



**Universidad
Técnica de
Cotopaxi**

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS.
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL
EP. UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”**

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

Autor:

Tacle Mora Leyton Fernando

Tutor:

Ing. Lema Guamán Edwin Marcelo MSc.

LATACUNGA - ECUADOR

Agosto – 2019



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **Leyton Fernando Tacle Mora** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: **“ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP. UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO”**, siendo el **Ing. Edwin Marcelo Lema Guamán MSc.** 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 mi exclusiva responsabilidad.

Leyton Fernando Tacle Mora

C.I. 220013290-6



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: “Estudio de confiabilidad en la Subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.”, de **Leyton Fernando Tacle Mora** con CI. **220013290-6** de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, 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.

Latacunga, Julio de 2019

El Tutor

Firma

Tutor de Titulación

Nombre: MSc. Edwin Marcelo Lema Guamán

CC: 0302241351



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueba el presente Informe de Investigación de acuerdo con las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y aplicadas; por cuanto, el postulante: **Leyton Fernando Tacle Mora** con CI. **220013290-6** con el título de Proyecto de titulación: “Estudio de confiabilidad en la Subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.”, ha 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, 22 de julio de 2019

Para constancia firman:

Lector 1

Nombre: MSc. Carlos Quinatoa

CC: 0503287864

Lector 2

Nombre: MSc. Gabriel Pesantez

CC: 0301893889

Lector 3

Nombre: MCs. Franklin Vásquez

CC: 1710434497

AGRADECIMIENTO

Antes que nada, doy gracias a Dios, por brindarme la sabiduría y fortaleza que hoy me permite estar en este punto de mi profesión. A mi madre por su apoyo incondicional desde el inicio de mi formación, que con su paciencia me ha formado con principios y valores. A la Universidad Técnica de Cotopaxi que me brindó la oportunidad de prepararme para mi vida profesional, al Ingeniero Henry Valarezo por permitirme el acceso a la información que hoy se refleja en este proyecto de titulación.

Leyton Fernando Tacle Mora

DEDICATORIA

A mi querida madre por su apoyo incondicional, su sacrificio y buenos consejos me han guiado por el buen camino de la responsabilidad y lealtad. A mi noble institución, al tutor de mi tesis ingeniero Edwin Lema y demás docentes que con paciencia y dedicación me brindaron sus conocimientos, experiencias y consejos que muy acertadamente me han guiado en esta etapa de mi vida.

Leyton Fernando Tacle Mora

ÍNDICE

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xiii
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xv
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	1
2.1. Introducción.....	2
3. Justificación DEL PROYECTO.....	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4
5.1 Planteamiento del problema	4
5.2 Formulación del problema.....	5
6. OBJETIVOS.....	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	6
8. FUNDAMENTACION CIENTÍFICO TÉCNICA.....	7
8.1 Marco contextual	7
8.2 Marco tórico	12
8.2.1 Definiciones básicas	12
8.2.2 Componentes de un Sistema de Distribución	14
8.2.3. Interrupciones	17
8.2.4 Índices de confiabilidad.....	18
8.2.5 Métodos para estudios de confiabilidad	19

9.	VALIDACIÓN DE LA PREGUNTA CIENTÍFICA O HIPÓTESIS	24
9.1.	Veracidad de los datos	24
9.2.	Validando la hipótesis	24
9.3.	Optimización de variables	25
10.	METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL	27
10.1.	Tipo de investigación	27
10.2.	Métodos de investigación	27
10.3.	Técnicas e instrumentos.....	27
10.3.1.	Técnicas	27
10.3.2.	Instrumentos	37
11.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADO	41
11.1.	Estado actual de CNEL EP U.N. Sto. Domingo.	41
11.1.1.	Subestación Quevedo.....	42
11.2.	Método de reducción de redes.....	43
11.2.1.	Fallas en los equipos de la S/E Quevedo	43
11.2.2.	Indicadores de confiabilidad por equipo.....	46
11.2.3.	Indicadores de confiabilidad de la S/E en el punto de entrega barras de 13,8 kV	
	48	
11.3.	Simulación de Monte Carlo.....	49
12.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
13.	BIBLIOGRAFÍA	59
14.	ANEXOS	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 7. 1: Actividades y sistema de tarea en relación con los Objetivos Específicos.	6
Tabla 8. 1: Ventajas y Desventajas de los Métodos Determinísticos.....	20
Tabla 9. 1. Optimización de la variable dependiente.....	25
Tabla 9. 2. Optimización de la variable independiente.	26
Tabla 10. 1. Distribuciones de probabilidad.....	31
Tabla 10. 2. Creación del vector de operación.	33
Tabla 11. 1. Resumen de fallas en L/ST.....	43
Tabla 11. 2: Resumen fallas en interruptores de L/ST.....	44
Tabla 11. 3: Resumen de fallas en los interruptores de los Transformadores.....	45
Tabla 11. 4: Resumen de fallas en los Transformadores.....	45
Tabla 11. 5: Indicadores de confiabilidad en disyuntores de L/ST.....	46
Tabla 11. 6: Indicadores de confiabilidad en L/ST.....	47
Tabla 11. 7: Indicadores de confiabilidad en Transformadores.....	47
Tabla 11. 8: Indicadores de confiabilidad totales.....	48
Tabla 11. 9. Comparación de los resultados obtenidos.....	53
Tabla 11. 10. Precio de la Energía Anual Interrumpida.....	54
Tabla 11. 11. Costo para implementar un nuevo Interruptor de 69 kV.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 8. 1. Esquema de un Sistema de Distribución.....	14
Figura 8. 2. Sistema de dos componentes en serie.	15
Figura 8. 3: Sistema de dos componentes en paralelo.....	16
Figura 8. 4. Registro y clasificación de interrupciones.	17
Figura 8. 5. Diagrama de estados de un sistema con dos elementos.	21
Figura 10. 1. Modelo de dos estados para elementos de la Subestación.	28
Figura 10. 2. Estados operativos de un equipo.	29
Figura 10. 3. Estados de Operación de dos elementos basados en distribuciones de probabilidad (Simulación de Monte Carlo).	33
Figura 10. 4. Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo.....	36
Figura 11. 1. Unifilar 2018 CNEL Sto. Domingo.	41
Figura 11. 2. Unifilar 2019 CNEL Sto. Domingo.	42
Figura 11. 3. Resultados caóticos para la disponibilidad forzada.	50
Figura 11. 4. Gráfica de los resultados para la Disponibilidad Forzada.....	50
Figura 11. 5. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafo I)	51
Figura 11. 6. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafo II).....	52
Figura 11. 7. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafos I y II) .	52



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TÍTULO: “ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP. UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO.”

Autor:

Leyton Fernando Tacle Mora

RESUMEN

En este proyecto se detallan criterios y metodologías que permiten evaluar la confiabilidad en una subestación de distribución, para tal efecto y aplicabilidad se consideró la S/E Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Sto. Domingo. En primera instancia se recopiló información de todas las fallas y contingencias producidas en la subestación en mención, permitiendo ser clasificadas y tomadas en cuenta todas aquellas con tiempos de duración mayores a tres minutos según establece la regulación No. ARCONEL 005/18, una vez contabilizadas las interrupciones se calculó las tasas de falla y reparación, junto con la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzada de cada equipo, seguidamente se determinó la confiabilidad en conjunto de toda la S/E utilizando la técnica determinística denominada reducción de redes, dando como resultado una disponibilidad forzada de 0,7282 en las barras de 13,8 kV de cada transformador. Resultado que fue comprobado mediante la simulación de Monte Carlo en el paquete informático MATLAB, cuyo resultado fue de 0,7292

Dentro del algoritmo desarrollado en MATLAB se han considerado dos estados de operación UP y DOWN en base a la generación de números aleatorios uniformemente distribuidos para la disponibilidad e indisponibilidad forzada, dando como resultado tiempos de falla y operación para un periodo de análisis de 6,25 años, puesto que la información de los históricos de fallas para el método determinístico fue clasificada en ese lapso.

De los resultados se constató una tasa de falla más alta en la línea de subtransmisión que comprende el tramo Trasnelectric Posición II-Quevedo, que disminuye en gran medida la confiabilidad de la S/E Quevedo al ser este el punto de donde la mayor parte del tiempo se encuentra abasteciendo su demanda, y se consideró idónea la colocación de un disyuntor que permita operar esta línea desde la S/E Quevedo, permitiendo que se energice desde la posición



I Transelectric en el caso de que ocurra una falla en esta línea, además se considera importante la conexión de las barras de 13,8 kV ya que permitirá incrementar la confiabilidad a 0,81.

Palabras clave: Probabilidad, Confiabilidad en subestaciones de distribución, Distribución de probabilidad, Simulación de Monte Carlo, MATLAB.



COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY

APPLIED SCIENCES AND ENGINEERING FACULTY

TITLE: “RELIABILITY STUDY AT CNEL EP OF QUEVEDO SUBSTATION BUSINESS UNIT SANTO DOMINGO.”

Author:

Leyton Fernando Tacle Mora

ABSTRACT

This project details criteria and methodologies of reliability assessment in a distribution substation, for this purpose and applicability the E/S Quevedo of CNEL EP. was considered Santo Domingo Business Unit. In the first instance, information was collected on all faults and contingencies at the substation in mention, allowing all those with duration times longer than three minutes to be classified and taken into account as established by regulation No. ARCONEL 005/18, once the outages were counted, the failure and repair rates were calculated, with the forced availability (A) and forced unavailability (U) of each device , then the overall reliability of the entire S/E was determined using the deterministic technique called network reduction resulting in a forced availability of 0,7282 at the 13.8 kV buses of each transformer. Result that was tested by simulating Monte Carlo in the MATLAB computer package, whose result was 0,7292.

Within the algorithm developed in MATLAB two states of operation UP and DOWN have been considered based on the generation of evenly distributed random numbers for forced availability forced and unavailability, resulting in failure and operation times for a 6.25-year analysis period, in as much as the information of the fault history for the deterministic method was classified in that period.

Of the results it was found a higher failure rate in the subtransmission line comprising the Trasnelectric Position II-Quevedo stretch, which greatly decreases the reliability of the Quevedo S/E by being this the point where most of the time it is supplying its demand, and it was considered appropriate to place a breaker that allows this line to be operated from the E/S Quevedo, allowing it to be energized from the I Transelectric position in the event of a failure



in this line, the connection of the 13,8 kV bars is considered important as it will increase reliability to 0,81.

Keywords: Probability, Reliability of Distribution Substations, Monte Carlo Simulation, Probability Distribution, MATLAB.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

CENTRO DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por el estudiante **Leyton Fernando Tacle Mora** con CI. **220013290-6** Egresado de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, cuyo título versa “**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP. UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO**”, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimare conveniente.

Latacunga, Julio del 2019

Atentamente,

MSc. Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 050266651-4



1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:

Estudio de confiabilidad en la Subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

Fecha de inicio: 08 de octubre de 2018

Fecha de finalización: 29 de Julio de 2019

Lugar de ejecución:

Santo Domingo de los Tsáchilas – Zona 4 – CNEL EP Unidad de Negocio Sto. Domingo

Facultad que auspicia

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas

Carrera que auspicia: Ingeniería Eléctrica

Proyecto de investigación vinculado: Proyecto de la Carrera

Equipo de Trabajo: Ing. Edwin Lema G. MSc., Leyton Fernando Tacle Mora

Área de Conocimiento: Ciencias e Ingeniería.

Línea de investigación:

Control y optimización en el uso de la energía del sector Industrial, comercial y residencial.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Optimización de sistemas eléctricos

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En este proyecto de titulación se desarrolla un estudio de la confiabilidad de la subestación de distribución Quevedo de la Unidad de Negocio Santo Domingo, la investigación parte con la clasificación de los eventos de falla para cada equipo, considerando solamente los tiempo superiores a 3 minutos, descartando la mayor parte de fallas por considerarse como transitorias, acto seguido se calcula las tasas de falla y reparación; las tasas de falla y reparación de equipos que no registren ningún evento serán tomadas de la normativa IEEE 1366-2003 [9], con la finalidad calcular los índices de confiabilidad para los puntos de entrega (barras de 13,8 kV) mediante un método determinístico y otro estocástico.

Además del cálculo por estos dos métodos, este proyecto busca generar nuevas metodologías a través de una serie de pasos que permita simplificar su entendimiento y mejorar su aplicabilidad al campo estudiantil y profesional de la ingeniería eléctrica.

Comparando los resultados de cada metodología se puede realizar un estudio de la energía media interrumpida (EAI) y su costo (1,5kW/h); es decir implementar nuevas alternativas que permitan disminuirla, por ejemplo, un interruptor que flexibilice el control de a línea S/E Quevedo – Transelectric posición II o conectar las barras de 13,8 kV de cada transformador.

2.1.Introducción.

Una subestación eléctrica de distribución comprende una de las partes más importantes del sistema de potencia, puesto que de ellas depende que la potencia eléctrica que ha pasado por la mayoría de sus etapas llegue al usuario final, asegurar la continuidad de este servicio bajo los parámetros establecidos de calidad y eficiencia energética es vital, ya que de ello depende la producción y crecimiento económico de un país, la confiabilidad de los sistemas eléctricos en general se asocia con la capacidad que estos tienen para proveer un adecuado suministro de energía eléctrica. Para cuantificar la confiabilidad del sistema de distribución se puede recurrir a determinar índices de confiabilidad, los cuales brindan suficiente información acerca del servicio suministrado, permiten modelar y comprender el desempeño de la red eléctrica, evaluar sus componentes y servir de base para decisiones de inversión y automatización [1].

La confiabilidad es una disciplina de la estadística encaminada al estudio de las fallas que se presenta indistintamente en los equipos que conforman una SEP a mediano o largo plazo, es decir un estudio de confiabilidad determina la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo condiciones de que al menos un equipo esté fuera de servicio [2], dicho esto la evaluación de la confiabilidad da a relucir la razón por la que ha ocurrido una falla, los tiempos de reparación y su costo; siempre y cuando se contenga toda la información requerida y considere un tiempo y una población de equipos suficientes para garantizar la validez de los resultados [3].

La continuidad de servicio eléctrico no solo refleja pérdidas económicas para la empresa distribuidora o las grandes industrias, sino que también afecta el ritmo de vida de la sociedad en general, un buen análisis de confiabilidad implica asegurar la continua operación de los equipos determinando programas de operación, mantenimiento y cambio del mismos con la finalidad de establecer un punto de equilibrio económico entre el riesgo de no abastecer la demanda en un periodo de tiempo y el costo de nuevos equipos.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

A lo largo de los últimos años la infraestructura urbana ha evolucionado notablemente, tales como la energía eléctrica, agua, alcantarillado, entre otros; las interrupciones de varios de estos sistemas y equipos afecta directamente a la calidad de vida de la población causando graves consecuencias socioeconómicas a nivel mundial, interrupciones que por lo general son provocadas por peligros naturales y en ciertas ocasiones inducidas por el hombre; por lo tanto, estimar la confiabilidad de la infraestructura en estos sistemas es crucial para las partes involucradas.

El estudio de confiabilidad en sistemas eléctricos es una tarea difícil debido a la naturaleza compleja de su topología y gran cantidad de equipos que lo conforman, debido a esta complejidad, el análisis de confiabilidad de un SEP se realiza a menudo mediante el uso de muestreos aleatorios de escenarios peligrosos y el estado de los equipos, que resultan en una evaluación rápida de riesgos y la toma de decisiones durante o después de un evento peligroso.

La confiabilidad del sistema puede mejorarse reduciendo la frecuencia de ocurrencia de fallas (escenarios peligrosos) y el tiempo de reparación mediante diversas estrategias de diseño y mantenimiento [4], [5], [6], los índices de confiabilidad pueden calcularse utilizando datos históricos de interrupciones o predecirse utilizando métodos estocásticos y comprobarse utilizando paquetes informáticos como MatLab.

Dada la importancia de las subestaciones de distribución el estudio abordado en este proyecto se perfila a mejorar la continuidad de servicio eléctrico estimando su confiabilidad, de tal manera que los resultados obtenidos se comparen con la normativa nacional regulación ARCONEL 005/18 [7] y estándares internacionales como el IEEE GOLD BOOK [8], IEEE 1366-2003 [9], entre otros.

Se conoce que una empresa que oferte servicios puede crecer e incrementar sus ingresos en base a la calidad de su servicio y satisfacción de sus clientes, en cuanto a una empresa eléctrica de distribución un estudio de confiabilidad contribuye con criterios técnicos que indican como mejorar su calidad de servicio y luego se extienden gradualmente para incluir análisis económicos.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Beneficiarios directos. - para este caso los principales beneficiarios son el personal que trabaja el centro de control de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

Beneficiarios indirectos. - entiéndase como beneficiarios indirectos a o usuarios de servicio eléctrico que energizan su demanda desde la subestación Quevedo (35782 clientes).

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

5.1 Planteamiento del problema

Los estudios de confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia siempre ha sido un gran problema debido a su naturaleza compleja y gran dimensionalidad, cuando un sistema eléctrico opera más allá de los límites máximos se producen corto circuitos o fallas debido a condiciones climáticas severas como tormentas de rayos y viento, envejecimiento, mantenimiento poco frecuente de equipos, animales y árboles que entran en contacto con equipos, en las subestaciones de distribución ocurren con mayor frecuencia en la partes mecánicas en movimiento (seccionadores y disyuntores) causando acciones del sistema de protección que interrumpen la alimentación suministrada a los clientes de toda una subestación, por tal motivo los actores involucrados deben tomar medidas correctivas que garanticen la calidad de servicio.

La calidad del servicio eléctrico definida a través de la confiabilidad implica garantizar su continuidad, este trabajo pretende determinar qué tan confiable y económica pueden resultar las configuraciones y diseños de la Subestación Quevedo. Además, busca ante todo fortalecer al sistema eléctrico manteniéndolo en forma adecuada, íntegro, y seguro; con el fin de limitar la aparición de fallas, y si se presentan, que el sistema pueda despejarlas lo más pronto posible, restaurando la prestación del servicio.

Los estudio de confiabilidad de sistemas eléctricos inicialmente no fue considerado como tal desde 1940 cuando inicialmente se utilizaban algunos métodos probabilísticos simples aplicados a cálculos de capacidad de reserva de generación; sin embargo, el interés real de estudiar la confiabilidad de los sistemas de energía comenzaron a despegar solo después de 1965 [10], sobre todo influenciado por el apagón de la ciudad de Nueva York ese año, en el país los estudios de confiabilidad más importantes hacen referencia a la Subestación Pascuales en 2011 [11] y a dos alimentadores representativos en la empresa eléctrica regional CentroSur en 2012 [12].

El problema de la calidad de servicio, tratándose de su continuidad se traduce en pérdidas económicas para el consumidor final y la empresa distribuidora, el uso que se le puede dar a la información de indicadores de confiabilidad por parte de la empresa distribuidora, ayuda en la toma de decisiones cuando surgen nuevas propuestas para cambios en la configuración de barras, elementos de protección adicionales, guías de operación y mantenimiento, incorporación o cambio de equipos de maniobra, entre otros, por otra parte los estudios de confiabilidad vistos desde una perspectiva académica involucra continuar con trabajos de esta índole en alimentadores y demás subestaciones de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo, que permitan mejorar la calidad de vida para la sociedad.

5.2 Formulación del problema

El estudio de confiabilidad permite identificar los equipos que tienen mayor probabilidad de fallo permitiendo tomar acciones correctivas en la Subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

6. OBJETIVOS

General

Desarrollar un estudio de confiabilidad en la Subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.

Específicos

- Analizar el estado del arte de los métodos de análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas de distribución.
- Recopilar registros históricos de los equipos para clasificar sus interrupciones según establece la regulación ARCONEL 005/18.
- Determinar la confiabilidad de la S/E Quevedo usando técnicas determinísticas.
- Validar los resultados obtenidos usando la simulación de Monte Carlo en Matlab.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 7. 1: Actividades y sistema de tarea en relación con los Objetivos Específicos.

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS DE LA ACTIVIDADES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
<ul style="list-style-type: none"> • Analizar el estado del arte de los métodos de análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas de distribución. 	Estudiar trabajos con temáticas similares	Determinar la situación actual de la confiabilidad en la S/E analizada.	Investigación bibliográfica
<ul style="list-style-type: none"> • Recopilar información de equipos y redes eléctricas para clasificar sus interrupciones según establece la regulación ARCONEL 005/18. 	Entrevista al Jefe de área, en el Centro de control	Información detallada de las tasas de falla en las barras de entrega la S/E Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo.	Entrevistas
<ul style="list-style-type: none"> • Determinar la confiabilidad de la S/E Quevedo usando técnicas determinísticas. 	- Aplicar los diferentes métodos de estudio de confiabilidad en la S/E analizada.	Determinar los índices de falla de los equipos y la confiabilidad de estos.	- Métodos de estudio como frecuencia y duración, Markov, método de cortes, entre otros.
<ul style="list-style-type: none"> • Validar los resultados obtenidos usando la simulación de Monte Carlo en Matlab. 	- Apoyar el resultado de los cálculos usando la simulación de Monte Carlo en Matlab.	Comprobar el éxito de la metodología aplicada para el estudio.	- Herramienta de ingeniería el paquete informático MATLAB

Fuente: El autor.

8. FUNDAMENTACION CIENTÍFICO TÉCNICA

8.1 Marco contextual

Las primeras técnicas usadas para determinar y evaluar tasas de falla en sistemas de potencia se basan en modelos probabilísticos sometidos a métodos de optimización, que incluso se utilizan en la actualidad [13]. De tal manera que reflejen la probabilidad que tienen los equipos eléctricos de fallar, así como la demanda y su comportamiento.

Esta temática empieza a tomar fuerza a partir de 1930 [14], fue entonces cuando se planteó la mayor parte de métodos estocásticos orientados al estudio de la confiabilidad en un SEP, en los últimos años se ha cuestionado drásticamente el hecho de no haber sacado provecho de estas técnicas en el pasado, su principal inconveniente fue no contar con un amplio registro de datos para estudios históricos; tales como causa de interrupciones, equipo que fallo, condiciones climáticas, duración del evento, su ubicación, entre otros, además contar con equipos de cómputo con grandes limitaciones que no permitían simplificar el proceso de análisis.

Debido a la importancia no solo de cuantificar los eventos en la red sino de analizarlos desde un punto de vista cuantitativo y así tomar en cuenta estos valores para mejorar y dar continuidad al servicio al cliente, se inicia en 1964 con Montmeat y otros al presentar el primer documento sobre confiabilidad [14].

Este documento asocia los factores climáticos y su efecto en las fallas de un grupo de elementos de una línea de transmisión concluyendo en una de las técnicas que hoy en día se conoce como el modelo de Markov. Fue entonces cuando se determinaron los procedimientos de cálculo de frecuencia de fallas (aproximaciones de valores de falla) y el tiempo promedio de falla considerando la duración de los eventos en función de la probabilidad de fallas. Estos resultados dan un índice práctico de la confiabilidad en las líneas de transmisión de potencia.

Luego de algunos años se hizo un estudio que plantea un procedimiento para hacer evaluaciones en sistemas de transmisión y analiza los “Pasos para realizar análisis de evaluación de confiabilidad en subestaciones y circuitos de transmisión” [14]; este documento inicia con una descripción física del sistema, es aquí en donde se especifican los componentes y valores de circuitos, impedancias y conexiones entre ellos. Se deben dar valores estadísticos de salidas y por mantenimiento. Así mismo, tiempos de mantenimiento, promedios de duración y especificar cargas a suplir como centros de carga importantes.

Luego se establece criterios de funcionamiento que incluyen componentes con sobrecargas que ocasionan inestabilidad de frecuencia y voltaje en barras, finalmente realiza un análisis secuencial y cronológico de eventos de falla y contingencias.

Hasta este punto la mayor parte de estudios se han enfocado en su mayoría en líneas de transmisión, pero no es hasta 1974 donde establece un procedimiento de análisis evaluando subestaciones y patios de interruptores. Se realiza una comparación cuantitativa de las diferentes configuraciones y en este punto se introduce el concepto de fallas pasivas y activas contenidas en los elementos de protección [15].

Por lo tanto, se clasifican las fallas a fin de tener una mayor evaluación y discriminación de las causas; nombrándose, valor de falla pasiva a aquella que representa el número total de tiempos en un año, donde los componentes son sustituidos por reparaciones o algún tipo de mantenimiento; y valor de falla activa cuando representa una fracción de los valores de falla pasiva, se expresa en términos de componentes activos fallados por año.

Pero no es hasta 1975 que se analizan sistemas serie y sistemas paralelo, incluyendo factores climáticos adversos, mantenimientos permanentes y salidas por sobrecarga de los sistemas, de forma similar al documento de 1964 desarrollado por Montmeat, Gaver y Patton [15]. Esta es una ampliación de los índices que arrojó resultados de gran importancia para los diseñadores.

Dicho esto, surge la necesidad de establecer técnicas que simplifiquen la evaluación de confiabilidad en un SEP; una de las primeras técnicas que hoy en día se utilizan muy a menudo fue desarrollada en 1996 [16], denominada modelado jerárquico de Markov que aborda estos problemas. HMM crea un modelo primario basado en la topología del sistema, modelos secundarios basados en sistemas de protección integrados y modelos terciarios basados en dispositivos de protección individuales.

Una vez que se han resuelto los modelos terciarios, se pueden resolver los modelos secundarios. La solución de los modelos secundarios, a su vez, permite resolver el modelo primario y calcular toda la información de interrupción del cliente.

Un estudio de confiabilidad está estrechamente relacionado con la calidad de Servio y a su vez con diversos aspectos técnicos, económicos y legales. Chile es el primer país en América del sur considera el concepto de desregulación [1], para establecer una metodología que permite estimar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica en donde se reevalúan los índices

de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización de la disponibilidad de energía o de la continuidad de suministro.

En el año 2006 [17] propone una metodología usando la simulación de Monte Carlo secuencial en subestaciones eléctricas con actividades de planeamiento o diseño, la cual permite obviar todas las limitaciones de la técnica simplificada de bloques de frecuencia y duración, permitiendo así obtener una alta correlación entre el modelamiento y la realidad.

En este artículo se utilizan modelos de dos estados para todos los componentes y de tres estados para los interruptores y transformadores de potencia, debido que el método de simulación de Montecarlo permite incorporar modelos de confiabilidad de los componentes con cualquier número de estados.

Estos modelos se definen mediante funciones de probabilidad para cada uno de los tiempos de transición entre estados; estas funciones se obtienen a partir de registros operativos de los componentes de donde se extractan los tiempos de interés para ajustarlos a una distribución de probabilidad dada (Normal, Weibull, Gamma, etc.) [17].

Sin embargo, pese a esta gran flexibilidad, en la mayoría de las aplicaciones reales, solo se utiliza el modelo clásico de dos estados, pues no existe información operativa suficiente para construir modelos más detallados.

El modelo de tres estados utilizado para interruptores de potencia incorpora el estado “pegado” (stucked), o condición en la cual, ante un comando de disparo el interruptor no abre, por lo cual, la falla tiene que ser despejada por otros interruptores aumentándose la zona desconectada por otra parte el modelo de tres estados definido para los transformadores de potencia incorpora los estados de capacidad de transformación con ventilación natural (ONAN) y con una etapa de refrigeración forzada (ONAF). Si falla el sistema de refrigeración forzada, el transformador no puede trabajar a su máxima capacidad [17].

Para reducir pérdidas eléctricas técnicas y aumentar la confiabilidad de un sistema de distribución algunos autores [18] recomiendan la reconfiguración de alimentadores primarios recurriendo a tres métodos de los cuales se destacan la reducción de la tasa de fallos, la reducción del tiempo de afectación y la reducción de número de clientes afectados.

Dicho lo anterior, la reconfiguración es una alternativa para mejorar la confiabilidad de un sistema, pero aquello acarrea grandes inversiones ya que son varios equipos que se conectan a un alimentador, al tratarse de una subestación mejorar la vida útil de equipos y componentes es

vital ya que su costo es mucho más elevado, en 2013 [19] describe algunos métodos para determinar la tasa de falla instantánea, la razón promedio de fallas, herramientas estadísticas y otras técnicas para evaluar interruptores de potencia.

El análisis de confiabilidad de una subestación involucra arreglos complejos de interruptores, debido a esto es necesario desarrollar modelos que consideren el efecto de la operación de estos dentro de una configuración específica de la subestación. En [19] se calcula la tasa de falla de cada interruptor de una subestación predeterminada posteriormente se los utiliza en un software que arroja los índices de confiabilidad, que se desarrolla en tres pasos detallados a continuación:

En la actualidad las técnicas usadas para evaluar la confiabilidad se encuentran muy avanzadas funcionando la probabilidad con métodos de optimización metaheurísticos como algoritmos genéticos o redes neuronales [20], pudiendo incluso realizar flujos de potencia probabilísticos y estabilidad transitoria probabilística, es decir evaluar estos dos últimos parámetros en varios escenarios considerando variables probabilísticas, no solamente cuando un equipo falla o se encuentra sobrecargado.

El uso de algoritmos genéticos en confiabilidad como en cualquier otra aplicación busca minimizar una o varias funciones objetivo, en 2015 se propone un enfoque novedoso que utiliza internal loops (ILs) para optimizar la confiabilidad de los sistemas de distribución. Como el uso de IL en el sistema de distribución eléctrica mejora la confiabilidad del sistema y requiere costos adicionales, es necesario un análisis de costo-beneficio [21]. Una de las contribuciones que hace este artículo es el uso novedoso de las IL, para mejorar la confiabilidad de las redes eléctricas en comparación con los enfoques convencionales. Tener en cuenta los efectos económicos además de los aspectos técnicos es otra ventaja del método que se propone.

En este artículo la reducción del costo de energía no suministrada (CENS) se utiliza para determinar los beneficios de los internal loops en el sistema con y sin su uso, es aquí donde se utilizan algoritmos genéticos en la función de costos; ahorrado debido a la reducción de CENS y a la inversión adicional relacionada al uso de (ILs).

En el mismo año se propone un método para la evaluación de la confiabilidad de un subsistema de líneas de transmisión basándose en el comportamiento de magnitudes de mayor generalidad tales como la disponibilidad a partir de estudiar las variables aleatorias tiempo (en horas) de operación hasta el fallo y tiempo restauración del servicio respectivamente de la línea i [22]. Este documento evalúa la confiabilidad del subsistema después de que ha transcurrido un

tiempo de explotación relativamente grande con la intención de identificar deterioro en la vida útil de sus componentes (líneas).

El análisis de confiabilidad no solo se puede centrar en los transformadores de potencia, en interruptores de potencia y redes eléctricas de una S/E sino también en transformadores de tensión usados para la alimentación de los servicios auxiliares buscando mitigar la posibilidad de perder la continuidad del suministro de energía eléctrica y así mismo evitar la dependencia del agente distribuidor externo. En [23] se aborda esta temática en dos etapas, primero un análisis de confiabilidad de la alimentación de los sistemas auxiliares de una subestación, realizado en tres escenarios: antes y después del uso del transformador y utilizando un grupo electrógeno exclusivo para los servicios auxiliares. La segunda etapa es una simulación en el software ATP para verificar el comportamiento del equipo en estado transitorio.

Tal como se ha visto hasta aquí para evaluar la confiabilidad de un SEP no se ha determinado una metodología que a ciencia cierta arroje resultados muy cercanos a la realidad, dicho esto se debería elegir una metodología considerando la cantidad de datos disponibles, la veracidad de estos, sobre todo la parte del sistema eléctrico que se va a estudiar, por ejemplo, el análisis en una subestación tiene limitantes desde el punto de vista operativo, técnico, estructural el cual dificulta maniobras de transferencia de carga y una gran demanda de energía no suministrada al momento de una falla en el lado de bajo voltaje [24].

Al tener los transformadores de potencia conectados a la configuración barra simple o sencilla independientes sin un equipo que establezca un acople entre ellas, la subestación no está siendo flexible al momento de presentarse una nueva falla y por consiguiente una energía no suministrada.

En el país existen algunos estudios enfocados en esta temática sobre todo a Subestaciones, en 2011 [11] se analiza la confiabilidad de la Subestación Pascuales vista desde los elementos primarios, el estudio comienza con el análisis de árbol de falla para esta subestación, es decir se analiza los eventos no deseados de fallas para cada nivel de voltaje y por ende de la subestación.

Este estudio utiliza el método árbol de falla para modelar el sistema además toma como referencia el diagrama unifilar con el fin de visualizar dichos eventos de falla en los niveles y en sus respectivos equipos primarios.

El mismo año en la Empresa Eléctrica CentroSur se realiza un estudio aplicado a dos alimentadores representativos un rural y un urbano [12] el análisis se centra en cuatro aspectos: análisis de confiabilidad, análisis de riesgo, análisis de sensibilidad y análisis de causas.

El trabajo analiza la configuración actual de los alimentadores, sin que exista ningún tipo de modificación; al hacer esto, se puede identificar la confiabilidad que puede esperar cada consumidor, así como la distribución geográfica de la confiabilidad. Más adelante, se puede identificar los mayores factores que contribuyen a la confiabilidad, así como la sensibilidad de la confiabilidad a varios aspectos del sistema.

El estudio más reciente enfocado al sistema de distribución en el Ecuador se lo realizó en la ciudad de Quito en 2015 determinando la confiabilidad de estos considerando la penetración de generación distribuida [25], El principio fundamental del estudio se basa en la metodología para sistemas de distribución con y sin alternativa de alimentación en escenarios de falla y post-falla.

El estudio considera que la alimentación alternativa proviene únicamente de la GD y tomando como criterio fundamental la continuidad de suministro de energía, el cual se ve reflejado según el índice de adecuación ENS (Energía no Suministrada). En síntesis, se evalúa el estado actual de la red y cómo influye la penetración de GD en los índices de confiabilidad.

8.2 Marco teórico

8.2.1 Definiciones básicas

Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad de que un componente o sistema cumplirá su función de modo satisfactorio durante un periodo de tiempo determinado en un entorno natural.

Confiabilidad de Sistemas de Distribución

Es la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica con el mínimo de interrupciones, como calidad de servicio técnico, comercial y producto.

Seguridad

La habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, viene dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema.

Suficiencia

La habilidad que posee el sistema eléctrico de distribución para abastecer los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salida tanto programadas como intempestivas razonablemente esperadas. Guarda relación con la planificación del sistema (márgenes de reserva, capacidad en los distintos elementos del sistema, adecuado diseño).

Falla y Defecto

Es la incapacidad de un componente o sistema de desempeñar una función requerida; defecto es una imperfección en el estado del componente.

Disponibilidad

Es el porcentaje de tiempo de un componente o sistema reparable en que trabaja o está listo para trabajar en óptimas condiciones.

Indisponibilidad

Es el porcentaje de tiempo de un componente o sistema reparable de estar fuera de servicio debido a fallas o a salidas programadas.

Operación

Aplicación del conjunto organizado de las técnicas y procedimientos consignados al uso y funcionamiento adecuado del equipo

Mantenimiento

Conjunto de acciones y procedimientos orientados a revisar y/o reparar indeterminado equipo para mantenerlo disponible y en operación.

Reparación

Es toda tarea que se efectúa en un componente a fin de restablecer su estado de disponibilidad luego de la falla.

Desconexión

Estado de no disponibilidad de un componente de la red, produzcan o no interrupción del suministro.

Reconexión

Es el procedimiento mediante el cual se lleva un sistema de distribución de un estado de reposo a un estado de operación normal.

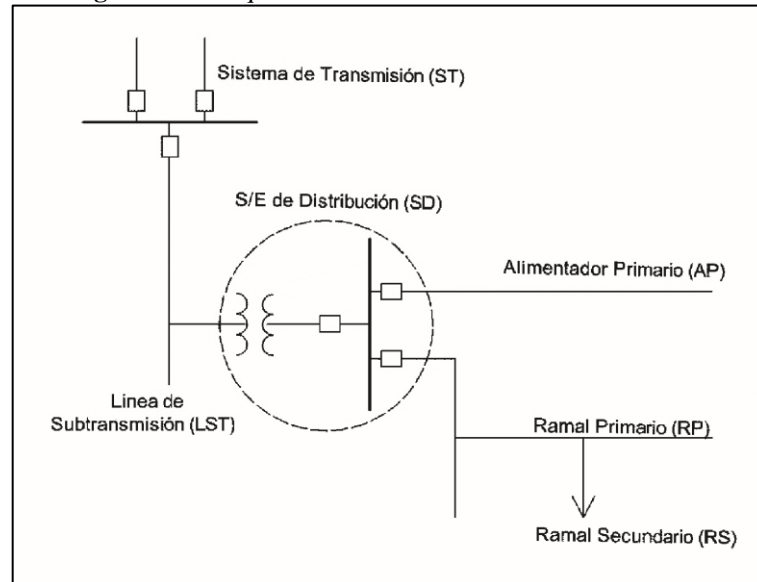
Tramos de una troncal

En este estudio se considera que un tramo es la sección que se establece entre dos puntos de la troncal, dichos puntos son sitios en los que se sitúan equipos de maniobra o seccionamiento.

Un tramo puede estar establecido también entre un punto (seccionamiento) de la troncal y el final del circuito.

8.2.2 Componentes de un Sistema de Distribución.

Figura. 8. 1. Esquema de un Sistema de Distribución



Fuente: [25].

Esencialmente un sistema de distribución se compone de elementos como: equipos de maniobra y protección, subestaciones de reducción, transformadores de distribución, líneas de distribución, cargas [25].

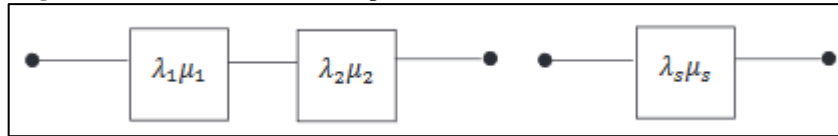
Según su disposición las líneas del alimentador se dividen en la troncal y ramales primarios y secundarios.

Los índices de confiabilidad de las componentes de un sistema de distribución se determinan basándose en aspectos como: donde se produce la falla, número de interrupciones, duración de la falla etc.

Componentes en Serie

Un sistema serie o radial se caracteriza por tener una sola trayectoria para el flujo de potencia entre la subestación de distribución y los consumidores, es un sistema compuesto de dos o más componentes reparables e independientes entre sí, conectados en serie.

Figura. 8. 2. Sistema de dos componentes en serie.



Fuente: El autor.

μ = Frecuencia de reparación (fallas/hora)

λ = Frecuencia de falla (reparaciones/hora)

Los parámetros λ y μ se definen como:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas de un componente en un periodo de tiempo}}{\text{Número de equipos que fallan * periodo de análisis}}$$

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones de un componente en un periodo de tiempo}}{\text{Periodo total de tiempo de reparación del componente * periodo de análisis}}$$

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

$$P_{(op)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (8.1)$$

Para el sistema de la Figura 8.2 se tienen las siguientes ecuaciones

Tasa de falla del sistema

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (8.2)$$

Tiempo medio de reparación del sistema.

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + r_2 \lambda_2 + \lambda_1 r_1 r_2 \lambda_2}{r_s} \quad (8.3)$$

En la ecuación (8.3) 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:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + r_2 \lambda_2}{r_s} \quad (8.4)$$

Tiempo de interrupción del sistema

$$\mu_s = \lambda_s r_s \quad (8.5)$$

Para un sistema de n componentes se puede generalizar las ecuaciones (8.2) (8.4) y (8.5) de la siguiente forma:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (8.6)$$

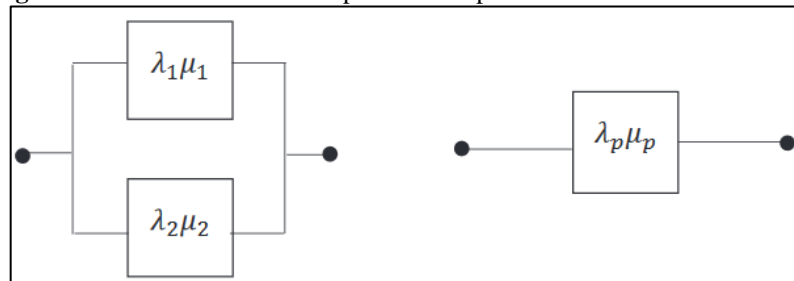
$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (8.7)$$

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (8.9)$$

Componentes en Paralelo

Un sistema paralelo se caracteriza por tener dos trayectorias para el flujo de potencia desde la subestación hacia los consumidores, es un sistema compuesto por dos a más componentes reparables e independientes entre sí, conectados en paralelo.

Figura. 8. 3:Sistema de dos componentes en paralelo.



Fuente: El autor.

La probabilidad de que un sistema en paralelo esté en el estado de falla está dado por la ecuación:

$$P_{(fa)} = \frac{\mu_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (8.10)$$

Un sistema formado por dos componentes en paralelo como se muestra en la Figura 8.3 tiene las siguientes expresiones:

Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (8.11)$$

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

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (8.12)$$

Tiempo medio de reparación del sistema.

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (8.13)$$

Tiempo de interrupción del sistema:

$$\mu_p = \lambda_p r_p \quad (8.14)$$

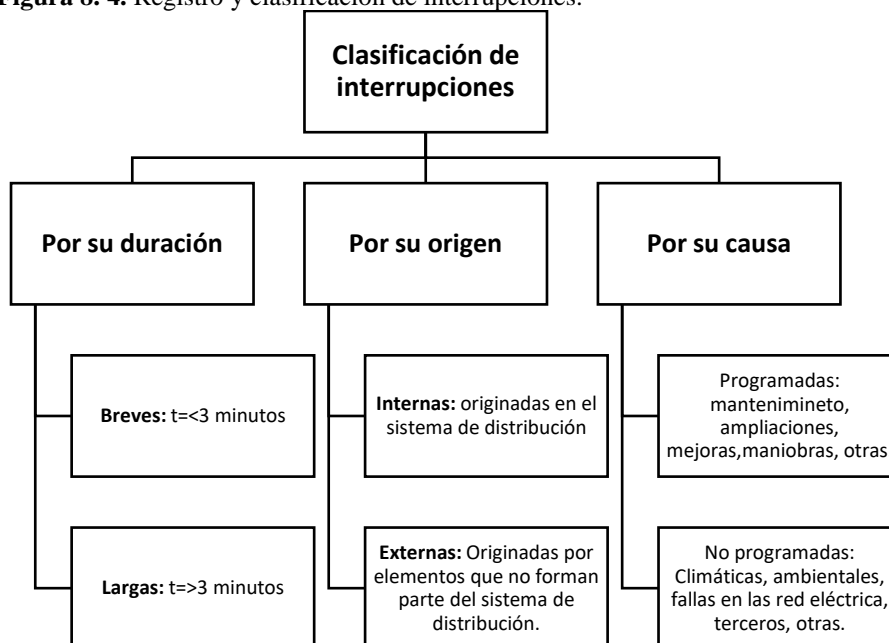
8.2.3. Interrupciones

Una interrupción es el no abastecimiento de suministro eléctrico a uno o más usuarios o equipos; puede ser provocado por la salida de servicio de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

Clasificación de las Interrupciones

Las interrupciones se pueden agrupar y ser catalogadas como tal, considerando la secuencia de la figura 8.4.

Figura 8. 4. Registro y clasificación de interrupciones.



Fuente: El autor.

Según la regulación de ARCONEL 005/18 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. No se considerarán las interrupciones con duración igual o menor a 3 minutos.”

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, además no se consideran pero sí se registran “las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia” [7], y por último se menciona que “en el caso de que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados”

8.2.4 Índices de confiabilidad

La confiabilidad de una subestación de distribución de energía eléctrica se valora por medio de índices de confiabilidad en los puntos de carga.

Los índices de confiabilidad en los puntos de carga se pueden acumular para obtener los índices a nivel de alimentador primario, subestación de distribución o sistema total; a continuación, se detallan los índices para los puntos de entrega.

Índices por punto de entrega

Frecuencia de interrupción

$$FI = \frac{NI * 8760}{HPA} \quad (8.15)$$

Donde

NI = número de interrupciones

Duración anual de interrupciones.

$$DAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} TI_i}{HPA} * 8760 \quad (8.16)$$

Donde

TI= tiempo duración en horas.

Duración media por interrupción

$$DMI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (TI)_i}{NI} \quad (8.17)$$

Carga anual interrumpida

$$CAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (PIN)_i}{HPA} * 8760 \quad (8.18)$$

Donde

PIN = potencia interrumpida (Kw)

Energía anual interrumpida

$$EAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (PIN)_i * TI_i}{HPA} * 8760 \quad (8.19)$$

Severidad de la interrupción

$$SEIN = \frac{EAI(Mw-min)}{Dmax} \quad (8.20)$$

Donde

Dmax= Demanda máxima

8.2.5 Métodos para estudios de confiabilidad

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles de fallas; a continuación, se mencionan estos métodos:

Método Determinístico

Es un modelo matemático donde los datos de entrada son conocidos y por lo tanto los datos de salida implícitamente también lo son, no contemplándose la existencia del azar ni el principio de incertidumbre [25].

Para evaluar la confiabilidad de un sistema se examina un cierto número de situaciones restrictivas (condiciones de carga y de salidas de equipos) escogidos de acuerdo con el planificador y la experiencia del operador, considerando la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad de los componentes del sistema.

En la Tabla 8.1 se mencionan algunas ventajas y desventajas de este método.

Tabla 8. 1: Ventajas y Desventajas de los Métodos Determinísticos.

Método determinístico	
Ventajas	Desventajas
Claridad conceptual	No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de casos que suceden en la práctica.
Número limitados de elementos a analizar	Limita el análisis a sistemas extensos y complejos.
La disponibilidad de herramientas como flujo de potencia AC, que provee una descripción detallada del estado del sistema	Los caos riesgosos cambian constantemente en el tiempo y no es posible seguir su paso.

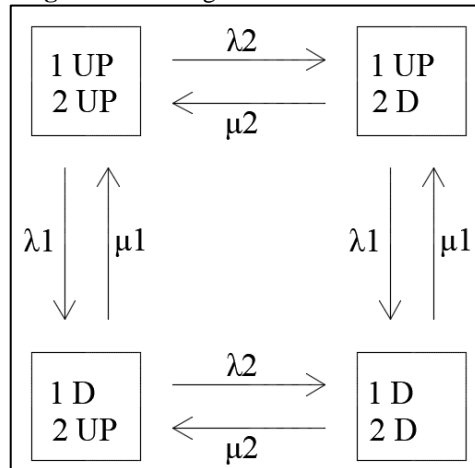
Fuente: El autor.

Método de Bloques de Frecuencia y Duración

En el modelamiento en bloques de frecuencia cada componente se representa como un bloque reparable descrito por una frecuencia de fallas constante y un tiempo medio para reparación constante. El sistema se representa por una red donde los bloques que representan a cada componente están conectados en serie y paralelo. El utilizar una tasa de fallas y reparación constante implica asumir que las distribuciones de probabilidad de los tiempos para falla y reparación sean exponenciales. Este método solo se puede utilizar si las indisponibilidades individuales de los componentes son pequeñas (< 10% anual) y solo los valores esperados de λ , r , U en los puntos de carga [13].

Una red eléctrica, ya sea de distribución o transmisión, se compone de elementos reemplazables o reparables luego de experimentar alguna falla (dependiendo de la naturaleza del elemento) para retomar una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada. Esta condición de salida y reparación da al sistema una característica de continua en el tiempo, con estados discretos finitos, con lo que se ajusta apropiadamente a una representación mediante los procesos continuos de Markov [15].

Figura. 8. 5. Diagrama de estados de un sistema con dos elementos.



Fuente: El autor.

Donde:

λ_i : es la tasa de falla del componente i [falla/hora]

μ_i : es la tasa de reparación [1/hora]

En la Figura 8.5 se presenta el “espacio de estados” de dos elementos con dos estados (on/off), donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando de un elemento a la vez. Este espacio es independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema de estudio.

Para sistemas de mayor tamaño, el uso de estos procesos que consideran cada uno de los posibles estados del sistema se torna complejo. En el caso de tener, por ejemplo 20 elementos, se tienen $2^{20} = 1.048.576$ posibles estados, lo que demuestra una clara dificultad de análisis.

Además, el método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema (que es lo que se desea).

Métodos Estocásticos

Este método consiste en simular en forma probabilística diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada uno de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método de Monte Carlo.

La gran razón por la cual estos métodos no han sido utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, aversión al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos e índices de riesgos.

Hoy en día, muchas empresas tienen bases de datos, las facilidades computacionales han ido incrementando, y muchos ingenieros han trabajado en la comprensión de las técnicas probabilísticas.

Método Monte Carlo

Monte Carlo es un método estocástico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. Monte Carlo consiste en probar con experimentos las miles de posibilidades, y en cada etapa, determinar por un número aleatorio distribuido según las probabilidades; que sucede, y totalizar todas las posibilidades y tener una idea de la conducta del proceso real [15].

El procedimiento que se utiliza es modelación cronológica (modelación del sistema en el cual se tiene en cuenta la evolución temporal del mismo). Se basa en la generación de múltiples cadenas de estados de período T (periodo de la simulación del estudio), por ejemplo, series anuales que representan la evolución del sistema a lo largo del tiempo y que son evaluadas posteriormente a objeto de obtener patrones e índices del sistema frente a los distintos requerimientos de sus clientes, considerando adicionalmente sus propias limitaciones e indisponibilidades (mínimos y máximos técnicos, fallas, mantenimientos programados, etc.) [13].

Este método desplaza el momento de análisis al instante que algún componente del sistema cambie de estado, por lo que considera pasos de tiempo muy irregulares. El instante del próximo evento está determinado por el mínimo de los tiempos de cambio de estado de cada uno de los componentes del sistema, tiempos que deben ser estimados basándose en la distribución de probabilidades asignada tanto al proceso de falla de un componente como al de reparación.

La simulación es un proceso iterativo. Cada iteración corresponde a un estado operativo del sistema donde se ha perdido un elemento cualquiera. Para cada estado operativo se contabilizan las fallas y las duraciones de falla en cada punto de carga.

Los criterios de parada más utilizados para el proceso de simulación son: Número de iteraciones máximo pre-especificado, precisión pre-especificada.

Los resultados se pueden procesar en forma de histograma, estadísticas descriptivas o índices. El error de la simulación depende del inverso de la raíz del número de ensayos (iteraciones).

La ventaja de este método radica en la posibilidad que ofrece de tener en cuenta teóricamente cada variable aleatoria, cada contingencia, la posibilidad de adoptar políticas de operación similar a las reales y de utilizar cualquier tipo de distribución de probabilidad para los tiempos de falla y reparación de los componentes.

La única desventaja puede llegar a ser el tiempo de computación usado, dependiendo de la capacidad computacional disponible y sus costos.

9. VALIDACIÓN DE LA PREGUNTA CIENTÍFICA O HIPÓTESIS

9.1. Veracidad de los datos

La información se la ha registrado por los operadores del centro de control de la Unidad de Negocio Sto. Domingo luego de haber restablecido el servicio eléctrico a causa de una falla en la Subestación, el formato de registro de información utilizado para este fin se lo detalla en el anexo 1, recalcando que se ha considerado la información que el sistema SCADA genera luego de una falla, por ejemplo el tiempo sin servicio, potencia que sale de servicio, potencia que ingresa cuando se restablece el servicio, por tanto al hablar de un sistema de adquisición de datos tan robusto como este no se consideran errores en el registro de información.

Otra de las causas que disminuye el margen de error en la información es el tiempo de restablecimiento; cuando es una falla transitoria el sistema realiza un recierre automático, o cuando es una falla sostenida el operador verifica la ausencia de personal trabajando en los equipos y procede al cierre, dicho esto y según establece la regulación ARCONEL 005/18, para considerarse una interrupción debe ser sostenida con un tiempo mayor a tres minutos.

Además, para determinar la confiabilidad de cualquier sistema se hace uso de probabilidad es decir son datos que varían en el tiempo y dependen de la distribución de probabilidad usada, es decir la robustez de la técnica que se utilice para determinar la confiabilidad va a influir en el resultado, siempre considerando que la variación en los resultados de una técnica y otra no debe ser muy grande.

9.2. Validando la hipótesis

Variable independiente: Confiabilidad

La confiabilidad se determina usando procesos probabilísticos (aleatorios), por lo tanto predecir qué equipo fallará en un periodo de tiempo determinado es complicado, considerando que la subestación Quevedo la mayor parte del tiempo abastece su demanda solamente desde la posición II (sistema radial), la probabilidad de falla todos sus equipos depende de la confiabilidad de esta línea de subtransmisión y sus interruptores, más aún si no cuenta con un disyuntor que le permita desconectarse de la posición II, es decir para desenergizar la S/E Quevedo sale de servicio la mayor parte de las subestaciones aledañas, ahora es lógico que la tasa de falla más alta sea de esta línea y el disyuntor colocado en la posición II de la S/E Transelectric Sto. Domingo, esto se demuestra en el inciso 11.

Variable dependiente: Calidad de servicio

Puesto que la calidad de servicio hace referencia a mantener la continuidad de servicio con los mismos equipos, pero a menor costo; luego de haber determinado que las mayores tasas de falla se encuentran en las líneas de subtransmisión y los disyuntores de estas, implementar nuevos dispositivos de seccionamiento es una de varias acciones correctivas para mejoras dichas tasas de falla, por consiguiente, la disponibilidad forzada en cada barra de la S/E Quevedo.

9.3.Optimización de variables

Tabla 9. 1. Optimización de la variable dependiente

Variable dependiente: Calidad de servicio			
Concepto	Caracterización de variables	Unidades	Instrumentos
La calidad de servicio definida a través de la confiabilidad se establece como la capacidad del sistema eléctrico para mantener o restablecer la continuidad de servicio luego una contingencia o falla.			Método de reducción de redes
	- Tasa de falla: (λ).	Fallas/año	0,60477
	- Tasa de reparación: (μ).	Reparación/año	2,731871
	- MTTF (Mean Time To Failure) Tiempo medio para la falla.	Horas	1,6535
	- MTTR: Tiempo de reparación.	Horas	0,3660
	- MTBF: Tiempo medio entre fallas	Horas	2,0195
	- Indisponibilidad forzada (U).	Horas	0,18125
- Disponibilidad forzada: (A)	Horas	0,8187	

Fuente: El autor.

Por otra parte, en la tabla 9.1 se describe las tasas de falla para la configuración descrita anteriormente, se observa que es mucho más baja a diferencia de las tasas de falla para cada barra sin interconexión, por tanto, interconectar las barras de 13,8 kV resulta mejor para disminuir estos índices e incrementar la confiabilidad.

Tabla 9. 2. Optimización de la variable independiente.

Variable independiente: Confiabilidad				
Concepto	Caracterización de variables	Unidades	Instrumentos	
Es la probabilidad de que un equipo o sistema realice su función prevista, sin fallas durante un período de tiempo específico.	Frecuencia de interrupción (FI).	Interrupción/año	Método educación de redes	Simulación de Monte Carlo
	Duración anual de interrupciones (DAI).	Horas	1,1538000	3,797782000
	Duración media por interrupción (DMI).	Horas	1,5000000	6,250000000
	Carga anual interrumpida (CAI).	MW	1,3000000	1,645697000
	Energía anual interrumpida (EAI)	MWh	28,260000	3,585826e-02
	Severidad de la interrupción (SEIN)		416,35000	1,607660e+03
			20,8129000	2,560282e+02

Fuente: El autor.

Dicho lo anterior, en la tabla 9.2 constatar que al interconectar las barras de 13.8 kV de cada transformador se incrementa la confiabilidad del sistema puesto que se encuentran en paralelo, además la carga será suplida equitativamente por los dos transformadores.

10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

10.1. Tipo de investigación

La investigación que se lleva a cabo para determinar las tasas de falla y un análisis general de la confiabilidad en la S/E Quevedo, consta de varias fases que van de la mano con los objetivos específicos y una serie de actividades a desarrollar para cumplir los mismos, es trascendental recalcar que este proyecto implica utilizar dos tipos de investigación que se detallan a continuación:

El proyecto se utiliza la investigación documental para determinar los antecedentes del tema o estado del arte, en donde se indaga los principales estudios recalcando la evolución de estos; en este proyecto se pone mayor énfasis en artículos que utilizan técnicas de optimización heurística y metaheurística para la recolección y tratamiento de datos.

Paralelamente con la investigación teórica conceptual se realiza un análisis de metodologías y criterios sobre confiabilidad en estudios similares dentro y fuera del país, este paso importante ya que con el tiempo las técnicas y metodologías tradicionales han ido evolucionando; con la información recolectada, se realiza un proceso de caracterización y comparación de metodologías que permitirá identificar el óptimo aplicable a la subestación Quevedo.

10.2. Métodos de investigación

Como se describe en el literal 10.1 la investigación del proyecto inicia con la recopilación, análisis, y procesamiento de datos históricos de equipos, para este fin se utiliza el método de investigación inductivo:

Se hace uso del método deductivo para determinar la tasa de fallas, además la confiabilidad de cada equipo implica utilizar técnicas determinísticas, es decir en primera instancia este proyecto recaba información histórica del comportamiento de los equipos de la subestación en análisis, que luego será analizada y optimizada mediante técnicas de minería de datos apoyadas en estadística, como el método de bloques de frecuencia y duración o la simulación de Monte Carlo.

10.3. Técnicas e instrumentos

10.3.1. Técnicas

Los índices definidos en el literal 8.2.5 y 8.2.6, son necesarios para evaluar la confiabilidad de la subestación Quevedo, de la que se conocen los datos históricos de cómo y cuándo han fallado

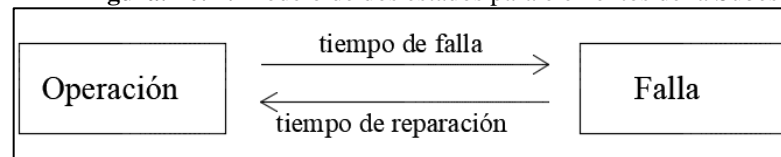
los equipos que la conforman, pero en la práctica es necesario pronosticar su comportamiento para planificar actividades que eviten la salida de servicio de esta.

Entre las técnicas para evaluar la confiabilidad se han tomado dos, una determinística llamada modelo de reducción de redes y otra estocástica como es la simulación de Montecarlo con la finalidad de comparar sus resultados y corroborar los resultados del método determinístico.

Método de reducción de redes

Ante la ausencia de información detallada de la operación de cada elemento que comprende la subestación Quevedo se ha optado por usar el método de reducción de redes puesto que tiene la ventaja de evaluar solamente los estados de operación y falla como se observa en la figura 10.1; además usando las ecuaciones descritas en la sección 8.2.2 se puede reducir sistemas serie y paralelo.

Figura. 10. 1. Modelo de dos estados para elementos de la Subestación.



Fuente: Elaboración propia.

Dentro de la secuencia operativa de cada elemento del sistema en análisis, se encuentran tres tiempos característicos, el primero es el tiempo medio de falla por sus siglas en inglés (MTTF “medium time to failure”), el segundo es el tiempo medio de reparaciones definido como (MTTR “medium time to repair”) y el último es el periodo es decir la suma de los dos tiempos (MTTF y MTTR) se denomina tiempo medio entre fallas o (MTBF “medium time between failure”), matemáticamente se representan en las ecuaciones 10.1, 10.2 y 10.3

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (10.1)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (10.2)$$

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (10.3)$$

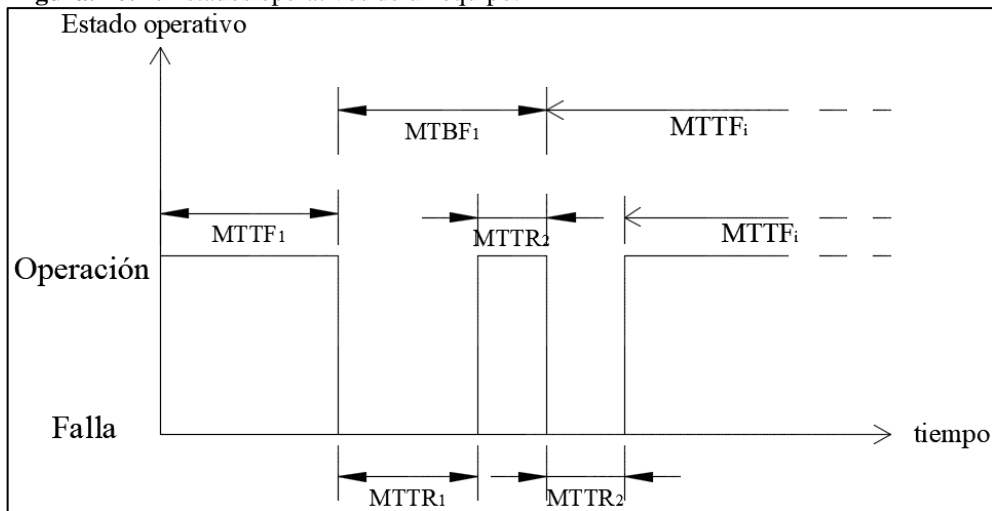
Donde:

MTTF= “medium time to failure” tiempo medio de falla (h),

MTTR = “medium time to repair” tiempo medio de reparaciones (h),

MTBF= “medium time between failure” tiempo medio entre fallas (h)

Figura. 10. 2. Estados operativos de un equipo.



Fuente: El autor.

En la figura 10.2 se ilustra el comportamiento de un equipo en los estados señalados anteriormente; por lo general un equipo inicia en estado operativo (1) es decir en funcionamiento luego de eventos imprevistos y repentinos ocurre una falla y el estado cambia a (0), en función a estos índices se puede determinar la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzada del sistema, con las expresiones 10.4 y 10.5.

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (10.4)$$

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (10.5)$$

Una vez determinado estos índices de confiabilidad se podrá continuar calculando los demás índices especificados en el inciso 8.2.4.

Resumen de la metodología de reducción de redes

1. Determinar los equipos que serán analizados, para este caso se han considerado los interruptores de 69 kV y 13.8 kV, barras de 69 kV y 13.8 kV, transformadores; los demás serán considerados con una confiabilidad del 100%. Porque no se registran fallas.
2. Clasificar la información de las fallas y contingencias en los equipos analizados en función a la regulación ARCONEL 005/18 es decir fallas no programadas con tiempos superiores a tres minutos.

3. En caso de que los equipos en análisis no tengan falla en el periodo de análisis se debe regir a la normativa nacional o internacional vigente, para este caso se ha tomado de la normativa IEEE 1366-2003 [9]
4. Encontrar las tasas de falla y de reparación con las ecuaciones descritas en el inciso 8.2.2
5. Realizar un diagrama de bloques con los componentes en análisis considerando los componentes serie y paralelo.
6. Reducir el diagrama de bloques aplicando las ecuaciones descritas en el inciso 8.2.2. con la finalidad de determinar (MTTF, MTTR, MTBF, A y U) en las barras de 13,8 kV de cada transformador.
7. Determinar los índices de confiabilidad descritos en el numeral 8.2.4 para el punto de entrega en decir las barras de 13,8 kV.

Simulación de Monte Carlo

La técnica de simulación de Monte Carlo es la más conocida dentro de los métodos estocásticos. Consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los valores de los momentos de las distribuciones de probabilidad [26] .

Modelamiento de los componentes

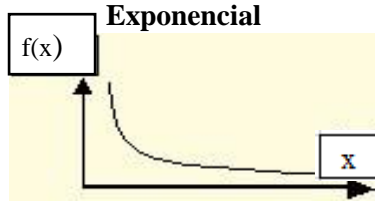
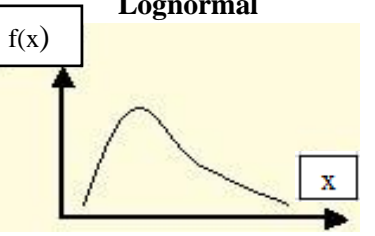
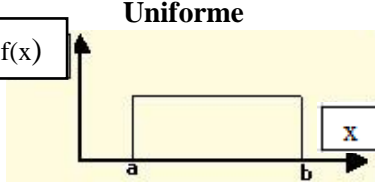
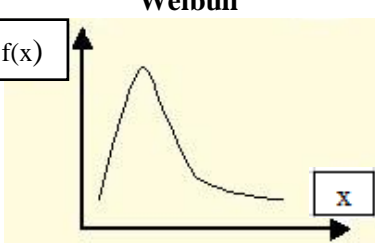
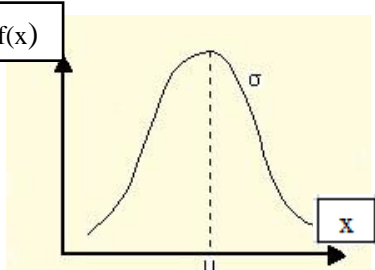
Cada componente se comporta como se describe en la figura 10.1 es decir dos estados; este comportamiento se encuentra descrito por la función de densidad de probabilidad para los tiempos de falla o su correspondiente función de distribución de probabilidad; de manera similar para los tiempos de reparación con su respectiva función de densidad de probabilidad o a su vez la función de probabilidad.

Para determinar las funciones descritas anteriormente se realiza el siguiente procedimiento:

1. Encontrar las estadísticas de las fallas y reparaciones en base a su clasificación para cada elemento analizado.
2. Graficar un histograma de los tiempos de operación y falla.
3. Comparar de manera gráfica el histograma generado en el paso 2 con las curvas de las funciones matemáticas mostradas en la tabla 10.1 para determinar cuál de ellas podría ajustarse.
4. Determinar los parámetros de la función matemática que haya sido seleccionada.

En la tabla 10.1 se muestran las distribuciones de probabilidad más usuales para estudios estadísticos.

Tabla 10. 1. Distribuciones de probabilidad.

DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	PARÁMETRO	FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD F(X)	FUNCIÓN DE DENSIDAD f(X)
<p>Exponencial</p> 	h	$1 - e^{-x/\beta}$	he^{-hx}
<p>Lognormal</p> 	μ σ		$M = \frac{1}{X\sqrt{2\pi\sigma^2}}$ $T = \frac{-(\ln X - \mu)^2}{2\sigma^2}$ Me^T
<p>Uniforme</p> 	a b	$\frac{x - a}{b - a}$	$\frac{1}{b - a}$
<p>Weibull</p> 	α β	$1 - e^{-(x/\beta)^\alpha}$	$M = \alpha \beta^\alpha - X^{\alpha-1}$ $T = e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha}$ MT
<p>Gausiana</p> 	μ σ		$M = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}}$ $T = \frac{-(X - \mu)^2}{2\sigma^2}$ Me^T

Fuente: [27].

La función matemática que mejor se adapta a estudios de confiabilidad es la exponencial, asumiendo que la función de probabilidad acumulada de un elemento tiene una tasa de falla constante, por lo tanto, la función densidad de distribución de probabilidad en función de una variable aleatoria t (tiempo) queda definido como se muestra en la ecuación 10.6.

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (10.6)$$

Y la función de distribución de probabilidad acumulada de fallas se define como:

$$U = F(t) = 1 - \lambda e^{-\lambda t} \quad (10.7)$$

Tal y como se ha definido anteriormente U es la indisponibilidad forzada del elemento, para este caso puede ser generada como una variable aleatoria, de donde es aconsejable ser despejado el tiempo, puesto que es la variable que será analizada con este método.

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (10.8)$$

Considerando que, U es una variable aleatoria distribuida uniformemente entre 0 y 1, el argumento del logaritmo natural puede ser simplificado puesto que será distribuido de igual forma que U y la ecuación 10.8 queda expresada de la siguiente manera:

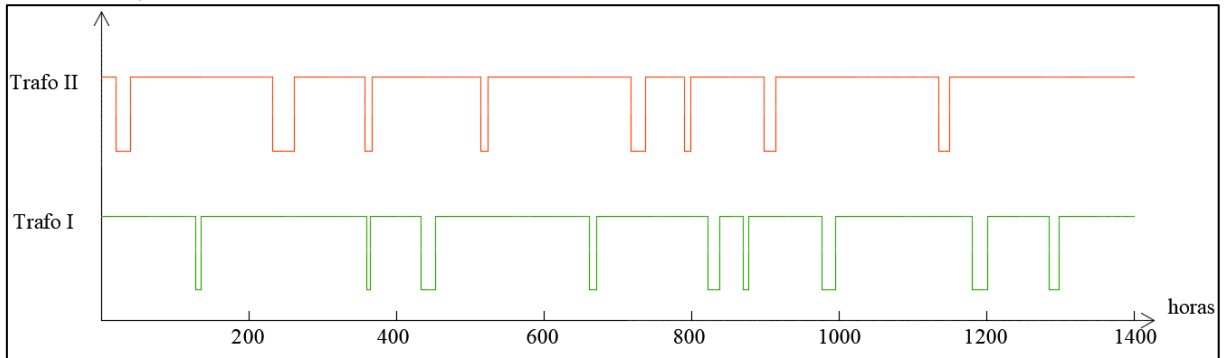
$$tf = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (10.9)$$

$$to = -\frac{1}{\mu} \ln(A) \quad (10.9)$$

Siendo tf y to tiempo de falla y tiempo de operación respectivamente, es decir los tiempos medios de falla y operación MTTF y MTTR respectivamente están exponencialmente distribuidos.

Para este caso se ha utilizado el método de Monte Carlo secuencial puesto que se simula cada hora del año para un periodo de 6.15 años y el estado actual depende de los anteriores tal y como se puede observar en la figura 10.3.

Figura. 10. 3. Estados de Operación de dos elementos basados en distribuciones de probabilidad (Simulación de Monte Carlo).



Fuente: El autor.

Los tiempos de operación de los equipos analizados son organizados en un vector denominado vector de operación, colocándose de la siguiente manera, cuando empieza la simulación y el tiempo de falla es generado por ejemplo, 2 horas, luego sigue el tiempo de operación 10 horas son ordenados secuencialmente para cada iteración y luego sumados con la finalidad de dar un valor limite a las iteraciones, es decir si se establece un periodo de análisis de 6,25 años se debe iterar y sumar estos valores hasta llegar a ese periodo, en la figura 10.4 se muestra de manera detallada lo explicado anteriormente.

Tabla 10. 2. Creación del vector de operación.

Denominación	horas	Operación (h)
tf	2	2
to	20	22
tf	4	26
to	30	56
tf	1	57
to	24	81
tf	2	83
to	35	118
.....
ti	i	54750

Fuente: El autor.

Convergencia

En la practica el método de monte Carlo arroja determinados valores proporcionales al número de muestras o simulaciones generadas para un determinado experimento, por tanto, es necesario realizar un análisis estadístico de cada estado simulado y los resultados que se obtengan con la finalidad de saber cuándo se ha obtenido un valor aceptable acercado a la realidad y pueda ser utilizado por el analista. Dicho esto, es muy importante analizar en qué resultado converge el

algoritmo, para esto es recomendable verificar dicha convergencia con una media aritmética para n valores tal y como se detalla en la ecuación 10.10.

$$E(X) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (10.10)$$

Donde:

$E(X)$ = Media aritmética de la iteración i

n = muestra i

X_i = Suma de los resultados hasta la iteración i

Al graficar los resultados para n muestras se debe corroborar que los resultados son aproximados a una muestra de valores idénticos e independientemente distribuidos, es decir la variación de los resultados y el error son sumamente pequeños.

Dicho lo anterior la convergencia del método de Monte Carlo puede ser analizada de manera gráfica, resultados vs número de muestras, en función al número de simulaciones se puede determinar si existe o no desviaciones para cada escenario, cabe mencionar que mientras más muestras y simulaciones el resultado será preciso y el nivel de confianza será mayor, puesto que a mayor nivel de confianza mayor iteraciones de deberán ejecutar.

El número de iteraciones en función al nivel de confianza definido γ puede ser aproximado mediante una distribución normal, una vez determinado un valor de z relacionado con la desviación estándar σ y e_{max} dada por el valor absoluto de la diferencia entre el promedio de los resultados de la simulación \hat{p}_i y una simulación específica p_i [28], expresado en la ecuación

$$\Pr(F < z\sigma) = \gamma \quad (10.11)$$

La ecuación 10.11 también puede ser expresada mediante la ecuación 10.12 y despejando N resulta la ecuación 10.13, siendo N la variable que permite encontrar el número de muestras o iteraciones para un nivel de confianza establecido.

$$e_{max} = z\sigma = z \sqrt{\frac{p_i(1-p_i)}{N}} \quad (10.12)$$

$$N = \frac{p_i(1-p_i)}{e_{max}^2} \left[z \left(1 + \frac{\gamma}{2} \right) \right]^2 \quad (10.13)$$

Donde:

N = Número de muestras

γ = Nivel de confianza

p = Probabilidad de un estado de operación (elementos analizados)

F = Porcentaje de desviación

z = Variable definida para una distribución normal dado por $\Pr(F < z\sigma) = \gamma$

Para un estudio que contenga un nivel de confianza de 90% F quedará definida como 10%, resultado de ello z con una distribución normal es aproximadamente 3 [28] .

Una vez establecido el tamaño muestral es posible volver a calcular el error e_{max} mediante la ecuación 10.11, siendo 0.06 para los datos señalados anteriormente.

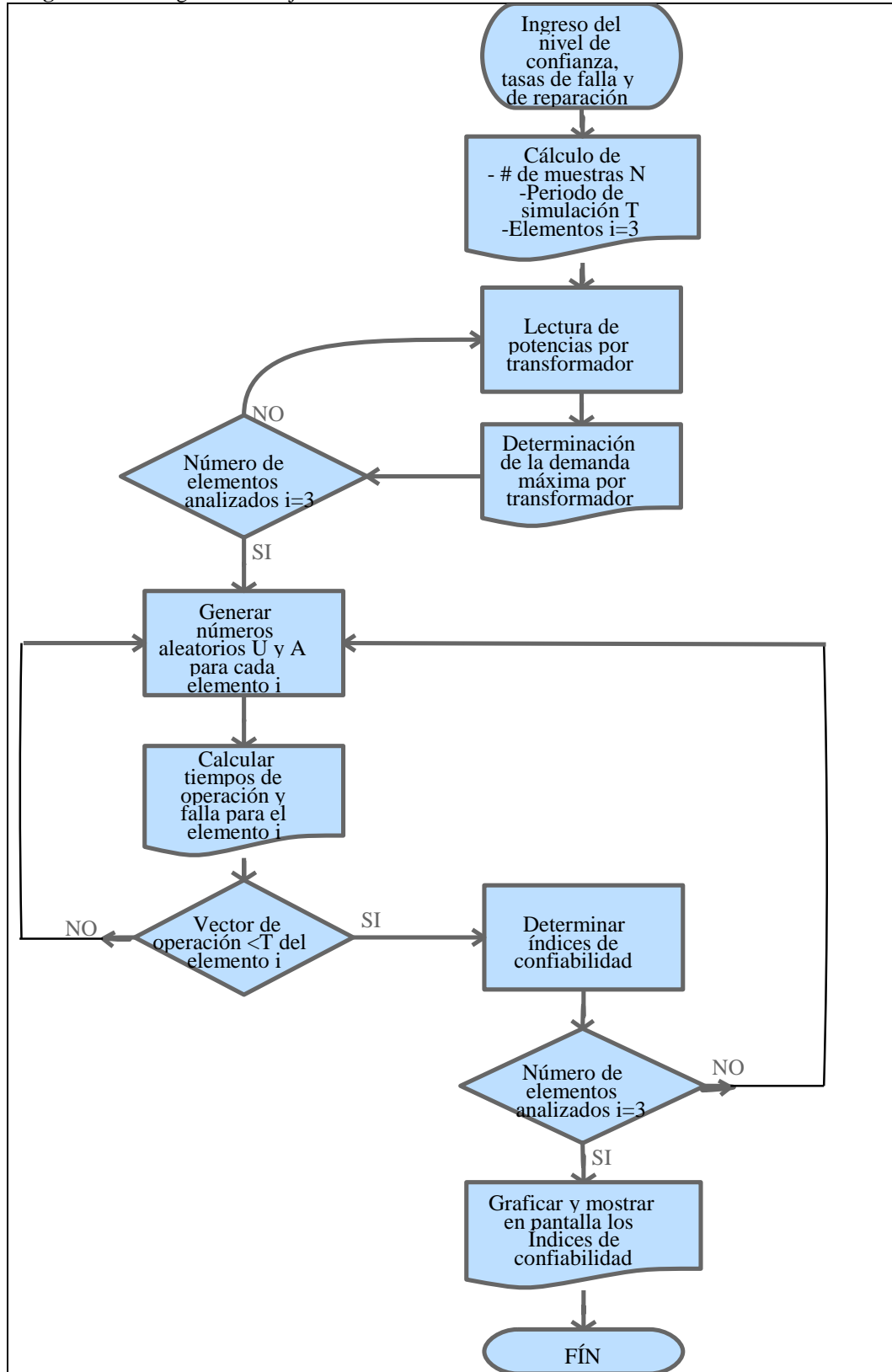
Resumen de la metodología de Simulación de Monte Carlo

En el gráfico 10.1 se detalla el diagrama de flujo que se sigue para realizar la simulación de Monte Carlo.

1. Calcular el número de muestras o cantidad de simulaciones que se debe realizar para llegar a un nivel de confianza determinado.
2. Determinar el periodo de análisis u horizonte de tiempo que se desea analizar los equipos.
3. Extraer de la base de datos las demandas de cada transformador.
4. Generar números aleatorios para U y A , convertirlo en tiempos de falla y de reparación respectivamente.
5. Organizar los tiempos de falla en un vector de operación con la finalidad de determinar las horas que se deben simular para culminar de esta manera una simulación para el elemento i .
6. Buscar potencias al azar de la base de datos para clasificarla como un punto de carga afectado y determinarse como potencia que ha salido de servicio.
7. Calcular los índices de confiabilidad para puntos de entrega inciso 8.2.4
8. Una vez analizado un elemento para el periodo T continuar con el siguiente $i=i+1$
9. Una vez analizados todos los elementos volver al paso 4 hasta cumplir con el nivel número de iteraciones determinadas por el nivel de confianza.

10. Calcular el error máximo para la simulación.
11. Imprimir y graficar los resultados finales.

Figura 10. 4.Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo.



Fuente: El autor.

10.3.2. Instrumentos

En la ingeniería eléctrica hay varias herramientas computacionales que permiten simular un sistema eléctrico, entre los más utilizados encontramos CYMDIST, DIGSILENT, ETAP y NEPLAN, los softwares citados anteriormente son considerados para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos ya que incorporan módulos diseñados con este fin. Para este estudio se consideró factible utilizar el entorno de programación MATLAB, debido a que tienen herramientas más flexibles y de fácil acceso para el estudiante, a continuación, se resume el código usado para realizar la simulación de Monte Carlo:

```
%Simulación de Monte Carlo para determinar índices de Confiabilidad
%t=input('Ingresar el Periodo de análisis en años : ')
clear all
tic
p=input('Ingresar Nivel de Confianza (%) Ejm. 90%: ');
C=p/100;
N=round((0.5/(1-C).^2)*(3*(1+(C/2))).^2);      %Cálculo del número de simulaciones
(Muestras)
t=6.25;                                       %Periodo de análisis en años
T=6.25*8760;                                  %Cálculo para el periodo de análisis
(horas)
e=3*((C+1)/2)*sqrt(0.5/(N));                  %Cálculo del error
TI=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'C4:E80');      %Base de datos potencias Trafo I
TII=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'F54:H80');    %Base de datos potencias Trafo II
TI_II=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'I4:K80');   %Base de datos potencias Trafo I y
II
```

En este punto se pide ingresar el nivel de confianza que luego será transformado en p.u. para determinar el número de muestras y el porcentaje de error para la simulación, luego se pide ingresar un periodo de análisis, para este caso se ha colocado 6.25 años porque ese es el periodo de análisis para el método de reducción de redes también, acto seguido se ingresa una base de datos con las potencias de cada transformador para determinar los índices de confiabilidad más adelante.

```
l1=1.7020;                                     %f/h
u1=4.560999912;                               %r/h
l2=1.4797;                                     %f/h
u2=3.96541876;                               %r/h
l3=0.6047777;                                 %f/h
u3=2.73187195;                               %r/h
% Encontrando la demanda máxima de la base de datos TI
[y1,z1]=size(TI);
TImax=TI(1,1);
for i=1:y1
    for j=1:z1
        if TI(i,j)>TImax
            TImax=TI(i,j);
        end
    end
end
```

Esta parte registra los datos iniciales de las tasas de falla y reparación, además se determina la potencia máxima de cada base de datos, esto para cada componente.

```

f=1; %Contador
for i=1:N
%% Elemento I
a=1; %Contador
op1=0; %Contador
Op1=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación
while max(max(Op1))<T
U1 = rand();
tf1(a)=- (1/11)*log(U1);
A1 = rand();
to1(a)=- (1/u1)*log(A1);
d1=length(tf1)+length(to1)-1;
d2=length(tf1)+length(to1);
op1(1:2:d1)=tf1;
op1(2:2:d2)=to1;
templ= repmat([0 cumsum(tf1+to1)],2,1)+repmat([tf1
0],2,1)+[zeros(1,length(to1)+1);to1 0];
Op1=reshape(templ(:,1:end-1),1,[]);
eleccion1 = randi([1 length(TI)],1);
eleccion2 = randi([1 3],1);
CTI(a)=TI(eleccion1,eleccion2);
a=a+1;
end

```

Esta parte del código se encarga de generar números aleatorios uniformemente distribuidos para A y U, luego se organizan estos datos en el vector de operación quien será el que se encargue de finalizar el buce while cuando se cumpla la condición establecida. La ultima parte selecciona valores al azar de las bases de datos de la potencia con la finalidad de establecerla como potencia que ha salido de servicio.

```

%% Barra 13.8 kV Trafo I
ln1=length(to1)/sum(to1);
rn1=sum(tf1)/length(tf1);
mn1=1/ln1;
un1=1/rn1;
Ut1(f)=mn1/(rn1+mn1);
At1(f)=rn1/(rn1+mn1);
Q1(f)=Ut1(1,f)-((ln1/(ln1+un1))*(exp(-(ln1+un1)*(T/8760))));
R1(f)=At1(1,f)-((ln1/(ln1+un1))*(exp(-(ln1+un1)*(T/8760))));
NI1=length(tf1);
TI1=sum(tf1);
HPA1=sum(tf1)/t;
PIN1=sum(CTI)/1000;
FI1(f)=NI1/HPA1;
DAI1(f)=TI1/HPA1;
DMI1(f)=TI1/NI1;
CAI1(f)=PIN1/HPA1;
EAI1(f)=(PIN1*TI1)/HPA1;
SEIN1(f)=EAI1(1,f)/TImax;
Ut11(f)=sum(Ut1)/length(Ut1);
At11(f)=sum(At1)/length(At1);
Q11(f)=sum(Q1)/length(Q1);
R11(f)=sum(R1)/length(R1);
FI11(f)=sum(FI1)/length(FI1);
DAI11(f)=sum(DAI1)/length(DAI1);
DMI11(f)=sum(DMI1)/length(DMI1);
CAI11(f)=sum(CAI1)/length(CAI1);
EAI11(f)=sum(EAI1)/length(EAI1);
SEIN11(f)=sum(SEIN1)/length(SEIN1);
f=f+1;
end
x1=0:(length(At33)-1);

```

El párrafo anterior se encarga de calcular los índices de confiabilidad para el punto de entrega establecidos anteriormente con las ecuaciones del inciso 8.2.4.

```

% Gráficas de la disponibilidad forzada
figure('Name','Resultados de la Disponibilidad Forzada (A)','NumberTitle','off');
s(1) =subplot(3,1,1);
plot(x1,At11)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
s(2) = subplot(3,1,2);
plot(x1,At22)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
s(21) = subplot(3,1,3);
plot(x1,At33)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
title(s(1),'Availability Bus 13.8 kV T I')
title(s(2),'Availability Bus 13.8 kV T II')
title(s(21),'Availability Bus 13.8 kV T I & T II')

```

Esta parte se encarga de graficar los datos de la disponibilidad forzada para cada elemento en una figura que se divide en tres partes, es necesario graficar este indicador puesto que se ve directamente relacionado con la probabilidad de que el equipo funcione, además se distingue la evolución de la simulación de Monte Carlo y gráficamente se puede destacar cuando converge.

```

% Gráficas de Índices de confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I
figure('Name','Indices de Confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I','NumberTitle','off');
s(3) =subplot(3,2,1);
plot(x1,FI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('FI')

s(4) =subplot(3,2,2);
plot(x1,DAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('DAI')

s(5) =subplot(3,2,3);
plot(x1,DMI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('DMI')

s(6) =subplot(3,2,4);
plot(x1,CAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAI')

s(7) =subplot(3,2,5);
plot(x1,EAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('EAI')

s(8) =subplot(3,2,6);
plot(x1,SEIN11)
xlabel('Muestras')
ylabel('SEIN')

title(s(3),'Frecuencia de interrupción')
title(s(4),'Duración anual de interrupciones')
title(s(5),'Duración media por interrupción')
title(s(6),'Carga anual interrumpida')

```

```
title(s(7), 'Energía anual interrumpida')
title(s(8), 'Severidad de la Interrupción')
```

a diferencia del parrado anterior, este grafican los índices de confiabilidad para los puntos de entrega de cada elemento, es decir tres gráficas dividida en 6 partes cada una.

```
tiempo = (toc)/60;
%% Impresión de resultados
fprintf('          UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas\n');
fprintf('          Carrera de Ingeniería Eléctrica\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP.\n');
fprintf('          UNIDAD DE NEGOCIO STO. DOMINGO\n');
fprintf('\n');
fprintf('          AUTOR:\n');
fprintf('          LEYTON FERNANDO TACLE MORA\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('Tiempo de ejecución:          %d minutos\n', tiempo);
fprintf('Periodo de simulación:       %d años\n', t);
fprintf('Nivel de Confianza:          %d\n', p);
fprintf('Número de muestras:          %d\n', N);
fprintf('Porcentaje de error:         %d\n', e);
fprintf('\n');
fprintf('Resultados.-\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          T I          T II          T I y
II\n');
fprintf('U          %d          %d
%d\n', Ut11(1, length(At33)), Ut22(1, length(At33)), Ut33(1, length(At33)));
fprintf('A          %d          %d
%d\n', At11(1, length(At33)), At22(1, length(At33)), At33(1, length(At33)));
fprintf('Q          %d          %d
%d\n', Q11(1, length(At33)), Q22(1, length(At33)), Q33(1, length(At33)));
fprintf('R          %d          %d
%d\n', R11(1, length(At33)), R22(1, length(At33)), R33(1, length(At33)));
fprintf('FI         %d          %d
%d\n', FI11(1, length(At33)), FI22(1, length(At33)), FI33(1, length(At33)));
fprintf('DAI        %d          %d
%d\n', DAI11(1, length(At33)), DAI22(1, length(At33)), DAI33(1, length(At33)));
fprintf('DMI        %d          %d
%d\n', DMI11(1, length(At33)), DMI22(1, length(At33)), DMI33(1, length(At33)));
fprintf('CAI        %d          %d
%d\n', CAI11(1, length(At33)), CAI22(1, length(At33)), CAI33(1, length(At33)));
fprintf('EAI        %d          %d
%d\n', EAI11(1, length(At33)), EAI22(1, length(At33)), EAI33(1, length(At33)));
fprintf('SEIN       %d          %d
%d\n', SEIN11(1, length(At33)), SEIN22(1, length(At33)), SEIN33(1, length(At33)));
```

Esta última parte imprime en la pantalla de Matlab los resultados obtenidos en la última simulación de cada elemento, su tiempo de ejecución, número de muestras, periodo de simulación calculados con el nivel de confianza ingresado inicialmente.

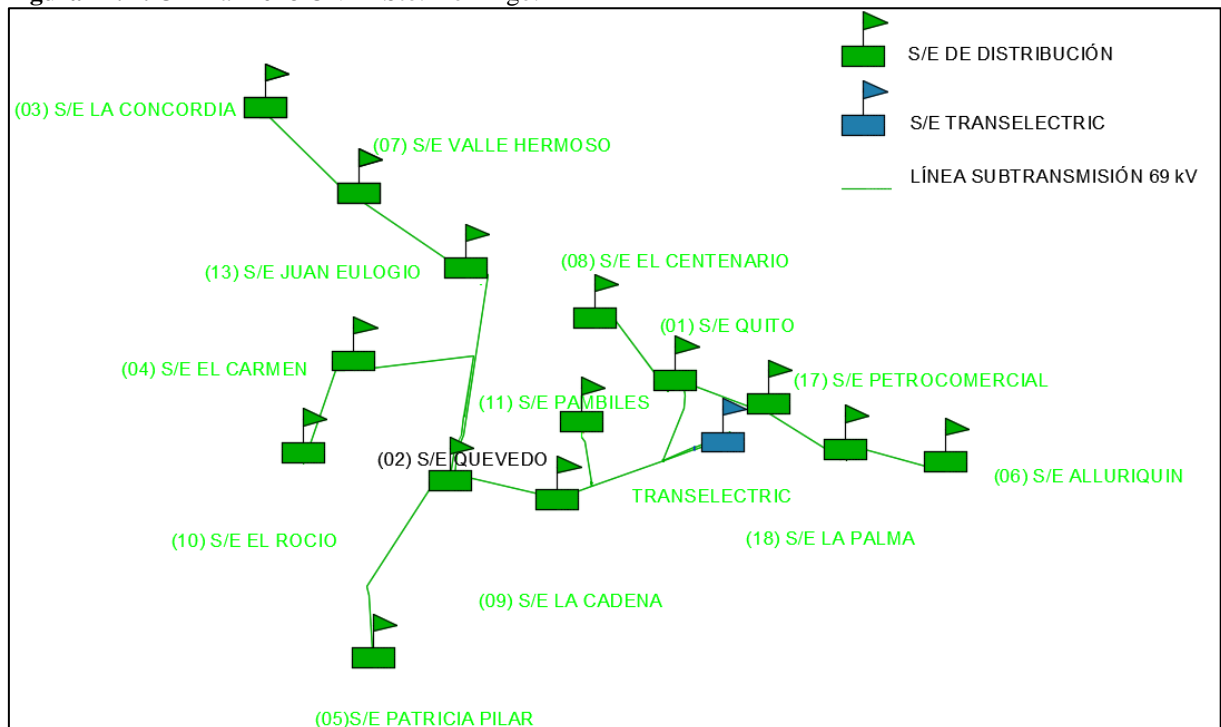
11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADO

11.1. Estado actual de CNEL EP U.N. Sto. Domingo.

El área de concesión de la empresa eléctrica CNEL EP. Sto. Domingo cuenta con dos puntos de conexión de donde se energiza su demanda, la primera desde la subestación de Transelectric Sto. Domingo y la segunda de la S/E de Chone las dos con niveles de voltaje de 138 kV en el lado primario y 69 kV en el secundario, al punto de conexión Chone se conectan las subestaciones Sesme, Jama y Pedernales, las dos primeras cuentan con dos transformadores el primero con una relación de transformación de 69kV/34,5kV y el segundo con 69kV/13,8kV a diferencia de la última con una relación de 69kV/13,8kV juntos con una potencia instalada de 40 MVA.

Cabe recalcar que en la S/E Transelectric Sto. Domingo existen dos posiciones (I y II) y hasta noviembre de 2018 se formaba un sistema radial a nivel de subtransmisión energizándose desde la posición I a las subestaciones Centenario, Quito, Alluriquin, Palma, Shopping como se observa en la figura 11.1; y desde la posición II a las subestaciones Cadena, Quevedo, Patricia Pilar, Arca, El Carmen, Rocío, Valle Hermoso, La Concordia; con una cargabilidad para la posición I de 30 % y para a posición II de un 70%, siendo la S/E Quevedo la que mayor carga tiene en toda el área de concesión.

Figura 11. 1. Unifilar 2018 CNEL Sto. Domingo.



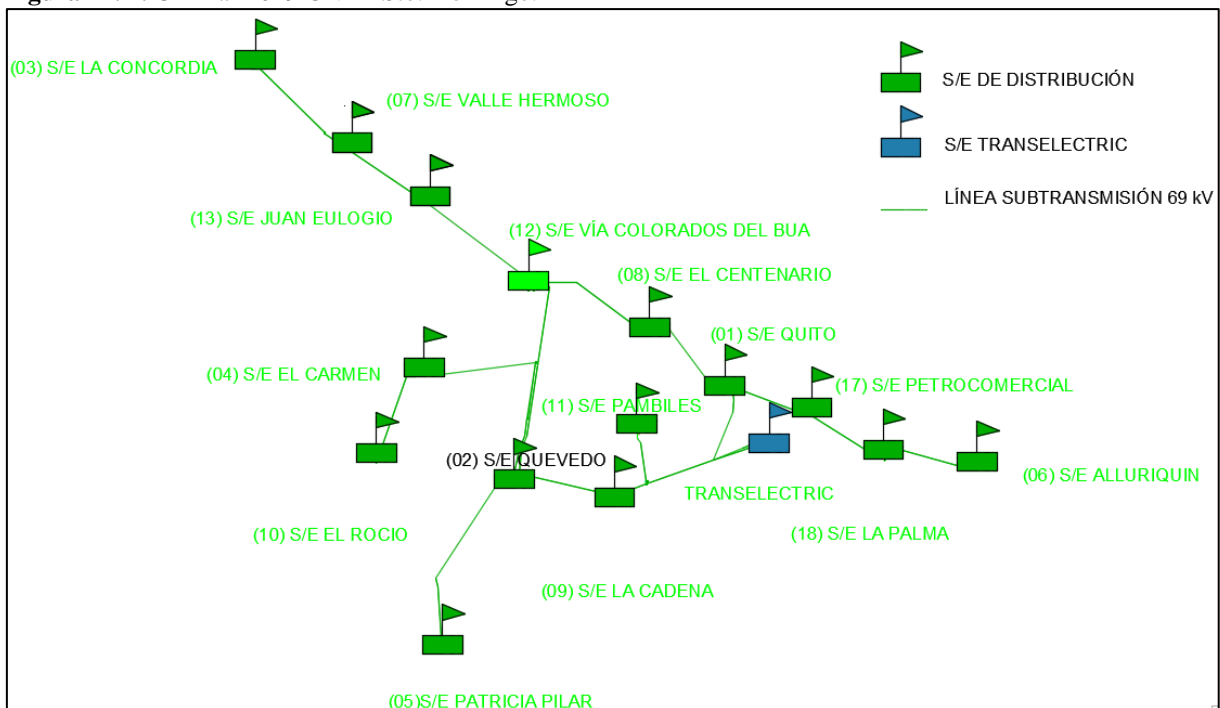
Fuente: El autor.

A partir de esta fecha ingresa una nueva subestación denominada Vía Colorados del Búa que sirve como bypass entre la subestación Quevedo y la subestación Valle Hermoso ver el 11.2 aliviando a la posición II de las últimas dos subestaciones, es decir la nueva configuración queda establecida de la siguiente manera:

Posición I (Centenario, Quito, Alluriquin, Palma, Shopping, Vía Colorados del Bua, Valle Hermoso y La Concordia)

Posición II (Cadena, Quevedo, Patricia Pilar, Arca, El Carmen y Rocío)

Figura 11. 2. Unifilar 2019 CNEL Sto. Domingo.



Fuente: El autor.

Aliviando de esta manera la posición II a un 55% y la posición dos con un 45% de la demanda total que suma una potencia instalada de 263,75 MVA.

Dicho lo anterior y con una base de datos de 6,25 años de registros históricos de la operación de los equipos en análisis se ha optado por considerar la configuración antigua para este estudio, debido a que los históricos comprenden ese periodo de tiempo y la operación de cada equipo fue en esa disposición (sistema de subtransmisión radial).

11.1.1. Subestación Quevedo

La subestación Quevedo forma parte de las 21 subestaciones propias y privadas que conforman el área de concesión de CNEL EP U.N. Sto. Domingo, la mencionada subestación se encuentra en la ciudad y suple la demanda de 35782 clientes con un a potencia instalada de 32,5 MVA.

Cuenta con una disposición de barra simple para la bahía de llegada 69 kV con 3 interruptores que permiten seccionar las líneas de subtransmisión que va a las S/E El Carmen y Vía colorados del bua en la configuración actual, pero en la antiguamente se lograba la apertura de la línea Balle Hermoso-La Concordia en lugar de la S/E incorporada últimamente, lo que centra en el análisis en la última configuración descrita.

Además, cuenta con dos transformadores el primero con una potencia de 20 MVA y el segundo con 12,5 MVA, ambos con una relación de transformación de 69 kV/13,8kV, con 5 alimentadores para el primero y 2 para el segundo.

11.2. Método de reducción de redes

11.2.1. Fallas en los equipos de la S/E Quevedo

En las tablas 11.1, 11.2, 11.3 y 11, 4 se detalla de manera resumida los eventos que han originado una falla para cada elemento que conforma la S/E Quevedo, el formato de registro de contingencias y fallas se encuentra en el anexo 1.

Tabla 11. 1.Resumen de fallas en L/ST.

Resumen de fallas en L/ST					
Nombre de la Línea		TOTAL NO PROGRAMADAS	Tiempo fuera de servicio (horas)	Potencia Sale (MW)	Potencia Entra (MW)
L/T Quevedo-Pat. Pilar		2	2,67	11,97	7,28
L/T Quevedo-El Carmen		1	0,15	9,00	7,80
L/T Quevedo-La concordia		9	25,88	126,30	96,57
L/T Quevedo-Transelectric	P2	18	15,12	656,94	559,36
	P1 y P2	6	4,73	377,36	335,00

Fuente: El autor.

Tabla 11. 2: Resumen fallas en interruptores de L/ST

Resumen de fallas en interruptores de L/ST					
Nombre del Interruptor.		TOTAL NO PROGRAMADAS	Tiempo fuera de servicio (horas)	Potencia Sale (MW)	Potencia Entra (MW)
Interruptor L/T Quevedo- Pat. Pilar (52L3)	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	0	0,00	0	0
Interruptor L/T Quevedo-El Carmen (52L2)	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	0	0,00	0	0
Interruptor L/T Quevedo-La concordia (52L1)	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	2,00	5,48	22,40	17,90
Interruptor L/T Quevedo- Transelectric P2 (52L0)	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	1,00	0,08	43,00	23,00

Fuente: El autor.

Cabe mencionar que los casilleros con espacios vacíos no registran fallas con tiempos mayores a tres minutos, por lo que se opta con tomar valores promedio directamente para tasas de falla, tomados del IEEE GOLD BOOK [8].

En cuanto a líneas de subtransmisión descrito en la tabla 11.1 se registra mayor cantidad de fallas en la línea Quevedo-Transelectric P2, por contar con un solo disyuntor en la posición II y no en la S/E Quevedo que permita aislar esta línea en falla y conectarse desde otro punto, es decir si falla esta línea falla en cascada toda la posición II involucrando a al S/E Quevedo, en la tabla 11.2 se observa que el interruptor P2 (52L0) es el que mayor cantidad de falla tienes a comparación del (52L1), pero.

Tabla 11. 3:Resumen de fallas en los interruptores de los Transformadores.

Resumen de fallas en los interruptores de los Transformadores					
Nombre del Interruptor.		TOTAL NO PROGRAMADAS	Tiempo fuera de servicio (horas)	Potencia Entra (MW)	Potencia Sale (MW)
Interruptor 52A1	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	0,00	0,00	0,00	0,00
Interruptor 52B1	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	0,00	0,00	0,00	0,00
Interruptor 52A2	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	1,00	0,17	9,46	7,78
Interruptor 52B2	Apertura o cierre bloqueado (falla del interruptor)	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: El autor.

En las tablas 11.3 y 11.4 se detallan las fallas en los disyuntores y los transformadores asociados a estos respectivamente, al igual que en el caso de los disyuntores de las líneas de subtransmisión hay casos que no se registran fallas con tiempos sostenidos mayores a tres minutos, porque se toman las mismas medidas.

Tabla 11. 4:Resumen de fallas en los Transformadores.

Resumen de fallas en los Transformadores				
Nombre del Transformador	TOTAL, NO PROGRAMADAS	Tiempo fuera de servicio (horas)	Potencia Sale (MW)	Potencia Entra (MW)
Transformador I (16/20 MVA)	3,0	0,62	28,40	26,50
Transformador II (10/15.5 MVA)	2,0	0,68	7,50	6,60
Barra 69 kV	0,0	0,00	0,00	0,00
Barra 13.8 kV	1,0	0,07	13,90	12,70

Fuente: El autor.

11.2.2. Indicadores de confiabilidad por equipo

En las tablas 11.5, 11.6, 11.7 se detallan los índices de confiabilidad orientados a la calidad de servicio de cada equipo, de la tabla 11.5 se ha corroborado que la mayor cantidad de fallas tiene el disyuntor que secciona la línea Quevedo-La concordia (52L1) a comparación con el disyuntor P2 (52L0) que secciona la línea Quevedo-Transelectric, de lo cual se determina una tasa de falla de 0,043 y 0,0088 respectivamente para cada elemento.

Tabla 11. 5: Indicadores de confiabilidad en disyuntores de L/ST

Disyuntores L/ST		
	Interruptor L/T Quevedo-La concordia (52L1)	Interruptor L/T Quevedo-Transelectric P2 (52L0)
λ (f/año)	0,043010753	0,00888889
μ (r/año)	2130,091185	70080,0000
m (MTTF)	23,25000000	112,500000
r (MTTR)	0,000469463	1,4269E-05
MTBF	23,25046946	112,500014
A	0,999979808	0,99999987
U	2,01916e-05	1,2684e-07

Fuente: El autor.

Para el caso de la disponibilidad forzada se tienen valores altos puesto que si las tasas de falla fueren superiores a la unidad este indicador tiende a disminuir.

Para determinar la confiabilidad se consideró como fuentes de energías la S/E transelectric que interconectan a la S/E Quevedo a través de las líneas Quevedo-La concordia y Quevedo-Transelectric, junto con sus disyuntores.

La parte importante y compleja de encontrar los índices de confiabilidad es la subestación radica en determinar las tasas de falla y reparación de cada componente, para ello se debe seguir la metodología de reducción de redes planteada el en inciso anterior.

De la tabla 11.6 se puede concluir que la tasa de falla mayor hace referencia a la línea Quevedo-Transelectric puesto que es la línea de donde se energiza a la mayor parte de la demanda puesto que al ocurrir una falla en esta línea la mayor parte del área de concesión se queda sin servicio eléctrico la privacidad de falla aumenta considerando que es un sistema radial.

Tabla 11. 6:Indicadores de confiabilidad en L/ST

Líneas de Subtransmisión				
	L/T Quevedo- Pat. Pilar	L/T Quevedo- El Carmen	L/T Quevedo- La concordia	L/T Quevedo- Transelectric
				P2
N° Equipos salen de servicio	11	13	30	80
λ (f/año)	0,121200000	0,05130000	0,20000000	0,15000000
μ (r/año)	4380,000000	38933,3333	416,142100	6953,91400
m (MTTF)	8,250000000	19,500000	5,00000000	6,66666667
r (MTTR)	0,000228311	2,5685E-05	0,00240303	0,00014380
MTBF	8,250228311	19,5000257	5,00240303	6,66681047
A	0,999972327	0,99999868	0,99951963	0,99997843
U	2,76732E-05	1,3172E-06	0,00048037	2,157E-05

Fuente: El autor.

Además, se tiene una tasa de falla alta para la línea Quevedo-La Concordia, una de las principales causas de falla en esta línea es la vegetación, abarca una longitud muy grande teniendo a su paso terrenos irregulares con este inconveniente, otra de las causas de desconexión es para su mantenimiento o desbroce de maleza.

Tabla 11. 7:Indicadores de confiabilidad en Transformadores.

Transformadores								
	T I	T II	Interruptor 52A1	Interruptor 52B1	Interruptor 52A2	Interruptor 52B2	Barra 69 kV	Barra 13.8 kV
λ (f/año)	0,666666667	0,444444444	0,01760000	0,01760000	0,33333333	0,33333333	0,01760000	0,66666667
μ (r/año)	28410,81081	17092,6829	0,09433962	0,09433962	36500,0000	36500,0000	0,09433962	205312,500
m (MTTF)	1,500000000	2,25000000	56,8181818	56,8181818	3,00000000	3,00000000	56,8181818	1,500000000
r (MTTR)	3,51979E-05	5,8505E-05	10,6000000	10,6000000	2,7397E-05	2,7397E-05	10,6000000	4,8706E-06
MTBF	2,000000000	2,2500585	67,4181818	67,4181818	3,00002740	3,00002740	67,4181818	1,50000487
A	0,999976535	0,99997400	0,84277238	0,84277238	0,99999087	0,99999087	0,84277238	0,99999675
U	2,34647E-05	2,6001E-05	0,15722762	0,15722762	9,1323E-06	9,1323E-06	0,15722762	3,2471E-06

Fuente: El autor.

En la tabla 11.7 por otra parte se visualiza de manera resumida los índices de confiabilidad, a partir de aquí se puede aplicar la metodología de reducción de bloques para encontrar las probabilidades de operación y falla en las barras de 13,8 kV, como se ha mencionado anteriormente para los equipos que no se disponga de registros de falla se toma de la normativa IEEE 1366-2003 [9], tal es el caso para los elementos que se detallan a continuación:

- **Interruptor 52A1**
- **Interruptor 52B1**
- **Barra 69 kV**

Por tanto, se puede observar que los equipos con mayor tasa de falla e indisponibilidad forzada tiene son los mencionados. Para la barra de 13,8 kV del transformador I se consideró las mismas tasas de falla y reparación que para la barra de 13,8 kV del transformador II puesto que no se registraron datos de falla para este último.

11.2.3. Indicadores de confiabilidad de la S/E en el punto de entrega barras de 13,8 kV

Para determinar la disponibilidad e indisponibilidad forzadas en las barras de 13,8 kV en el transformado I se consideró un sistema serie reducido siguiendo los pasos que se muestran en el anexo 4 despreciando la rama del transformador II, de manera similar para la barra del transformador II, adicionalmente se consideró idóneo interconectar las dos barras de cada transformador y determinar los mismos índices en tal punto dando como resultado una disponibilidad forzada mucho más alta.

Tabla 11. 8:Indicadores de confiabilidad totales.

Indicadores	Tafo I	Tafo II	Trafo I y II
λ (f/año)	1,702000000	1,47970000	0,60477770
μ (r/año)	4,560966912	3,96541876	2,73187195
m (MTTF)	0,587560805	0,67579929	1,65350013
r (MTTR)	0,219251755	0,25218018	0,36604937
MTBF	0,80681256	0,92797946	2,0195495
A	0,728249452	0,72824811	0,81874702
U	0,271750548	0,27175189	0,18125298
FI (Interrupción/año)	4,497354497	4,475254475	4,807692308
DAI (h)	6,300000000	6,300000000	6,25000000

Indicadores	Tafo I	Tafo II	Trafo I y II
DMI (h)	1,3897059000	1,3965686000	1,300000000
CAI (MW)	117,85013230	115,54369950	117,7500000
EAI (MWh)	1765,1846715	1755,0505375	1734,825531
SEIN	110,71847650	279,50225150	86,72046362

Fuente: El autor.

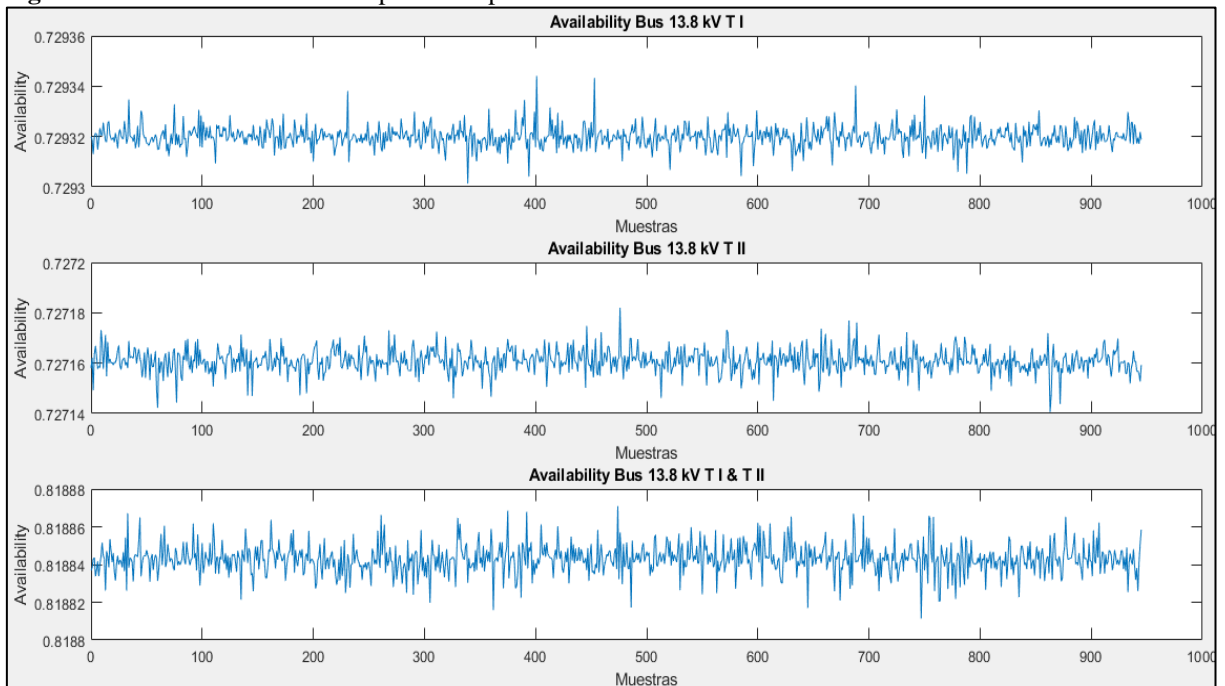
Como se observa en la tabla 11.8 los índices de confiabilidad de en barras de 13,8 kV para los dos transformadores son similares ya que las tasas de falla y reparación son idénticas para cada elemento por los expuesto anteriormente, solo difieren en los transformadores, al interconectar las barras de 13.8 kV de cada transformador la confiabilidad incrementa y los índices orientados a la carga disminuyen, esto debido a que los elementos se encuentran en paralelo y su disponibilidad e indisponibilidad forzada son similares, hecho que se puede contrastar con los resultados de la severidad de interrupción siendo solamente de 86,72 para el caso de barras interconectadas.

11.3. Simulación de Monte Carlo

Para el caso de la simulación de monte Carlo se ha considerado ingresar un límite de confianza de 90% para obtener un error de 0,0655 % y un periodo de análisis de 6,25 años con la finalidad de corroborar los resultados con la aplicación del método anterior; se sabe que el comportamiento de variables generadas aleatoriamente es caótico por ejemplo al graficar la disponibilidad forzada para un elemento vs el tamaño de la muestra o número de simulaciones se tiene como resultado la figura 11.1 variando entre 0,81886 y 0,81882 en el caso de la interconexión de las dos barras de 13,8 kV, en este caso no es posible determinar con certeza el resultado que se adapte a las necesidades de este estudio.

Caso que se puede solucionar aplicando la ecuación 10.10, pero es aquí donde se debe tener cuidado, que de ello depende encontrar el resultado más probable; lo que se debe hacer es tomar el resultado de la suma de la iteración i considerando sus resultados anteriores y dividirlo para la cantidad de simulaciones es decir para i .

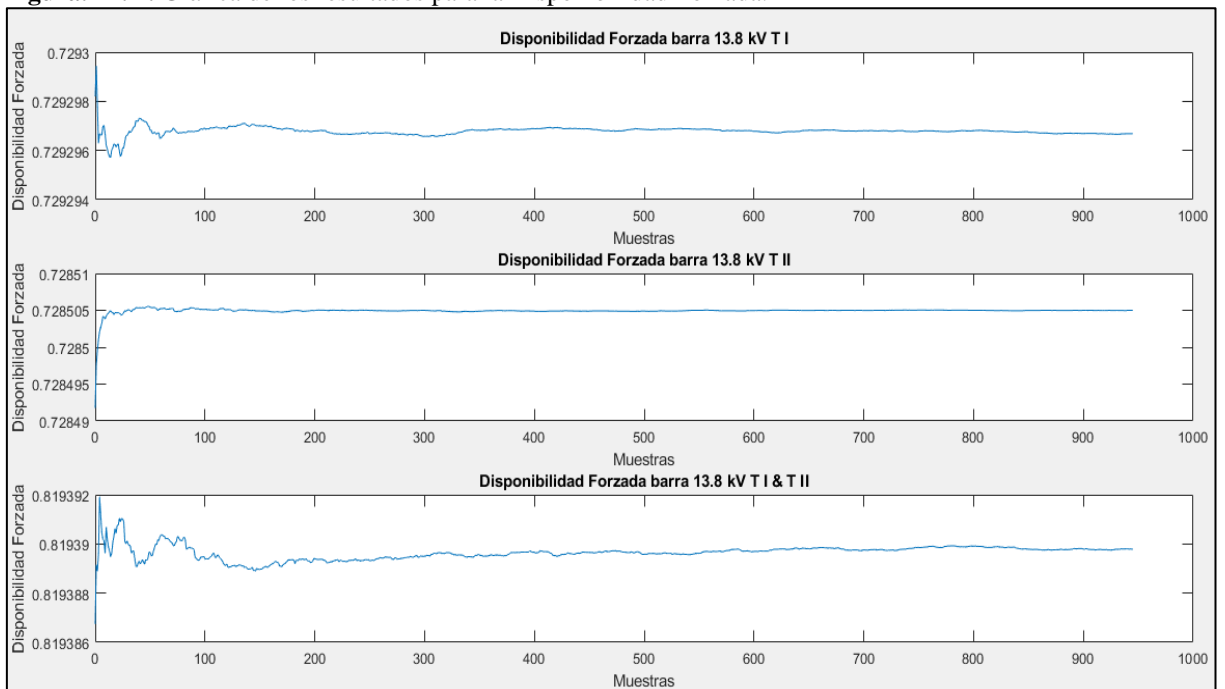
Figura. 11. 3. Resultados caóticos para la disponibilidad forzada.



Fuente: El autor.

Luego de aplicar el criterio establecido anteriormente para determinar la media aritmética se tiene como resultado las gráficas de la figura 11.2, en donde si se podrá concluir un resultado que no tienda comportarse de forma caótica.

Figura. 11. 4. Gráfica de los resultados para la Disponibilidad Forzada.



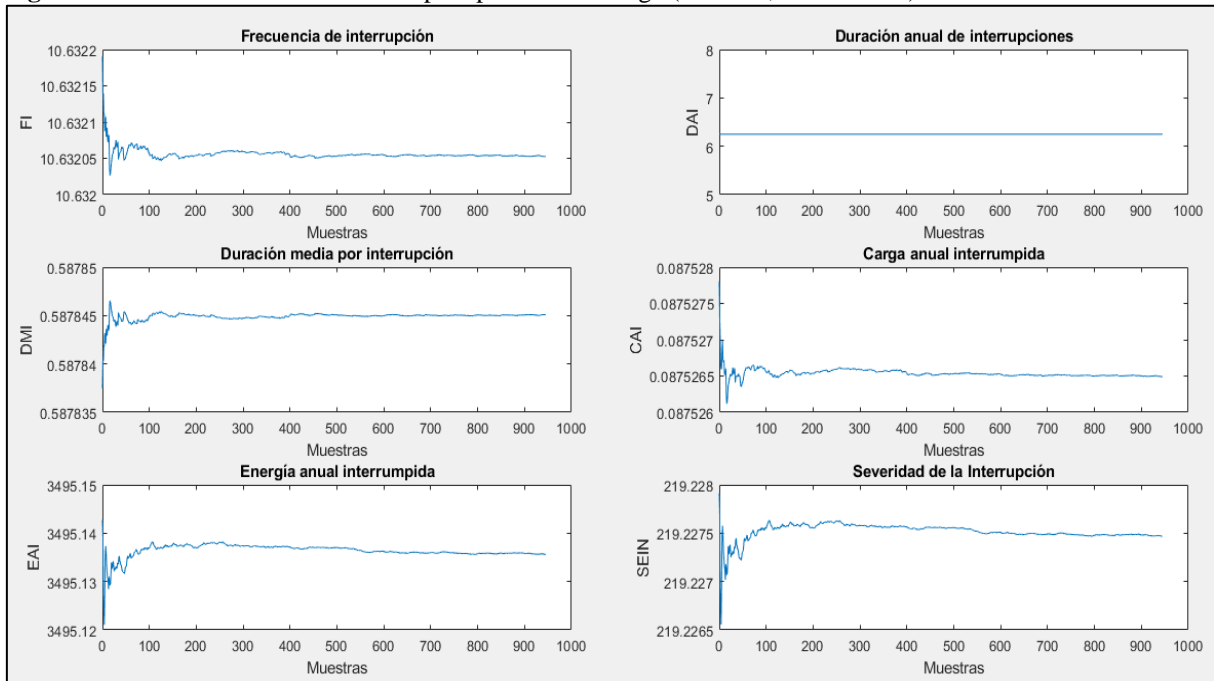
Fuente: El autor.

En la figura 11.2 se puede observar los resultados de la simulación de Monte Carlo para la disponibilidad forzada, para el caso de la barra 13,8 kV del transformador I se tiene que existe

un comportamiento muy aleatorio en las primeras 100 simulaciones y apenas se empieza a estabilizar a partir de la simulación número 700, de manera similar se observa el comportamiento de la disponibilidad forzada en la barra del transformador II, siendo lógico porque sus tasas de falla y reparación son similares solo difieren en cada transformador.

Para el caso de las barras interconectadas se observa que las variaciones para cada simulación se prolongan y apenas en la muestra 700 tiende a estabilizarse y dando como resultado 0,8188430 en la iteración 946.

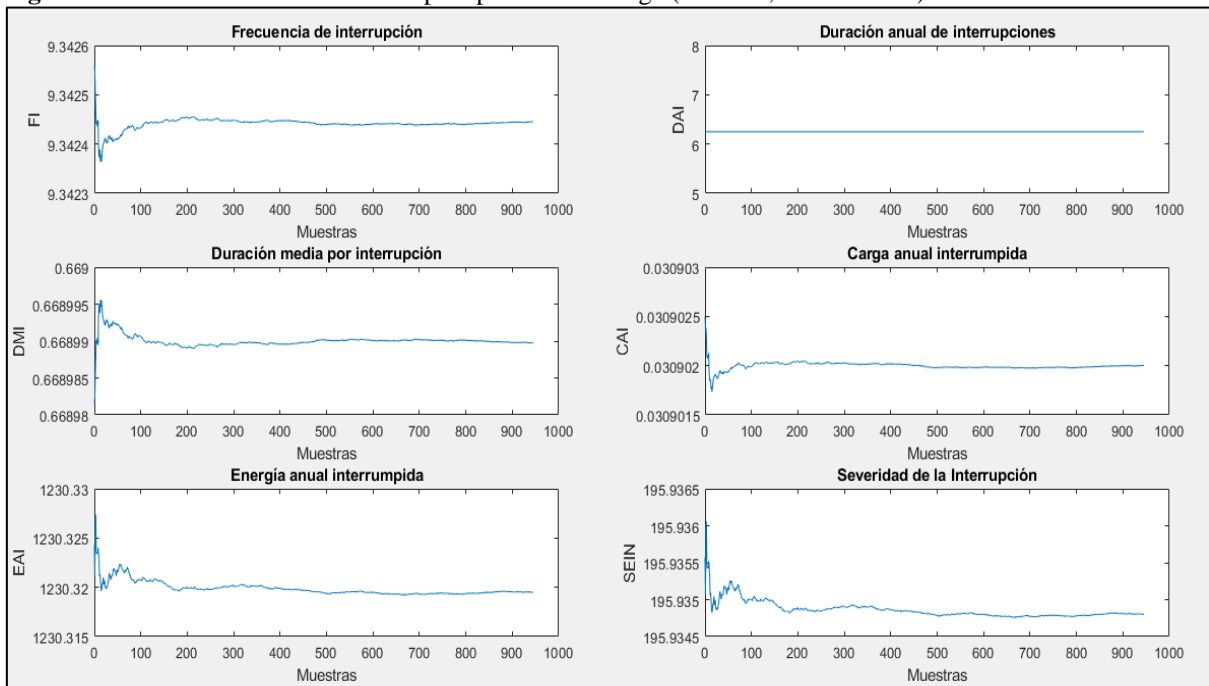
Figura. 11. 5. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafo I)



Fuente: El autor.

En la figura 11.3 se establecen de manera gráfica los principales índices de confiabilidad para los puntos de entrega, es decir barras de llegada 69 kV o 13,8 kV, para este caso se a escogido 13,8 kV puesto que resultará beneficioso cuando se estudie la confiabilidad de los alimentadores de la S/E, para la mayoría de índices se observa un comportamiento aleatorio hasta la iteración 200 y es a partir de aquí cuando se empieza a estabilizar, a diferencia del DAI que se mantiene constante para cada simulación puesto que el periodo de análisis son 6, 25 años y considerando la ecuación 8.16 prácticamente se divide para su propia media aritmética, dicho esto cada DAI se comporta de manera similar para todos los componentes tal y como se observa en los gráficos siguientes; además cada uno de estos 6 índices determinados en la barras del transformador I se comportan de manera similar que los que se grafican de la barra de 13,8 kV del transformador II y se observa en la figura 11.4.

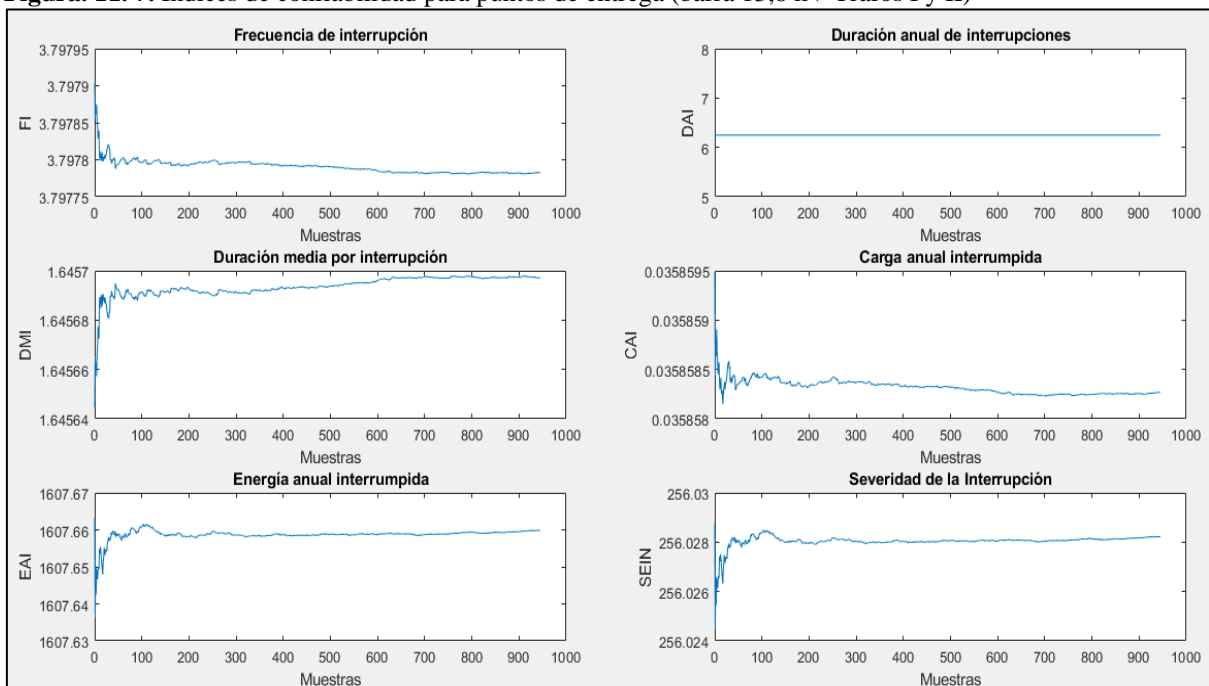
Figura. 11. 6. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafo II)



Fuente: El autor.

En la figura 11.5 se observa el comportamiento de estos índices para el caso de la interconexión entre las dos barras de 13,8 kV, es aquí donde se encuentra un comportamiento mucho más caótico que para los casos anteriores siendo la iteración 800 en donde empiezan a estabilizarse. Los resultados más aproximados de cada índice de confiabilidades se detallan más adelante.

Figura. 11. 7. Índices de confiabilidad para puntos de entrega (barra 13,8 kV Trafos I y II)



Fuente: El autor.

Para el caso del DMI se observa que no se estabiliza en la iteración 946 dando un error más alto, puesto que requiere un número de iteraciones mucho mayor, a continuación, se encuentran detallados los resultados para la última iteración para cada elemento.

Tiempo de ejecución: 7.606861e+00 minutos
 Periodo de simulación: 6.250000e+00 años
 Nivel de Confianza: 90
 Número de muestras: 946
 Porcentaje de error: 6.552157e-02
 Resultados. -

	T I	T II	T I y II
U	2.706801e-01	2.728392e-01	1.811570e-01
A	7.293199e-01	7.271608e-01	8.188430e-01
Q	2.706801e-01	2.728392e-01	1.811570e-01
R	7.293199e-01	7.271608e-01	8.188430e-01
FI	1.063205e+01	9.342445e+00	3.797782e+00
DAI	6.250000e+00	6.250000e+00	6.250000e+00
DMI	5.878451e-01	6.689897e-01	1.645697e+00
CAI	8.752649e-02	3.090200e-02	3.585826e-02
EAI	3.495136e+03	1.230319e+03	1.607660e+03
SEIN	2.192275e+02	1.959348e+02	2.560282e+02

Tal y como se puede apreciar, los resultados para U, A, Q, y R de la última iteración (946) son muy similares a los calculados de manera analítica por el método de reducción de redes, variando una pequeña cantidad en la siguiente tabla se realiza una comparación de cada resultado.

Tabla 11. 9. Comparación de los resultados obtenidos.

Indicadores	Método de reducción de redes			Simulación de Monte Carlo		
	Tafo I	Tafo II	Trafo I y II	Tafo I	Tafo II	Trafo I y II
A	0,728249452	0,728248110	0,818747020	7,293199e-01	7,271608e-01	8,188430e-01
U	0,271750548	0,271751890	0,181252980	2,706801e -01	2,728392e-01	1,811570e-01
FI (Interrupción/año)	4,497354497	4,475254475	4,807692308	1,063205e+01	9,342445000	3,797782000
DAI (h)	6,300000000	6,300000000	6,250000000	6,250000000	6,250000000	6,250000000
DMI (h)	1,389705900	1,396568600	1,300000000	5,878451e-01	6,689897e-01	1,645697000
CAI (MW)	117,8501323	115,54369950	117,7500000	8,752649e-02	3,090200e-02	3,585826e-02
EAI (MWh)	1765,184671	1755,0505375	1734,825531	3,495136e+03	1,230319e+03	1,607660e+03
SEIN	110,7184765	279,50225150	86,72046362	2,192275e+02	1,959348e+02	2,560282e+02

Fuente: El autor

Las variaciones para los otros índices son más grandes pero no muy alejadas del cálculo determinístico puesto que para la simulación de Monte Carlo se toman valores de potencias al azar de una base de datos que comprende desde enero de 2013 hasta abril de 2019, por ejemplo para el cálculo de CAI por el método determinístico se consideró la potencia registradas en este instante de tiempo, diferente a la simulación de Monte Carlo que toma un valor de cualquier año siempre y cuando esté en el rango establecido anteriormente.

Los resultados finales de la simulación de Monte Carlo serían más probables de ocurrir puesto que se acerca más a la realidad, tomando valores aleatorios para tiempos de operación, falla y de igual manera para las potencias de carga de cada transformador, ya que en la práctica no se mantienen constantes.

Hecho que se puede constatar calculado el precio de la energía no servida con los resultados de la simulación para los dos casos (barras de 13,8 kV independientes y con interconexión) considerando un precio por kWh de 0,1 \$ para la energía subsidiada cuando es suministrada normalmente y 1,5 \$ en el caso de energía no suministrada. Por tanto, los resultados obtenidos en la siguiente tabla son altos, al contar con una alta cantidad de energía media interrumpida y su coste de igual manera elevado.

Tabla 11. 10. Precio de la Energía Anual Interrumpida.

Método		EAI (MWh)	Costo (Millones de \$)
Método de reducción de redes	T I	1765,1846715	2,64777701
	T II	1755,0505375	2,63257581
	T I y T II	1734,8255310	2,60223830
Método de Simulación de Monte Carlo	T I	3495,1360000	5,24270400
	T II	1230,3190000	1,84547850
	T I y T II	1607,6600000	2,41149000

Fuente: El autor

De la tabla anterior se puede deducir que a interconexión de barras a nivel de 13,8 kV incrementa notablemente la confiabilidad, los índices orientados a la carga del punto de entrega en mención se reducen dando como resultado un costo por energía no suministrada menor, es notable también que el único elemento que incrementa casi el doble su Energía Anual Interrumpida es la barra del primer, puesto que es el que energiza la mayor parte de la carga de la subestación, en el caso del transformador II y en la interconexión de las barras no se observan cambios muy pronunciados transformador a comparación del método de reducción de redes.

Los costos aproximados para la implementación del disyuntor de 69 kV y sus equipos adicionales para la línea Transelectric posición II y la S/E Quevedo se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 11. 11. Costo para implementar un nuevo Interruptor de 69 kV.

Descripción	Costo (\$)
Interruptor y accesorios	61000
Tablero de control	20000
Medidor	17000
Relé de protección y control	10000
Seccionador de línea	11000
Seccionador de tierra	11000
Seccionador bypass	11000
Total	141000

Fuente: Centro de Operaciones CNEL EP Sto. Domingo.

Siendo un costo total de \$141000 dólares, considerando el costo de la energía media interrumpida aproximadamente de 8,088 millones de dólares, entonces económicamente, es factible implementarlo; además considerando que se interconectan las barras de 13,8 kV se puede reducir el indicador EAI por tanto se puede recuperar mucho más rápido la inversión para este caso, a diferencia de la implementación del nuevo interruptor.

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El resultado de la evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico depende en su mayoría de qué técnica o método de análisis que se utilice, puesto que son eventos aleatorios; es evidente que cuando se utilice un método determinístico el resultado puede variar para las metodologías propuestas, enfatizando que estas variaciones son pequeñas, por otra parte cuando se utiliza una técnica estocástica por ejemplo la simulación de Monte Carlo los resultados tienden a ser más precisos por ejemplo para la disponibilidad forzada la variación es de 0,002 en promedio por el mismo hecho que el método genera probabilidades aleatorias para la indisponibilidad forzada y con ello determina los tiempos de falla para cada equipo.
- Los datos considerados para el estudio fueron sometidos a un proceso de clasificación tomando como prioridad las interrupciones no programadas con tiempos mayores a tres minutos según establece la regulación ARCONEL 005/18, puesto que permitió mejorar la veracidad de la información, considerando que en algunos casos las fallas que ocasionan que la subestación salga de servicio son transitorias es decir el tiempo de desconexión es pequeño y el usuario final no sufre mayor inconveniente, dato que se puede corroborar observando la severidad de interrupción para cada caso, dando como mayor incide de SEIN en las barras de 13,8 kV del transformador I, siendo el que más se ve afectado puesto que suministra de energía a la mayor parte de la carga de la subestación Quevedo.
- La técnica que usó para evaluar la confiabilidad de la subestación de manera determinística fue la que mejor se adaptó a su configuración; reducción de redes aparte de ser una técnica determinística es muy robusta, permite aproximar una tasa de falla y una tasa de reparación de la subestación en su conjunto a un equivalente serie o paralelo, ofrece la ventaja de determinar los índices de confiabilidad asumiéndose como un solo bloque, es decir se pudo determinar los indicadores de confiabilidad asumiendo que se tiene un solo elemento en la subestación, siendo rápida y eficaz.
- Los resultados obtenidos por la metodología anterior son corroborados mediante la simulación de Monte Carlo, dando pequeñas variaciones para la disponibilidad A, indisponibilidad U y su probabilidad de operación y falla, puesto que el periodo de simulación es el mismo, 6,25 años; la variaciones más pronunciadas se tiene para el caso del indicador EAI en el transformador I, siendo casi el doble; pero en el caso del transformador II y la interconexión de las barras de 13,8 kV no sufre variaciones más allá del 10 %, puesto

que la carga es pequeña para el primer caso y la confiabilidad del sistema aumenta en el segundo caso.

- La inversión necesaria para implementar un nuevo interruptor puede recuperarse rápidamente; en consecuencia al reducir la energía anual interrumpida se incrementa la continuidad del servicio eléctrico, además considerando un costo equivale a este, para la conexión de las barras de 13,8 kV de cada transformador, la inversión se puede recuperar mucho más rápido puesto que el sistema de distribución es donde la mayor parte del tiempo ocurren las fallas, y en ciertas ocasiones hacen que los interruptores de cada transformador se bloqueen haciendo que el mismo falle, visto de esta manera y con la finalidad de incrementar la confiabilidad de la S/E, es necesario su implementación.

Recomendaciones

- Es recomendable determinar la confiabilidad de un sistema eléctrico usando al menos dos técnicas que permita corroborar los resultados del estudio; se sabe que por el hecho de ser técnicas que utilizan probabilidad los resultados serán diferentes, pero no deben ser muy distantes unos de otros, a su vez de manera didáctica se puede usar diferentes distribuciones de probabilidad con la finalidad de observar las variaciones que se tiene al evaluar y pronosticar la probabilidad de falla y operación en los equipos de para un periodo de tiempo.
- El registro de información es importante puesto que de ello depende que los resultados del estudio sean lo más cercanos a la realidad, sin embargo cuando se tiene información incompleta se limita el estudio, a su vez las técnicas para evaluar confiabilidad no son aprovechadas, por tal motivo es recomendable ampliar a detalle el registro de la información por ejemplo se debería registrar el tiempo que ha durado la falla, tiempo que ha transcurrido hasta encontrar la falla, tiempo que se tardó el equipo de trabajo en reparar la falla, tiempo destinado a los mantenimientos. Además, se debería tener en cuenta que al registrar la información se la haga considerando los tiempos reales que ha durado el proceso desde la falla hasta su restablecimiento, evitando colocar tiempos de falla menores a tres minutos con la finalidad de evitar sanciones por parte de los organismos operadores y reguladores del sector eléctrico.
- Los resultados que arrojó este estudio abre nuevas brechas para continuar el proceso de evaluación de la confiabilidad en el sistema eléctrico se CNEL EP U.N. Sto. Domingo, puesto que ya se tiene una tasa de falla, sobre todo la probabilidad de falla y operación en las barras de 13,8 kV facilitando el análisis para los alimentadores, además algunos de los índices de confiabilidad fueron calculados en el punto de entrega es decir en la barra de 69

kV, facilitando el estudio en el sistema de subtransmisión y las demás S/E; para el caso del sistema de subtransmisión es recomendable usar técnicas estocásticas, puesto que si se lo hace con técnicas determinísticas se tiene que determinar las tasas de falla y operación antes de empezar a evaluar la confiabilidad, a diferencia de las técnicas estocásticas que generan estas tasas de manera aleatoria, considerando la naturaleza aleatoria de las fallas.

- Tal y como se ha visto la simulación de Monte Carlo es una técnica sumamente robusta y permite simular un sistema eléctrico complejo, acercándose a su comportamiento real; tomando como referencia los resultados obtenidos se puede recomendar que implementando un interruptor para la línea de 69 kV Transelectric – Quevedo se puede reducir la ocurrencia de fallas en la subestación analizada; además considerando un sistema radial el equipo con mayor ocurrencia de fallas es la línea de subtransmisión Quevedo-La Concordia a consecuencia de la vegetación que provoca fallas en su mayoría monofásicas a tierra, además sus propias fallas sumadas con las de la línea de subtransmisión Translectric – Quevedo da como resultado una confiabilidad muy baja, dicho esto se considera importante realizar un plan de mantenimientos periódicos que permita simplificar este indicador de confiabilidad para la línea en mención.
- Cabe recalcar que los resultados de esta tesis se obtuvieron analizando la S/E Quevedo, pero se puede continuar con un análisis mucho más profundo determinando la confiabilidad del sistema de subtransmisión en conjunto, aplicando la metodología propuesta; generando fallas aleatorias en distintos puntos del sistema, evaluándolo para diferentes puntos de carga, es decir aplicando flujos de potencia probabilísticos o estocásticos; una alternativa para ello sería usar la herramienta de MATLAB conocida como MATPOWER.

13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Baeza G., J. Rodríguez P. y J. L. Hernández S, «EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN,» *REVISTA FACULTAD DE INGENIERÍA, U.T.A. (CHILE)*, vol. XI, nº 1, pp. 33-39, 2003.
- [2] C. F. Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión, vol. II, Medellín: HMV Ingenieros, 1991.
- [3] I. Gondres Torné, R. Báez Prieto, S. Lajes Choy y A. Castillo Serpa, «Determinación de la confiabilidad en interruptores de potencia: caso de estudio,» *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 21, nº 2, pp. 271-278, 2013.
- [4] M.-y. Chow y L. S. Taylor, Analysis and prevention of animal-caused faults in power distribution systems, vol. V, *IEEE Trans. Power Delivery*, 1996, pp. 995-1001.
- [5] S. R. Gilligan, method for estimating the reliability of distribution circuits, vol. VII, *IEEE Trans. Power Delivery*, 1992, pp. 694-698.
- [6] J. J. Meeuwsen, W. L. Kling y W. A. G. A. Ploem, The influence of 8] J. J. Meeuwsen, W. L. Kling, and W. A. G. A. Ploem, “The influence of systems in distribution systems, vol. XII, *IEEE Trans. Power Delivery*, 1997, pp. 125-133.
- [7] ARCONEL, «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica,» *Regulación 005/18*, 2018.
- [8] I. S. 4.-1. (. G. Book), *IEEE Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [9] I. S. 1366-2003, *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, 2003.
- [10] A. A. Chowdhury y D. O. Koval, *POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY, Practical Methods and Applications*, Canada: John Wiley & Sons, Inc., 2009, pp. 2-3.

- [11] L. R. Singuenza Alvarado y B. F. Zuñiga Santilla, «Análisis de confiabilidad de la Subestación Pascuales vista desde los elementos primarios,» ESPOL, Guayaquil, 2011.
- [12] J. L. Zaruma Villamarín y D. A. Blacio Loaiza, «ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.,» UNIVERSIDAD DE CUENCA, Cuenca, 2012.
- [13] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, vol. II, New York: Taylor & Francis Group, 2009, p. 1.
- [14] G. A. Gómez Ramírez, «Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,» *Tecnología en Marcha.*, vol. 29, n° 2, pp. 3-13, 2016.
- [15] B. Roy y A. Ronald N., *Reliability Evaluation of Power Systems*, vol. II, New York: Springer Science+Business Media, 1992, pp. 11-12.
- [16] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christic, S. S. Venkata y R. Fletcher, «Distribution System Reliability Assessment Distribution System Reliability Assessment,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. XI, n° 4, pp. 1929-1934, 1996.
- [17] C. J. ZAPATA y V. D. GÓMEZ, «VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS UTILIZANDO SIMULACIÓN DE MONTECARLO,» *Scientia et Technica*, vol. XII, n° 32, pp. 67-72, Diciembre 2006.
- [18] A. GARCÉS, O. GÓMEZ CARMONA y A. GONZÁLEZ ARIAS, «MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS,» *Scientia et Technica*, vol. XIV, n° 38, pp. 59-64, 2008.
- [19] I. Gondres Torné, R. Báez Prieto, S. Lajes Choy y A. d. C. Serpa, «Determinación de la confiabilidad en interruptores de potencia: caso de estudio,» *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. XXI, n° 2, pp. 271-278, 2013.
- [20] L. Gregory, *Computational Intelligence in Reliability Engineering, Evolutionary Techniques in Reliability Analysis and Optimization*, Haifa: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007, p. 237.

- [21] H. Hashemi-Dezaki, H. Askarian-Abyaneh y H. Haeri-Khiavi, «Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS),» *Journal of Applied Research and Technology*, vol. XIII, n° 3, pp. 416-424, 2015.
- [22] Y. Salgado Duarte y A. M. delCastillo Serpa, «Método heurístico para la evaluación de la confiabilidad en un subsistema de líneas de transmisión,» *Ingeniería Energética*, vol. XXXVII, n° 1, pp. 3-14, 2016.
- [23] D. Viteri Toquica, C. Garzón Bustos y A. Narváez Cubillos, «Análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas tipo maniobra implementando el transformador de tensión con núcleo de potencia.,» *Ingeniería*, vol. XXII, n° 1, pp. 1-19, 2016.
- [24] G. A. Segura Bovea, «Propuesta de mejora de la confiabilidad en la Subestación 2 de Julio asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla,» Universidad de la Costa, Barranquilla, 2018.
- [25] L. A. Chusin Cayo y B. S. Escobar Guanoluisa, «Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con penetración de Generación Distribuida,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2015.
- [26] A. Gonzalez Arias, «Mejoramiento de a Configuración en Sistemas de Distribución mediante reconfiguración de Circuitos Primarios,» Universidad Tecnológica de Pereira, Perira, 2007.
- [27] L. C. Piñeros Vergara y D. A. Castaño Alzate, «Estudio de Confiabilidad del sistema de Distribución de Pererira usando el método de Simulación de Monte Carlo,» Universidad Tecnológica de Pererira, Pereira, 2003.
- [28] D. A. Gutiérrez Rodas, «Diseño e implementación de una herramienta de software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación de Montecarlo,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- [29] CYMDIST, «CYME,» EATON Powering Susiness Worldwide, [En línea]. Available: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>. [Último acceso: 17 Enero 2019].
- [30] NEPLAN Smarter Tools, «NEPLAN Electricidad,» NEPLAN AG 8700 Küssnacht - Zürich Switzerland, [En línea]. Available:

<https://www.neplan.ch/neplanproduct/electricity/?lang=es>. [Último acceso: 17 Enero 2019].

14. ANEXOS

Anexo 1.- Modelo de ficha para registro de contingencias

TIPO DE DESCONEXION	S/E	PRIMARIO	FECHA/HORA INICIO	FECHA/HORA FINALIZACIÓN	DURACIÓN horas/min	DURACION MINUTOS	hora en decimales	CARGA SALE (MW)	CARGA ENTRA (MW)
SUBTRANSMISIÓN	QUEVEDO - PATRICIA PILAR	TODOS	05/01/2019 16:05:00	05/01/2019 16:08:00	0:03	3	0,05	6	5,900
DISTRIBUCIÓN	QUEVEDO - CONCORDIA	TODOS	13/01/2019 08:15:00	13/01/2019 16:30:00	8:15	495	8,25	1	0,91
POSICIONES 1 Y 2	TODAS	TODOS	19/01/2019 00:29:00	19/01/2019 02:49:00	2:20	140	2,33	60	57,000

TIPO DE DESCONEXION	RESPONSABLE	CAUSA DE LA DESCONEXIÓN	CAUSA FISICA	OBSERVACION
INTERNA_PROGRAMADA	D.CÓRDOVA	DESCARGAS_ATMOSFÉRICAS	DESCARGAS_ATMOSFÉRICAS	Se dispara el interruptor a 69KV de LST Quevedo - Patricia Pilar con sobrecorriente en la fase C- Nsaliendo una carga de 6MW por lo que se coordina y se realiza el cierre del interruptor mediante el Scada siendo positivo ingresando una carga de 5,9MW, como novedad se triene fuertes lluvias con descargas atmosféricas.
INTERNA_NO_PROGRAMADA	B.OLMOS	OTROS	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Se realiza la apertura y mallado a tierra desde la SE a las 08:15 con 1 MW, de la actual línea Quevedo ARCA para permitir el trabajo privado en la SE ARCA. Se finalizan los trabajos a las 16:30 ingresando 0,91 MW.
EXTERNA_PROGRAMADA	S.MAITA	MANTENIMIENTO_SYSTEMA_TRANSMISIÓN	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS BAHÍAS STD 1 Y 2 POR PARTE DE TRANSELECTRIC (ELIMINACIÓN DE PUNTOS CALIENTES, AISLAMIENTO, VERIFICACIÓN DE EQUIPOS), TRABAJOS INTERNOS DE LA UN STD EN SUBESTACIONES Y LST'S

Anexo 4.- Cálculo de índices de confiabilidad por el método de reducción de redes.

Cálculo de A y U en las barras de 13,8 kV

Sistema en serie

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

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

Sistema en paralelo

$$\lambda_p \approx \prod_{i=1}^n \lambda_i * \sum_{i=1}^n r_i$$

$$r_s = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i}} \approx \frac{\prod_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n r_i}$$

$$\lambda \ll \mu$$

Paso 1

$$\lambda_{s1} = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$\lambda_{s1} = 0,2 + 0,04301$$

$$\lambda_{s1} = 0,24301$$

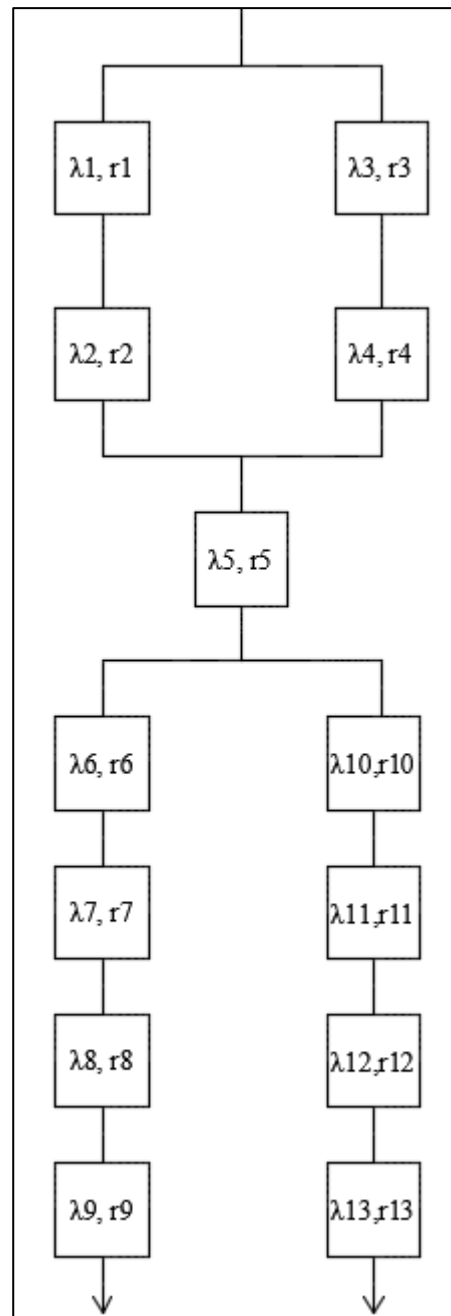
$$\lambda_{s2} = \lambda_3 + \lambda_4$$

$$\lambda_{s2} = 0,15 + 0,008888$$

$$\lambda_{s2} = 0,1589$$

$$r_{s1} = \frac{(\lambda_1 * r_1) + (\lambda_2 * r_2)}{\lambda_{s1}}$$

$$r_{s1} = \frac{(0,2 * 0,00240303) + (0,04301 * 0,00046946)}{0,24301}$$

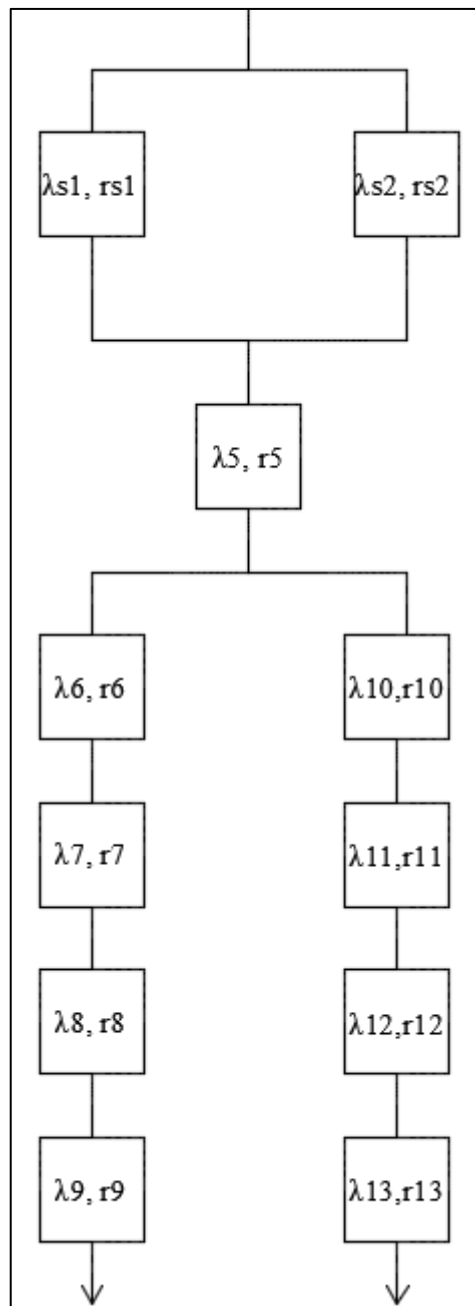


$$r_{s1} = 0,0020608$$

$$r_{s2} = \frac{(\lambda_3 * r_3) + (\lambda_4 * r_4)}{\lambda_{s2}}$$

$$r_{s2} = \frac{(0,15 * 0,0001438) + (0,008888 * 1,42 \times 10^{-5})}{0,1589}$$

$$r_{s2} = 0,00013656$$



Paso 2

$$\lambda_{p1} = (\lambda_{s1} * \lambda_{s2}) * (r_{s1} + r_{s2})$$

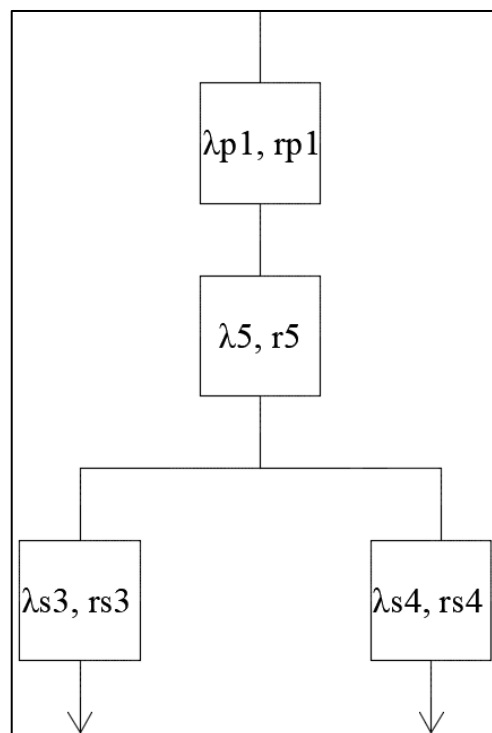
$$\lambda_{p1} = (0,24301 * 0,1589) * (0,0020608 + 0,0001356)$$

$$\lambda_{p1} = 8,4844x10^{-5}$$

$$r_{p1} = \frac{1}{\frac{1}{r_{s1}} + \frac{1}{r_{s2}}}$$

$$r_{p1} = \frac{1}{\frac{1}{0,0020608} + \frac{1}{0,00013656}}$$

$$r_{p1} = 0,00012807$$

**Paso 3**

$$\lambda_{s3} = \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9$$

$$\lambda_{s3} = 0,0176 + 0,666 + 0,333 + 0,6666$$

$$\lambda_{s3} = 1,6843$$

$$\lambda_{s4} = \lambda_{10} + \lambda_{11} + \lambda_{12} + \lambda_{13}$$

$$\lambda_{s4} = 0,0176 + 0,4444 + 0,3333 + 0,6666$$

$$\lambda_{s4} = 1,4620$$

$$r_{s3} = \frac{\lambda_6 * r_6 + \lambda_7 * r_7 + \lambda_8 * r_8 + \lambda_9 * r_9}{\lambda_{s3}}$$

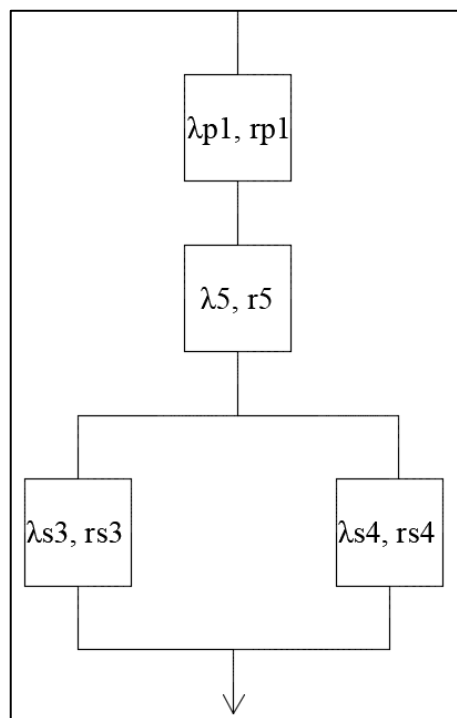
$$r_{s3} = \frac{(0,0176 * 10,6) + (0,6666 * 3,5198 \times 10^{-5}) + (0,3333 * 2,7397 \times 10^{-5}) + (0,6666 * 4,87 \times 10^{-6})}{1,6843}$$

$$r_{s3} = 0,11078759$$

$$r_{s4} = \frac{\lambda_{10} * r_{10} + \lambda_{11} * r_{11} + \lambda_{12} * r_{12} + \lambda_{13} * r_{13}}{\lambda_{s4}}$$

$$r_{s4} = \frac{(0,0176 * 10,6) + (0,4444 * 5,8505 \times 10^{-5}) + (0,3333 * 2,7397 \times 10^{-5}) + (0,6666 * 4,87 \times 10^{-6})}{1,4620}$$

$$r_{s4} = 0,12762839$$



Paso 4

$$\lambda_{p2} = (\lambda_{s3} + \lambda_{s4}) + (r_{s3} + r_{s4})$$

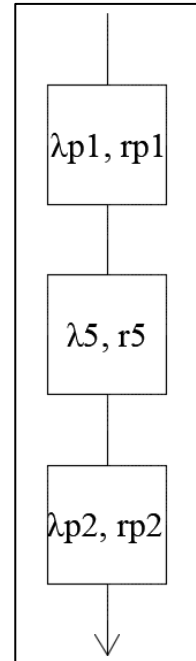
$$\lambda_{p2} = (1,6843 * 1,4620) + (0,11078759 + 0,12762839)$$

$$\lambda_{p2} = 0,58709285$$

$$r_{p2} = \frac{1}{\frac{1}{r_{s3}} + \frac{1}{r_{s4}}}$$

$$r_{p2} = \frac{1}{\frac{1}{0,11078759} + \frac{1}{0,12762839}}$$

$$r_{p2} = 0,0593066$$



λ_{s1}	0,2430	rs1	0,0020608
λ_{s2}	0,1589	rs2	0,00013656
λ_{p1}	8,48438E-05	rp1	0,00012807

λ_{s3}	1,6843	rs3	0,11078759
λ_{s4}	1,4620	rs4	0,12762839
λ_{p2}	0,58709285	rp2	0,0593066

Paso 5

$$\lambda_{Total} = \lambda_{p1} + \lambda_5 + \lambda_{p2}$$

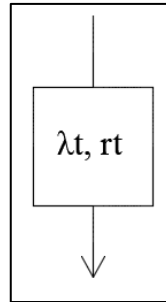
$$\lambda_{Total} = 8,48438 \times 10^{-5} + 0,0176 + 0,58709285$$

$$\lambda_{Total} = 0,60477769$$

$$r_{Total} = \frac{(\lambda_{p1} * r_{p1}) + (\lambda_5 * r_5) + (\lambda_{p2} * r_{p2})}{\lambda_{Total}}$$

$$r_{Total} = \frac{(8,48438 \times 10^{-5} * 0,00012807) + (0,0176 * 10,6) + (0,58709285 * 0,059066)}{0,60477769}$$

$$r_{Total} = 0,36604937$$



$$\mu = \frac{1}{r_{Total}}$$

$$\mu = \frac{1}{0,36604937}$$

$$\mu = 2,73187195$$

$$m = \frac{1}{\lambda_{Total}}$$

$$m = \frac{1}{0,60477769}$$

$$m = 1,65350013$$

$$U = FOR = \frac{r_{Total}}{r_{Total} + m}$$

$$U = \frac{0,36604937}{0,36604937 + 1,65350013}$$

$$U = 0,18125298$$

$$A = \frac{m}{r_{Total} + m}$$

$$A = \frac{1,65350013}{0,60477769 + 1,65350013}$$

$$A = 0,81874702$$

Anexo 5.- Código de programación para la simulación de MonteCarlo.

```

%%Simulación de Monte Carlo para deteminar índices de Confiabilidad
%t=input('Ingresar el Periodo de análisis en años : ')
clear all
tic
p=input('Ingresar Nivel de Confianza (%) Ejm. 90%: ');
C=p/100;
N=round((0.5/(1-C).^2)*(3*(1+(C/2))).^2);      %Cálculo del número de simulaciones
(Muestras)
t=6.25;                                       %Periodo de análisis en años
T=6.25*8760;                                  %Cálculo para el periodo de análisis
(horas)
e=3*((C+1)/2)*sqrt(0.5/(N));                  %Cálculo del error
TI=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'C4:E80');      %Base de datos potencias Trafo I
TII=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'F54:H80');    %Base de datos potencias Trafo II
TI_II=xlsread('DEMANDAS.xlsx',1,'I4:K80');   %Base de datos potencias Trafo I y
II

l1=1.7020;                                     %f/h
u1=4.560999912;                               %r/h
l2=1.4797;                                     %f/h
u2=3.96541876;                               %r/h
l3=0.6047777;                                 %f/h
u3=2.73187195;                               %r/h
% Encontrando la demanda máxima de la base de datos TI
[y1,z1]=size(TI);
TIimax=TI(1,1);
for i=1:y1
    for j=1:z1
        if TI(i,j)>TIimax
            TIimax=TI(i,j);
        end
    end
end
% Encontrando la demanda máxima de la base de datos TII
[y2,z2]=size(TII);
TIIimax=TII(1,1);
for i=1:y2
    for j=1:z2
        if TII(i,j)>TIIimax
            TIIimax=TII(i,j);
        end
    end
end
% Encontrando la demanda máxima de la base de datos T I y II
[y3,z3]=size(TI_II);
TI_IIimax=TI_II(1,1);
for i=1:y3
    for j=1:z3
        if TI_II(i,j)>TI_IIimax
            TI_IIimax=TI_II(i,j);
        end
    end
end
f=1;                                           %Contador
for i=1:N
%% Elemento I
a=1;                                           %Contador
op1=0;                                         %Contador
Op1=0;                                         %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación
while max(max(Op1))<T
U1 = rand();
tf1(a)=- (1/l1)*log(U1);
A1 = rand();
to1(a)=- (1/u1)*log(A1);

```

```

d1=length(tf1)+length(to1)-1;
d2=length(tf1)+length(to1);
op1(1:2:d1)=tf1;
op1(2:2:d2)=to1;
temp1= repmat([0 cumsum(tf1+to1)],2,1)+repmat([tf1
0],2,1)+[zeros(1,length(to1)+1);to1 0];
Op1=reshape(temp1(:,1:end-1),1,[]);
eleccion1 = randi([1 length(TI)],1);
eleccion2 = randi([1 3],1);
CTI(a)=TI(eleccion1,eleccion2);
a=a+1;
end
%% Barra 13.8 kV Trafo I
ln1=length(to1)/sum(to1);
rn1=sum(tf1)/length(tf1);
mn1=1/ln1;
un1=1/rn1;
Ut1(f)=mn1/(rn1+mn1);
At1(f)=rn1/(rn1+mn1);
Q1(f)=Ut1(1,f)-((ln1/(ln1+un1))*(exp(-(ln1+un1)*(T/8760))));
R1(f)=At1(1,f)-((ln1/(ln1+un1))*(exp(-(ln1+un1)*(T/8760))));
NI1=length(tf1);
TI1=sum(tf1);
HPA1=sum(tf1)/t;
PIN1=sum(CTI)/1000;
FI1(f)=NI1/HPA1;
DAI1(f)=TI1/HPA1;
DMI1(f)=TI1/NI1;
CAI1(f)=PIN1/HPA1;
EAI1(f)=(PIN1*TI1)/HPA1;
SEIN1(f)=EAI1(1,f)/TImax;
Ut11(f)=sum(Ut1)/length(Ut1);
At11(f)=sum(At1)/length(At1);
Q11(f)=sum(Q1)/length(Q1);
R11(f)=sum(R1)/length(R1);
FI11(f)=sum(FI1)/length(FI1);
DAI11(f)=sum(DAI1)/length(DAI1);
DMI11(f)=sum(DMI1)/length(DMI1);
CAI11(f)=sum(CAI1)/length(CAI1);
EAI11(f)=sum(EAI1)/length(EAI1);
SEIN11(f)=sum(SEIN1)/length(SEIN1);
%% Elemento II
b=1; %Contador
op2=0; %Contador
Op2=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación
while max(max(Op2))<T
U2= rand();
tf2(b)=- (1/12)*log(U2);
A2 = rand();
to2(b)=- (1/u2)*log(A2);
d3=length(tf2)+length(to2)-1;
d4=length(tf2)+length(to2);
op2(1:2:d3)=tf2;
op2(2:2:d4)=to2;
temp2= repmat([0 cumsum(tf2+to2)],2,1)+repmat([tf2
0],2,1)+[zeros(1,length(to2)+1);to2 0];
Op2=reshape(temp2(:,1:end-1),1,[]);
eleccion3 = randi([1 length(TII)],1);
eleccion4 = randi([1 3],1);
CTII(b)=TII(eleccion3,eleccion4);
b=b+1;
end
%% Barra 13.8 kV Trafo II
ln2=length(to2)/sum(to2);
rn2=sum(tf2)/length(tf2);
mn2=1/ln2;
un2=1/rn2;

```

```

Ut2(f)=mn2/(rn2+mn2);
At2(f)=rn2/(rn2+mn2);
Q2(f)=Ut2(1,f)-((ln2/(ln2+un2))*(exp(-(ln2+un2)*(T/8760))));
R2(f)=At2(1,f)-((ln2/(ln2+un2))*(exp(-(ln2+un2)*(T/8760))));
NI2=length(tf2);
TI2=sum(tf2);
HPA2=sum(tf2)/t;
PIN2=sum(CTII)/1000;
FI2(f)=NI2/HPA2;
DAI2(f)=TI2/HPA2;
DMI2(f)=TI2/NI2;
CAI2(f)=PIN2/HPA2;
EAI2(f)=(PIN2*TI2)/HPA2;
SEIN2(f)=EAI2(1,f)/TIImax;
Ut22(f)=sum(Ut2)/length(Ut2);
At22(f)=sum(At2)/length(At2);
Q22(f)=sum(Q2)/length(Q2);
R22(f)=sum(R2)/length(R2);
FI22(f)=sum(FI2)/length(FI2);
DAI22(f)=sum(DAI2)/length(DAI2);
DMI22(f)=sum(DMI2)/length(DMI2);
CAI22(f)=sum(CAI2)/length(CAI2);
EAI22(f)=sum(EAI2)/length(EAI2);
SEIN22(f)=sum(SEIN2)/length(SEIN2);
%% Elemento III
c=1; %Contador
op3=0; %Contador
Op3=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación
while max(max(Op3))<T
U3 = rand();
tf3(c)=- (1/l3)*log(U3);
A3 = rand();
to3(c)=- (1/u3)*log(A3);
d5=length(tf3)+length(to3)-1;
d6=length(tf3)+length(to3);
op3(1:2:d5)=tf3;
op3(2:2:d6)=to3;
temp3= repmat([0 cumsum(tf3+to3)],2,1)+repmat([tf3
0],2,1)+[zeros(1,length(to3)+1);to3 0];
Op3=reshape(temp3(:,1:end-1),1,[]);
eleccion5 = randi([1 length(TI_II)],1);
eleccion6 = randi([1 3],1);
CTI_II(c)=TI_II(eleccion5,eleccion6);
c=c+1;
end
%% Barra 13.8 kV Trafo I y II
ln3=length(to3)/sum(to3);
rn3=sum(tf3)/length(tf3);
mn3=1/ln3;
un3=1/rn3;
Ut3(f)=mn3/(mn3+rn3);
At3(f)=rn3/(mn3+rn3);
Q3(f)=Ut3(1,f)-((ln3/(ln3+un3))*(exp(-(ln3+un3)*(T/8760))));
R3(f)=At3(1,f)-((ln3/(ln3+un3))*(exp(-(ln3+un3)*(T/8760))));
NI3=length(tf3);
TI3=sum(tf3);
HPA3=sum(tf3)/t;
PIN3=sum(CTI_II)/1000;
FI3(f)=NI3/HPA3;
DAI3(f)=TI3/HPA3;
DMI3(f)=TI3/NI3;
CAI3(f)=PIN3/HPA3;
EAI3(f)=(PIN3*TI3)/HPA3;
SEIN3(f)=EAI3(1,f)/TIImax;
Ut33(f)=sum(Ut3)/length(Ut3);
At33(f)=sum(At3)/length(At3);
Q33(f)=sum(Q3)/length(Q3);

```



```

R33(f)=sum(R3)/length(R3);
FI33(f)=sum(FI3)/length(FI3);
DAI33(f)=sum(DAI3)/length(DAI3);
DMI33(f)=sum(DMI3)/length(DMI3);
CAI33(f)=sum(CAI3)/length(CAI3);
EAI33(f)=sum(EAI3)/length(EAI3);
SEIN33(f)=sum(SEIN3)/length(SEIN3);
f=f+1;
end
x1=0:(length(At33)-1);

%% Gráficas de la disponibilidad forzada
figure('Name','Resultados de la Disponibilidad Forzada (A)','NumberTitle','off');
s(1) =subplot(3,1,1);
plot(x1,At11)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
s(2) = subplot(3,1,2);
plot(x1,At22)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
s(21) = subplot(3,1,3);
plot(x1,At33)
xlabel('Muestras')
ylabel('Availability')
title(s(1),'Availability Bus 13.8 kV T I')
title(s(2),'Availability Bus 13.8 kV T II')
title(s(21),'Availability Bus 13.8 kV T I & T II')

%% Gráficas de Indices de confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I
figure('Name','Indices de Confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I','NumberTitle','off');
s(3) =subplot(3,2,1);
plot(x1,FI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('FI')

s(4) =subplot(3,2,2);
plot(x1,DAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('DAI')

s(5) =subplot(3,2,3);
plot(x1,DMI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('DMI')

s(6) =subplot(3,2,4);
plot(x1,CAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAI')

s(7) =subplot(3,2,5);
plot(x1,EAI11)
xlabel('Muestras')
ylabel('EAI')

s(8) =subplot(3,2,6);
plot(x1,SEIN11)
xlabel('Muestras')
ylabel('SEIN')

title(s(3),'Frecuencia de interrupción')
title(s(4),'Duración anual de interrupciones')
title(s(5),'Duración media por interrupción')
title(s(6),'Carga anual interrumpida')
title(s(7),'Energía anual interrumpida')
title(s(8),'Severidad de la Interrupción')

```

```

%% Gráficas de Índices de confiabilidad Barra 13.8kV Trafo II
figure('Name','Índices de Confiabilidad Barra 13.8kV Trafo
II','NumberTitle','off');
s(9) =subplot(3,2,1);
plot(x1,FI22)
xlabel('Muestras')
ylabel('FI')

s(10) =subplot(3,2,2);
plot(x1,DAI22)
xlabel('Muestras')
ylabel('DAI')

s(11) =subplot(3,2,3);
plot(x1,DMI22)
xlabel('Muestras')
ylabel('DMI')

s(12) =subplot(3,2,4);
plot(x1,CAI22)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAI')

s(13) =subplot(3,2,5);
plot(x1,EAI22)
xlabel('Muestras')
ylabel('EAI')

s(14) =subplot(3,2,6);
plot(x1,SEIN22)
xlabel('Muestras')
ylabel('SEIN')

title(s(9),'Frecuencia de interrupción')
title(s(10),'Duración anual de interrupciones')
title(s(11),'Duración media por interrupción')
title(s(12),'Carga anual interrumpida')
title(s(13),'Energía anual interrumpida')
title(s(14),'Severidad de la Interrupción')

%% Gráficas de Índices de confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I y II
figure('Name','Índices de Confiabilidad Barra 13.8kV Trafo I y
II','NumberTitle','off');
s(15) =subplot(3,2,1);
plot(x1,FI33)
xlabel('Muestras')
ylabel('FI')

s(16) =subplot(3,2,2);
plot(x1,DAI33)
xlabel('Muestras')
ylabel('DAI')

s(17) =subplot(3,2,3);
plot(x1,DMI33)
xlabel('Muestras')
ylabel('DMI')

s(18) =subplot(3,2,4);
plot(x1,CAI33)
xlabel('Muestras')
ylabel('CAI')

s(19) =subplot(3,2,5);
plot(x1,EAI33)
xlabel('Muestras')
ylabel('EAI')

```

```

s(20) =subplot(3,2,6);
plot(x1,SEIN33)
xlabel('Muestras')
ylabel('SEIN')

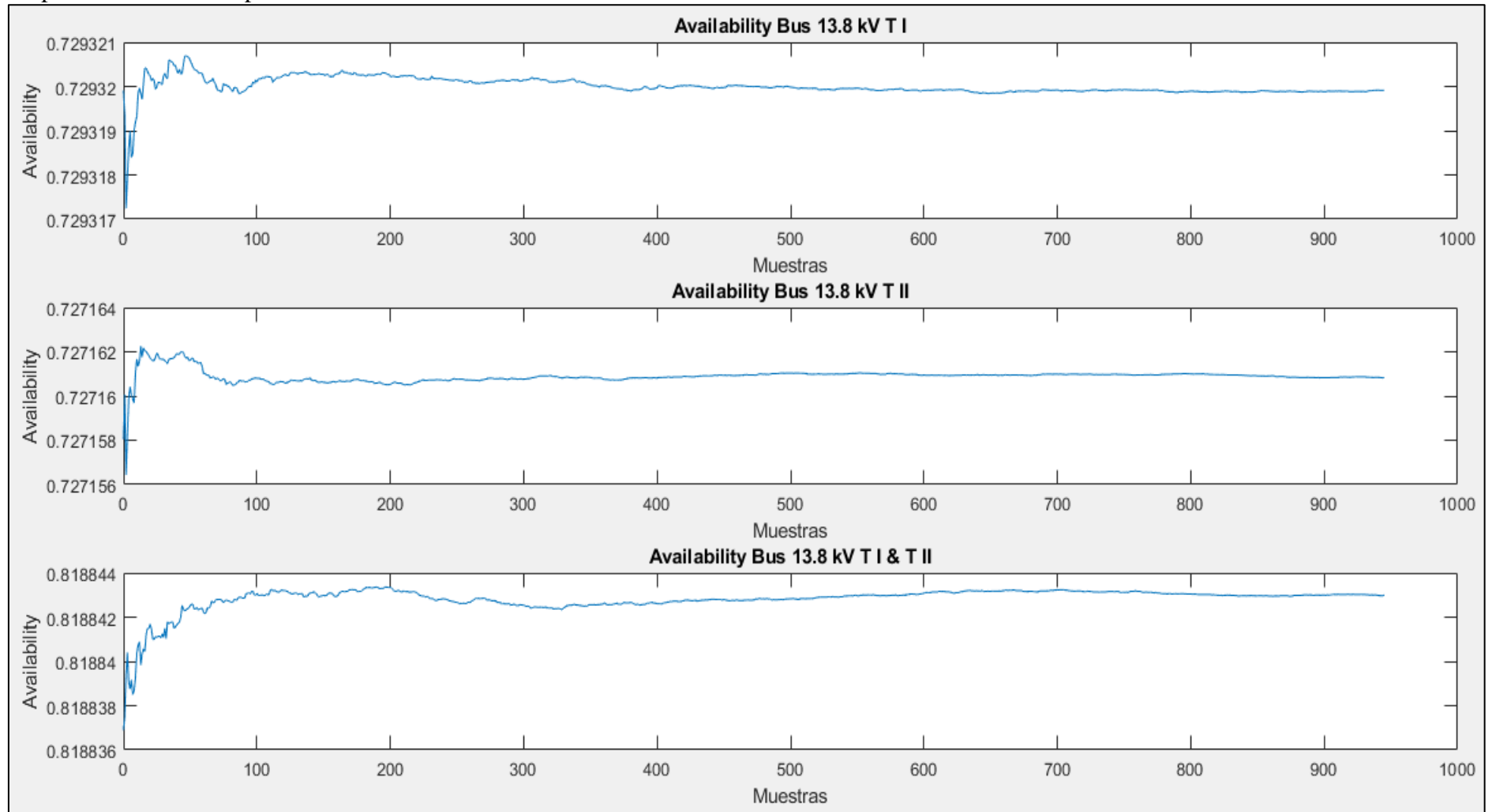
title(s(15),'Frecuencia de interrupción')
title(s(16),'Duración anual de interrupciones')
title(s(17),'Duración media por interrupción')
title(s(18),'Carga anual interrumpida')
title(s(19),'Energía anual interrumpida')
title(s(20),'Severidad de la Interrupción')

tiempo = (toc)/60;
%% Impresión de resultados
fprintf('          UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas\n');
fprintf('          Carrera de Ingeniería Eléctrica\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN LA SUBESTACIÓN QUEVEDO DE CNEL EP.\n');
fprintf('          UNIDAD DE NEGOCIO STO. DOMINGO\n');
fprintf('\n');
fprintf('          AUTOR:\n');
fprintf('          LEYTON FERNANDO TACLE MORA\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('Tiempo de ejecución:          %d minutos\n', tiempo);
fprintf('Periodo de simulación:       %d años\n',t);
fprintf('Nivel de Confianza:          %d\n',p);
fprintf('Número de muestras:          %d\n',N);
fprintf('Porcentaje de error:         %d\n',e);
fprintf('\n');
fprintf('Resultados.-\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('          T I          T II          T I y
II\n');
fprintf('U          %d          %d          %d
%d\n',Ut11(1,length(At33)),Ut22(1,length(At33)),Ut33(1,length(At33)));
fprintf('A          %d          %d
%d\n',At11(1,length(At33)),At22(1,length(At33)),At33(1,length(At33)));
fprintf('Q          %d          %d
%d\n',Q11(1,length(At33)),Q22(1,length(At33)),Q33(1,length(At33)));
fprintf('R          %d          %d
%d\n',R11(1,length(At33)),R22(1,length(At33)),R33(1,length(At33)));
fprintf('FI          %d          %d
%d\n',FI11(1,length(At33)),FI22(1,length(At33)),FI33(1,length(At33)));
fprintf('DAI          %d          %d
%d\n',DAI11(1,length(At33)),DAI22(1,length(At33)),DAI33(1,length(At33)));
fprintf('DMI          %d          %d
%d\n',DMI11(1,length(At33)),DMI22(1,length(At33)),DMI33(1,length(At33)));
fprintf('CAI          %d          %d
%d\n',CAI11(1,length(At33)),CAI22(1,length(At33)),CAI33(1,length(At33)));
fprintf('EAI          %d          %d
%d\n',EAI11(1,length(At33)),EAI22(1,length(At33)),EAI33(1,length(At33)));
fprintf('SEIN          %d          %d
%d\n',SEIN11(1,length(At33)),SEIN22(1,length(At33)),SEIN33(1,length(At33)));

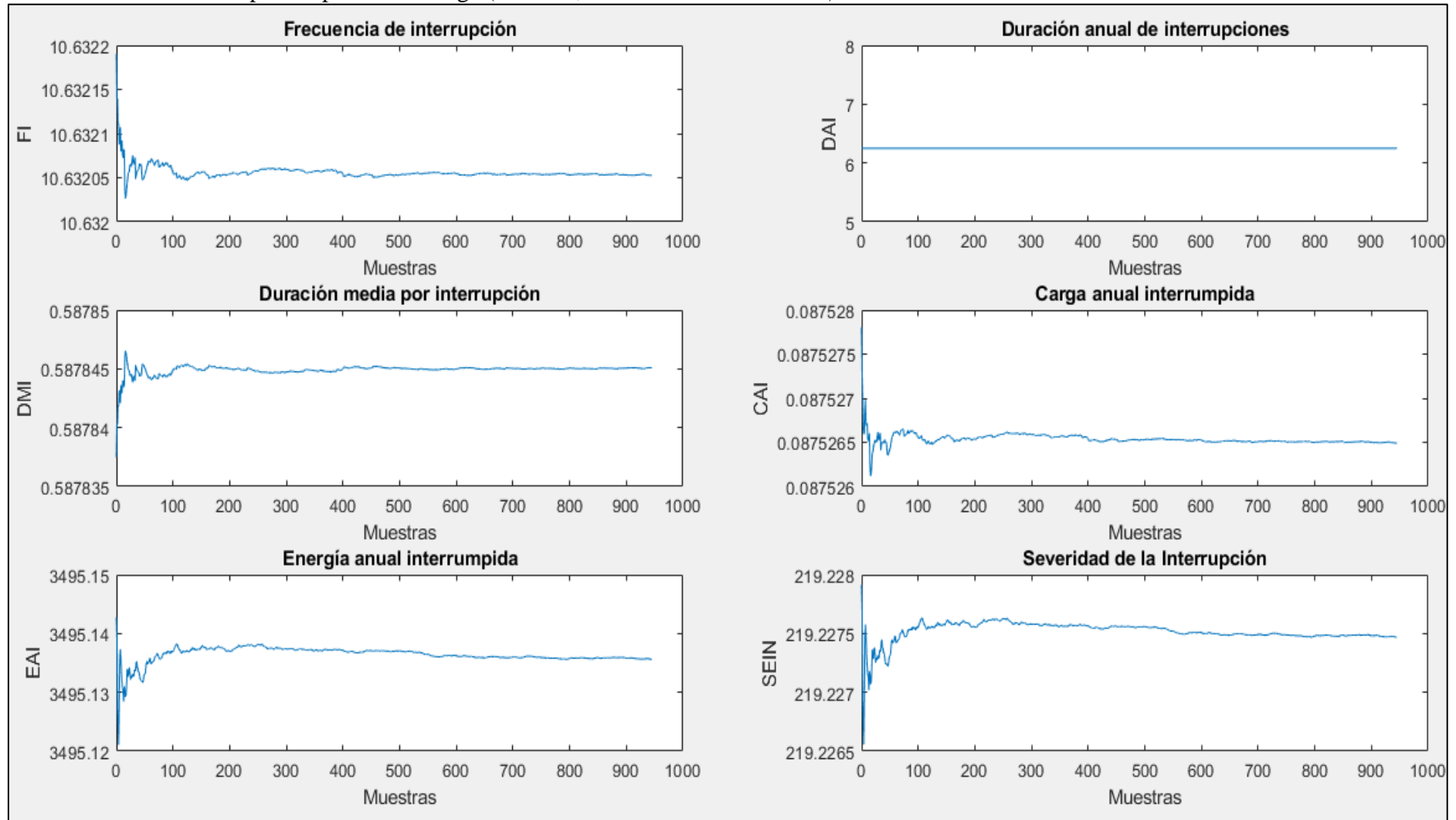
```

Anexo 6.- Gráficas resultantes de la simulación de MonteCarlo.

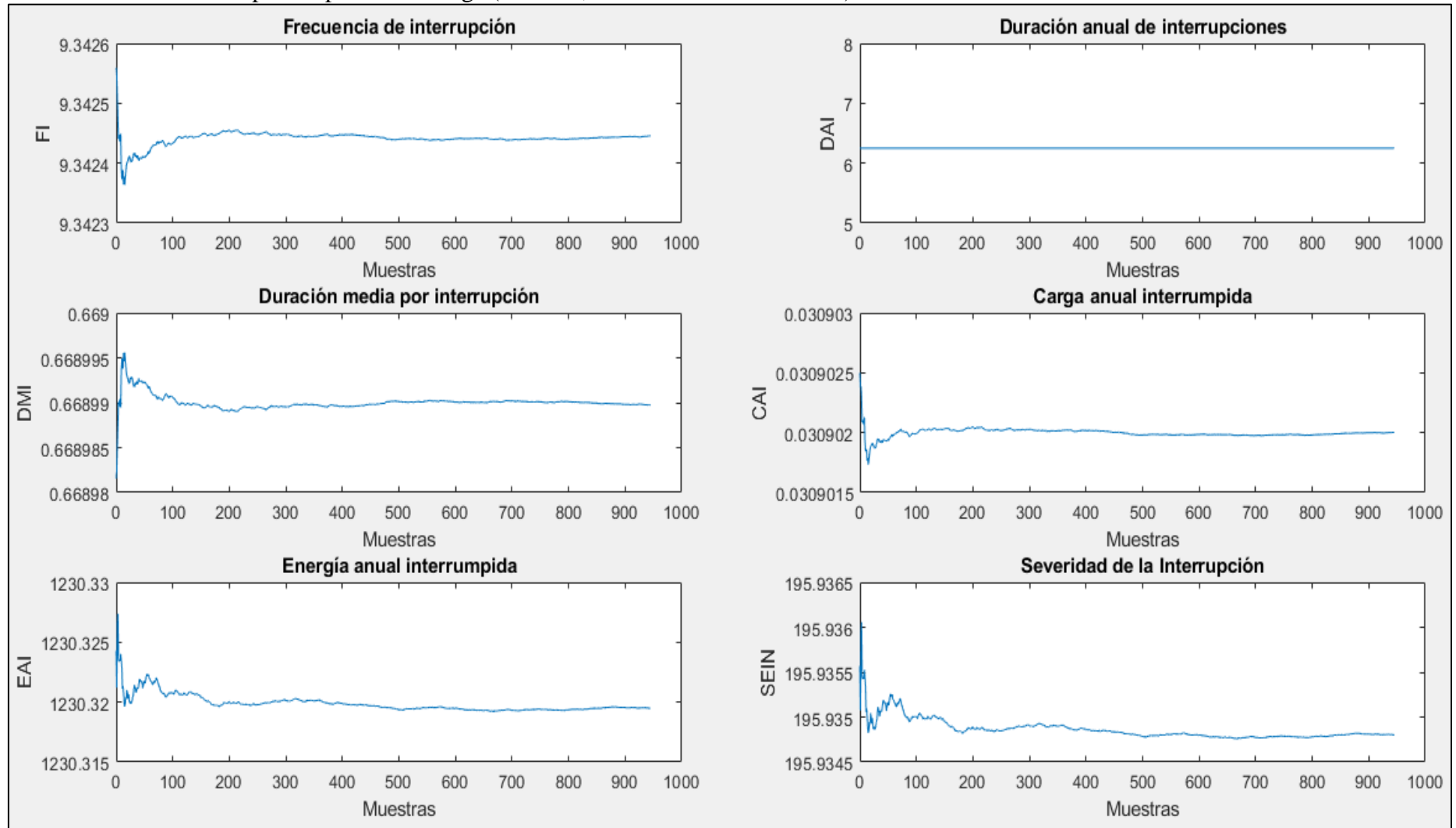
Disponibilidad forzada para los tres casos



Índices de confiabilidad para el punto de entrega (barra 13,8 kV del transformador I)



Índices de confiabilidad para el punto de entrega (barra 13,8 kV del transformador II)



Índices de confiabilidad para el punto de entrega (barra 13,8 kV del transformador I y II)

