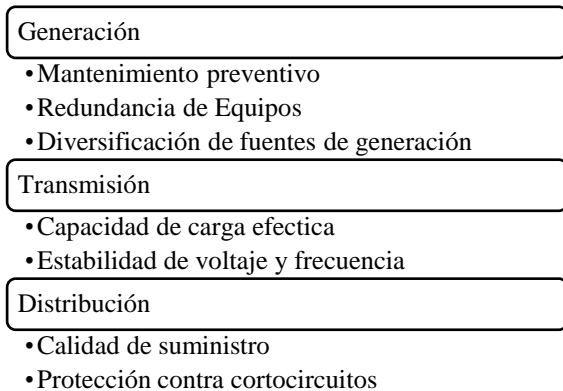


Figura 2. Confiabilidad en el SEP

2.1.1 Confiabilidad en la Generación

La confiabilidad en la generación de energía es la capacidad de los sistemas de generación de energía para producir y suministrar energía eléctrica de manera continua y confiable. En otras palabras, se trata de la probabilidad de que las unidades de generación de energía estén disponibles y funcionando correctamente cuando se necesite [13].

2.1.2 Confiabilidad en la Transmisión

La confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia busca poder suministrar energía de forma continua y sin interrupciones para que pueda llegar al usuario final de forma confiable. La confiabilidad se centra en

mantener la distribución de energía eléctrica, frente a perturbaciones y fallos en la red [14], [15].

Este concepto es de suma importancia, por razón que los sistemas se diseñan para ser confiables y seguros, garantizando estándares de calidad con sistemas de protección y conmutación. Este concepto está relacionado con la estadística y probabilidad, debido a que la confiabilidad se centra en el análisis de los datos históricos [11], [12], [14].

2.1.3 Confiabilidad en la Distribución

En el sistema de distribución se pretende poder abastecer la calidad de energía eléctrica a los diferentes tipos de consumidores que existen. Por ejemplo, en poder abastecer los niveles de voltaje y frecuencia en un rango especificado. La confiabilidad relaciona temas de economía y seguridad para poder coordinar de una mejor manera las decisiones que se planifican para la distribución eléctrica de energía [9], [10].

2.2 Niveles jerárquicos del SEP

La confiabilidad se fundamenta en dos parámetros básicos en los sistemas de potencia. Los cuales son la adecuación y seguridad del sistema [12], [13]. Como se puede ver en la figura 3.

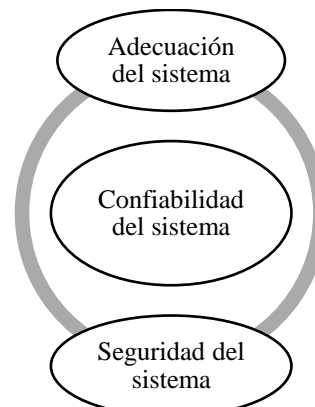


Figura 3. Subdivisión de la confiabilidad

La adecuación es uno de los elementos que caracterizan la fiabilidad del sistema, debido a que se basan en las existencias de instalaciones necesarias y suficientes para el funcionamiento de las capacidades operativas del sistema [16].

Por otro lado, otro pilar fundamental es la seguridad, término que hace referencia a las respuestas de perturbaciones dinámicas o transitorias en el sistema. Para poder detallar de una manera más exhaustiva el término de confiabilidad se cataloga en niveles que han sido denominados por estudios de organización, planificación, expansión y que se deben revisar por separado [7], [16], [17].

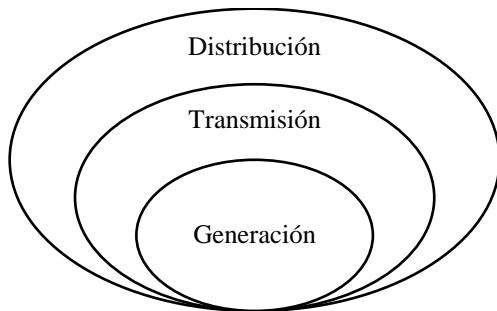


Figura 4. Zonas Funcionales

2.2.1 Primer nivel jerárquico

El primer nivel jerárquico del SEP está caracterizado por realizar estudios de confiabilidad en el área de la generación, se toman en cuenta la capacidad instalada, fuentes de reserva, tipos de instalación, mantenimiento de equipos. En general se toma en consideración la zona donde funciona el corazón del sistema eléctrico es decir el generador [7].

2.2.2 Segundo nivel jerárquico

El segundo nivel de estudio hace referencia a un estudio en conjunto de la generación con las líneas de transmisión. Los parámetros que suelen ser tomados en cuenta son los flujos de potencias en barras, análisis de cortocircuitos, entre otros. En sí este nivel toma como referencia el transporte de la energía eléctrica y la

capacidad que se puede suministrar a las subestaciones de potencia [7].

2.2.3 Tercer nivel jerárquico

El último nivel de jerarquía en los estudios de confiabilidad y no menos importante es el estudio en conjunto de las etapas del sector eléctrico, es decir: La generación, transmisión y distribución. En concreto se busca poder entregar la electricidad de forma continua y confiable a los usuarios finales [7], [17]. Las principales características de las zonas funcionales se pueden ver en la figura 5.

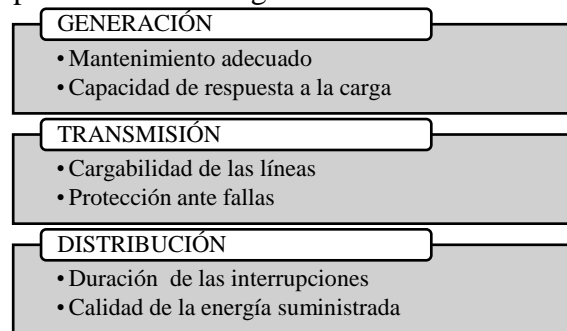


Figura 5. Características de las zonas funcionales

2.3 Modelo Monte Carlo

Es un análisis numérico basado en la creación de números aleatorios en diferentes escenarios para resolver problemas mediante el muestreo de un gran número de casos posibles. Este método en la ingeniería eléctrica permite abordar varios temas y aplicaciones del área de la electricidad [6], [7].

Aplicaciones

- Análisis de confiabilidad
- Estudio de Carga
- Cortocircuitos

Figura 6. Aplicaciones del método Montecarlo

2.3.1 Muestreo aleatorio

La característica principal del método de Monte Carlo es la creación de números

aleatorios, para la simulación de casos o eventos que se registran gracias a la estadística [7], [18]. Este proceso lleva consigo pasos que permiten el muestreo de los números a generar. Principalmente se define un dominio de entrada de las variables a operar, mediante distribuciones de probabilidad [19], [20].

Al generar números aleatorios siguen una distribución adecuada de probabilidad, según las características propias a investigar. Este sistema evalúa el modelo en cuestión, lo cual implica cálculos en cada escenario del sistema [18].

2.3.2 Evaluación de múltiples escenarios

Lo que se pretende en la evaluación de múltiples escenarios es la generación y evaluación de diferentes combinaciones de las variables a simular en el problema deseado. En lugar de utilizar un único conjunto de valores para los parámetros, se generan múltiples escenarios aleatorios y se evalúa el sistema o modelo para cada uno de ellos [21].

Al tomar la gran variedad de escenarios en el sistema, se puede lidiar con la incertidumbre de los parámetros a evaluar, ya que cuenta con diferentes características del entorno. Puesto que ayuda a la toma de decisiones [7].

2.3.3 Análisis de la sensibilidad

Al tomar en cuenta las diferentes combinaciones de las variables de entrada, se pretende determinar el impacto de las variables de entrada o parámetros del sistema a implementar. El análisis de sensibilidad manifiesta una importante información sobre los parámetros y ayuda a comprender cómo las variaciones en los parámetros pueden afectar los resultados y las conclusiones del problema [6], [7], [22].

2.3.4 Estimación de riesgo

El objetivo principal de la estimación es determinar los parámetros que presentan una mayor y menor influencia en la obtención de resultados. Para proporcionar información relativa que permita la comprensión de como las variables son afectadas en los resultados e identificar las características y parámetros que provocan un impacto, además de la obtención de decisiones más fundamentadas en relación con la administración de los parámetros, la reducción de la incertidumbre, la identificación de variables críticas y la optimización del sistema [6], [7].

2.4 Índices de Confiabilidad

Al hablar de confiabilidad hacemos referencia a índices que reflejan el comportamiento del sistema, los cuales evalúan la calidad de la energía entregada, la frecuencia de interrupciones y la energía que no puede ser suministrada [3], [20].

Estos índices se calculan en un periodo de tiempo determinado, y nos permiten identificar áreas problemáticas y evaluar el impacto de las interrupciones en los usuarios [16].

2.4.1 SAIFI

El SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) permite determinar el promedio del número de veces de interrupciones que experimentan los consumidores durante un periodo de tiempo [17]. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$SAIFI = \frac{N}{Nc} \quad (1)$$

Donde

N: Número total de interrupciones

Nc: Número total de consumidores

2.4.2 SAIDI

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) calcula la duración promedio de las interrupciones que experimentan los consumidores durante un periodo de tiempo determinado. Se lo representa en minutos sobre los números de consumidores [7], [17]. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{T_i}{Nc} \quad (2)$$

Donde

T_i : Tiempo total que dura las interrupciones

2.4.3 CAIDI

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) relacionado con el SAIFI y el SAIDI, ya que son complementos entre sí. En general es la duración promedio de las interrupciones individuales experimentadas por los consumidores en el transcurso de un tiempo específico [7], [23]. Se expresa en minutos por interrupción. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3)$$

2.4.4 ENS

ENS (*Energy Not Supplied*) representa toda la energía que no se ha podido suministrar a los usuarios, a través de un ciclo de tiempo específico. Se expresa en unidades de energía, como kWh [21]. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = T_i \times P_p \quad (4)$$

Donde

P_p : Potencia promedio demandada por los consumidores

2.4.5 AENS

AENS (Average Energy Not Supplied) lo característico de este índice es que es un promedio de la versión del ENS y

representa el promedio de energía no suministrada a los consumidores a lo largo de una etapa, por lo general, en años. Se expresa, como kilovatios-hora (kWh) [23]. Este índice se calcula de la siguiente manera:

$$AENS = \frac{ENS}{Nc} \quad (5)$$

Donde

Nc: Número total de consumidores

2.5 Interrupciones en redes de distribución

Las interrupciones que afectan la confiabilidad del sistema de distribución eléctrica deben ser detectadas y reparadas de inmediato para contar con el suministro de energía. En los sistemas de distribución eléctrica las interrupciones están relacionadas con las fallas eléctricas, pero no son conceptos intercambiables [24], [25].

Una falla es un acontecimiento atípico del correcto funcionamiento de un sistema. Una interrupción, sin embargo, es un acontecimiento donde hay una pérdida de energía en la red de distribución. Puede ser provocados por una falla, pero también pueden ser por eventos planificados por sistemas de operación, como mantenimientos o reforzamiento de la red de distribución. Una falla puede conducir a una interrupción, pero no todas las interrupciones son causadas por fallas [5], [24].

Las fallas más comunes son:

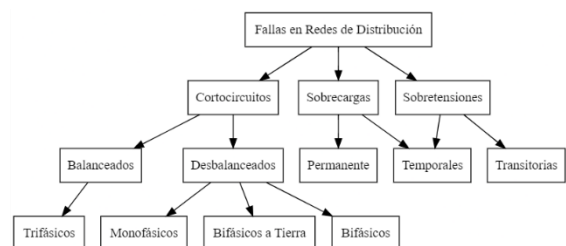


Figura 7. Tipos de fallas

2.6 Equipos de corte y seccionamiento

Con el objetivo de incrementar la confiabilidad existen elementos de corte y seccionamiento llamados switches que permiten la reducción de las interrupciones de energía a los usuarios, estos elementos cumplen una contribución significativa a la repartición de energía aislando las zonas de fallas o interrupciones reduciendo el índice de energía no suministrada [26], [27].

3 Metodología y Formulación del Problema

La confiabilidad en la distribución hace referencia a la capacidad de energía eléctrica que se puede suministrar hacia los centros de carga de forma continua y segura. En la práctica esto puede verse afectado por los problemas que puede tener una red eléctrica en términos de eventos que interrumpan el normal flujo de corriente hacia las cargas. Estos eventos pueden ir desde un cortocircuito, hasta la desconexión de todo un alimentador a causa de una descarga atmosférica, o una rotura de un poste por un accidente ajeno a cuestiones eléctricas.

El conocimiento de los índices de confiabilidad permite inferir que zonas de la red de distribución pasan por problemas de pérdida del servicio eléctrico, y con ese conocimiento plantear distintas estrategias que mejoren la confiabilidad de la red, llevando esto a que los beneficiarios sean los mismos usuarios.

Con el objetivo de modelar el comportamiento de la confiabilidad con el paso de los años, el siguiente caso de estudio formula un algoritmo de confiabilidad debido a que, se presenta en un sistema de distribución que consta de 156 nodos, 11 generadores, 22 cargas, 54 líneas y 64 transformadores. Las figuras 8 y 9 se representan los diagramas unifilares de las dos redes conectadas entre sí.

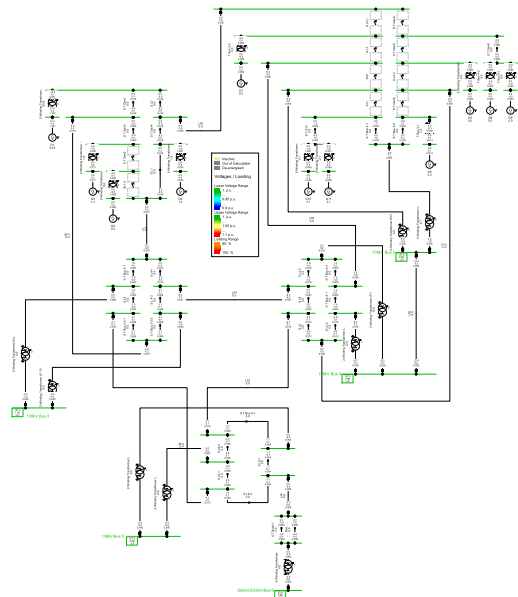


Figura 8. Sistema de Distribución Bus 1

Para analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución se realizan diferentes cálculos que representan los distintos índices de confiabilidad del sistema. El software para poder realizar la simulación y los cálculos de los índices en cada año de ejecución se lo realiza en el programa DlgSILENT PowerFactory, en vista de que, tiene un lenguaje de programación propio, el cual permite la automatización de las funciones y parámetros de los sistemas eléctricos.

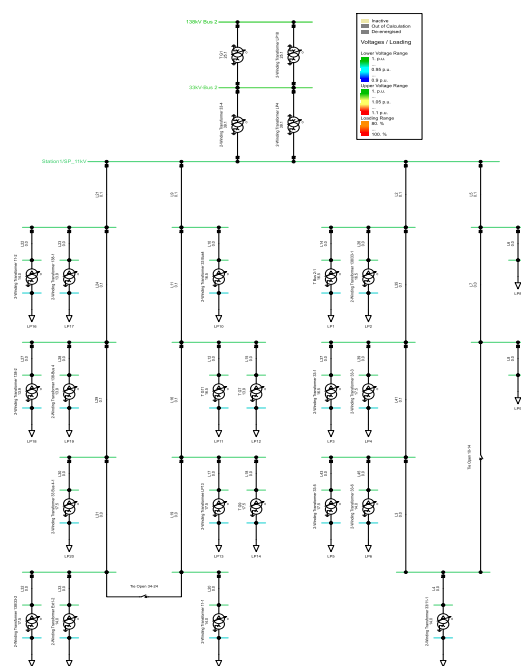


Figura 9. Sistema de Distribución Bus 2

Con el objetivo de calcular los índices de confiabilidad se ha considerado el modelo “Roy Billinton Test System (RBTS) Bus 2” dado que ofrece condiciones adecuadas para el estudio, interpretación y simulación de los índices de confiabilidad, que cambian año tras año con respecto al incremento de la demanda de los usuarios residenciales en sistemas de distribución.

Al momento de comenzar con la simulación y creación de los distintos escenarios se registró los datos iniciales de las 22 cargas distribuidas por todo el sistema, los datos iniciales se observan en la Tabla 1 acompañado por los números de usuarios residenciales en cada sector.

Tabla 1. Cargas en el año 0

Nombre	Potencia (MW)	Número de Usuarios
LP1	0.8668	210
LP2	0.8668	210
LP3	0.8668	210
LP4	0.8668	200
LP5	0.8668	1
LP6	0.7291	1
LP7	0.7291	10
LP8	0.7291	10
LP9	0.7291	200
LP10	0.75	200
LP11	0.75	200
LP12	0.75	210
LP13	0.75	1
LP14	0.75	1
LP15	0.9167	10
LP16	0.9167	210
LP17	0.9167	1
LP18	0.9167	1
LP19	0.9167	10
LP20	0.9167	10
LP21	1.6279	1
LP22	1.8721	1

En el entorno de programación DPL de DIGSILENT PowerFactory se implementó

un algoritmo de confiabilidad para el paso de los años, simulando el aumento de carga y modificando la frecuencia de las fallas en las líneas de distribución, y las tasas de reparación a través del modelo Montecarlo.

4 Algoritmo de resolución del problema propuesto

Para la implementación del algoritmo de confiabilidad en el entorno de programación DPL de DIGSILENT PowerFactory es necesario crear una selección de objetos o elementos del sistema de distribución que deseemos manipular. Este "conjunto de comandos DPL" (SetSelect) se puede especificar a través de la ventana Network Model Manager seleccionando los elementos como líneas de transmisión o cargas. Al final escogemos la opción Define. . . → DPL Commands Set.

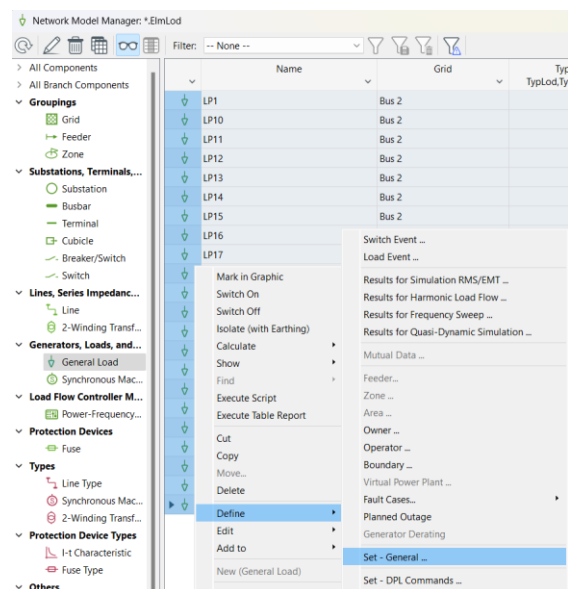


Figura 10. Generación de Commands Set

Un entorno igual de necesario es la lista de objetos dado que, se utiliza para ejecutar los comandos del DPL a objetos específicos. Estos objetos no necesariamente tienen que estar presente dentro del script de programación, presentan una gran flexibilidad al momento del análisis de los elementos por separado

realizando un análisis en serie para distintos componentes de la red o sistema.

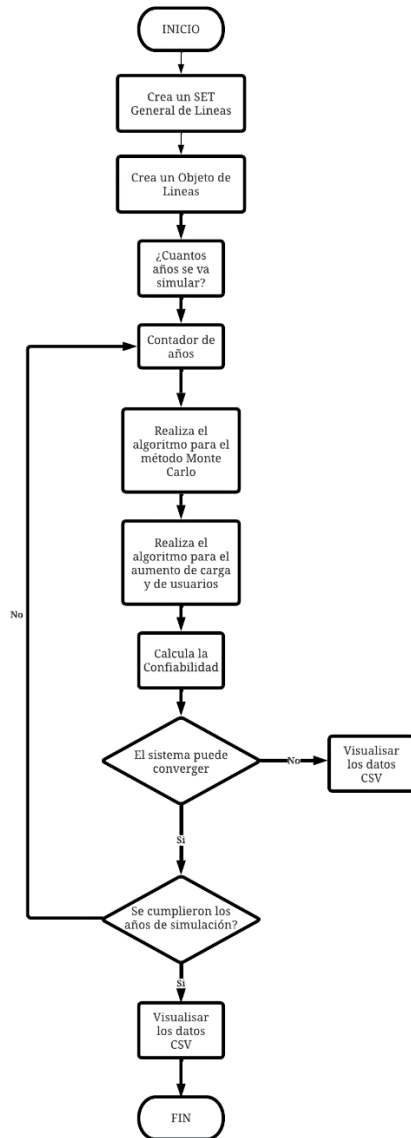


Figura 11. Flujograma del análisis de Confiabilidad

El algoritmo realizado presenta un bucle principal que itera los números de años a evaluar en sistema de distribución, dentro de este bucle se realizan una serie de operaciones y se ejecutan algoritmos necesarios para el cálculo de la confiabilidad. La ejecución de los bucles secundarios se realiza en cada iteración o en cada año de análisis, modificando los valores iniciales año tras año. En las figuras 11, 12 y 13 se representan la interacción de los algoritmos realizados entre sí.

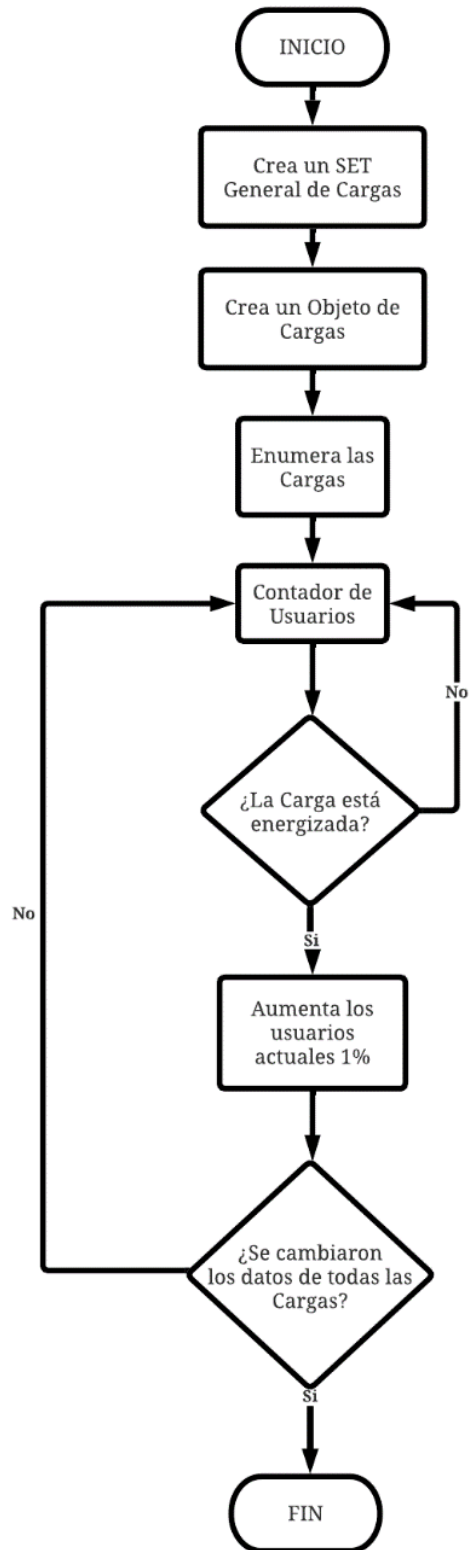


Figura 12. Flujograma Aumento de carga

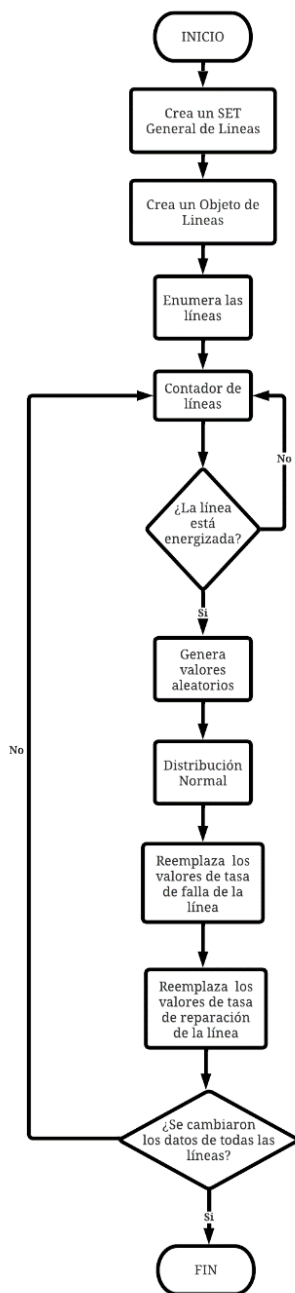


Figura 13. Flujograma método Monte Carlo

Dentro del programa DIGSILENT Power Factory, existe un elemento central que conecta diferentes parámetros, variables, objetos, emitiendo resultados o modificaciones de parámetros como en nuestro caso líneas o cargas residenciales. La información de entrada suele utilizarse para la ejecución de objetos internos, como comandos de cálculo, por ejemplo, **Analysis.ComRe13** el cual es el encargado

de realizar los cálculos de los índices en el sistema a prueba.

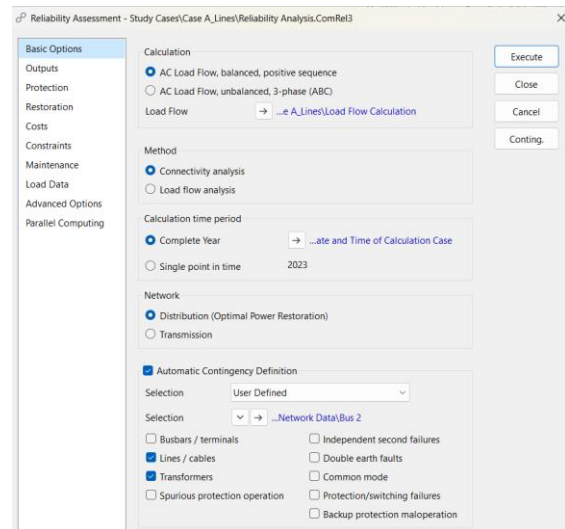


Figura 14. Comando de Confiabilidad

Para poder enlazar todas las subrutinas generadas en el espacio de trabajo de programación DPL de Power Factory nos centramos en el apartado DATA MANAGER, puesto que es el entorno que abarca diversas funciones, comandos, scripts, objetos, vectores, conjuntos (SET) entre otros. En este apartado se ubican todas las subrutinas que se crearon para ser llamadas por el elemento central denominado Confiabilidad 2, detallado en la figura 15.

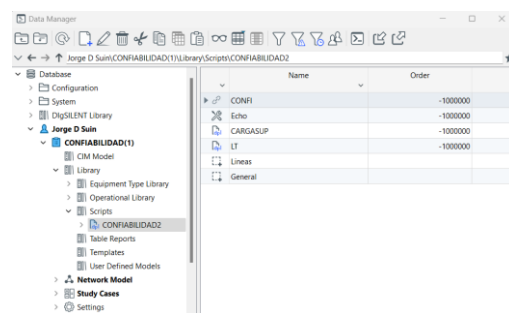


Figura 15. Data Manager

5 Implementación Método Monte Carlo

Este famoso modelo permite poder modificar los valores de forma aleatoria mediante una distribución, de las tasas de reparación de las líneas de distribución y la

tasa de falla, en busca de analizar el efecto de los índices de confiabilidad en el tiempo. Para cada año existe una distribución diferente de los valores, como se observa en las figuras 16 y 17.

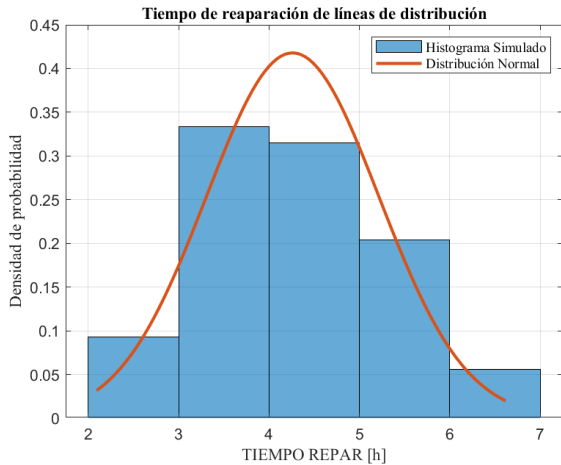


Figura 16. Distribución para un año

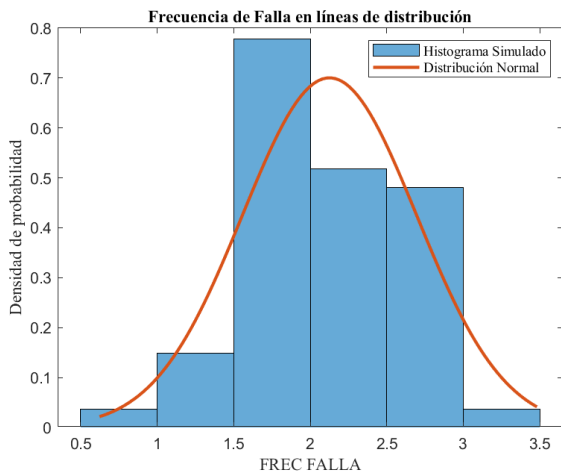


Figura 17. Distribución para un año

Un ejemplo de cómo cambia la distribución año a año es la figura 18, en vista de que representa los cambios de los parámetros en las líneas de distribución de energía eléctrica. El modelo Monte Carlo tiene un rol crucial en la creación de números aleatorios, para la simulación de casos o eventos que se registran gracias a la estadística.

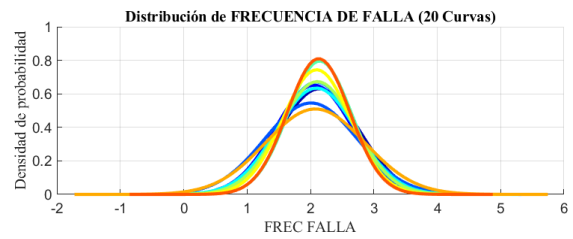


Figura 18. Distribución para 10 años

5.1 Mediano tiempo

Una vez definido correctamente el algoritmo de confiabilidad usando el método Monte Carlo simulamos los tiempos de simulación en el corto y mediano plazo. Para el mediano plazo en el sistema de distribución escogido, se puede observar que el sistema colapsa en un año determinado.

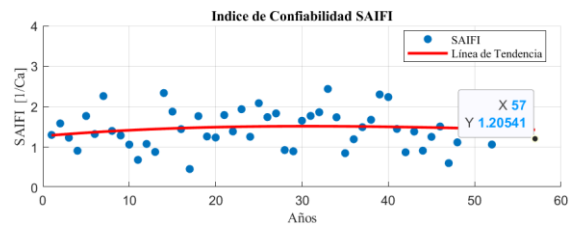


Figura 19. SAIFI hasta el año 57

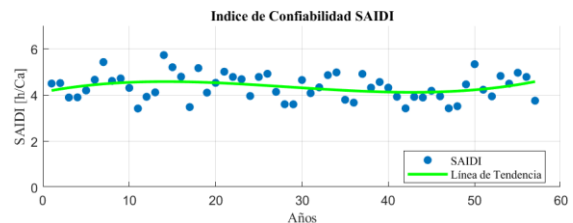


Figura 20. SAIDI hasta el año 57

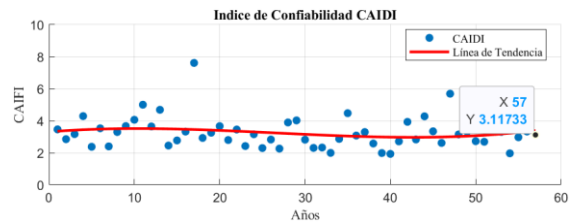


Figura 21. CAIDI hasta el año 57

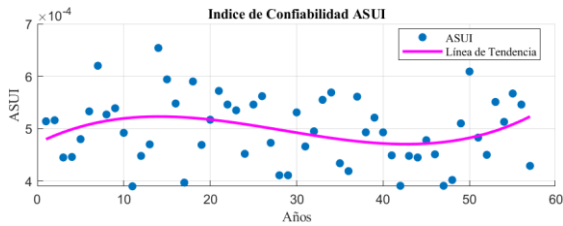


Figura 22. ASUI hasta el año 57

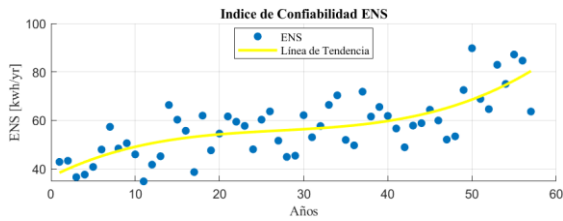


Figura 23. ENS hasta el año 57

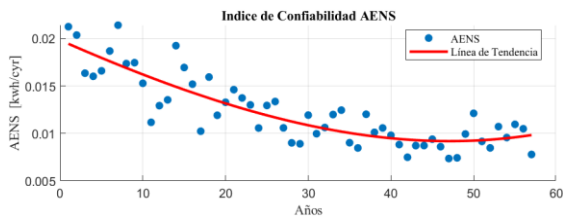


Figura 24. AENS hasta el año 57

Como se puede observar en la simulación de los índices de confiabilidad en el mediano tiempo, la simulación colapsa al año 57. El aumento de carga y número de usuarios se ve interrumpido llegando a poseer los siguientes valores.

Tabla 2. Cargas en el año 57

Nombre	Potencia (MW)	Número de Usuarios
LP1	1.543683	500
LP2	1.543683	500
LP3	1.543683	500
LP4	1.543683	490
LP5	1.543683	291
LP6	1.298454	291
LP7	1.298454	300
LP8	1.298454	300
LP9	1.298454	490
LP10	1.335676	490
LP11	1.335676	490
LP12	1.335676	500
LP13	1.335676	291

LP14	1.335676	291
LP15	1.632548	300
LP16	1.632548	500
LP17	1.632548	291
LP18	1.632548	291
LP19	1.632548	300
LP20	1.632548	300
LP21	2.899123	291
LP22	3.33402	291

Para dicho año de colapso la simulación del sistema de distribución alcanzó a 8288 Usuarios entregando una potencia de 35.619042 MW, de manera continua y confiable a los usuarios finales. De este modo se plantea añadir equipos de seccionamiento en la red de distribución y validar la mejora en los índices de confiabilidad.

5.2 Corto tiempo

Para nuestro caso de estudio definimos el corto tiempo en 20 años para poder analizar los índices de confiabilidad para realizar un análisis descriptivo para cada uno de los índices e identificar cualquier patrón o anomalía, como picos o caídas inusuales.

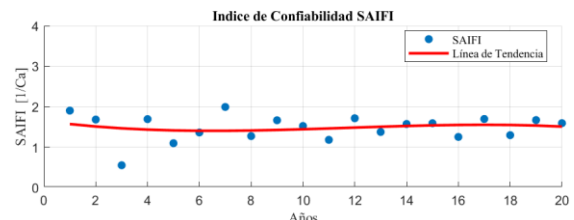


Figura 25. SAIFI hasta el año 20

Tabla 3. Medidas de tendencia central

Estadísticas para SAIFI	
Media	1.482775
Mediana	1.580722
Desviación estándar	0.323403
Mínimo	0.55056
Máximo	1.992152
Año del valor máximo	7

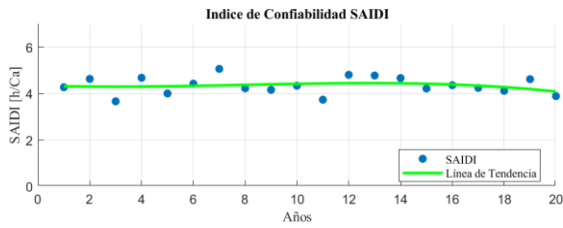


Figura 26. SAIDI hasta el año 20

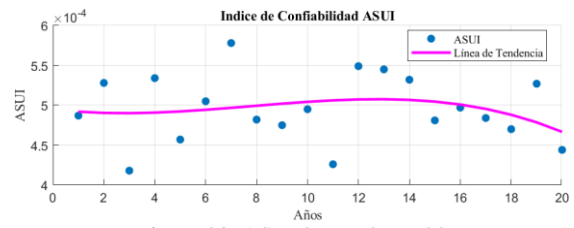


Figura 28. ASUI hasta el año 20

Tabla 4. Medidas de tendencia central

Estadísticas para SAIDI	
Media	4.342571
Mediana	4.302889
Desviación estándar	0.369
Mínimo	3.662917
Máximo	5.061204
Año del valor máximo	7

Tabla 6. Medidas de tendencia central

Estadísticas para ASUI	
Media	0.000496
Mediana	0.000491
Desviación estándar	0.000042
Mínimo	0.000418
Máximo	0.000578
Año del valor máximo	7

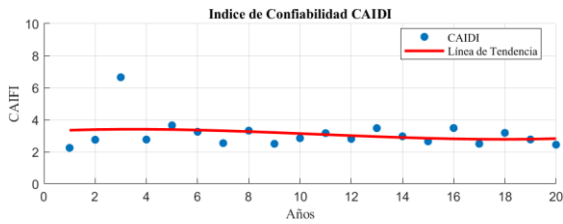


Figura 27. CAIDI hasta el año 20

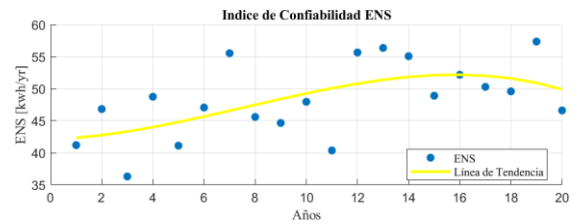


Figura 29. ENS hasta el año 20

Tabla 5. Medidas de tendencia central

Estadísticas para CAIDI	
Media	3.098755
Mediana	2.827284
Desviación estándar	0.923574
Mínimo	2.245329
Máximo	6.653071
Año del valor máximo	3

Tabla 7. Medidas de tendencia central

Estadísticas para ENS	
Media	48.370946
Mediana	48.354669
Desviación estándar	5.880225
Mínimo	36.305069
Máximo	57.360543
Año del valor máximo	19

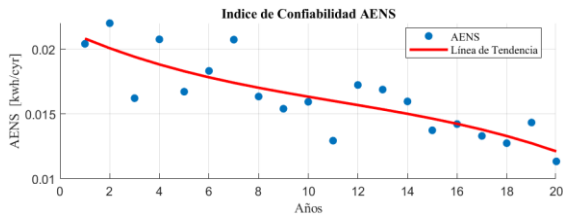


Figura 30. AENS hasta el año 20

Tabla 8. Medidas de tendencia central

Estadísticas para AENS	
Media	0.016284
Mediana	0.016098
Desviación estándar	0.00297
Mínimo	0.011347
Máximo	0.022008
Año del valor máximo	2

El análisis descriptivo de los datos, proporcionan una comprensión inicial de la naturaleza y las características de los datos. Aquí está cómo las cargas y los usuarios han aumentado en el periodo de tiempo designado, al cabo de 20 años se entrega 24.404538 MW con un total de 4108 usuarios residenciales

Tabla 9. Cargas en el año 20

Nombre	Potencia (MW)	Número de Usuarios
LP1	1.05766	310
LP2	1.05766	310
LP3	1.05766	310
LP4	1.05766	300
LP5	1.05766	101
LP6	0.889642	101
LP7	0.889642	110
LP8	0.889642	110
LP9	0.889642	300
LP10	0.915143	300
LP11	0.915143	300
LP12	0.915143	310
LP13	0.915143	101
LP14	0.915143	101

LP15	1.118549	110
LP16	1.118549	310
LP17	1.118549	101
LP18	1.118549	101
LP19	1.118549	110
LP20	1.118549	110
LP21	1.986345	101
LP22	2.284316	101

6 Análisis de Resultados

Para entender el análisis de los resultados se debe primero poder interpretar los resultados obtenidos de los índices en el sistema con el paso de los años. A continuación, se detalla una descripción de cada índice sugiriendo de preferencia el nivel requerido para interpretar si un sistema es confiable basándose en estos índices. En general, deseamos baja frecuencia, duración de interrupciones y alta disponibilidad de servicio.

Tabla 10. Rangos de preferencia para índices de Confiabilidad.

Índice	Descripción	Preferencia
SAIFI	Frecuencia promedio de interrupciones por cliente	Bajo
SAIDI	Duración promedio de interrupciones por cliente	Bajo
CAIDI	Duración promedio de interrupciones para clientes afectados	Bajo
ASAI	Disponibilidad promedio del servicio	Alto
ASUI	No disponibilidad promedio del servicio	Bajo
ENS	Energía total no suministrada	Bajo
AENS	Energía no suministrada promedio por cliente	Bajo

6.1 Corto tiempo

6.1.1 Comparativa índice SAIFI

Se instaló equipos de corte o seccionamiento para crear tramos que faciliten la distribución de energía en segmentos de la red, de este modo al añadir equipos de seccionamiento en una red de distribución se pretende la mejora en los índices de confiabilidad, detallados en la tabla 10, que a su vez representan una reducción en el tiempo que los usuarios pueden quedarse sin servicio de energía eléctrica, así como una reducción en la cantidad de dichas interrupciones.

En todo el sistema de distribución se añadió 24 switches que permiten que el sistema sea más redundante y mejore su capacidad de restauración. De este modo mejoramos la confiabilidad del sistema logrando reducir individualmente los índices, en los distintos escenarios de simulación, con los aumentos de carga y usuarios.

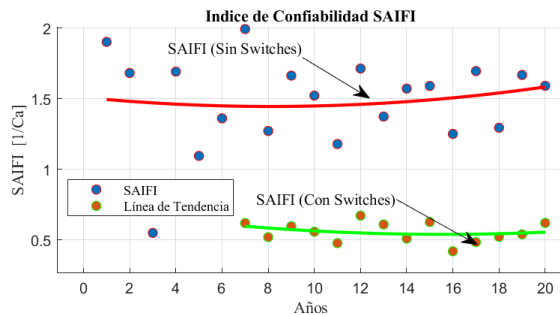


Figura 31. Comparativa índice SAIFI

Tabla 11. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
SAIFI	media	1.4827 7515	0.5562 6907	0.9265 0608
	mediana	1.5807 225	0.5497 995	1.0309 23

desv_es	0.3234	0.0711	0.2522
tandar	03496	607	428
mínimo	0.5505 6	0.4206 05	0.1299 55
máximo	1.9921 52	0.6728 19	1.3193 33
año máximo	7	12	5

Al analizar la media muestra el valor promedio de SAIFI. La reducción de la media (0.926506079) es la diferencia entre los valores de SAIFI con y sin switches, lo que implica que la introducción de switches ha reducido la interrupción a los clientes residenciales.

Al hablar de la desviación estándar indica la dispersión de un conjunto de valores. Una reducción de este parámetro de (0.252242796) sugiere que los switches han hecho que la frecuencia de interrupciones sea más consistente entre los clientes. Para el valor máximo ha disminuido (1.319333), lo que indica que el peor caso de frecuencia de interrupciones también ha mejorado con el uso de switches.

6.1.2 Comparativa índice SAIDI

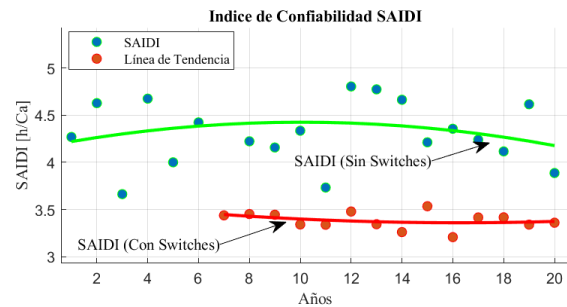


Figura 32. Comparativa índice SAIDI

Tabla 12. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
SAI	media	4.3425 71	3.3835 07	0.9590 64

mediana	4.3028 89	3.3876 64	0.9152 25
desv_estandar	0.369	0.0875 64	0.2814 36
mínimo	3.6629 17	3.2066 59	0.4562 58
máximo	5.0612 04	3.5346 2	1.5265 84
año máximo	7	15	8

Al analizar la media muestra el valor promedio de SAIDI. La reducción de la media (0.959064043) es la diferencia entre los valores de SAIDI con y sin switches, lo que implica que la introducción de switches ha reducido en casi una hora la duración de las interrupciones.

Como se mencionó la desviación estándar indica la dispersión de un conjunto de datos. Una reducción de esta medida de tendencia (0.281436) sugiere que los switches han hecho que la duración de las interrupciones sea vuelto más predecible y menos variable con la utilización de switches.

Para el valor máximo ha disminuido (1.526584), lo que indica que el peor caso de la duración de interrupciones más larga también ha mejorado con el uso de switches.

6.1.3 Comparativa índice CAIDI

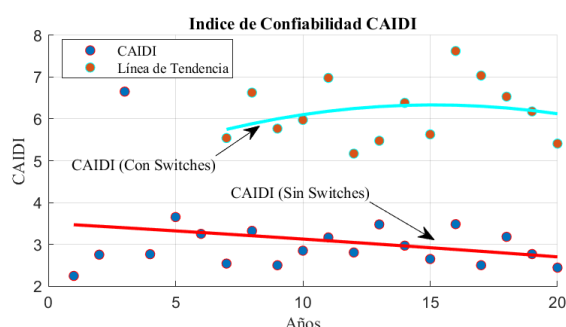


Figura 33. Comparativa índice CAIDI

Tabla 13. Diferencias entre índices

Índice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Aumento
CAIDI	media	3.0987 55	6.1671 56	3.0684 01
	mediana	2.8272 84	6.0772 29	3.2499 46
	desv_estandar	0.9235 74	0.7259 31	0.1976 43
	mínimo	2.2453 29	5.1700 33	2.9247 04
	maximo	6.6530 71	7.6239 16	0.9708 45
	año máximo		3	16

En la mayoría de los índices existe una reducción con la adición de switches, pero en el caso del CAIDI se aumenta los índices en cada año. Esta interpretación, podría reflejar un resultado inesperado en el análisis de la mejora del índice CAIDI. Sin embargo, se logró que las interrupciones de energía eléctrica por cliente se disminuyan aumentando en gran medida la calidad del servicio eléctrico. De hecho, el índice ASUI nos habla de la no disponibilidad promedio del servicio.

6.1.4 Comparativa índice ASUI

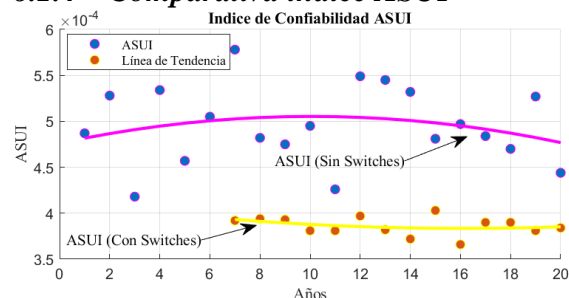


Figura 34. Comparativa índice ASUI

Tabla 14. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción	
ASUI	media	0.0004 96	0.0003 86	0.0001 1	
	mediana	0.0004 91	0.0003 87	0.0001 04	
	desv_estandar	4.21E- 05	9.93E- 06	3.22E- 05	
	mínimo	0.0004 18	0.0003 66	0.0000 52	
	máximo	0.0005 78	0.0004 03	0.0001 75	
	año máximo		7	15	8

La implementación de switches, para el índice de confiabilidad ASUI implica que la no disponibilidad promedio del servicio ha mejorado, es decir, el servicio está disponible más a menudo. Para desviación estándar muestra una reducción significativa, lo que indica que hay menos variabilidad en la no disponibilidad del servicio con la implementación de switches.

Esto sugiere una mayor consistencia en la disponibilidad del servicio. Para el valor más alto registrado con la implementación de switches indica que ha mejorado, incluso con el valor mínimo, indicando que el caso con la menor no disponibilidad se ha vuelto aún mejor, es decir, el menor tiempo en que el servicio estuvo inaccesible.

6.1.5 Comparativa índice ENS

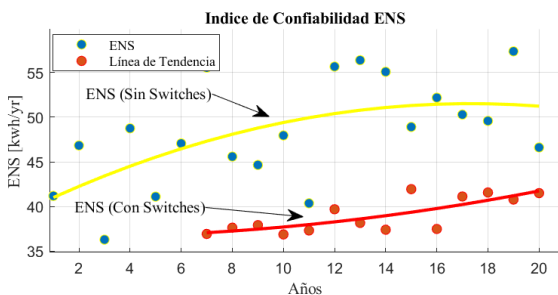


Figura 35. Comparativa índice ENS

Tabla 15. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción	
ENS	media	48.370 95	39.033 93	9.3370 14	
	mediana	48.354 67	38.050 69	10.303 98	
	desv_estandar	5.8802 25	1.9568 54	3.9233 7	
	mínimo	36.305 07	36.888 02	0.5829 51	
	máximo	57.360 54	41.951 64	15.408 9	
	año máximo		19	15	4

Una reducción en el ENS implica una mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico, ya que significa que hay menos energía que no está siendo entregada a los clientes debido a interrupciones. El valor máximo ha disminuido considerablemente de 57.36 a 41.95, lo que indica que la peor situación de energía no suministrada ha mejorado con los switches.

6.1.6 Comparativa índice AENS

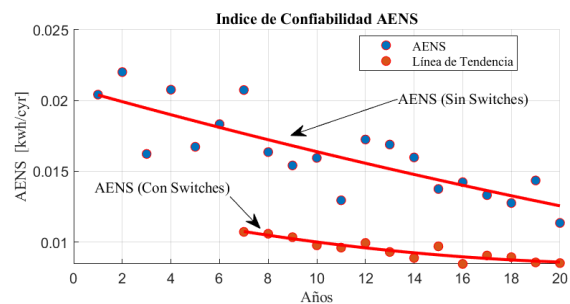


Figura 36. Comparativa índice AENS

Tabla 16. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
AENS	media	0.0162 84	0.0094 48	0.0068 37
	mediana	0.0160 98	0.0094 48	0.0066 5
	desv_estandar	0.0029 7	0.0007 63	0.0022 07
	mínimo	0.0113 47	0.0084 49	0.0028 98
	máximo	0.0220 08	0.0107 14	0.0112 94
	año máximo	2	7	5

AENS Energía no suministrada promedio por cliente representa la cantidad de energía que no pudo ser suministrada a cada cliente en promedio durante cierto período, normalmente debido a interrupciones en el servicio eléctrico. De acuerdo con la tabla en promedio, cada cliente experimentó menos tiempo de interrupción del suministro de energía. La disminución significativa en el valor máximo sugiere que incluso en el peor de los casos, la cantidad de energía no suministrada por cliente ha disminuido.

Como se observa en las tablas 11-16 la implementación de equipos de corte y seccionamiento, denominados switches permiten el aumento de la redundancia del sistema creando nuevos caminos para la distribución de la energía. En cada índice de confiabilidad existe una reducción con respecto a la adición de equipos de seccionamiento.

6.2 Medio tiempo

Para el análisis de medio tiempo se hace referencia a la capacidad del sistema que

puede soportar con el ingreso de dispositivos de seccionamiento como los switches. El sistema de distribución llegó a entregar energía de forma continua y confiable hasta el año 146, antes que colapse el sistema de distribución por el aumento de cargas y el número de usuarios. Para el año 146 se entregó 86.35441MW con un total de 18078 usuarios en dicho año.

Tabla 17. Aumento de cargas año 146

Nombre	Potencia (MW)	Número de Usuarios
LP1	3.742496	945
LP2	3.742496	945
LP3	3.742496	945
LP4	3.742496	935
LP5	3.742496	736
LP6	3.147959	736
LP7	3.147959	745
LP8	3.147959	745
LP9	3.147959	935
LP10	3.238191	935
LP11	3.238191	935
LP12	3.238191	945
LP13	3.238191	736
LP14	3.238191	736
LP15	3.957928	745
LP16	3.957928	945
LP17	3.957928	736
LP18	3.957928	736
LP19	3.957928	745
LP20	3.957928	745
LP21	7.028607	736
LP22	8.082964	736

Para el análisis con el paso de tiempo se ha realizado una comparativa de los índices con el aumento de sistemas de corte y seccionamiento, mediante medidas de tendencia central como el análisis del corto tiempo. Pero ahora se refleja en un tiempo mucho más amplio.

6.2.1 Comparativa índice SAIFI

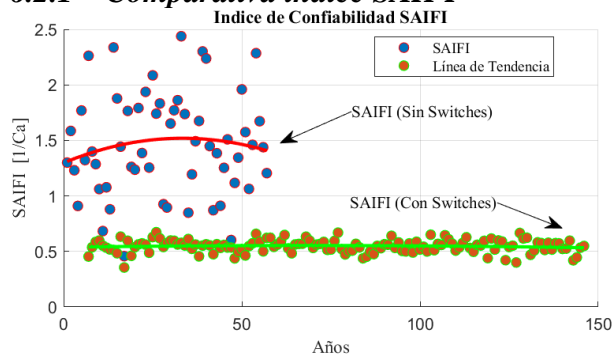


Figura 37. Comparativa índice SAIFI

Tabla 18. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
SAIFI	media	1.46158 7965	0.5476 2969	0.9139 5828
	mediana	1.43856 9	0.5527 02	0.8858 67
	desv_estandar	0.46430 1185	0.0578 2624	0.4064 7494
	minimo	0.45742 5	0.3553 2	0.1021 05
	maximo	2.4381	0.6729 91	1.7651 09
	año maximo	33	26	

Al observar la media se afirma que la implementación de Switches indica una reducción significativa en la frecuencia promedio de interrupciones por cliente.

Esto se considera una mejora en la confiabilidad del sistema. De mismo modo la desviación estándar ha disminuido dramáticamente de 0.4643 a 0.0578, lo que sugiere que hay menos variabilidad en la frecuencia de interrupciones entre los clientes y, por ende, una mayor consistencia en la confiabilidad del servicio. El valor más alto registrado con el ingreso de

switches ha disminuido considerablemente de 2.4381 a 0.6729, lo que implica una gran mejora en el peor de los casos.

6.2.2 Comparativa índice SAIDI

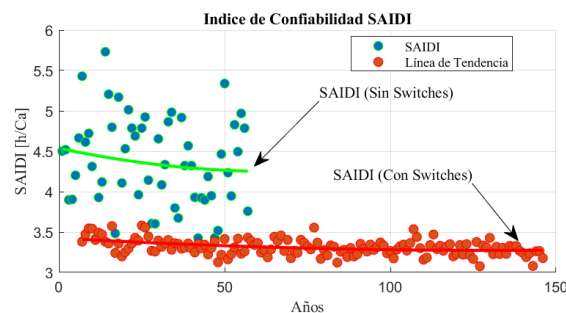


Figura 38. Comparativa índice SAIDI

Tabla 19. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
SAIDI	media	4.3571 88	3.3133 02	1.0438 87
	mediana	4.3228 43	3.3073 83	1.0154 6
	desv_estandar	0.5579 04	0.0995 05	0.4584
	minimo	3.4195 43	3.0763 79	0.3431 64
	máximo	5.7309 39	3.5798 52	2.1510 87
	año máximo	14	25	

Al analizar la media muestra el valor promedio de SAIDI. La reducción de la media (1.043887) es la diferencia entre los valores de SAIDI con y sin switches, lo que implica que la introducción de switches ha reducido en una hora la duración de las interrupciones.

Al hablar de la desviación estándar indica la dispersión de un conjunto de datos. Una reducción (0.4584) afirma que los switches han hecho que la duración de las

interrupciones sea vuelto más predecible y menos variable con la utilización de switches.

Para el valor máximo ha disminuido (2.151087), lo que indica que el peor caso de la duración de interrupciones más larga también ha mejorado con el uso de switches.

6.2.3 Comparativa índice CAIDI

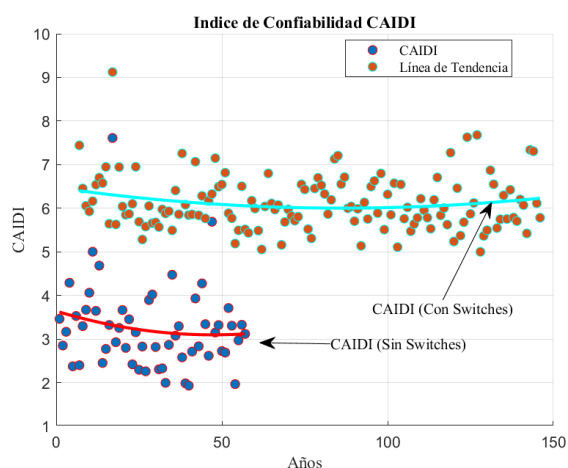


Figura 39. Comparativa índice CAIDI

Tabla 20. Diferencias entre índices

Índice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Aumento
CAIDI	media	3.2439 35	6.1120 92	2.8681 57
	mediana	3.1484 69	5.9957 1	2.8472 41
	desv_estandar	0.9732 41	0.6201 86	0.3530 55
	mínimo	1.9317 08	5.0001 29	3.0684 21
	máximo	7.6109 32	9.1223 48	1.5114 16
	año máximo		17	17

Como en el caso del corto tiempo, existe una reducción de los índices con la adición de switches, pero en el caso del CAIDI se

aumenta los índices en cada año. Sin embargo, se logró que las interrupciones se disminuyan mejorando de este modo la calidad del servicio eléctrico. De hecho, el índice ASUI nos habla de la no disponibilidad promedio del servicio.

6.2.4 Comparativa índice ASUI

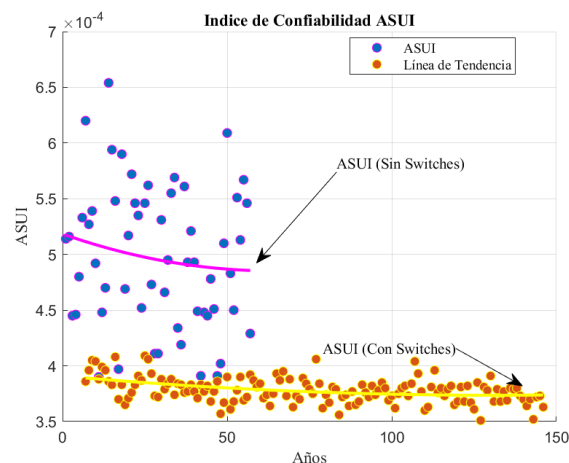


Figura 40. Comparativa índice ASUI

Tabla 21. Diferencias entre índices

Índice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
ASUI	media	0.0004 97	0.0003 78	0.0001 19
	mediana	0.0004 93	0.0003 78	0.0001 16
	desv_estandar	6.37E-05	1.14E-05	5.23E-05
	mínimo	0.0003 9	0.0003 51	0.0000 39
	máximo	0.0006 54	0.0004 09	0.0002 45
	año máximo		14	25

La implementación de switches, para el índice de confiabilidad ASUI implica que la no disponibilidad promedio del servicio ha mejorado, es decir, el servicio está

disponible más a menudo. Para desviación estándar muestra una reducción significativa, lo que indica que hay menos variabilidad en la no disponibilidad del servicio con la implementación de switches. Esto sugiere una mayor consistencia en la disponibilidad del servicio. Para el valor más alto registrado con la implementación de switches indica que ha mejorado, incluso con el valor mínimo, que representa la mejor performance, ha mejorado, indicando que el caso con la menor no disponibilidad se ha vuelto aún mejor, es decir, el menor tiempo en que el servicio estuvo inaccesible.

6.2.5 Comparativa índice ENS

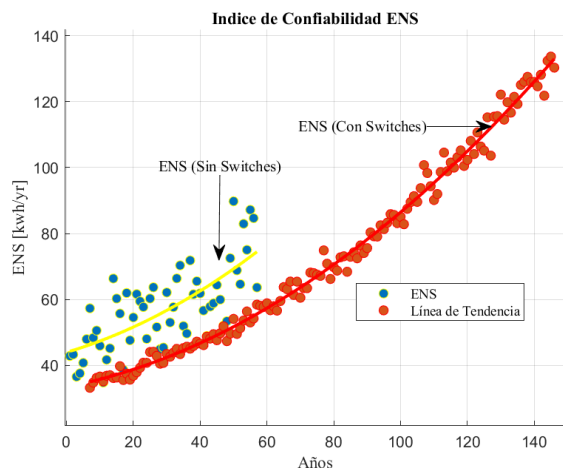


Figura 41. Comparativa índice ENS

Tabla 22. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción
ENS	media	57.262 73	73.457 81	16.195 09
	mediana	57.669 63	68.060 79	10.391 16
	desv_estandar	12.517 18	29.077 51	16.560 34
	minimo	34.823 85	33.227 43	1.5964 24

máximo	89.763 12	133.61 84	43.855 33
año máximo	50	145	

Al analizar el índice no existe una reducción de las medidas de tendencia central con respecto al año 57, debido a que el índice de confiabilidad ENS depende de la potencia promedio demandada por los consumidores, entonces año a año la potencia incrementa un 1% su valor actual, produciendo valores más elevados con respecto al año 57 el cual no se implementó elementos de corte y seccionamiento. Sin embargo, una medida que sobresale es la desviación estándar, lo que se interpreta a una mayor variabilidad en las interrupciones, lo cual es inusual debido a que el rendimiento del sistema se ha vuelto significativo en términos de pérdidas de energía eléctrica.

6.2.6 Comparativa índice AENS

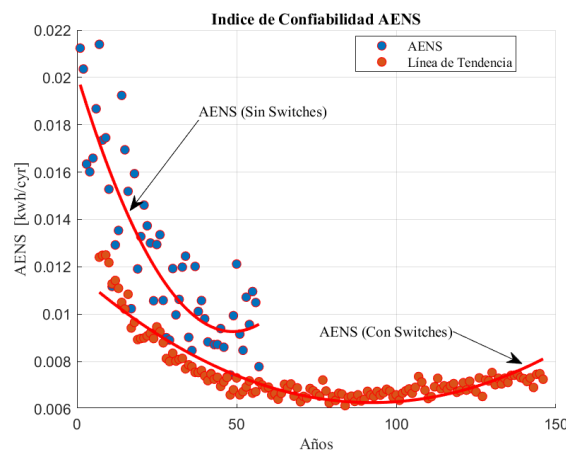


Figura 42. Comparativa índice AENS

Tabla 23. Diferencias entre índices

Indice	Estadística	Sin Switches	Con Switches	Reducción

AENS	media	0.0122 88	0.0074 69	0.0048 19
	mediana	0.0111 69	0.0070 27	0.0041 43
	desv_estandar	0.0036 85	0.0013 51	0.0023 34
	minimo	0.0073 57	0.0061 35	0.0012 22
	máximo	0.0213 99	0.0124 99	0.0089
	año máximo	7	9	

AENS Energía no suministrada promedio por cliente representa una cantidad desperdiciada de energía que no se suministró a cada cliente en promedio durante cierto período, normalmente debido a interrupciones en el servicio eléctrico. Enfocándonos en la tabla en promedio, cada cliente experimentó menos tiempo de interrupción del suministro de energía. La desviación estándar en este índice ha disminuido de 0.003685 a un valor de 0.001351 afirmando que hay menos variabilidad entre los datos, lo que implica un mejor rendimiento de distribución de energía a los usuarios residenciales.

7 Conclusiones

Se analizó la confiabilidad en el sistema eléctrico en la etapa de distribución añadiendo equipos de seccionamiento, debido a que ha permitido evaluar el comportamiento de los índices en cada año con incrementos de carga y usuarios. En esta investigación, se logró implementar con éxito el modelo Monte Carlo en el software de simulación DIgSILENT Power Factory con la finalidad de interpretar los índices con el paso de los años, en el sistema de distribución “Roy Billinton Test System (RBTS) Bus 2”. Se implementó un algoritmo en DPL que permite calcular los índices de confiabilidad en cada año de simulación. El algoritmo desarrollado resultó ser útil para la obtención y

almacenamiento de los datos en sistema evaluado.

La evaluación de los índices en las simulaciones utilizando el método Montecarlo ha permitido no solo un análisis descriptivo de cada índice, sino también la identificación de patrones o anomalías significativas, como picos o caídas atípicas. Este análisis ha sido fundamental para comprender la naturaleza y las características intrínsecas de los datos. A partir de este entendimiento, se han podido definir equipos de corte y seccionamiento adaptados a las condiciones específicas observadas en un año considerado como atípico. Este enfoque no solo subraya la robustez del método Montecarlo en la evaluación de confiabilidad, sino que también destaca su utilidad práctica en la optimización de estrategias y equipos para situaciones específicas.

Al evaluar los índices para periodos de tiempos definidos en un sistema de distribución, utilizando escenarios de simulación aleatorios mediante el método Monte Carlo, se ha observado resultados significativos. Es gratificante observar que la mayoría de los índices han mejorado considerablemente con la inserción de equipos de seccionamiento, disminuyendo los índices de confiabilidad en cada escenario de simulación. Esto asevera una disminución en las frecuencias de interrupción, así como la duración de las interrupciones de energía eléctrica.

No obstante, el índice CAIDI no siguió la misma tendencia de disminución, caso contrario aumentó en cada escenario de simulación. Ya que, establece que las interrupciones son menos frecuentes, cuando suceden y tienden a durar más.

8 Trabajos Futuros

El resultado de esta investigación puede dar la pauta para la elaboración de nuevos casos

de estudio y simulación de investigaciones relacionadas a:

- Despacho económico para el sistema de prueba, con la finalidad de minimizar costos de generación y buscar la simetría entre la oferta y la demanda de energía en cada año de simulación.
- Criterios de estabilidad para el sistema de distribución, con el objetivo de identificar qué condiciones deben cumplirse para el que el sistema se mantenga confiable y estable con los pasos de los años.

9 Referencias

- [1] N. L. Dehghani, Y. Mohammadi Darestani, and A. Shafieezadeh, "Optimal life-cycle resilience enhancement of aging power distribution systems: A MINLP-Based preventive maintenance planning," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 22324–22334, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2969997.
- [2] Y. Dechgummarn, P. Fuangfoo, and W. Kampeerawat, "Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 111923–111935, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3215956.
- [3] H. Yin *et al.*, "Operational Reliability Assessment of Distribution Network With Energy Storage Systems," *IEEE Syst J*, vol. 17, no. 1, pp. 629–639, Mar. 2023, doi: 10.1109/JSYST.2021.3137979.
- [4] S. O. Omogoye, K. A. Folly, and K. O. Awodele, "A Comparative Study between Bayesian Network and hybrid Statistical Predictive models for Proactive Power System Network Resilience Enhancement Operational Planning," *IEEE Access*, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3263490.
- [5] L. S. De Assis, J. F. V. González, F. L. Usberti, C. Lyra, C. Cavellucci, and F. J. Von Zuben, "Switch allocation problems in power distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 246–253, Jan. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2322811.
- [6] A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Monte Carlo Simulation with Incremental Damage for Reliability Assessment of Power Electronics," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 7, pp. 7366–7371, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3044438.
- [7] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer US, 1994. doi: 10.1007/978-1-4899-1346-3.
- [8] B. Hu *et al.*, "Decision-Dependent Uncertainty Modeling in Power System Operational Reliability Evaluations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5708–5721, Nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3081765.
- [9] D. Urgun, C. Singh, and V. Vittal, "Importance Sampling Using Multilabel Radial Basis Classification for Composite Power System Reliability Evaluation," *IEEE Syst J*, vol. 14, no. 2, pp. 2791–2800, Jun. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2944131.
- [10] S. Raja, B. Arguello, and B. J. Pierre, "Dynamic Programming Method to Optimally Select Power Distribution System Reliability Upgrades," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 118–127, 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3062330.
- [11] R. Xiao, Y. Xiang, L. Wang, and K. Xie, "Power system reliability evaluation incorporating dynamic thermal rating and network topology optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp.

- 6000–6012, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829079.
- [12] S. Peyghami, F. Blaabjerg, and P. Palensky, “Incorporating Power Electronic Converters Reliability into Modern Power System Reliability Analysis,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 9, no. 2, pp. 1668–1681, Apr. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2967216.
- [13] Y. Wang, V. Vittal, M. Khorsand, and C. Singh, “Composite System Reliability Evaluation with Essential Reliability Services Assessment of Wind Power Integrated Power Systems,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 403–413, 2020, doi: 10.1109/OAJPE.2020.3029119.
- [14] Q. Chen, M. Chen, G. Yang, L. Li, Q. Xin, and H. Li, “An Optimization Model of HVDC Transmission System Reliability Improvement Measures Based on Cost-Benefit Analysis,” in *Proceedings - 2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering, ACPEE 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 77–82. doi: 10.1109/ACPEE56931.2023.10135968.
- [15] D. Feng *et al.*, “Multi-factor Reliability Evaluation and Analysis Method of HVDC Transmission Line Considering the Influence of External Environment,” in *Proceedings - 2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering, ACPEE 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 54–59. doi: 10.1109/ACPEE56931.2023.10135864.
- [16] C. Singh and R. Billinton, “Frequency and Duration Concepts in System Reliability Evaluation,” 1975.
- [17] J. W. Gonzalez Sanchez, “Optimization of Reclosers Placement in Distribution Networks to Improve Service Quality Indices,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 20, no. 2, pp. 241–249, Feb. 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9661463.
- [18] M. C. Easton and C. K. Wong, “Sequential Destruction Method for Monte Carlo Evaluation of System Reliability,” *IEEE Trans Reliab*, vol. R-29, no. 1, pp. 27–32, 1980, doi: 10.1109/TR.1980.5220696.
- [19] Z. Li, W. Wu, B. Zhang, and X. Tai, “Analytical Reliability Assessment Method for Complex Distribution Networks Considering Post-Fault Network Reconfiguration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, pp. 1457–1467, Mar. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543.
- [20] Y. Shang *et al.*, “Stochastic Maintenance Schedules of Active Distribution Networks Based on Monte-Carlo Tree Search,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3940–3952, Sep. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2973761.
- [21] A. S. Nazmul Huda and R. Zivanovic, “Study effect of components availability on distribution system reliability through multilevel monte carlo method,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 15, no. 6, pp. 3133–3142, Jun. 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2877822.
- [22] Y. Zhao, Y. Tang, W. Li, and J. Yu, “Composite Power System Reliability Evaluation Based on Enhanced Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3891–3901, Sep. 2019,

- doi:
10.1109/TPWRS.2019.2909769.
- [23] A. A. Tellez, L. Ortiz, M. Ruiz, K. Narayanan, and S. Varela, “Optimal Location of Reclosers in Electrical Distribution Systems Considering Multicriteria Decision Through the Generation of Scenarios Using the Montecarlo Method,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 68853–68871, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3252411.
- [24] R. Andrés, L. Cisneros, and L. R. Corrales, “Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent”.
- [25] Y. Xu, C. C. Liu, K. P. Schneider, and D. T. Ton, “Placement of Remote-Controlled Switches to Enhance Distribution System Restoration Capability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1139–1150, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2419616.
- [26] S. Ray, A. Bhattacharya, and S. Bhattacharjee, “Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 76, pp. 53–68, Mar. 2016, doi: 10.1016/J.IJEPES.2015.09.022.
- [27] A. Alam, V. Pant, and B. Das, “Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 619–630, Nov. 2016, doi: 10.1016/J.EPSR.2016.05.012.

9.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 24: Matriz de estado del arte.

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL MÉTODO MONTECARLO PARA FORMULAR UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO DE REDUCCION DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO MÉTODO MONTE CARLO			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de Distribución	Índices de Confiabilidad	Confiabilidad en la Distribución	Método Monte Carlo	Interrupciones en redes eléctricas	Desconexión de alimentadores	Interrupciones a los Usuarios	Cortes de energía	Duración de las interrupciones	Energía no suministrada	Inversión de equipos	Instalación de equipos	Ubicación de Equipos	Algoritmos de simulación	Generación de nuevos escenarios	Aumento de la carga anual	Crecimiento residencial de usuarios	Estudio de confiabilidad a corto tiempo	Estudio de confiabilidad a medio tiempo	Adición de equipos de seccionamiento	Análisis del sistema de distribución mediante el método Monte Carlo	Mejora en los índices de confiabilidad
1	2021	Decision-Dependent Uncertainty Modeling in Power System Operational Reliability Evaluations	29		☒	☒		☒																	
2	2020	Importance Sampling Using Multilabel Radial Basis Classification for Composite Power System Reliability Evaluation	20	☒		☒	☒										☒								☒
3	2021	Dynamic Programming Method to Optimally Select Power Distribution System Reliability Upgrades	4	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒			☒				☒				☒
4	2018	Power system reliability evaluation incorporating dynamic thermal rating and network topology optimization	53	☒	☒	☒	☒	☒			☒		☒			☒		☒			☒			☒	☒
5	2021	Incorporating Power Electronic Converters Reliability Into Modern Power System Reliability Analysis	76		☒			☒					☒								☒				
6	2006	Composite System Reliability Evaluation With Essential Reliability Services Assessment of Wind Power Integrated Power Systems	8		☒									☒	☒	☒		☒			☒			☒	
7	2017	Multi-factor Reliability Evaluation and Analysis Method of HVDC Transmission Line Considering the Influence of External Environment	1		☒			☒			☒		☒	☒	☒	☒						☒			☒

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL MÉTODO MONTECARLO PARA FORMULAR UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO DE REDUCCION DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO MÉTODO MONTE CARLO			SOLUCIÓN PROPUESTA								
				Sistemas de Distribución	Índices de Confiabilidad	Confiabilidad en la Distribución	Método Monte Carlo	Interrupciones en redes eléctricas	Desconexión de alimentadores	Interrupciones a los Usuarios	Cortes de energía	Duración de las interrupciones	Energía no suministrada	Inversión de equipos	Instalación de equipos	Ubicación de Equipos	Algoritmos de simulación	Generación de nuevos escenarios	Aumento de la carga anual	Crecimiento residencial de usuarios	Estudio de confiabilidad a corto tiempo	Estudio de confiabilidad a medio tiempo	Adición de equipos de seccionamiento	Análisis del sistema de distribución mediante el método Monte Carlo	Mejora en los índices de confiabilidad	
8	2018	An Optimization Model of HVDC Transmission System Reliability Improvement Measures Based on Cost-Benefit Analysis	0		☒					☒		☒	☒					☒								
9	1975	Frequency and Duration Concepts in System Reliability Evaluation	25		☒			☒	☒	☒		☒	☒													
10	2021	Optimization of Reclosers Placement in Distribution Networks to Improve Service Quality Indices	4	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒		☒	☒	☒	☒		
11	2021	Monte Carlo Simulation with Incremental Damage for Reliability Assessment of Power Electronics	23		☒		☒	☒						☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒			☒	☒		
12	2018	Study effect of components availability on distribution system reliability through multilevel monte carlo method	10	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒		☒	☒			☒		☒	☒	
13	2012	Placement of Remote-Controlled Switches to Enhance Distribution System Restoration Capability	139	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒			☒	☒		☒	☒				☒	
14	2017	Switch Allocation Problems in Power Distribution Systems	77	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒			☒						☒	
15	2019	Energy efficient resource allocation algorithm in multi-carrier NOMA systems	6										☒	☒	☒	☒										
16	2020	Electricity distribution system switch optimization under incentive reliability scheme	17	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒							☒	☒	☒

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL MÉTODO MONTECARLO PARA FORMULAR UN PLAN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO DE REDUCCION DE TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO MÉTODO MONTE CARLO			SOLUCIÓN PROPUESTA							
				Sistemas de Distribución	Índices de Confiabilidad	Confiabilidad en la Distribución	Método Monte Carlo	Interrupciones en redes eléctricas	Desconexión de alimentadores	Interrupciones a los Usuarios	Cortes de energía	Duración de las interrupciones	Energía no suministrada	Inversión de equipos	Instalación de equipos	Ubicación de Equipos	Algoritmos de simulación	Generación de nuevos escenarios	Aumento de la carga anual	Crecimiento residencial de usuarios	Estudio de confiabilidad a corto tiempo	Estudio de confiabilidad a medio tiempo	Adición de equipos de seccionamiento	Análisis del sistema de distribución mediante el método Monte Carlo	Mejora en los índices de confiabilidad
17	2016	Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems	18	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒		☒	☒				☒		☒		☒		
18	2015	Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒			☒		☒		☒		
19	2020	Stochastic Maintenance Schedules of Active Distribution Networks Based on Monte-Carlo Tree Search	19	☒	☒	☒	☒		☒		☒				☒	☒			☒		☒	☒	☒		
20	2019	Analytical Reliability Assessment Method for Complex Distribution Networks Considering Post-Fault Network Reconfiguration	74	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒				☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒		
21	2022	Operational Reliability Assessment of Distribution Network With Energy Storage Systems	8	☒	☒	☒	☒	☒	☒				☒				☒	☒	☒	☒		☒	☒		
22	2023	A Comparative Study Between Bayesian Network and Hybrid Statistical Predictive Models for Proactive Power System Network Resilience Enhancement Operational Planning	227					☒	☒							☒	☒	☒	☒			☒	☒		
23	2020	Optimal Life-Cycle Resilience Enhancement of Aging Power Distribution Systems: A MINLP-Based Preventive Maintenance Planning	49	☒		☒	☒	☒	☒			☒	☒				☒	☒	☒	☒		☒	☒		
24	2022	Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index	3	☒	☒	☒	☒	☒	☒				☒				☒	☒	☒	☒		☒	☒		
CANTIDAD:				13	19	14	8	15	12	9	13	10	15	7	12	11	14	11	4	6	10	5	9	8	13

9.2 Resumen de Indicadores

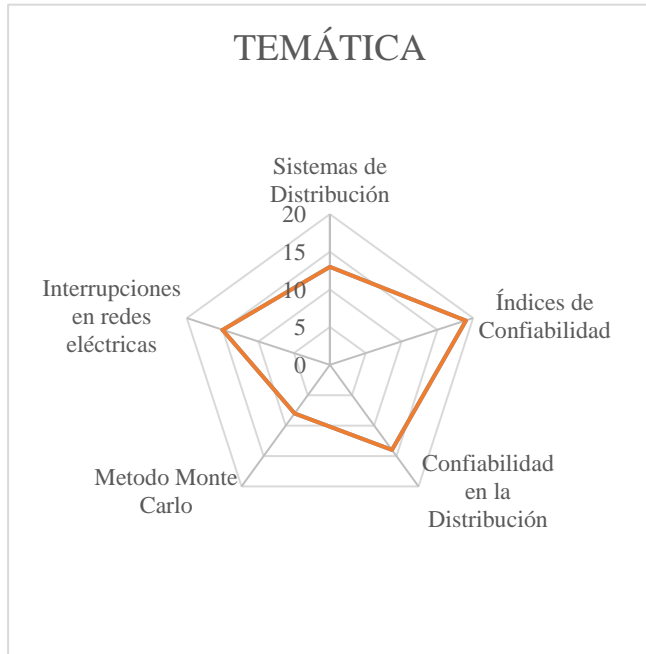


Figura 43. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

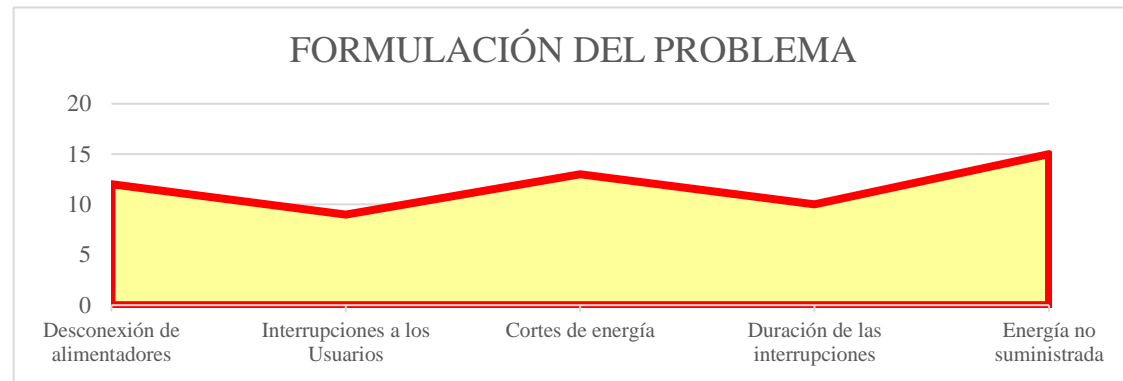


Figura 44. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

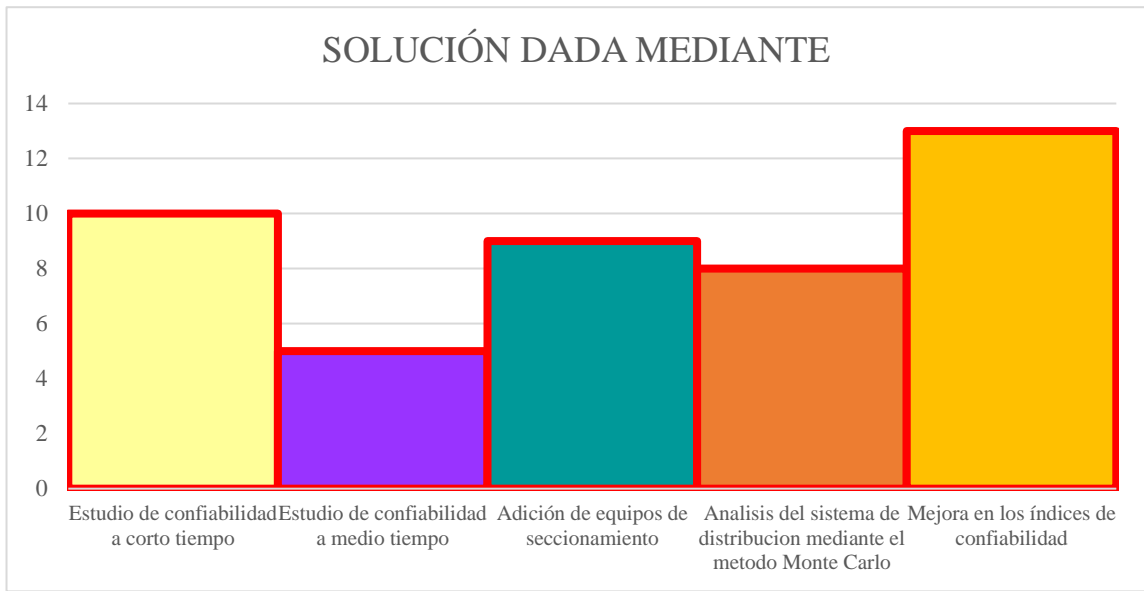


Figura 45. Indicador de solución - Estado del arte