UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

TEMA:

"ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA DE EMELNORTE USANDO MÉTODOS PROBABILÍSTICOS Y SIMULACIÓN MONTE CARLO."

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos renovables

AUTOR (A):

Alfredo Sebastian Quito Escanta

DIRECTOR (A):

Ing. Olger Gilberto Arellano Bastidas MSc

Ibarra - Ecuador 2026

REPÚBLICA DEL ECUADOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Quito Escanta Alfredo Sebastian

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis de confiabilidad en redes de distribución de la Subestación Alpachaca de EMELNORTE usando métodos probabilísticos y simulación Monte Carlo
AUTOR (ES):	Quito Escanta Alfredo Sebastian
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	01/07/2026
PROGRAMA:	■ **PREGRADO** □ **POSGRADO**
TITULO POR EL QUE OPTA:	**Ingeniero Eléctrico**
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Julio Esteban Guerra Massón MSc. Ing. Olger Gilberto Arellano Bastidas MSc.

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, al 1 día del mes de julio de 2026

EL AUTOR:

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
ALFREDO SEBASTIAN
QUITO ESCANTA

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Arellano Bastidas Olger Gilberto en calidad de director del Sr. estudiante Quito Escanta Alfredo Sebastian. certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA DE EMELNORTE USANDO MÉTODOS PROBABILÍSTICOS Y SIMULACIÓN MONTE CARLO."

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
OLGER GILBERTO
ARELLANO BASTIDAS

……..

Ing. Olger Gilberto Arellano Bastidas MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

DEDICATORIAS

A Dios, por ser mi guía, mi fortaleza y mi refugio durante cada etapa de este camino. En los momentos de incertidumbre sostuvo mi fe, me dio la fuerza para continuar cuando las dificultades parecían superar mis fuerzas y me permitió llegar hasta este momento. Cada logro alcanzado es, ante todo, una muestra de su infinita bondad y de las bendiciones que ha derramado sobre mi vida.

A mi madre, Nancy Escanta, a quien dedico este logro con todo mi corazón. Gracias por ser mi madre y también mi padre, por asumir ambos roles con una fortaleza admirable y por entregarlo todo para que nunca me faltara amor, apoyo ni la oportunidad de salir adelante. Detrás de cada uno de mis sueños cumplidos están tus sacrificios, tus desvelos, tus esfuerzos silenciosos y las veces que dejaste de pensar en ti para pensar en mí.

A mi abuela, Susana Landázuri, por ser un refugio de amor, ternura y sabiduría. Gracias por acompañarme con tus palabras de aliento, por tu cariño incondicional y por enseñarme, con tu ejemplo, el valor de la humildad, la unión familiar y la perseverancia. Tu apoyo ha sido una fuente constante de fortaleza a lo largo de mi vida.

A mi abuelo, Alfredo Escanta, quien, aunque ya no está físicamente, vive en cada uno de mis recuerdos y en cada paso que doy. Su amor, sus enseñanzas y su ejemplo permanecen conmigo, guiándome desde donde se encuentre. Este logro también es para él, como una forma de honrar su memoria y todo lo que sembró en mi vida.

A mis tíos y padrinos, Marisol Escanta, Rafael Escanta y José Luis Rodríguez, por su apoyo sincero, sus consejos, su confianza y por acompañarme en los momentos más importantes de mi vida. Gracias por creer en mí, por tenderme una mano cuando la necesité y por formar parte de este camino. Su cariño y respaldo han sido fundamentales para alcanzar esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de todo corazón a mi familia, quienes han sido mi mayor fortaleza a lo largo de este camino. Su amor incondicional, su apoyo constante y su confianza en mí han sido el motor que me impulsó a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles. Cada sacrificio, cada palabra de aliento y cada gesto de apoyo han dejado una huella invaluable en este logro, que sin duda también les pertenece.

Expreso mi más sincero y profundo agradecimiento a mi tutor, MSc. Olger Arellano, por su guía constante, su paciencia y su dedicación durante el desarrollo de esta tesis. Su compromiso, sus enseñanzas y su disposición para compartir su conocimiento han sido fundamentales no solo para la culminación de este trabajo, sino también para mi crecimiento académico y personal. Es un honor haber contado con su orientación en este proceso.

De igual manera, manifiesto mi gratitud a mi asesor, MSc. Julio Guerra, por su valioso acompañamiento y por cada una de sus acertadas observaciones. Sus recomendaciones, su criterio profesional y sus aportes han enriquecido significativamente este proyecto, contribuyendo a mejorar su calidad y rigor académico.

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN 14

ABSTRACT 15

CAPITULO I 16

INTRODUCCIÓN 16

1.1 Problema de investigación. 16

1.1.1 Problemática a investigar. 16

1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación 17

1.2 Objetivos 17

1.2.1 Objetivo general 17

1.2.2 Objetivos específicos 17

1.3 Alcance y delimitación 17

1.4 Justificación 20

CAPÍTULO II 22

MARCO TEÓRICO 22

2.1 Antecedentes 22

2.2 Bases teóricas 29

2.2.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 29

2.2.1.1. Niveles de voltaje del sistema eléctrico 29

2.2.1.2. Sistema eléctrico de distribución 30

2.2.1.3 Descripción técnica y operativa de la subestación Alpachaca 31

2.2.2. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO 33

2.2.2.1. Identificación de interrupciones 33

2.2.2.2. Registro y clasificación de interrupciones 33

2.2.2.3. Frecuencia media de interrupción 34

2.2.2.4. Tiempo total de interrupción 34

2.2.2.5. Límites de índices globales 35

2.2.3. PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 35

2.2.3.1. Tasa de falla 35

2.2.3.2. Tasa de reparación 36

2.2.3.3. Tiempo medio para la falla 36

2.2.3.4. Tiempo medio de reparación 36

2.2.3.5. Tiempo medio entre fallas 36

2.2.3.6. Disponibilidad 37

2.2.3.7. Indisponibilidad 37

2.2.4. NORMATIVA TÉCNICA APLICABLE A CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN 37

2.2.4.1. Regulaciones nacionales para redes eléctricas de distribución 37

2.2.4.2. Normativa internacional aplicada al análisis de confiabilidad de los indicadores 38

2.2.4.3. Normas técnicas internacionales sobre índices de confiabilidad 39

2.2.4.4. Aplicación de normativa en Ecuador 40

2.2.5. MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD 41

2.2.5.1. Fundamentos del análisis de confiabilidad en sistemas eléctricos 41

2.2.5.2. Fundamentos y aplicaciones de las simulaciones Monte Carlo 41

2.2.5.3. Cadenas de Markov en la evaluación de confiabilidad 42

2.2.5.4. Aplicación de los parámetros en los modelos 43

CAPÍTULO III 45

MATERIALES Y MÉTODOS 45

Introducción 45

3.1 Metodología 46

3.2 Enfoque y tipo de investigación: 46

3.2.1 Enfoque o paradigma 46

3.2.2 Tipo de investigación 46

3.3 Materiales, equipos y software 47

3.3.1 Microsoft Excel 47

3.3.2 Anaconda Prompt 47

3.3.3 ArcGis 48

3.4 Métodos, técnicas e instrumentos. 48

3.4.1 Universo-población 48

3.4.2 Tamaño de la muestra 49

3.4.3 Muestreo 49

3.4.4 Herramientas a utilizar 50

3.4.5 Matriz de operacionalización de variables. 51

3.4.5.1 Denominación de variables 51

3.4.5.2 Unidad de medida 52

3.4.5.3 Técnicas e instrumentos para obtención de datos primarios 53

3.4.5.4 Frecuencia de medición 54

3.4.6 Ecuaciones 55

3.4.6.1 Indicadores confiabilidad 55

3.4.6.2 Simulación Monte Carlo 56

3.4.6.3 Cadenas de Markov 63

3.5 Aplicación metodológica 66

3.5.1 Revisión bibliográfica 66

3.5.2 Descripción del sistema eléctrico 66

3.5.3 Recopilación, organización y tratamiento de datos 68

3.5.3.1 Procedimiento de análisis de datos 69

3.5.4 Método simulativo 70

3.5.4.1 Simulación MonteCarlo 70

3.5.4.2 Cadenas de Markov 70

3.5.4.3 Análisis de resultados 71

3.5.4.4 Validación y propuestas para mejora 71

3.5.5 Examinación de indicadores históricos 72

3.5.5.1 Interpretación global 111

CAPITULO IV 113

RESULTADOS Y ANÁLISIS 113

4.1 Presentación general de resultados 113

4.1.1 Proceso de simulación 113

4.1.2 Periodo de análisis 113

4.1.3 Enfoque de proyección probabilística de los indicadores 114

4.1.4 Indicadores de confiabilidad analizados 114

4.1.5 Método de análisis y simulación empleado 115

4.2 Resultados obtenidos del análisis de confiabilidad mediante métodos probabilísticos 116

4.2.1 Resultados obtenidos de FMIK 116

4.2.1.1 Históricos proporcionados por EMELNORTE 116

4.2.1.2 Proyecciones probabilísticas obtenidas mediante simulación Monte Carlo ... 119

4.2.1.3 Comparación entre datos históricos y proyectados de FMIK 119

4.2.2 Resultados obtenidos de TTIK 120

4.2.2.1 Históricos proporcionados por EMELNORTE 120

4.2.2.2 Proyecciones probabilísticas obtenidas mediante simulación Monte Carlo ... 121

4.2.2.3 Comparación entre datos históricos y proyectados de TTIK 121

4.2.3 Proyecciones obtenidas mediante cadenas de Markov 122

4.2.3.1 Disponibilidad anual 122

4.2.3.2 Indisponibilidad anual 126

4.2.3.3 Análisis de punto crítico 130

4.2.4 Análisis de elementos 131

4.2.4.1 Proyección probabilística de fallas 131

4.2.4.2 Proyecciones de disponibilidad e indisponibilidad 132

4.2.4.3 Ranking proyectado de criticidad de elementos 133

4.3 Análisis espacial y georreferenciación de fallas mediante ArcGIS 133

4.3.1 Georeferenciación por alimentadores 135

4.4 Propuestas de mejora y mantenimientos preventivos 142

Conclusiones 144

Recomendaciones 145

Referencias bibliográficas. 146

Anexos 150

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Esquema de un sistema eléctrico de distribución [27].....30
Fig. 2 Red con tipología radial aérea [27] 31
Fig. 3 Modelo de un sistema de 2 estados [27].....41
Fig. 4 Modelo de Markov para un componente reparable [24].....43
Fig. 6 ubicación de Subestación Alpachaca en Google Earth.....68
Fig. 5 Ubicación de Subestación Alpachaca en ArcGIS.....68
Fig. 7 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 1 74
Fig. 8 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 1 74
Fig. 9 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 1 75
Fig. 10 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 1 75
Fig. 11 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 1 76
Fig. 12 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 1. 76
Fig. 13 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 1.....78
Fig. 14 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 2.....79
Fig. 15 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 2.....79
Fig. 16 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 2 80
Fig. 17 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 2 80
Fig. 18 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 2 81
Fig. 19 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 2. 82
Fig. 20 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 2.....84
Fig. 21 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 3.....85
Fig. 22 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 3.....85
Fig. 23 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 3 86
Fig. 24 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 3 86
Fig. 25 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 3 87
Fig. 26 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 3. 87
Fig. 27 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 3.....89
Fig. 28 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 4.....90
Fig. 29 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 4.....90
Fig. 30 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 4 91
Fig. 31 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 4 91
Fig. 32 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 4 92

Fig. 33 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 4 92
Fig. 34 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 4.....94
Fig. 35 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 5.....95
Fig. 36 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 5.....95
Fig. 37 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 5 96
Fig. 38 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 5 96
Fig. 39 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 5 97
Fig. 40 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 5 98
Fig. 41 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 5.....100
Fig. 42 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 6.....101
Fig. 43 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 6.....101
Fig. 44 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 6 102
Fig. 45 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 6 102
Fig. 46 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 6 103
Fig. 47 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 6. 103
Fig. 48 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 6.....105
Fig. 49 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 8.....106
Fig. 50 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 8.....106
Fig. 51 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 8 107
Fig. 52 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 8 107
Fig. 53 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 8 108
Fig. 54 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 8. 108
Fig. 55 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 8.....110
Fig. 56 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2021 117
Fig. 57 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2022 117
Fig. 58 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2023 118
Fig. 59 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2024 118
Fig. 60 Disponibilidad proyectada de alimentadores.....123
Fig. 61 Mapa de calor de la disponibilidad anual proyectada por alimentador 126
Fig. 62 Indisponibilidad proyectada de alimentadores 127
Fig. 63 Mapa de calor de la indisponibilidad anual proyectada por alimentador.....130
Fig. 64 Distribución espacial de los alimentadores de la Subestación Alpachaca sobre la división parroquial y cantonal en ArcGIS 135

Fig. 65 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 1 136
Fig. 66 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 2 137
Fig. 67 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 3 138
Fig. 68 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 4 139
Fig. 69 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 5 140
Fig. 70 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 6 141
Fig. 71 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 8 142

Fig. Anexo 1 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2025 160
Fig. Anexo 2 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2026 161
Fig. Anexo 3 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2027 162
Fig. Anexo 4 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2028 163
Fig. Anexo 5 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de disponibilidad..174
Fig. Anexo 6 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de indisponibilidad…. 181

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de voltaje [16].....29
Tabla 2. Interruptores en patio de maniobras [26].....33
Tabla 3. Límites para la calidad de servicio técnico – índices globales [16].....35
Tabla 4 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 1 77
Tabla 5 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 1 78
Tabla 6 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 2.. 83
Tabla 7 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 2.. 83
Tabla 8 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 3 88
Tabla 9 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 3.. 89
Tabla 10 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 4 93
Tabla 11 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 4 94
Tabla 12 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 5 99
Tabla 13 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 5 99
Tabla 14 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 6 104
Tabla 15 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 6 105
Tabla 16 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 8 109
Tabla 17 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 8 110
Tabla 18 Índices de disponibilidad proyectados.....124
Tabla 19 Índices de indisponibilidad proyectados.....128

Tabla Anexo 1 Índices globales históricos.....151
Tabla Anexo 2 Estimaciones y probabilidad de falla de elementos críticos 159
Tabla Anexo 3 Estimaciones de disponibilidad de elementos críticos 173
Tabla Anexo 4 Estimaciones de indisponibilidad de elementos críticos 180
Tabla Anexo 5 Ranking de elementos críticos 187

RESUMEN

El presente estudio analiza la confiabilidad de las redes de distribución eléctrica asociadas a la Subestación Alpachaca de EMELNORTE, mediante la aplicación de métodos probabilísticos, simulación Monte Carlo y análisis espacial. El problema principal abordado corresponde a los elevados niveles de interrupciones del servicio, especialmente en el alimentador Alpachaca 5, el cual presenta valores de indisponibilidad que afectan la continuidad del suministro eléctrico. El propósito de la investigación es evaluar el desempeño del sistema e identificar los elementos críticos que contribuyen a la ocurrencia de fallas. La metodología se basa en el análisis de datos históricos del período 2021–2024, el modelado mediante cadenas de Markov y la simulación Monte Carlo para estimar indicadores de confiabilidad. Además, se incorporó un análisis geoespacial utilizando el software ArcGIS, que permitió representar la red, los alimentadores y la ubicación aproximada de las fallas en función de sectores, parroquias y cantones. Los resultados muestran una alta correspondencia entre valores históricos y proyectados, con un error de 2.149710%. Se identificaron elementos críticos asociados a equipamiento, materiales y accesorios, caracterizados por alta frecuencia de fallas y tiempos de reparación. Asimismo, se proyectaron niveles de disponibilidad e indisponibilidad para el período 2025–2028, estimando el momento probable de ocurrencia de fallas. Desde el enfoque espacial, las fallas se concentran en zonas urbanas como Alpachaca, San Antonio e Ibarra, mientras que el alimentador Alpachaca 5 presenta la mayor incidencia en zonas rurales extensas como Urcuquí, Cahuasquí y Pablo Arenas, el modelo aplicado permite representar el comportamiento del sistema e identificar áreas y elementos críticos, apoyando la planificación y mantenimiento del servicio eléctrico.

Palabras clave: confiabilidad, Monte Carlo, cadenas de Markov, redes de distribución, interrupciones, análisis espacial.

ABSTRACT

This study analyzes the reliability of electrical distribution networks associated with the Alpachaca Substation of EMELNORTE, through the application of probabilistic methods, Monte Carlo simulation, and spatial analysis. The main problem addressed corresponds to the high levels of service interruptions, especially in the Alpachaca 5 feeder, which presents levels of unavailability that affect the continuity of the power supply. The purpose of the research is to evaluate system performance and identify the critical elements that contribute to the occurrence of failures. The methodology is based on the analysis of historical data from the period 2021–2024, modeling using Markov chains, and Monte Carlo simulation to estimate reliability indicators. In addition, a geospatial analysis was incorporated using ArcGIS software, which allowed representing the network, feeders, and the approximate location of failures based on sectors, parishes, and cantons. The results show a high correspondence between historical and projected values, with an error of 2.149710%. Critical elements associated with equipment, materials, and accessories were identified, characterized by high frequency of failures and repair times. Likewise, availability and unavailability levels were projected for the period 2025–2028, estimating the probable moment of occurrence of failures. From a spatial perspective, failures are concentrated in urban areas such as Alpachaca, San Antonio, and Ibarra, while the Alpachaca 5 feeder presents the highest incidence in extensive rural areas such as Urcuquí, Cahuasquí, and Pablo Arenas, the applied model allows representing the behavior of the system and identifying critical areas and elements, supporting the planning and maintenance of the electrical service.

Keywords: reliability, Monte Carlo, Markov chains, distribution networks, interruptions, spatial analysis.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Análisis de confiabilidad en redes de distribución de la Subestación Alpachaca de EMELNORTE usando métodos probabilísticos y simulación Monte Carlo

El problema

1.1 Problema de investigación.

1.1.1 Problemática a investigar.

Las redes de distribución eléctrica desempeñan un papel fundamental en la entrega continua y segura de energía a los usuarios finales. En este contexto, la confiabilidad del sistema de distribución se convierte en un factor crítico para garantizar la calidad del servicio eléctrico, especialmente en zonas de creciente demanda y expansión urbana. La Subestación Alpachaca, operada por EMELNORTE, constituye un nodo estratégico dentro del sistema de distribución del norte del país, debido a su conexión con diversas áreas residenciales, comerciales e industriales.

Sin embargo, se han registrado interrupciones y variaciones en la calidad del suministro eléctrico que ponen en evidencia posibles debilidades estructurales o de operación en las redes asociadas a dicha subestación. Estas interrupciones no solo afectan a los usuarios, sino que también representan pérdidas económicas, reducen la eficiencia operativa del sistema y afectan la percepción del servicio público.

Una limitación importante en los estudios tradicionales de confiabilidad es que suelen basarse en enfoques deterministas, los cuales no permiten captar adecuadamente la naturaleza estocástica de las fallas en sistemas reales. En consecuencia, se requiere una evaluación más robusta que incorpore el comportamiento probabilístico de los elementos del sistema y permita modelar diferentes escenarios de falla y recuperación.

Por ello, surge la necesidad de aplicar métodos probabilísticos avanzados, como las cadenas de Markov, en conjunto con simulación Monte Carlo, que permiten representar con mayor realismo la dinámica operativa del sistema eléctrico. Este enfoque facilita la identificación de los componentes críticos que comprometen la confiabilidad de la red, y aporta una base cuantitativa sólida para fundamentar decisiones técnicas orientadas a su mejora.

1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación

¿Cómo el análisis de confiabilidad mediante métodos probabilísticos y simulación Monte Carlo permite identificar los elementos críticos en las redes de distribución de la subestación Alpachaca de EMELNORTE?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la confiabilidad de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca de EMELNORTE, mediante el uso del método de cadenas de Markov y simulación Monte Carlo, para la identificación de los elementos críticos que afectan el desempeño operativo del sistema eléctrico.

1.2.2 Objetivos específicos

• Describir los parámetros técnicos y operativos de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca que intervienen en el análisis de confiabilidad.

• Examinar el comportamiento histórico de los indicadores FMik y TTik de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca, aplicando cadenas de Markov y simulación Monte Carlo.

• Determinar los elementos críticos de la red que afectan el desempeño del sistema eléctrico, a partir de los resultados del análisis.

1.3 Alcance y delimitación

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad evaluar la confiabilidad de las redes de distribución asociadas a la Subestación Alpachaca, perteneciente a EMELNORTE, mediante el uso de cadenas de Markov y simulación Monte Carlo. El análisis se orientará a determinar los elementos de la red que afectan el desempeño del sistema eléctrico.

Se obtendrá un diagnóstico detallado del comportamiento de la red de distribución en estudio, identificando los elementos críticos que presentan mayor incidencia en las interrupciones del servicio. Para ello, se utilizarán los indicadores FMik (frecuencia media de interrupción) y TTik (tiempo total de interrupción), los cuales serán

proporcionados por EMELNORTE. Estos indicadores servirán como insumo principal para la configuración de los modelos probabilísticos utilizados en el análisis.

En la simulación Monte Carlo, los indicadores FMik y TTik proporcionados por EMELNORTE se utilizarán para construir distribuciones estadísticas que representen la frecuencia de fallas y los tiempos de interrupción en la red. Estas distribuciones, generadas a partir del comportamiento histórico de los indicadores, se integrarán como variables aleatorias en el algoritmo de simulación. A partir de estas variables, se generarán cientos o miles de iteraciones del comportamiento de la red, donde cada iteración representa un escenario posible de operación en el que los eventos de falla y recuperación ocurren en diferentes momentos, duraciones y secuencias, según su probabilidad de ocurrencia. Este proceso permite simular el carácter estocástico del sistema, es decir, su comportamiento aleatorio pero gobernado por leyes de probabilidad, permitiendo observar la variabilidad en los niveles de confiabilidad del sistema bajo diferentes condiciones operativas simuladas. Así, FMik define la tasa de ocurrencia de eventos y TTik la duración de dichos eventos dentro del proceso simulado.

Por otro lado, en el modelo de cadenas de Markov, los indicadores FMik y TTik se descomponen para obtener las tasas de transición entre estados del sistema. Específicamente, FMik se utiliza para calcular la tasa de falla (λ), y TTik se emplea para determinar la tasa de reparación (μ), considerando la duración promedio de interrupciones. Estas tasas se integran en la matriz de transición del modelo, que representa la probabilidad de que el sistema pase entre estados como operación, falla o reparación en un tiempo determinado. De esta manera, los indicadores históricos proporcionan los parámetros clave que permiten modelar de forma estocástica el comportamiento dinámico de la red de distribución.

La metodología contempla la recopilación de registros históricos de fallas, el modelado del comportamiento estocástico de los componentes mediante cadenas de Markov, y la ejecución de simulaciones Monte Carlo para representar escenarios de falla y recuperación. Ambos métodos actuarán de manera complementaria para ofrecer una evaluación robusta de la confiabilidad del sistema.

La información requerida se obtendrá a partir de informes técnicos internos, bases de datos operativas de EMELNORTE, visitas técnicas en campo, entrevistas con el personal del área de ingeniería y revisión de literatura especializada.

La simulación se realizará con herramientas computacionales, donde se integrarán los parámetros probabilísticos derivados de los indicadores FMik y TTik. Para la simulación Monte Carlo se utilizará Microsoft Excel, mediante el uso de funciones estadísticas para representar múltiples escenarios posibles de fallas e interrupciones. Esta herramienta permitirá generar distribuciones basadas en los datos históricos proporcionados por EMELNORTE, y con ellas modelar el comportamiento estocástico del sistema bajo distintas condiciones. Por otro lado, la evolución del sistema se obtendrá mediante la aplicación del método de cadenas de Markov, que modelará los cambios de estado del sistema eléctrico a través de una matriz de transición construida con base en los parámetros mencionados anteriormente. Este enfoque permitirá representar la dinámica probabilística del sistema a lo largo del tiempo y analizar su confiabilidad mediante la evolución de las probabilidades de estado. Además, se utilizará el software ArcGIS para la identificación y georreferenciación de los elementos de falla, mediante el uso de coordenadas espaciales que permitan visualizar sobre un mapa los tramos críticos de la red y facilitar su análisis en el contexto geográfico real.

La validación del modelo desarrollado se llevará a cabo comparando los resultados simulados con los indicadores reales registrados por EMELNORTE, y con valores de referencia obtenidos de la literatura técnica, con el fin de garantizar la coherencia, exactitud y aplicabilidad de los resultados.

El estudio se centrará en las redes de distribución directamente alimentados por la Subestación Alpachaca, ubicada en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura, que abastece a sectores residenciales, comerciales e industriales.

Finalmente, el trabajo va a establecer un procedimiento técnico que sirva como herramienta para que EMELNORTE evalúe la confiabilidad de su red de distribución, permitiéndole identificar de manera más precisa los tramos críticos y apoyar la toma de decisiones orientadas a la mejora continua del sistema eléctrico.

1.4 Justificación

La presente investigación titulada *"Análisis de confiabilidad en redes de distribución de la Subestación Alpachaca de EMELNORTE usando métodos probabilísticos y simulación Monte Carlo"* responde a la necesidad de fortalecer la evaluación técnica de los sistemas de distribución eléctrica, particularmente en contextos donde se han registrado interrupciones frecuentes y variaciones en la calidad del servicio. La confiabilidad de estos sistemas es un componente clave para asegurar la continuidad operativa y mitigar los impactos económicos y sociales derivados de fallas eléctricas.

Desde una perspectiva académica, este estudio se justifica por su contribución al desarrollo de competencias técnicas avanzadas mediante el uso de herramientas de análisis estocástico, como las cadenas de Markov y la simulación Monte Carlo. Estos métodos permiten representar con mayor precisión el comportamiento real de las redes eléctricas, superando las limitaciones de los enfoques deterministas tradicionales. El enfoque empleado fomenta el pensamiento crítico y analítico del investigador, al mismo tiempo que aporta al cuerpo académico de conocimientos aplicables en el campo de la ingeniería eléctrica.

En el ámbito investigativo, la propuesta constituye una innovación metodológica aplicable a redes de distribución en entornos urbanos con características similares a las de la Subestación Alpachaca. El empleo de modelos probabilísticos robustos permitirá generar resultados confiables que podrán ser reutilizados como base en estudios futuros, facilitando la comparación entre diferentes configuraciones de red y escenarios operativos.

A nivel social y económico, la mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico derivada de este análisis tendrá efectos positivos directos sobre la calidad del servicio recibido por los usuarios residenciales, comerciales e industriales. La reducción de interrupciones no solo mejora la calidad de vida y la productividad, sino que también disminuye los costos operativos de la empresa distribuidora y contribuye al cumplimiento normativo ante entidades reguladoras del sector eléctrico.

Técnicamente, el estudio permitirá identificar los tramos y componentes críticos de la red de distribución que más inciden en la confiabilidad del sistema, generando insumos relevantes para la toma de decisiones en mantenimiento, inversión y planificación operativa. Estas recomendaciones podrán ser aplicadas por EMELNORTE y replicadas por otras empresas distribuidoras en contextos similares.

En cuanto a viabilidad, el proyecto se fundamenta en el uso de datos históricos reales proporcionados por EMELNORTE y en el empleo de herramientas computacionales accesibles, lo cual permite una ejecución técnica y económica factible. La disponibilidad de información técnica y la colaboración institucional aseguran la factibilidad del estudio, tanto en términos de recursos como de tiempo.

Los principales beneficiarios de este trabajo serán:

- EMELNORTE, por las recomendaciones técnicas que podrá implementar para mejorar la confiabilidad de su red;
- Instituciones académicas, al contar con un estudio de caso aplicable en la enseñanza de confiabilidad y simulación en ingeniería eléctrica;
- Futuros profesionales del área, quienes podrán utilizar esta investigación como referencia práctica para estudios similares.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En el periodo comprendido entre 2021 y 2025, se han desarrollado múltiples estudios enfocados en el análisis de confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica, con el objetivo de optimizar la calidad del suministro y minimizar las interrupciones no planificadas. Estas investigaciones han incorporado técnicas probabilísticas y métodos de simulación, como Monte Carlo, logrando resultados relevantes en la predicción de fallas y en la planificación de mejoras dentro de las redes eléctricas.

En un estudio aplicado a un sistema de 13.8 kV, se utilizó la simulación Monte Carlo para evaluar la confiabilidad del sistema, integrando variables como la frecuencia y duración de fallas. Durante la simulación anual, se calcularon indicadores como SAIDI y SAIFI, y se observó que los resultados obtenidos se ajustaban al comportamiento real de la red, demostrando que el método es eficaz para estimar el rendimiento del sistema bajo condiciones aleatorias [1].

Un enfoque híbrido entre modelos probabilísticos y análisis de sensibilidad fue propuesto para evaluar la confiabilidad de una red radial, usando datos reales de fallas y mantenimientos. Los resultados evidenciaron que la variabilidad en la tasa de fallas incide directamente en el tiempo promedio de interrupción, y se sugirió implementar esquemas de reconfiguración automática como una solución técnica viable [2].

Otra investigación incorporó cargas variables y dispositivos de protección en un modelo probabilístico de confiabilidad. Usando MATLAB y simulación Monte Carlo, se identificaron tramos críticos en el sistema y se optimizó la ubicación de reconectadores automáticos. Esta medida logró mejorar en un 18 % el índice SAIFI del sistema bajo estudio [3].

A nivel nacional, se desarrolló un estudio centrado en redes de media tensión pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito. Utilizando métodos probabilísticos, se

analizaron frecuencias de fallas por circuito y se evaluaron las consecuencias económicas de las interrupciones. El trabajo concluyó que los circuitos con mayor carga y menor mantenimiento presentaban los peores indicadores de confiabilidad, lo que sugiere reforzar la gestión operativa [4].

En el caso de la subestación San Rafael ubicada en la parroquia de Alangasí, al sureste del Distrito Metropolitano de Quito perteneciente a la empresa eléctrica de Quito (EEQ), se aplicó la simulación Monte Carlo para contrastar los resultados del análisis histórico de fallas. A partir de datos reales de operación proporcionados por una empresa distribuidora, se evidenció que los modelos probabilísticos representaban de manera más precisa el comportamiento de la red, lo que permite sustentar mejores decisiones para mantenimiento e inversión [5].

También se ha propuesto el uso de cadenas de Markov como herramienta para modelar de forma estocástica el comportamiento de los sistemas de distribución. En una investigación reciente, se modeló la transición entre estados de operación, falla y mantenimiento considerando tasas de falla y reparación variables en el tiempo. Los resultados mostraron una alta precisión en la estimación de indicadores como MTTR y MTBF, y fueron validados mediante simulación Monte Carlo, alcanzando una correlación del 96 % con datos reales [6].

El estudio desarrolló un algoritmo integrado basado en simulaciones de Monte Carlo (MCS) para caracterizar estadísticamente la confiabilidad en redes de media tensión (15 kV) utilizando datos históricos de fallas de un operador de distribución. Se modelaron las tasas de falla (FR) con distribución Poisson y los tiempos de restauración (SRT) mediante distribuciones Weibull y log-logística, ajustadas a componentes como cables subterráneos y transformadores. Tras 1000 simulaciones anuales, se identificaron alimentadores críticos (ej. Feeder 12, con 22% de contribución a interrupciones) y se determinó que SAIDI sigue una distribución log-logística (parámetros: forma 0.337, escala 0.866) y SAIFI una gamma (forma 8.265, escala 0.122). Adicionalmente, se estimó un riesgo económico anual de $7.55 millones en penalizaciones bajo regulaciones basadas en desempeño (PBR), con un 33.44% de probabilidad de incurrir en multas [7].

El estudio propuso un método de simulación Monte Carlo cuasi-secuencial (QS-MCS) para evaluar la confiabilidad de redes de distribución con generación distribuida (DG) renovable, considerando eventos dependientes del tiempo como restricciones de transferencia de carga e intermitencia de recursos. El algoritmo integró modelos estocásticos de carga y DG (solar, eólica), funciones de prueba no sesgadas para calcular índices como SAIFI, SAIDI e IAENS, y un flujo de carga para evaluar restricciones operativas. Se aplicó a dos redes reales: el sistema IEEE-RBTS Bus 2 y una red brasileña, realizando 1000 simulaciones anuales con convergencia verificada mediante coeficiente de variación ($\beta = 1\%$). Los resultados mostraron alta precisión (error porcentual absoluto medio, MAPE $\approx$ 1% vs. simulaciones secuenciales), reducción del 66% en tiempo computacional (14 s vs. 40 s en IEEE-RBTS) y mejoras en SAIDI al incorporar DG, como en el caso brasileño donde IAIDI disminuyó de 15.03 h/año a 13.38 h/año bajo restricciones de transferencia [8].

Se evaluó la confiabilidad en redes de distribución utilizando el método Monte Carlo para formular un plan de mantenimiento preventivo. El estudio permitió identificar los tramos más vulnerables de la red y establecer cronogramas de intervención técnica. La simulación contribuyó a una toma de decisiones basada en datos reales de operación [9].

Se evaluó la confiabilidad operativa de un alimentador eléctrico en un sistema de distribución mediante simulación Monte Carlo implementada en el software CYMDIST. A través del análisis de índices como SAIDI y SAIFI, se identificaron tramos vulnerables, y con base en los resultados se propusieron acciones de reconfiguración de red. Esto permitió una mejora significativa en la continuidad del servicio [10].

Se propuso un enfoque probabilístico para evaluar la confiabilidad de redes de distribución con alta penetración de recursos energéticos residenciales, aplicando simulación Monte Carlo para analizar la variabilidad operativa de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento. Se observó que la presencia de estos recursos mejora significativamente la confiabilidad percibida por el usuario final, pero introduce desafíos en la estabilidad operativa [11].

Se propuso un algoritmo de meta aprendizaje optimizado para predecir la confiabilidad de redes de distribución, abordando problemas de desequilibrio de clases y proporcionando interpretabilidad en las predicciones. El modelo mejoró la precisión y ofreció información práctica para mejorar la confiabilidad mediante inversiones dirigidas en automatización [12].

Se propuso un método innovador para evaluar la confiabilidad de redes de distribución que integran vehículos eléctricos (EVs) y generación distribuida (DGs), utilizando un enfoque combinado de equivalencia de red y simulación Monte Carlo secuencial. En este estudio, se desarrollan modelos específicos para los DGs y EVs, considerando sus características operativas, y se analizan los impactos de las fallas en los puntos de carga a través del método de camino mínimo, construyendo una tabla de análisis de impacto de fallas (FIA). La metodología presenta una simplificación estructural de la red de distribución con la inclusión de EVs y DGs mediante la equivalencia de red, lo que permite reducir la complejidad del sistema sin perder precisión en el análisis. Posteriormente, se utiliza la simulación Monte Carlo secuencial para evaluar la confiabilidad del sistema bajo diversos escenarios, proporcionando una evaluación multidimensional y detallada. En el estudio de caso aplicado al sistema IEEE RBTS BUS6 F4, se demuestra que la integración de vehículos eléctricos y generación distribuida puede mejorar significativamente los índices de confiabilidad, superando los métodos tradicionales. Los resultados resaltan la efectividad del enfoque propuesto, ofreciendo una herramienta poderosa para evaluar el impacto de estos elementos en la confiabilidad de redes de distribución [13].

Se presentó una metodología híbrida que combina simulación Monte Carlo y análisis de flujo de carga Newton-Raphson para evaluar la confiabilidad de sistemas híbridos de energía renovable conectados a la red. Aplicado al modelo IEEE de 30 nodos, este enfoque probabilístico-determinista mejora significativamente los índices de confiabilidad y eficiencia energética en comparación con métodos tradicionales. La simulación Monte Carlo se utilizó para modelar la variabilidad estocástica de fuentes renovables como solar y eólica, generando 10,000 escenarios que reflejan diferentes combinaciones de generación y demanda. Para cada escenario, se realizó un análisis de

flujo de carga utilizando el método de Newton-Raphson, permitiendo calcular niveles de voltaje, flujos de potencia y márgenes de estabilidad en la red. Los resultados mostraron una reducción significativa en la Expectativa de Pérdida de Carga (LOLE) a 5 horas por año y en la Expectativa de Pérdida de Energía de Carga (LOEE) a 200 MWh por año, superando ampliamente las 20 horas/año y 1000 MWh/año reportados por la simulación Monte Carlo por sí sola, y las 10 horas/año y 500 MWh/año obtenidos con el análisis de Newton-Raphson. Además, la metodología híbrida logró reducir las pérdidas de energía a un 1.2%, frente al 2.5% de la simulación Monte Carlo y al 1.8% del análisis de Newton-Raphson. El índice de estabilidad de voltaje alcanzó un 0.99, indicando una operación estable bajo diversas condiciones. La validación en tiempo real utilizando el modelo IEEE-30 bus confirmó la aplicabilidad práctica y la robustez del enfoque, demostrando su efectividad para mejorar la estabilidad de la red y optimizar la integración de energías renovables. Este estudio establece un nuevo estándar para la evaluación de la confiabilidad en sistemas híbridos de energía renovable, equilibrando precisión y eficiencia computacional [14].

Se introdujo una metodología basada en simulación Monte Carlo cronológica (MCS) para dimensionar de manera óptima los transformadores de reserva en subestaciones de distribución, considerando tanto fallas catastróficas (irreparables) como aleatorias (reparables). A diferencia de los modelos tradicionales basados en procesos de Markov, la MCS cronológica permite incorporar condiciones operativas más realistas, como la transferencia de carga, el aumento de transformadores en operación y la inclusión de unidades móviles, proporcionando una evaluación más precisa de la confiabilidad y los costos operativos. La metodología fue implementada en MATLAB y validada mediante comparaciones con resultados de la literatura, demostrando su eficacia en la planificación eficiente de recursos y en la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. Este enfoque ofrece una herramienta robusta para la gestión de reservas técnicas en redes de distribución, optimizando tanto la disponibilidad del servicio como los costos asociados [15].

Se realizó un análisis de confiabilidad en el alimentador San José Sur de la empresa CNEL EP (Unidad de Negocio Los Ríos – Quevedo), utilizando datos históricos

de interrupciones correspondientes a los años 2020 y 2021. El estudio aplicó simulación de Monte Carlo mediante herramientas como MATLAB R2016a, empleando una distribución exponencial de dos parámetros para modelar el comportamiento de fallas. A partir del modelo probabilístico se estimaron los indicadores FMIK y TTIK, los cuales permiten evaluar la frecuencia y duración de las interrupciones [20].

Se realizó un estudio de confiabilidad en los alimentadores primarios de la subestación Cristianía de la Empresa Eléctrica Quito, utilizando información histórica del periodo junio 2014 a junio 2020. El análisis se desarrolló mediante simulación de Monte Carlo, considerando estados de operación y generación de números aleatorios uniformes. A partir del modelo se calcularon los índices de disponibilidad (A) e indisponibilidad (U), permitiendo estimar la confiabilidad en el punto de carga para el periodo 2021–2023 [21].

Se propuso un método para evaluar y mejorar la confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica mediante simulación de Monte Carlo multinomial no secuencial. El análisis permitió calcular los índices SAIFI y SAIDI, incorporando un índice de prioridad de riesgo basado en el análisis de modos de falla y efectos (FMEA) y el principio de Pareto para identificar componentes críticos. La metodología fue validada mediante tres casos de estudio en el sistema de prueba IEEE RBTS Bus-2, evidenciando mejoras significativas en la confiabilidad del sistema. Además, se analizó el efecto de la incertidumbre en la operación de dispositivos de protección, observándose una disminución en la confiabilidad ante mayores niveles de interrupciones [23].

Se analizó la confiabilidad de sistemas con estructuras redundantes tipo k-out-of-n, considerando componentes reparables y procesos de falla y reparación independientes. El estudio empleó un enfoque probabilístico basado en Cadenas de Markov en tiempo continuo y simulación de Monte Carlo para modelar el comportamiento del sistema bajo condiciones dinámicas. La metodología fue aplicada en sistemas reales de transporte, permitiendo optimizar el número de componentes para garantizar niveles específicos de disponibilidad y desempeño. Los resultados evidencian convergencia entre ambos métodos, validando los modelos desarrollados y demostrando que la optimización de la estructura k-out-of-n reduce costos y mantiene la confiabilidad del sistema [24].

Se realizó un análisis de confiabilidad en un sistema de distribución eléctrica considerando tasas de falla y reparación en líneas de distribución. La metodología se basó

en simulación de Monte Carlo para evaluar los índices de confiabilidad e identificar patrones de comportamiento ante interrupciones. Los resultados permitieron determinar periodos críticos y proponer la instalación de equipos de corte y seccionamiento para aislar fallas. Esto contribuye a la reducción de interrupciones y mejora la continuidad del servicio eléctrico mediante una planificación proactiva del sistema [25].

Se propuso una metodología híbrida para la evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos con integración de energías renovables, combinando simulación de Monte Carlo con el método de flujo de carga de Newton-Raphson. Los resultados, validados en el sistema IEEE-30 bus, mostraron mejoras significativas en los indicadores de confiabilidad, reduciendo el LOLE a 5 h/año y el LOEE a 200 MWh/año, en comparación con valores tradicionales de 2020 h/año y 10001000 MWh/año. Además, se logró una reducción de pérdidas de potencia al 1.2% [26].

Se analizaron estrategias de repotenciación, reconfiguración y transferencia automática de carga en un alimentador de distribución utilizando el software CYMDIST, específicamente el módulo “Reliability Analysis”. A través de este aplicativo se determinaron tasas de falla, tiempos de reparación e índices de disponibilidad e indisponibilidad, permitiendo evaluar el desempeño del sistema [27].

2.2 Bases teóricas

2.2.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

2.2.1.1. Niveles de voltaje del sistema eléctrico

Según la Regulación ARCONEL 009/24, los sistemas eléctricos en Ecuador se clasifican en función del nivel de voltaje, según se muestra en la tabla 1.

TABLA I

NIVELES DE VOLTAJE

Nivel de voltaje	Voltaje
Bajo voltaje	Menor igual a 0,6 kV
Medio voltaje	Mayor a 0,6 kV y menor igual a 40 kV
Alto voltaje Grupo 1	Mayor a 40 kV y menor igual a 138 kV
Alto voltaje Grupo 2	Mayor a 138 kV

Tabla 1. Niveles de voltaje [16]

Esta clasificación permite organizar el sistema eléctrico en cuatro niveles funcionales: transmisión, subtransmisión, distribución y comercial, cada uno con funciones específicas.

- **Nivel de transmisión:** comprende sistemas que operan en alto voltaje grupo 2, es decir, a tensiones mayores a 138 kV.
- **Nivel de subtransmisión**: se enmarca dentro del alto voltaje grupo 1, usualmente entre 69 kV y 138 kV.
- **Nivel de distribución primaria:** opera en medio voltaje, de más de 0,6 kV hasta 40 kV.
- **Nivel comercial o de distribución secundaria:** incluye la entrega de energía a usuarios finales en bajo voltaje, es decir, menores o igual a 0,6 kV.

Las subestaciones de distribución desempeñan un papel clave al permitir la transformación de los niveles de voltaje entre la subtransmisión y la distribución. Un ejemplo de ello es la Subestación Alpachaca, recibe energía en 69 kV (alto voltaje grupo 1) y la distribuye en niveles de 13,8 kV (medio voltaje), cumpliendo un rol esencial como punto de enlace entre la subtransmisión y la distribución en la zona norte del país [16].

2.2.1.2. Sistema eléctrico de distribución

En un sistema eléctrico de distribución como se muestra en Fig. 1, la energía eléctrica es conducida desde las subestaciones hasta los usuarios finales a través de un conjunto de elementos que permiten dirigir y controlar el flujo de energía. Este sistema incluye las líneas primarias de distribución en media tensión, las cuales alimentan a los transformadores de distribución, que pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos, dependiendo de las características de la carga atendida [27].

Posteriormente, la energía es suministrada mediante las líneas secundarias de distribución, que pueden estar conformadas por redes abiertas o preensambladas, así como por las acometidas que conectan directamente a los consumidores finales [27].

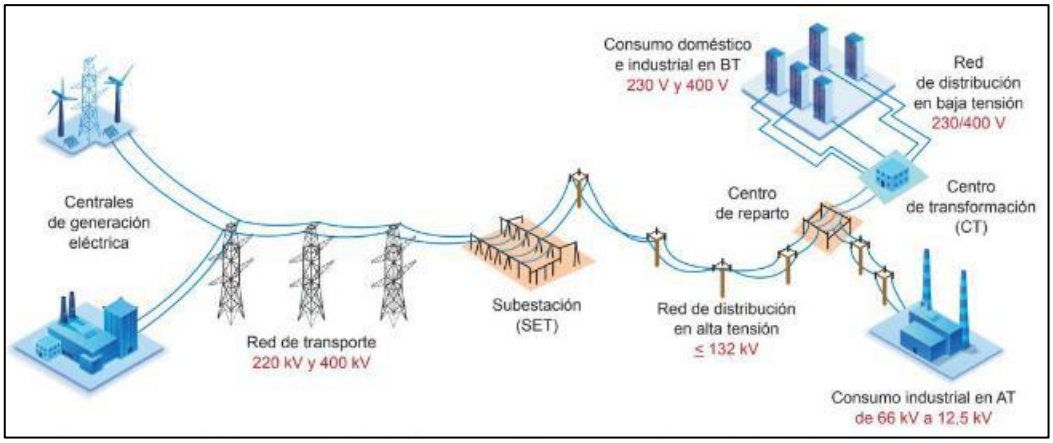


Fig. 1 Esquema de un sistema eléctrico de distribución [27]

De manera general, el sistema eléctrico está compuesto por las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. En las empresas eléctricas, cada una de estas etapas es gestionada de forma independiente y está a cargo de personal técnico especializado [27].

De igual manera existe el tipo de topología que se utiliza, la topología radial como se muestra en Fig. 2 es una de las más utilizadas, sobre todo en sistemas aéreos, debido a su estructura sencilla y fácil operación. En este tipo de red la energía fluye por un solo camino desde la subestación hasta los usuarios, a través de una línea principal y sus ramificaciones, lo que permite identificar y aislar con mayor facilidad las zonas donde se presentan fallas. Los puntos de conexión entre alimentadores se mantienen normalmente

abiertos, de modo que, ante una interrupción, solo se afecte el sector involucrado y se reduzca el impacto sobre el resto del sistema [27].

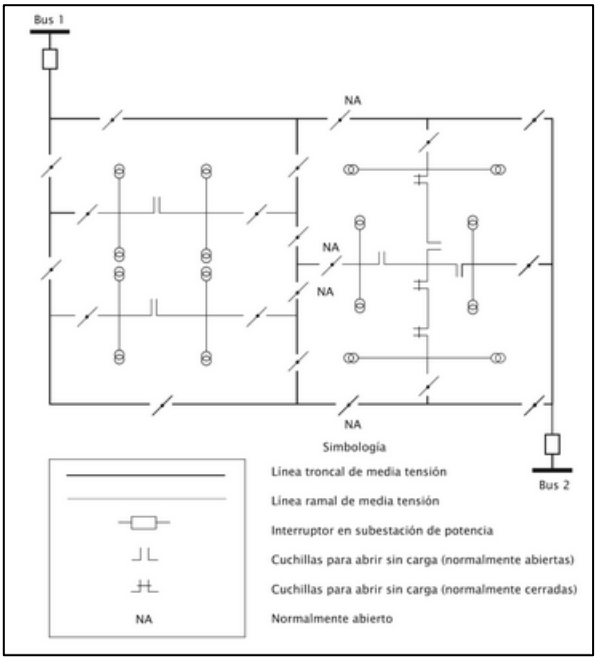


Fig. 2 Red con tipología radial aérea [27]

2.2.1.3 Descripción técnica y operativa de la subestación Alpachaca

La Subestación Alpachaca cuenta con un patio que opera a 69 kV, la cual utiliza una configuración sencilla que combina una barra principal con una barra auxiliar. Esta disposición permite una operación ordenada y segura del sistema, facilitando las maniobras y el control del flujo de energía. La subestación dispone de capacidad para 8 bahías [26].

- Bahía salida a S/E Chota.
- Bahía salida a S/E Ajaví.
- Bahía salida a S/E El Retorno.
- Bahía entrada de S/E Bellavista (TRANSELECTRIC IBARRA).
- Bahía de transformación TR1.
- Bahía de transformación TR2.
- Bahía de transformación TR3.
- Bahía entrada central hidroeléctrica El Ambi.

El patio de 69 kV de esta subestación tiene dos entradas de voltaje, la primera: por medio del interruptor (52-4) recibe tensión a nivel de 69 kV desde la subestación CELEC-EP TRANSELECTRIC Ibarra, el mismo interruptor permite la entrada de tensión a la barra principal. La segunda entrada por medio del interruptor (52-8) recibe tensión a nivel de 34,5 kV desde la central hidroeléctrica El Ambi, este voltaje a la vez alimenta al transformador elevador (TR3) para ser elevado el voltaje a 69 kV y por medio del interruptor (52-7) permite entrar a este voltaje a la barra principal de la subestación [26].

Es decir; los interruptores (52-4) y (52-7) permiten la entrada de 69 kV a la barra principal de la subestación y el interruptor (52-8) permite la entrada de 34,5 kV que llega desde la central hidroeléctrica El Ambi. Las posiciones de 69 kV se detallan en la tabla 2 [26].

Los interruptores (52-5) y (52-6) permiten energizar los transformadores TR1 y TR2 respectivamente, estos transformadores son reductores es decir reciben tensión de 69 kV en el devanado primario reduciendo a 13,8 kV en el devanado secundario, todo lo antes mencionado según como se muestra en la tabla 2 [26].

TABLA II

INTERRUPTORES DE SUBESTACIÓN ALPACHACA

BAHÍA	CÓDIGO	MARCA	FUNCIÓN
El Chota	52-1	AREVA	Salida a S/E Chota 69 kV
Ajaví	52-2	AREVA	Salida a S/E Ajaví 69 kV
El Retorno	52-3	AREVA	Salida a S/E El Retorno 69 kV
Bellavista	52-4	AREVA	Entrada de tensión 69 kV
Transformación TR1 69/13,8 kV	52-5	AREVA	Alimentación Trafo 69/13,8kV S/E Alpachaca
Transformación TR2 69/13,8 KV	52-6	ALSTON	Alimentación Trafo 69/13,8KV S/E Alpachaca

Transformación TR3 34,5/69 kV	52-7	AREVA	Entrada de tensión a la barra 69 kV
Central hidroeléctrica El Ambi 34,5 kV	52-8	ALSTON	Entrada de tensión 34,5 kV

Tabla 2. Interruptores en patio de maniobras [26]

Esto fue en base al Manual de operación del año 2013 [26], se usó dicho manual ya que no existe un manual actualizado de la subestación Alpachaca.

2.2.2. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

2.2.2.1. Identificación de interrupciones

Para poder evaluar la calidad del servicio eléctrico, la empresa encargada de la distribución debe contar con información detallada sobre cada interrupción que se presente en la red. Esta información debe incluir el día y la hora en que inicia y termina el corte de energía, así como el tiempo que dura y el motivo por el cual ocurrió. Además, es necesario conocer cuánta energía dejó de suministrarse, cuántos usuarios resultaron afectados y qué equipos fueron utilizados o accionados como resultado del evento [16].

2.2.2.2. Registro y clasificación de interrupciones

Todas las interrupciones del servicio eléctrico deben ser registradas por la empresa distribuidora considerando una serie de características que permitan su análisis. Entre estos aspectos se incluye:

a) **Por su duración:**
   - **Breves:** Se consideran así aquellas cuya duración es igual o menor a 3 minutos, ya que el restablecimiento del servicio se realiza casi de forma inmediata [16].
   - **Largas:** se denominan así a las que superan los 3 minutos, debido a que implican un mayor tiempo sin energía eléctrica y, por tanto, generan un efecto más significativo en las actividades de los consumidores y en la percepción de la calidad del servicio [16].

b) **Por su origen:**

- **Internas:** son aquellas que se producen dentro de la propia red de la empresa distribuidora, por lo que su atención y solución dependen directamente de la compañía encargada del servicio [16].
- **Externas:** son las que se generan fuera del sistema de distribución, y pueden estar relacionadas con problemas en la generación de energía, en las redes de transmisión, con cortes generales del servicio, con otras empresas distribuidoras o incluso con acciones de los propios usuarios [16].

c) **Por su causa:**

- **Programadas:** son aquellas que se planifican con anticipación y suelen estar relacionadas con trabajos de mantenimiento, ampliaciones de la red, mejoras del sistema o maniobras operativas necesarias para garantizar un mejor servicio [16].
- **No programadas:** se presentan sin aviso previo y pueden originarse por condiciones climáticas, factores ambientales, problemas en la red eléctrica o la intervención de terceros (choque de autos) [16].

2.2.2.3. Frecuencia media de interrupción

Frecuencia media de interrupción (FMIK), expresa cuántas veces, en promedio, se interrumpió el servicio eléctrico durante un período de análisis, ya sea mensual o anual. Este valor permite identificar con qué frecuencia ocurren los cortes de energía en relación con la capacidad instalada del sistema. Un valor más alto del FMIK indica que las interrupciones son más frecuentes, mientras que un valor menor representa un servicio más estable y continuo, esto se obtiene mediante las ecuaciones 1 y 2 [16].

2.2.2.4. Tiempo total de interrupción

El Tiempo Total de Interrupción (TTIK), es el indicador que muestra cuánto tiempo, en promedio, el servicio eléctrico estuvo suspendido durante un período de análisis, ya sea mensual o anual. Este valor se expresa en horas y permite conocer por cuánto tiempo la energía no estuvo disponible en relación con la capacidad instalada del sistema. Un TTIK elevado indica que los cortes de energía tuvieron una duración considerable, lo que afecta directamente a los usuarios, mientras que valores bajos

reflejan una recuperación más rápida del servicio, esto se obtiene mediante las ecuaciones 3 y 4 [16].

2.2.2.5. Límites de índices globales

Los valores máximos admisibles de los índices globales de calidad del servicio se establecen para un período de evaluación de doce meses continuos del año calendario, comprendido entre enero y diciembre. Estos límites como se muestran en la tabla 3 permiten evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras respecto a la continuidad del suministro eléctrico, garantizando que el servicio se mantenga dentro de niveles aceptables de confiabilidad [16].

TABLA III

INDICADORES GLOBALES

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

Tabla 3. Límites para la calidad de servicio técnico – índices globales [16]

2.2.3. PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

2.2.3.1. Tasa de falla

Expresa cuántas veces un elemento del sistema presentó problemas durante un período de análisis, normalmente medido en años, lo que permite conocer si dicho elemento estuvo funcionando correctamente o fuera de servicio con mayor frecuencia. Este indicador ayuda a identificar cuáles componentes presentan más inconvenientes a lo largo del tiempo y, por tanto, requieren mayor atención. Para determinar la tasa de falla de cada parte del sistema, se utiliza una relación matemática que considera el número de fallas registradas y el tiempo total de operación, como se indica en las ecuaciones 5 y 6 [27].

2.2.3.2. Tasa de reparación

Se entiende como la cantidad de veces que un elemento del sistema logra ser restablecido mientras se encuentra en proceso de reparación. Este valor permite conocer qué tan rápido se recupera un equipo después de presentar una falla y está directamente relacionado con el tiempo que permanece fuera de servicio, se obtiene mediante la ecuación 7 [27].

2.2.3.3. Tiempo medio para la falla

El tiempo medio para la falla (MTTF), permite estimar cuánto tiempo en promedio, un elemento del sistema puede funcionar de manera continua antes de presentar una interrupción. Este valor refleja el período en el que el sistema opera de forma estable y sin corte. El MTTF es una referencia importante para evaluar la confiabilidad del sistema, ya que muestra el nivel de seguridad con el que un componente puede desempeñar su función antes de que ocurra una falla, se obtiene mediante la ecuación 8 [27].

2.2.3.4. Tiempo medio de reparación

El tiempo medio de reparación (MTTR), representa el tiempo promedio que se necesita para restablecer el funcionamiento de un elemento del sistema después de que ocurre una falla. Este valor considera todos los períodos en los que el equipo permanece en reparación y permite evaluar qué tan eficiente es el proceso de recuperación del servicio. Un MTTR bajo indica que los equipos pueden ser reparados y puestos nuevamente en operación en un menor tiempo, se obtiene mediante la ecuación 9 [27].

2.2.3.5. Tiempo medio entre fallas

El tiempo medio entre fallas (MTBF), muestra el tiempo promedio que transcurre entre una falla y la siguiente durante el funcionamiento. Este valor permite conocer cuánto tiempo, en general, un equipo puede operar antes de que vuelva a presentarse un problema. Un MTBF alto, significa que las fallas ocurren con menor frecuencia, se obtiene mediante la ecuación 10 [27].

2.2.3.6. Disponibilidad

Cuando un sistema presenta una falla, normalmente deja de funcionar durante un cierto período hasta que es reparado. El porcentaje de tiempo en el que el sistema se encuentra operando correctamente se conoce como disponibilidad, y se representa con la letra A. Este valor permite conocer qué tan seguido el sistema está en condiciones de brindar servicio [27].

Debido a que, en promedio, el sistema opera durante un tiempo determinado antes de presentar una falla, representado por el MTTF, y posteriormente requiere un tiempo adicional, correspondiente al MTTR, para volver a funcionar con normalidad, este indicador refleja el equilibrio entre los períodos en los que el sistema está activo y aquellos en los que se encuentra fuera de servicio por reparación , se obtiene mediante la ecuación 28 [27].

2.2.3.7. Indisponibilidad

La indisponibilidad de un sistema se refiere al tiempo en el que este no puede operar de manera total o parcial debido a la presencia de una falla. En este estado, el sistema permanece fuera de servicio hasta que se realicen las acciones necesarias para su recuperación, se obtiene mediante las ecuaciones 29 y 30 [27].

2.2.4. NORMATIVA TÉCNICA APLICABLE A CONFIABILIDAD EN DISTRIBUCIÓN

2.2.4.1. Regulaciones nacionales para redes eléctricas de distribución

En Ecuador, la confiabilidad del servicio eléctrico en las redes de distribución se rige por el Reglamento de Calidad del Servicio Eléctrico, aprobado mediante la Resolución ARCONEL 009/24. Esta normativa define lineamientos claros que deben cumplir las empresas distribuidoras para asegurar que el suministro de energía se mantenga de forma continua, con niveles adecuados de calidad y condiciones seguras para los usuarios [16].

El reglamento establece como obligatoria la medición y el envío periódico de indicadores que permiten evaluar la continuidad del servicio eléctrico. Entre estos se encuentran la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el Tiempo Total de

Interrupción (TTIK), los cuales permiten conocer con qué frecuencia ocurren los cortes y cuánto tiempo permanecen sin energía los usuarios [16].

El análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución debe orientarse a identificar acciones que permitan cumplir adecuadamente con los indicadores de calidad del servicio, ya que este análisis ayuda a evitar sanciones por parte del ente regulador, la ARCONEL. Para las empresas distribuidoras, resulta fundamental realizar estudios continuos y organizados sobre el estado de sus redes, ya que esto les permite conocer su comportamiento, anticipar problemas y aplicar mejoras que contribuyan a mantener un servicio eléctrico estable y confiable [21].

Es fundamental que las empresas de distribución eléctrica en Ecuador apliquen estrategias de mantenimiento preventivo y correctivo que ayuden a reducir la posibilidad de fallas en el sistema. Estas acciones permiten cumplir con los valores establecidos para los indicadores TTIK y FMIK, y al mismo tiempo disminuyen los costos que se generan por interrupciones prolongadas del servicio eléctrico. Asimismo, la incorporación de tecnologías de monitoreo en tiempo real y la capacitación constante del personal técnico resultan claves para mantener un funcionamiento estable y confiable de la red de distribución [27].

Las empresas distribuidoras, como EMELNORTE, deben realizar la entrega de información mensual. Asimismo, se exige la incorporación de herramientas tecnológicas como SCADA, equipos de protección inteligentes y sistemas de gestión de activos que faciliten la supervisión y el control operativo de las redes [16].

2.2.4.2. Normativa internacional aplicada al análisis de confiabilidad de los indicadores

Diversas normativas y estándares internacionales también establecen indicadores que permiten medir el desempeño de las redes de distribución. Entre los más utilizados se encuentran SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) y ASAI (Average Service Availability Index). Estos indicadores permiten evaluar la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio, así como la

disponibilidad del sistema eléctrico para los usuarios. De acuerdo con estándares del Institute of Electrical and Electronics Engineers, particularmente el IEEE Std 1159-2019 y el IEEE Std 1366-2012, los índices SAIFI y SAIDI son los más utilizados por las empresas eléctricas para evaluar el desempeño del servicio [23].

El sistema eléctrico público constituye una estructura compleja que se encuentra constantemente influenciada por diversos factores internos y externos que afectan su funcionamiento, por ende, es fundamental que su operación se desarrolle bajo el cumplimiento de protocolos y normativas establecidas a nivel internacional. Estas normativas permiten establecer criterios para evaluar el desempeño del sistema eléctrico y garantizar un suministro de energía confiable para los usuarios [26].

La disponibilidad de información obtenida a partir de metodologías de análisis permite que las autoridades y entidades responsables del sector eléctrico puedan tomar decisiones mejor fundamentadas para la planificación y gestión del sistema eléctrico. Este tipo de análisis proporciona datos relevantes sobre el comportamiento del sistema, lo que facilita el establecimiento de objetivos realistas en relación con el desarrollo del sector energético y la mejora de la continuidad del suministro eléctrico [26].

2.2.4.3. Normas técnicas internacionales sobre índices de confiabilidad

En el análisis de confiabilidad de redes de distribución a nivel internacional, se plantea que la mejora del servicio eléctrico requiere la aplicación de estrategias de inversión orientadas a reducir los indicadores de interrupción del servicio, se destaca la importancia de aplicar estrategias de inversión orientadas a mejorar el desempeño del sistema y reducir indicadores de continuidad del servicio como SAIDI (System Average Interruption Duration Index), ENS (Energy Not Supplied) y COST, los cuales permiten evaluar el impacto de las interrupciones tanto en el tiempo de corte como en la energía no suministrada y en las pérdidas económicas asociadas. Entre las acciones más utilizadas se encuentran la construcción de nuevas líneas eléctricas, la sustitución de equipos antiguos y la modernización de la red mediante la instalación de dispositivos automáticos de conmutación [19].

Algunos estudios consideran indicadores como ENS (Energy Not Supplied) y AENS (Average Energy Not Supplied) para estimar la energía que no es suministrada durante los cortes de energía. Sin embargo, estos índices no siempre se utilizan de forma generalizada en la evaluación del servicio, debido a que pueden no reflejar completamente las diferencias en el impacto económico que tienen las interrupciones para distintos tipos de consumidores [23].

Las autoridades encargadas de la planificación energética pueden emplear los resultados probabilísticos obtenidos a partir de simulaciones de Monte Carlo para identificar riesgos que puedan afectar la estabilidad de la red. Con esta información es posible plantear políticas y regulaciones orientadas a disminuir dichos riesgos y fortalecer la capacidad del sistema eléctrico para enfrentar diferentes situaciones, como eventos naturales o fallas en la infraestructura tecnológica [26].

2.2.4.4. Aplicación de normativa en Ecuador

Para la aplicación de la normativa de calidad del servicio eléctrico en Ecuador, las empresas distribuidoras y los consumidores deben cumplir una serie de disposiciones establecidas en la regulación vigente emitida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) [16].

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de proporcionar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica cumpliendo con los requerimientos de calidad establecidos en la regulación. Asimismo, deben implementar y mantener actualizada una base de datos que contenga información detallada de los componentes que conforman el sistema de distribución [16].

De igual manera, las distribuidoras deben recopilar, registrar y analizar la información necesaria para calcular los índices e indicadores de calidad del servicio. Esta información resulta fundamental para evaluar el desempeño del sistema eléctrico y determinar el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos [16].

Finalmente, las empresas distribuidoras están obligadas a entregar la información requerida a la ARCONEL, asegurando que dicha información sea presentada dentro de

los plazos establecidos, sea confiable y contenga todos los datos exigidos por la regulación [16].

2.2.5. MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

2.2.5.1. Fundamentos del análisis de confiabilidad en sistemas eléctricos

La confiabilidad de un sistema se entiende como la probabilidad de que este continúe cumpliendo su función durante un determinado período de tiempo. En el caso de los sistemas eléctricos, se relaciona con la capacidad de mantener el suministro de energía hacia los usuarios de manera continua y estable, considerando dos situaciones. [27].

El estado en el que el equipo se encuentra funcionando correctamente y disponible para operar (estado operativo o State Up) y el estado en el que el equipo no se encuentra disponible debido a una falla o interrupción (estado fuera de servicio o *State Down*) según se muestra en Fig. 3.

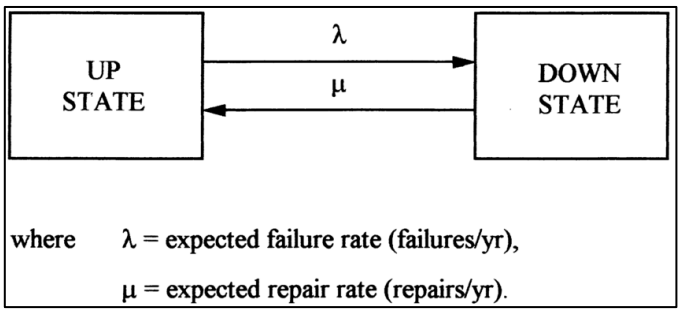


Fig. 3 Modelo de un sistema de 2 estados [27]

El análisis de la confiabilidad en los sistemas eléctricos está directamente relacionado con la calidad del servicio que reciben los usuarios. Estos estudios permiten evaluar el desempeño de las redes eléctricas y plantear mejoras que garanticen un suministro más estable [21].

2.2.5.2. Fundamentos y aplicaciones de las simulaciones Monte Carlo

El método de Monte Carlo es una técnica de simulación que se basa en la repetición de cálculos para analizar el comportamiento de un sistema a lo largo del tiempo. Mediante la generación de diferentes situaciones aleatorias, este método permite estimar cómo puede evolucionar una variable y evaluar la confiabilidad de un

componente o de todo el sistema durante un período determinado. Dependiendo del enfoque utilizado, las simulaciones pueden realizarse de forma secuencial o no secuencial, lo que facilita el estudio de distintos escenarios que podrían presentarse en la operación del sistema eléctrico [21].

Cuando se aplica simulación Monte Carlo, los resultados que se obtienen dependen directamente de la cantidad de muestras o simulaciones utilizadas durante el experimento. Mientras mayor sea el número de simulaciones realizadas, más representativos pueden ser los resultados obtenidos. Por esta razón, es necesario realizar un análisis estadístico de los estados que se generan durante la simulación, con el fin de verificar que los resultados se aproximen lo más posible al comportamiento real del sistema. Para ello, se utiliza la media aritmética de los valores obtenidos en las diferentes simulaciones, lo que permite observar hacia qué valor tienden los resultados a medida que el algoritmo realiza más iteraciones [21].

2.2.5.3. Cadenas de Markov en la evaluación de confiabilidad

El uso de cadenas de Markov apoya la planificación de los sistemas de distribución eléctrica considerando aspectos como la fiabilidad del sistema, la inversión necesaria y los costos de mantenimiento. Este método se emplea como una herramienta matemática que ayuda a representar el comportamiento de los diferentes elementos que forman parte del sistema eléctrico. A través de este modelo es posible analizar distintos escenarios de operación y estimar la probabilidad de que cada uno ocurra [18].

El cambio de estado como se muestra en Fig. 4 de un componente dentro del sistema puede representarse mediante un proceso de Markov, el cual describe cómo un elemento pasa de un estado a otro a lo largo del tiempo. Este proceso se define a través de una matriz de intensidades de transición, que permite expresar la probabilidad o frecuencia con la que ocurren estos cambios entre los distintos estados del componente. De esta manera, el modelo permite analizar el comportamiento del sistema y comprender cómo las fallas o recuperaciones de los elementos influyen en la confiabilidad general [24].

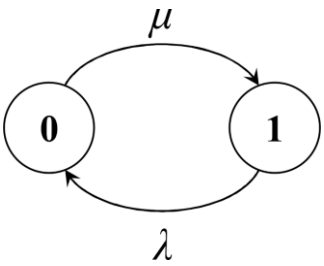


Fig. 4 Modelo de Markov para un componente reparable [24]

2.2.5.4. Aplicación de los parámetros en los modelos

- **Traducción de parámetros técnicos a variables probabilísticas**

La confiabilidad de un sistema de distribución eléctrica se evalúa principalmente mediante el uso de índices que permiten medir el desempeño del servicio. Estos indicadores ayudan a representar el comportamiento del sistema y facilitan su análisis dentro de modelos de confiabilidad [22].

Los índices del sistema se utilizan para analizar el desempeño de toda la red de distribución en conjunto. La utilización de estos indicadores permite representar los parámetros técnicos del sistema en variables que pueden ser analizadas dentro de los modelos de confiabilidad [22].

Para el análisis de estos parámetros, se evalúa el comportamiento real del sistema a partir de registros de operación. Este método analiza el grado de relación entre la tasa de falla (λ) y la tasa de reparación (μ), así como la confiabilidad del sistema primario de la red utilizando una base de datos histórica, los cuales posteriormente se comparan con los índices globales de confiabilidad obtenidos a partir de indicadores como FMIK y TTIK [27].

- **Utilización de información histórica en el análisis de confiabilidad**

La confiabilidad en los sistemas eléctricos tiene como objetivo garantizar el suministro continuo de energía eléctrica hacia los usuarios, minimizando interrupciones y asegurando un servicio estable, esta se enfoca en mantener la operación del sistema de distribución frente a perturbaciones y fallos que puedan presentarse en la red eléctrica [25].

La confiabilidad está estrechamente relacionada con la estadística y la probabilidad, ya que su análisis se basa en el estudio de datos históricos de operación. A partir de estos registros es posible identificar la frecuencia con la que ocurren fallas, los tiempos de reparación y el impacto de las interrupciones en el servicio eléctrico [25].

Para el análisis de confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica se emplea el modelo de disponibilidad, el cual permite evaluar el desempeño del sistema a partir de la información histórica de operación [27].

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

Introducción

El presente capítulo describe la metodología utilizada para evaluar la confiabilidad de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE). La metodología se basa en un enfoque cuantitativo y no experimental, enfocado en el análisis de datos históricos de fallas y en el uso de modelos probabilísticos para el estudio del comportamiento del sistema.

En primer lugar, se describe el proceso de revisión bibliográfica que permitió identificar los conceptos teóricos, normativos y técnicos necesarios para desarrollar el modelo de análisis. Posteriormente, se explica la caracterización del sistema eléctrico, así como la recopilación y organización de los datos proporcionados por la empresa EMELNORTE. A partir de esta información, se realizó inicialmente el análisis de los alimentadores de la Subestación Alpachaca, con el fin de identificar aquellos con mayor incidencia de fallas. Posteriormente, se efectuó el análisis a nivel de elementos pertenecientes a cada alimentador, permitiendo determinar el comportamiento individual de los componentes del sistema.

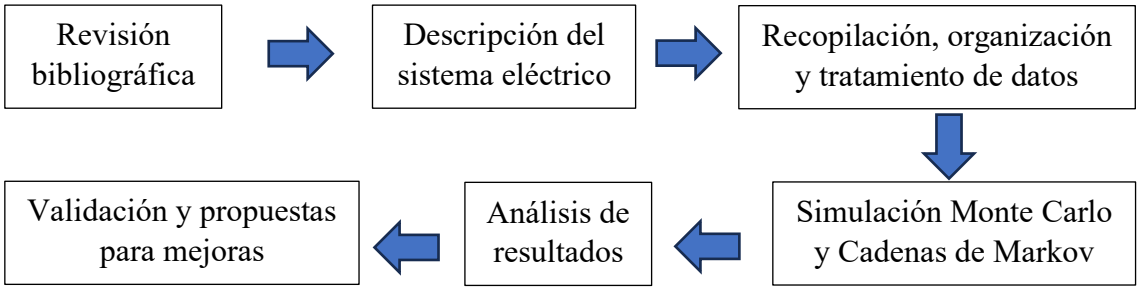
Una vez identificados los elementos, se calcularon las tasas de falla y reparación a partir de los registros históricos, y con estos valores se determinó la disponibilidad e indisponibilidad mediante el uso de cadenas de Markov. Finalmente, se aplicó la simulación de Monte Carlo con el propósito de estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas dentro del horizonte de proyección establecido, así como el año y el mes en el que podrían presentarse dichas fallas.

Asimismo, se describen las herramientas empleadas y el procedimiento aplicado para verificar los resultados obtenidos. Finalmente, se presentan algunas propuestas de mejora basadas en el análisis realizado, orientadas a mejorar la operación y la planificación del mantenimiento en los puntos críticos identificados.

Esta estructura metodológica permite realizar un análisis ordenado y acorde con la regulación vigente ARCONEL 09/24, asegurando que los resultados obtenidos representen de forma adecuada el comportamiento real del sistema eléctrico analizado.

3.1 Metodología

La metodología planteada para el análisis de confiabilidad de las redes de distribución asociadas a la Subestación Alpachaca se organiza en varias etapas que permiten el procesamiento de datos históricos, la aplicación de modelos probabilísticos y la representación geográfica de los resultados. Este enfoque permite evaluar de forma cuantitativa el comportamiento operativo de los alimentadores y plantear propuestas de mejoras basadas en el análisis técnico realizado.



3.2 Enfoque y tipo de investigación:

3.2.1 Enfoque o paradigma

La investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, ya que se basa en la recolección, análisis y procesamiento de datos numéricos relacionados con el comportamiento técnico de las redes de distribución eléctrica. Esto permite analizar de manera objetiva los aspectos asociados a la confiabilidad del sistema, utilizando modelos matemáticos y estadísticos.

3.2.2 Tipo de investigación

El estudio se desarrolla como una investigación descriptiva y correlacional, ya que se basa en teorías y métodos para evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico real. Para ello, se analizan los parámetros técnicos y operativos de la red de distribución y su relación con los indicadores de confiabilidad FMIK y TTIK, de acuerdo con la regulación vigente ARCONEL 09/24.

Además, se considera correlacional porque busca identificar la relación entre las diferentes variables que influyen en la confiabilidad del sistema, lo que permite establecer relaciones cuantitativas entre los parámetros analizados.

3.3 Materiales, equipos y software

3.3.1 Microsoft Excel

Esta herramienta se utilizó para la organización, depuración y análisis de los datos obtenidos de los registros operativos de la empresa EMELNORTE. En Microsoft Excel se calcularon parámetros técnicos fundamentales como la tasa de falla (λ), la tasa de reparación (μ), el MTTF y el MTTR, además de organizar los indicadores de confiabilidad FMIK y TTIK. Para el procesamiento de la información se emplearon funciones matemáticas y herramientas básicas de cálculo, lo que permitió ordenar los datos, comparar los resultados de los métodos aplicados y representar gráficamente los resultados obtenidos en el análisis.

3.3.2 Anaconda Prompt

El entorno Anaconda se utilizó para la implementación de los modelos probabilísticos y simulaciones computacionales mediante códigos desarrollados en Python. A través de este entorno se procesaron los datos históricos proporcionados por EMELNORTE, permitiendo realizar el análisis de confiabilidad de los alimentadores y posteriormente de los elementos asociados a la Subestación Alpachaca.

Se aplicaron las cadenas de Markov para analizar los estados de disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores, con el fin de identificar aquellos con mayor incidencia de fallas. Posteriormente, este análisis se extendió a los elementos que conforman cada alimentador, calculando las tasas de falla y reparación a partir de los registros históricos, lo que permitió determinar el comportamiento probabilístico de cada componente del sistema.

Una vez obtenidos estos parámetros, se aplicó la simulación de Monte Carlo, la cual permitió generar variables aleatorias basadas en los datos históricos y estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas dentro del horizonte de proyección establecido. Este

procedimiento permitió identificar los elementos con mayor criticidad, así como estimar el año y el mes probable de ocurrencia de fallas.

El entorno generó como salida archivos en formato Microsoft Excel, los cuales contienen los resultados obtenidos en cada etapa del análisis, incluyendo los cálculos de disponibilidad e indisponibilidad, la evaluación de criticidad y los resultados de la simulación realizada.

3.3.3 ArcGis

Este software se utilizó para la representación geográfica de los resultados obtenidos. A partir de la información técnica de las redes de distribución y de la ubicación de los alimentadores de la Subestación Alpachaca, ArcGIS permitió identificar y visualizar los puntos críticos que presentan mayores tasas de falla o mayores tiempos de interrupción.

De esta manera, el análisis probabilístico podrá relacionarse con la ubicación real de los elementos del sistema eléctrico, facilitando una interpretación más clara de los resultados y apoyando la identificación de zonas donde podrían priorizarse acciones de mantenimiento o mejora.

3.4 Métodos, técnicas e instrumentos.

3.4.1 Universo-población

El universo de estudio está conformado por las subestaciones de distribución operadas por la empresa EMELNORTE, ya que representan el conjunto de instalaciones en las que podrían aplicarse metodologías de análisis de confiabilidad similares, y la población de investigación se limita específicamente a la Subestación Alpachaca, seleccionada debido a la disponibilidad de datos históricos, su importancia operativa dentro del sistema de distribución eléctrica de la ciudad de Ibarra y la presencia de alimentadores que presentan variaciones en los indicadores de continuidad del servicio, como FMIK y TTIK.

3.4.2 Tamaño de la muestra

El tamaño de la muestra se definió a partir de los registros proporcionados por EMELNORTE correspondientes al período 2021–2024. Se consideró este intervalo debido a que, al momento de realizar el análisis, los datos del año 2025 no se encontraban completos ni consolidados, por lo que no garantizaban consistencia para su inclusión en el estudio. Inicialmente, la empresa entregó información que incluía tanto eventos de fallas como registros de mantenimiento, por lo que fue necesario realizar un proceso de depuración para excluir aquellos eventos que no correspondían al análisis planteado.

De esta manera, la muestra final quedó conformada únicamente por los eventos de falla asociados a los alimentadores de la Subestación Alpachaca, obtenidos a partir de la diferencia entre el total de fallas registradas y los mantenimientos programados. Esto permitió trabajar con una base de datos enfocada exclusivamente en las interrupciones reales del sistema eléctrico. A partir de esta información, se realizó una proyección de confiabilidad para un horizonte de cuatro años, comprendido de 2025 a 2028.

Es importante señalar que el alimentador número 7 no fue incluido en el análisis, debido a que corresponde a un banco de capacitores que funciona como regulador de voltaje dentro de la subestación. Durante la visita técnica realizada se indicó que este alimentador presenta voltaje; sin embargo, la celda correspondiente se encuentra libre, ya que no tiene conectada ninguna carga. Por esta razón, no fue posible incluirlo dentro del estudio de confiabilidad desarrollado.

3.4.3 Muestreo

El muestreo corresponde a un muestreo censal, ya que se utilizaron todos los registros válidos de fallas obtenidos después de la depuración de la base de datos entregada por EMELNORTE. Este procedimiento se basa en considerar la totalidad de los eventos que cumplen con los criterios de interrupción del servicio y excluyendo los mantenimientos programados.

Este proceso se desarrolló en tres etapas principales:

1. Revisión inicial del total de registros entregados por la EMLENORTE.

2. Eliminación de los eventos de mantenimiento, conservando únicamente los datos correspondientes a fallas.
3. Clasificación de los eventos por alimentador esto para garantizar que todos los datos fueran organizados correctamente para su análisis.

3.4.4 Herramientas a utilizar

Se emplearon diversas herramientas técnicas y computacionales orientadas a la organización, depuración, análisis y modelación de los datos. En primer lugar, Microsoft Excel se utilizó para la organización, depuración y clasificación de los registros históricos de fallas proporcionados por EMELNORTE. Además, esta herramienta permitió realizar el análisis inicial de los alimentadores, identificar aquellos con mayor incidencia de interrupciones y efectuar el cálculo de los parámetros necesarios, tales como el tiempo medio entre fallas y el tiempo medio de reparación, a partir de los cuales se obtuvieron las tasas de falla y reparación.

Posteriormente, el entorno Anaconda, mediante la implementación de scripts en Python, se utilizó para aplicar las cadenas de Markov y la simulación de Monte Carlo. En una primera etapa, las cadenas de Markov permitieron analizar los estados de disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores y posteriormente de los elementos que conforman cada circuito, utilizando las tasas de falla y reparación calculadas previamente. Con estos resultados se identificaron los componentes con mayor criticidad dentro del sistema.

A continuación, se aplicó la simulación de Monte Carlo, la cual permitió generar proyecciones probabilísticas basadas en los datos históricos y en los parámetros obtenidos del análisis anterior. Esta simulación permitió estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas, así como el año y el mes en el que podrían presentarse, dentro del horizonte de proyección establecido. Adicionalmente, se incorporaron los cálculos de disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores y de los elementos críticos, con el fin de evaluar el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios.

Como complemento se utilizó ArcGIS para la georreferenciación del alimentador con mayor número de interrupciones dentro de la red de la Subestación Alpachaca y la

representación espacial de los puntos críticos identificados. Esta representación facilitó la interpretación visual de los resultados y permitió identificar las zonas donde podrían priorizarse acciones de mantenimiento preventivo.

3.4.5 Matriz de operacionalización de variables.

3.4.5.1 Denominación de variables

Para el desarrollo del análisis de confiabilidad se trabajará con un conjunto de variables que permiten describir el comportamiento histórico y probabilístico de los alimentadores de la Subestación Alpachaca. Entre ellas se incluyen indicadores propios del registro operativo y parámetros derivados de los modelos de simulación. Las variables principales son:

- **FMIK (Frecuencia Media de Interrupciones por kVA):** Frecuencia media de interrupciones por kVA nominal instalado.
- **TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA):** Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado.
- **λ (Tasa de falla):** Frecuencia esperada de fallas por unidad de tiempo, obtenida a partir del historial de eventos.
- **μ (Tasa de reparación):** Velocidad con la que se restablece el servicio tras una falla, asociada al tiempo medio de reparación.
- **Disponibilidad (A):** Probabilidad de que el alimentador se encuentre operando correctamente.
- **Indisponibilidad (U):** Probabilidad de que el alimentador se encuentre fuera de servicio debido a una falla.
- **Duración de la interrupción:** Tiempo que transcurre desde el inicio de la falla hasta la restauración del servicio.
- **Frecuencia de interrupciones:** Número de fallas registradas por alimentador en el período de análisis.
- **Punto crítico:** Segmento del alimentador que muestra mayor recurrencia de fallas o mayores tiempos de interrupción según los datos históricos y proyectados.
- **MTTF (Tiempo medio para la falla):** Tiempo promedio de funcionamiento de un sistema o componente antes de que ocurra una falla.

- **MTTR (Tiempo medio de reparación):** Tiempo promedio requerido para reparar una falla y restablecer el funcionamiento normal del sistema.
- **MTBF (Tiempo medio entre fallas):** Tiempo promedio transcurrido entre una falla y la siguiente, considerando tanto el tiempo de operación como el tiempo de reparación.
- **Criticidad:** Indicador utilizado para identificar los alimentadores o elementos que representan mayor impacto dentro del sistema, considerando su comportamiento frente a las fallas y su nivel de indisponibilidad.

3.4.5.2 Unidad de medida

Cada una de las variables utilizadas en el análisis cuenta con una unidad de medida específica que permite su interpretación y comparación dentro del estudio aplicado a los alimentadores de la Subestación Alpachaca. Las unidades consideradas son las siguientes:

- **FMIK (Frecuencia Media de Interrupciones por kVA):** se considera un valor adimensional, ya que representa un índice que relaciona la frecuencia de interrupciones con la potencia nominal instalada del sistema.
- **TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA):** también se trató como un indicador adimensional, al representar una relación entre el tiempo total de interrupción y la potencia nominal instalada.
- **λ (Tasa de falla):** se expresa generalmente en fallas por unidad de tiempo (por ejemplo, fallas/año u horas^{-1}), aunque en el modelo utilizado se obtiene a partir del inverso del MTTF.
- **μ (Tasa de reparación):** se expresa como reparaciones por unidad de tiempo (por ejemplo, reparaciones/hora), obtenida como el inverso del MTTR.
- **Disponibilidad (A):** se representa como un valor adimensional entre 0 y 1, o también como un porcentaje que indica el tiempo en el que el sistema se encuentra en operación.
- **Indisponibilidad (U):** al igual que la disponibilidad, se expresa como un valor adimensional o como porcentaje del tiempo en el que el sistema se encuentra fuera de servicio.

- **Duración de la interrupción:** se mide en unidades de tiempo, generalmente en minutos u horas, dependiendo del nivel de detalle del registro.
- **Frecuencia de interrupciones:** se expresa como número de fallas por año o como la cantidad total de eventos registrados en el período de análisis.
- **Punto crítico:** no posee una unidad de medida específica, ya que se identifica por su ubicación dentro del alimentador donde se concentra la mayor ocurrencia de fallas o interrupciones.
- **MTTF (Tiempo medio para la falla):** se expresa en unidades de tiempo, generalmente horas o años de operación antes de que ocurra una falla.
- **MTTR (Tiempo medio de reparación):** se mide en unidades de tiempo, normalmente horas, y representa el tiempo promedio necesario para restablecer el servicio después de una falla.
- **MTBF (Tiempo medio entre fallas):** se expresa también en unidades de tiempo (horas o años) y representa el intervalo promedio entre una falla y la siguiente, considerando tanto el tiempo de operación como el tiempo de reparación.
- **Criticidad:** Se considera un valor adimensional, ya que corresponde a un indicador comparativo utilizado para identificar los alimentadores o elementos con mayor impacto dentro del sistema.

3.4.5.3 Técnicas e instrumentos para obtención de datos primarios

La obtención de los datos primarios se llevó a cabo mediante la revisión directa de los registros históricos proporcionados por EMELNORTE, los cuales contienen información detallada sobre fallas, interrupciones y tiempos de reparación de los alimentadores de la Subestación Alpachaca.

Esta información fue organizada y procesada inicialmente en Microsoft Excel, lo que permitió ordenar los datos de los indicadores FMIK y TTIK, así como clasificar los registros por alimentador y posteriormente por elementos. A partir de estos datos se calcularon los parámetros necesarios para el análisis, incluyendo el tiempo medio para la falla (MTTF) y el tiempo medio de reparación (MTTR), que permitieron obtener las tasas de falla (λ) y reparación (μ).

Los datos fueron trabajados en el entorno Anaconda mediante el uso del lenguaje Python. En este entorno se aplicaron inicialmente las cadenas de Markov para analizar los estados de disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores y, posteriormente, de los elementos identificados como más representativos dentro del sistema. Este análisis permitió evaluar el comportamiento probabilístico del sistema y determinar los componentes con mayor nivel de criticidad.

Una vez obtenidos estos parámetros, se aplicó la simulación de Monte Carlo utilizando las tasas de falla y reparación calculadas previamente. Esta simulación permitió generar escenarios probabilísticos y realizar la proyección de fallas. A partir de estos resultados, se estimó la probabilidad de ocurrencia de fallas, así como el año y el mes en los que podrían presentarse, tanto a nivel de alimentadores como de elementos críticos.

Los resultados obtenidos permitieron analizar el comportamiento esperado del sistema eléctrico, estimar la disponibilidad e indisponibilidad proyectada y establecer una base para la identificación de los puntos críticos que podrían requerir acciones de mantenimiento o seguimiento dentro de la red de la Subestación Alpachaca.

3.4.5.4 Frecuencia de medición

La frecuencia de medición estuvo determinada por la periodicidad con la que EMELNORTE registró los eventos de falla en los alimentadores de la Subestación Alpachaca. Los datos fueron recopilados de manera continua cada vez que se producía una interrupción del servicio, por lo que cada evento quedó registrado con su fecha, hora de inicio, hora de restablecimiento y causa asociada.

Esta frecuencia de registro permitió contar con un historial detallado de fallas durante todo el periodo analizado, lo cual facilitó la organización de los datos correspondientes. A partir de esta información también fue posible descomponer los tiempos de interrupción para calcular las tasas de falla y de reparación, las cuales posteriormente fueron utilizadas como parámetros en los modelos probabilísticos aplicados en el estudio.

3.4.6 Ecuaciones

3.4.6.1 Indicadores confiabilidad

- **Frecuencia media de interrupción por cliente**

$$\mathbf{FMIK_i} = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad \ldots(1)$$

$$\mathbf{FMIK} = \sum_i FMIK_i \quad \ldots(2)$$

- **Tiempo total de interrupción por cliente**

$$\mathbf{TTIK_i} = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{Ti}} \quad \ldots(3)$$

$$\mathbf{TTIK} = \sum_i TTIK_i \quad \ldots(4)$$

Donde:

- **$FMIK_i$:** Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.
- **$TTIK_i$:** Tiempo medio de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.
- **kVA_i:** kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i.
- **kVA_{Ti}:** kVA nominales totales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i.
- **t_i:** Tiempo de duración de la interrupción i, en horas.

- **Tasa de falla**

$$\lambda = \frac{m}{\Sigma Toi} \left[\frac{Fallas}{Año}\right] \quad \ldots(5)$$

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad \ldots(6)$$

Donde:

- **m:** Cantidad total de fallas del elemento i.

- **Toi:** Duración en que el elemento i, se encuentra en estado operativo o disponible.
- **ΣTo:** Duración acumulada de la maniobra del elemento i.

➢ **Tasa de reparación**

$$\boldsymbol{\mu} = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad \left[\frac{1}{\text{Horas}}\right] \qquad \ldots(7)$$

Donde:

- **μ:** Tasa de reparación.
- **MTTR:** Tiempo de reparación.

➢ **Tiempo medio para la falla**

$$\textbf{MTTF} = \frac{\text{Cantidad de horas de operación}}{\text{Cantidad de unidades bajo muestra}} \qquad \ldots(8)$$

➢ **Tiempo medio de reparación**

$$\textbf{MTTR} = \frac{\text{Duración total de reparaciones correctivas}}{\text{Cantidad de reparaciones correctivas}} \qquad \ldots(9)$$

➢ **Tiempo medio entre fallas**

$$\textbf{MTBF} = \frac{\text{Cantidad de horas de operación}}{\text{Cantidad de paradas correctivas}} \qquad \ldots(10)$$

3.4.6.2 Simulación Monte Carlo

➢ **Probabilidad de cada categoría (modelo zero-inflated)**

$$\mathbf{p_k} = \frac{n_k}{N} \qquad \ldots(11)$$

Esta ecuación calcula la probabilidad de ocurrencia de cada una de las categorías consideradas en el modelo de simulación. Estas categorías representan las combinaciones posibles entre los valores de los indicadores FMIK y TTIK cuando pueden tomar valores cero o positivos.

Donde:

- **p_k:** probabilidad de ocurrencia de la categoría k.
- **n_k:** número de observaciones que pertenecen a la categoría k.
- **N:** número total de observaciones en la muestra.
- **k:** índice que representa cada categoría posible del modelo.

➢ **Transformación de rangos a variable uniforme**

$$u_i = \frac{r_i}{n+1} \qquad \ldots(12)$$

Esta transformación convierte los datos originales en valores que siguen una distribución uniforme en el Interval (0, 1). Se utiliza el rango de cada observación dentro de la muestra ordenada para evitar valores extremos iguales a cero o uno.

Donde:

- **u_i:** valor transformado que sigue una distribución uniforme.
- **r_i:** rango del dato i dentro de la muestra ordenada.
- **n:** número total de observaciones en la muestra.
- **i:** índice de la observación analizada.

➢ **Transformación a variable normal estándar**

$$z = \Phi^{-1}(u) \qquad \ldots(13)$$

Esta ecuación transforma una variable uniforme en una variable con distribución normal estándar mediante la función inversa de la distribución acumulada normal.

Donde:

- **z:** variable transformada con distribución normal estándar.
- **u:** variable aleatoria con distribución uniforme en el Interval (0, 1).
- **Φ^{-1}:** función inversa de la distribución acumulada normal.

➢ **Coeficiente de correlación de Pearson**

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^{n} (z_{1i} - \bar{z_1})(z_{2i} - \bar{z_2})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} (z_{1i} - \bar{z_1})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (z_{2i} - \bar{z_2})^2}} \qquad \ldots(14)$$

Esta ecuación permite determinar el grado de relación lineal entre las variables transformadas asociadas a los indicadores FMIK y TTIK.

Donde:

- **ρ:** coeficiente de correlación entre las variables.
- $\mathbf{z_{1i}}$**:** valor transformado de la variable FMIK para la observación i.
- $\mathbf{z_{2i}}$**:** valor transformado de la variable TTIK para la observación i.
- $\mathbf{\bar{z}_1}$**:** promedio de los valores transformados de FMIK.
- $\mathbf{\bar{z}_2}$**:** promedio de los valores transformados de TTIK.
- **n:** número total de observaciones.
- **i:** índice de la observación.

➢ **Matriz de covarianza de la cópula gaussiana**

$$\mathbf{\Sigma}=\begin{bmatrix}1 & \rho\\ \rho & 1\end{bmatrix} \qquad \ldots(15)$$

Esta matriz describe la estructura de dependencia entre las variables aleatorias utilizadas en el modelo probabilístico.

Donde:

- **Σ:** matriz de covarianza de las variables.
- **1:** varianza de cada variable normalizada.
- **ρ:** coeficiente de correlación entre las variables.

➢ **Generación de variables normales correlacionadas**

$$\mathbf{Z}\sim N(\mu,\Sigma) \qquad \ldots(16)$$

Esta expresión indica que el vector aleatorio Z sigue una distribución normal multivariada caracterizada por un vector de medias y una matriz de covarianza.

Donde:

- **Z:** vector aleatorio generado en la simulación.
- **N:** distribución normal multivariada.
- **μ:** vector de medias de las variables.

- **Σ:** matriz de covarianza que describe la dependencia entre variables.

➢ **Transformación de normal a uniforme**

$$\mathbf{u}=\Phi(z) \quad \ldots(17)$$

Esta ecuación transforma la variable normal simulada nuevamente en una variable uniforme utilizando la función de distribución acumulada de la normal estándar.

Donde:

- **u:** variable transformada con distribución uniforme.
- **z:** variable aleatoria con distribución normal estándar.
- **Φ:** función de distribución acumulada de la distribución normal.

➢ **Inversa de la función de distribución empírica**

$$\mathbf{x}=F^{-1}(u) \quad \ldots(18)$$

Esta ecuación permite obtener valores simulados de los indicadores aplicando la inversa de la función de distribución empírica a una variable uniforme.

Donde:

- **x:** valor simulado del indicador.
- **F^{-1}:** función inversa de la distribución acumulada empírica.
- **u:** número aleatorio uniforme generado en la simulación.

➢ **Interpolación lineal**

$$\mathbf{x}=x_{lo}(1-\alpha)+x_{hi}\alpha \quad \ldots(19)$$

Cuando el valor generado se encuentra entre dos observaciones consecutivas, se utiliza una interpolación lineal para obtener un valor intermedio dentro del rango de los datos.

Donde:

- **x:** valor interpolado.
- **x_{lo}:** valor inferior en la muestra ordenada.
- **x_{hi}:** valor superior en la muestra ordenada.

- **α:** fracción que determina la posición relativa entre los dos valores.

➢ **Media aritmética**

$$\bar{x}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_i \qquad \ldots(20)$$

La media aritmética representa el valor promedio de los datos y se utiliza para comparar las características estadísticas entre los datos reales y los simulados.

Donde:

- $\bar{x}$**:** valor promedio de la variable.
- x_i**:** valor de la variable en la observación i.
- **n:** número total de observaciones.
- **i:** índice de la observación.

➢ **Desviación estándar muestral**

$$s=\sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})^2} \qquad \ldots(21)$$

Esta ecuación mide la dispersión de los datos con respecto al promedio y permite evaluar la variabilidad presente en la muestra.

Donde:

- **s:** desviación estándar muestral.
- x_i**:** valor de la variable en la observación i.
- $\bar{x}$**:** promedio de la variable.
- **n:** número total de observaciones.
- **i:** índice de la observación.

➢ **Percentil o cuantil**

$$Q(p)=F^{-1}(p) \qquad \ldots(22)$$

Los cuantiles permiten determinar valores característicos de una distribución, como la mediana o los percentiles superiores.

Donde:

- **Q(p):** cuantil correspondiente a la probabilidad p.
- **F^{-1}:** inversa de la función de distribución acumulada.
- **p:** probabilidad acumulada asociada al cuantil.

➢ **Proporción de valores cero**

$$\mathbf{P(X=0)}=\frac{n_0}{N} \qquad \ldots(23)$$

Esta expresión calcula la proporción de observaciones con valor cero dentro del conjunto de datos.

Donde:

- **P(X=0):** probabilidad de que la variable tome el valor cero.
- **n_0:** número de observaciones con valor igual a cero.
- **N:** número total de observaciones.

➢ **Estadístico de Kolmogorov-Smirnov**

$$\mathbf{D}=\sup_x |F_r(x)-F_s(x)| \qquad \ldots(24)$$

Este estadístico mide la máxima diferencia entre las funciones de distribución acumulada de los datos reales y los simulados.

Donde:

- **D:** estadístico de la prueba Kolmogorov-Smirnov.
- **$F_r(x)$:** función de distribución acumulada de los datos reales.
- **$F_s(x)$:** función de distribución acumulada de los datos simulados.
- **sup :** valor máximo de la diferencia entre ambas funciones.

➢ **Función de distribución empírica**

$$\mathbf{F_n(x)}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} I(x_i \leq x) \qquad \ldots(25)$$

La función de distribución empírica representa la probabilidad acumulada estimada directamente a partir de los datos observados.

Donde:

- **$F_n(x)$:** función de distribución empírica.
- **n:** número total de observaciones.
- **x_i:** valor de la variable en la observación i.
- **$I(x_i \leq x)$:** función indicadora que vale 1 si la condición se cumple y 0 en caso contrario.

➢ **Función de evaluación del modelo**

$$S=5|p_r-p_s|+\frac{|\mu_r-\mu_s|}{|\mu_r|}+\frac{|\sigma_r-\sigma_s|}{|\sigma_r|}+KS+0.5|\rho_r-\rho_s| \quad \ldots(26)$$

Esta función combina diferentes métricas estadísticas para evaluar la calidad del ajuste entre los datos reales y los simulados.

Donde:

- **S:** valor de evaluación del modelo.
- **p_r:** proporción de valores cero en los datos reales.
- **p_s:** proporción de valores cero en los datos simulados.
- **μ_r:** media de los datos reales.
- **μ_s:** media de los datos simulados.
- **σ_r:** desviación estándar de los datos reales.
- **σ_s:** desviación estándar de los datos simulados.
- **KS:** estadístico de la prueba Kolmogorov-Smirnov.
- **ρ_r:** correlación entre variables en los datos reales.
- **ρ_s:** correlación entre variables en los datos simulados.

➢ **Horas de reparación**

$$H_{rep}=\sum \text{Duración} \quad \ldots(27)$$

➢ **Horas operación**

$$H_{op}=H_{año}-H_{mant}-H_{rep} \quad \ldots(28)$$

- **Horas de exposición futura**

$$\mathbf{H_{exp}}=H_{año}-H_{man} \quad \ldots(29)$$

- **Número esperado de fallas**

$$\mathbf{m}=\lambda * H_{exp} \quad \ldots(30)$$

- **Distribución Poisson**

$$\mathbf{N_{sim}}\sim \text{Poisson}(\lambda * H_{exp}) \quad \ldots(31)$$

- **Distribución Gamma**

$$\boldsymbol{\lambda_{sim}}\sim \text{Gamma}(\alpha,\beta) \quad \ldots(32)$$

Donde:

- **α:** N
- **β:** Hop

- **Promedio Monte Carlo**

$$\mathbf{E[X]}= \frac{1}{M}\sum x_i \quad \ldots(33)$$

- **Probabilidad de falla**

$$\mathbf{P}=\frac{\text{Simulaciones con falla}}{\text{Total simulaciones}} \quad \ldots(34)$$

- **Moda del mes**

$$\mathbf{Mes}=\text{Moda(Meses históricos)} \quad \ldots(35)$$

- **Índice de criticidad**

$$\mathbf{IC}=0.40(P)+0.20(F)+0.20(D)+0.10(FMIK)+0.10(TTIK) \quad \ldots(36)$$

Donde:

- **P:** Probabilidad de falla
- **F:** Número de fallas
- **D:** Duración de interrupción
- **FMIK:** Frecuencia media de interrupción por kVA instalado
- **TTIK:** Tiempo total de interrupción por kVA instalado

3.4.6.3 Cadenas de Markov

- **Horas calendario del período**

$$\mathbf{H_{cal}}=H_{op}+T_{int} \quad \ldots(37)$$

Esta ecuación calcula el tiempo total del período analizado, sumando las horas de operación del sistema y el tiempo de interrupción.

Donde:

- **H_{cal}:** Horas calendario del período.
- **H_{op}:** Horas de operación.
- **T_{int}:** Duración de interrupciones.

➢ **Disponibilidad**

$$A_i = \frac{\mu}{\lambda+\mu} \quad \ldots(38)$$

Calcula la probabilidad de que el sistema esté en operación en régimen permanente.

➢ **Indisponibilidad**

$$U_i = \frac{\lambda}{\mu+\lambda} \quad \ldots(39)$$

$$U=1-A \quad \ldots(40)$$

Probabilidad de que el sistema esté en estado de falla.

Donde:

- **A:** Disponibilidad.
- **U:**Indisponibilidad.
- **λ:** Tasa de fallas.
- **μ:** Tasa de reparación.

➢ **Disponibilidad empírica**

$$A_{emp}=\frac{H_{op}}{H_{cal}} \quad \ldots(41)$$

Disponibilidad calculada a partir de datos reales del sistema.

Donde:

- **A_{emp}:** Disponibilidad empírica.
- **H_{op}:** Horas de operación.

- $\mathbf{H_{cal}}$**:** Horas calendario.

➢ **Indisponibilidad empírica**

$$\mathbf{U_{emp}}=1-A_{emp} \quad \ldots(42)$$

Tiempo relativo que el sistema estuvo fuera de servicio.

➢ **Diferencia absoluta entre disponibilidad Markov y empírica**

$$\mathbf{D}=|A_{Markov}-A_{emp}| \quad \ldots(43)$$

Permite validar el modelo comparando resultados probabilísticos con datos reales.

➢ **Porcentaje de indisponibilidad**

$$\mathbf{U_{\%}}=100\cdot U \quad \ldots(44)$$

Convierte la indisponibilidad a porcentaje.

➢ **Porcentaje de disponibilidad**

$$\mathbf{A_{\%}}=100\cdot A \quad \ldots(45)$$

Expresa la disponibilidad del sistema en porcentaje.

➢ **Distribución porcentual de causas de falla**

$$\mathbf{P_i}=\frac{C_i}{\sum C_i} \quad \ldots(46)$$

Determina la proporción que representa cada tipo de falla respecto al total de fallas.

Donde:

- $\mathbf{P_i}$**:** Proporción de la causa de falla i.
- $\mathbf{C_i}$**:** Número de fallas de la causa i.
- $\mathbf{\sum C_i}$**:** Total de fallas.

➢ **Total de causas de falla**

$$\mathbf{C_{total}}=\sum_{i=1}^{n} C_i \quad \ldots(47)$$

Número total de fallas registradas considerando todas las causas.

➢ **Promedio anual de disponibilidad**

$$\bar{A}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} A_i \quad \ldots(48)$$

Calcula la disponibilidad promedio entre alimentadores o períodos.

- **Promedio anual de indisponibilidad**

$$\tilde{U}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} U_i \quad \ldots(49)$$

Promedio de indisponibilidad del sistema.

- **Valor máximo de diferencia entre modelos**

$$D_{max}=\max(D_i) \quad \ldots(50)$$

Determina la mayor diferencia entre disponibilidad Markov y empírica.

- **Matriz de transición Markov**

$$P = \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \quad \ldots(51)$$

3.5 Aplicación metodológica

3.5.1 Revisión bibliográfica

El propósito de esta fase fue identificar los fundamentos teóricos, metodológicos y normativos que respaldan el análisis de confiabilidad en redes de distribución eléctrica, con énfasis en los métodos probabilísticos aplicados a sistemas con comportamiento aleatorio. Para eso, se revisaron estudios relacionados con indicadores de continuidad del servicio, simulaciones de Monte Carlo y métodos basados en cadenas de Markov.

La revisión también consideró los criterios técnicos establecidos en la regulación vigente ARCONEL 09/24 y documentos operativos de la Subestación Alpachaca, este proceso permitió definir los parámetros técnicos más relevantes, seleccionar los métodos de análisis adecuados y orientar la construcción de los modelos probabilístico aplicado al caso de estudio.

3.5.2 Descripción del sistema eléctrico

Se realizó a partir del análisis de las redes de distribución alimentadas por la Subestación Alpachaca, se encuentra ubicada en la provincia de Imbabura, en el cantón Ibarra, como se muestra en Fig. 5 y Fig. 6, formando parte del sistema de distribución operado por EMELNORTE, abasteciendo a distintos sectores de la zona urbana y rural.

Para el desarrollo del análisis, se revisaron los históricos de los indicadores de FMIK y TTIK, lo que permitió identificar los alimentadores con mayor número de interrupciones durante el período de estudio comprendido entre los años 2021 a 2024. A partir de los alimentadores identificados, , se realizó un análisis a nivel de elementos, considerando los componentes que presentaron mayor recurrencia de fallas dentro de cada circuito.

Cabe señalar nuevamente que el alimentador Alpachaca 7 no fue considerado dentro del análisis, debido a que corresponde a un banco de capacitores que funciona como regulador de voltaje dentro de la subestación y de igual manera estando libre.



Fig. 5 Ubicación de Subestación Alpachaca en ArcGIS

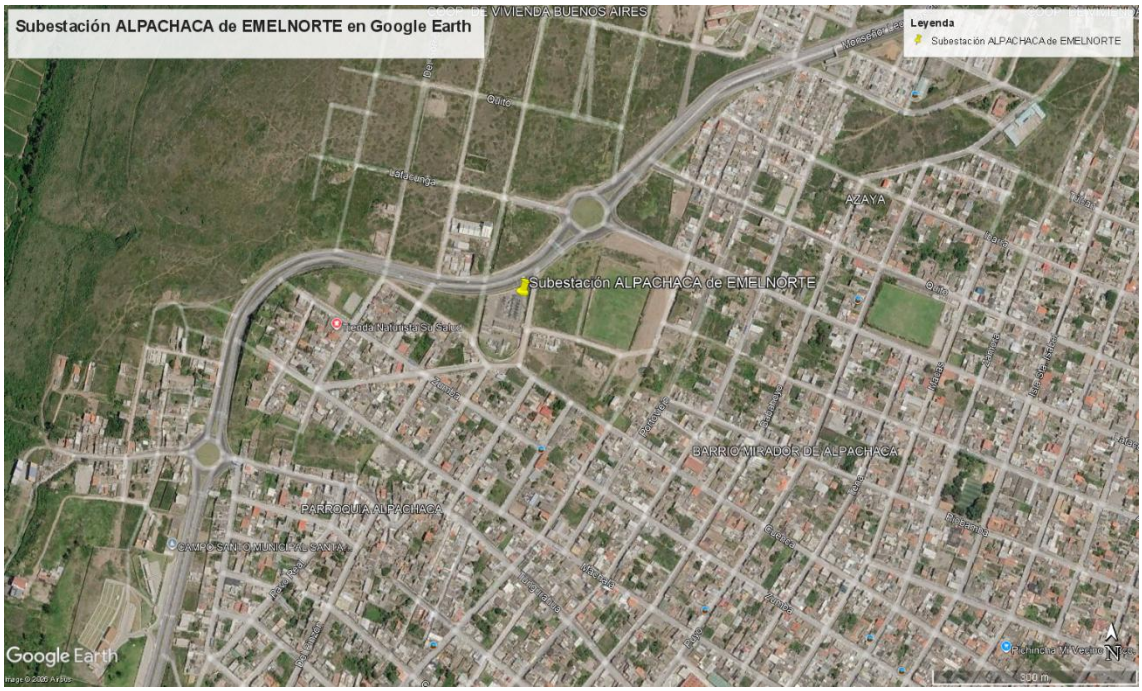


Fig. 6 ubicación de Subestación Alpachaca en Google Earth

3.5.3 Recopilación, organización y tratamiento de datos

La recopilación de datos consistió en obtener los registros históricos de fallas, interrupciones y tiempos de reparación de los alimentadores de la Subestación Alpachaca y de los elementos que presentaron la falla, proporcionados por EMELNORTE.

Los datos fueron depurados, verificados y organizados en Microsoft Excel, estandarizando fechas, causas y duraciones con el fin de asegurar la consistencia de la

información. Este proceso permitió generar una base de datos organizada que sirvió como fundamento para el cálculo de los indicadores de confiabilidad y para la aplicación de los modelos probabilísticos utilizados en el estudio.

3.5.3.1 Procedimiento de análisis de datos

El análisis de datos se realizó a partir de la información proporcionada por la empresa EMELNORTE, la cual incluía los registros de fallas y los tiempos de interrupción de los alimentadores de la Subestación Alpachaca. En una primera etapa, la información fue organizada y depurada para considerar únicamente las fallas reales, excluyendo los eventos asociados a mantenimientos programados. Posteriormente, se verificó la coherencia de las fechas, duraciones y cantidades registradas, con el fin de trabajar únicamente con información confiable.

Una vez depurada la base de datos, se organizaron los valores de los indicadores FMIK y TTIK correspondientes a cada alimentador y a cada año del período 2021–2024. Este análisis permitió identificar los alimentadores con mayor número de interrupciones. Posteriormente, se realizó el análisis a nivel de elementos, considerando únicamente los registros en los que se presentaron fallas.

A partir de la información organizada se calcularon los parámetros de confiabilidad, tiempo medio para la falla (MTTF) y el tiempo medio de reparación (MTTR), lo que permitió determinar las tasas de falla (λ) y de reparación (μ). Estos valores fueron usados como datos de entrada para el análisis probabilístico del sistema.

Seguido, se aplicaron las cadenas de Markov para calcular la disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores y de los elementos identificados como críticos. Una vez obtenidos estos resultados, se utilizó la simulación de Monte Carlo para generar proyecciones basadas en los parámetros calculados, permitiendo estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas dentro del horizonte de proyección de cuatro años, comprendido entre 2025 y 2028.

Los resultados obtenidos fueron analizados para identificar los elementos con mayor criticidad y evaluar el comportamiento esperado del sistema eléctrico, lo que

permitió establecer una base para la interpretación de los resultados y el análisis del desempeño de las redes de distribución.

3.5.4 Método simulativo

3.5.4.1 Simulación Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo se aplicó para generar proyecciones del comportamiento de los alimentadores y de los elementos de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca, a partir de los datos históricos del período 2021–2024. Esta simulación permitió modelar el comportamiento probabilístico del sistema considerando la frecuencia de fallas y los tiempos de reparación registrados.

Además, el método se aplicó a las tasas de falla (λ) y de reparación (μ), con el fin de generar valores proyectados basados en el comportamiento histórico del sistema. De esta manera, la simulación permitió obtener escenarios probabilísticos que sirvieron para estimar la ocurrencia de fallas en los alimentadores y elementos analizados.

Mediante scripts ejecutados en el entorno Anaconda, utilizando el lenguaje Python, se realizaron múltiples iteraciones que generaron distintos escenarios simulados del comportamiento del sistema. A partir de estos resultados, se estimó la probabilidad de falla y se determinó el año y el mes en los que se estiman interrupciones dentro del horizonte de proyección.

3.5.4.2 Cadenas de Markov

Se emplearon para integrar las tasas de falla y reparación obtenidas del procesamiento de los datos históricos, lo que permitió describir la probabilidad de que cada alimentador se encuentre en estado de disponibilidad o indisponibilidad en un determinado momento. Inicialmente, este análisis se aplicó a los alimentadores de la Subestación Alpachaca y, posteriormente, a los elementos que conforman la red de distribución, especialmente a aquellos identificados como críticos.

A partir de este enfoque, se modeló el comportamiento de los componentes frente a los procesos de falla y reparación, lo que permitió estimar la disponibilidad e indisponibilidad tanto de los alimentadores como de los elementos analizados. Estos

resultados sirvieron como base para evaluar el comportamiento probabilístico del sistema y complementar la proyección de fallas realizada mediante la simulación de Monte Carlo.

3.5.4.3 Análisis de resultados

Para validar las proyecciones obtenidas, se realizó una comparación entre los valores históricos y los valores proyectados generados mediante la simulación. Para ello, considerando que cada alimentador contaba con aproximadamente 1500 datos correspondientes al período 2021–2024, los valores fueron divididos en 20 intervalos, con un promedio aproximado de datos por intervalo. En cada uno se calculó el promedio de los valores históricos y el promedio de los valores proyectados, y posteriormente se determinó la diferencia entre ambos, la cual permitió evaluar el nivel de variación entre los datos y verificar la coherencia de las simulaciones.

La comparación entre los datos históricos y proyectados se realizó mediante gráficas de la función de distribución acumulada empírica (ECDF) en escala logarítmica, lo que permitió analizar de manera más clara el comportamiento y la tendencia de ambos conjuntos de datos. Este procedimiento facilitó la identificación de similitudes y variaciones entre los valores históricos y proyectados, asegurando que las simulaciones representaran de forma adecuada el comportamiento del sistema eléctrico.

Adicionalmente, los resultados obtenidos fueron integrados en ArcGIS, donde se realizó la georreferenciación del alimentador que presentó el mayor número de interrupciones dentro de la red de la Subestación Alpachaca. Esta representación espacial permitió identificar los puntos críticos con mayor recurrencia de fallas, facilitando la localización de las zonas donde podrían priorizarse acciones de mantenimiento y mejora del sistema.

3.5.4.4 Validación y propuestas para mejora

La validación se realizó mediante la comparación entre los datos históricos proporcionados por EMELNORTE y los valores proyectados obtenidos a partir de la simulación. Este proceso tuvo como finalidad verificar que los resultados generados por los modelos aplicados representaran de manera adecuada el comportamiento del sistema y que las proyecciones fueran coherentes con los registros históricos.

Para el desarrollo se empleó la simulación de Monte Carlo, la cual permitió generar valores proyectados tanto de los indicadores de confiabilidad como de las tasas de falla (λ) y de reparación (μ). Estos valores fueron comparados con los datos históricos mediante representaciones gráficas en Microsoft Excel, incluyendo gráficas lineales y funciones de distribución acumulada empírica (ECDF) en escala logarítmica, lo que facilitó la visualización de tendencias y la comparación entre ambos conjuntos de datos.

A partir de estas tasas proyectadas, se aplicaron las cadenas de Markov para estimar la disponibilidad e indisponibilidad del sistema dentro del horizonte de proyección comprendido entre los años 2025 a 2028. Este enfoque permitió evaluar el comportamiento probabilístico del sistema considerando la transición entre los estados de operación y falla.

Como resultado del análisis, se identificó un alimentador con mayor probabilidad de falla y mayores niveles de indisponibilidad, el cual fue considerado como el más crítico dentro de la red de la Subestación Alpachaca. A partir de este resultado, se realizó un análisis más detallado a nivel de elementos, permitiendo identificar los componentes con mayor criticidad.

Finalmente, esta información permitió plantear propuestas de mejora orientadas a la planificación del mantenimiento, priorizando inspecciones técnicas y acciones preventivas en los elementos identificados como críticos, con el objetivo de reducir la probabilidad de fallas y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

3.5.5 Examinación de indicadores históricos

La examinación de los históricos se realizó con el propósito de analizar el comportamiento del sistema eléctrico de la Subestación Alpachaca a partir de los registros correspondientes al período 2021–2024, para ello se usaron los indicadores de confiabilidad FMIK y TTIK.

Cabe señalar que, en algunos días del período analizado, se registró más de una falla. Sin embargo, los valores del indicador FMIK no fueron sumados, debido a que cada evento ocurrió en diferentes horarios y sectores, además de corresponder a distintos elementos de la red. Por esta razón, las interrupciones se representan de manera separada,

aun cuando fueron registradas el mismo día y pertenecen al mismo circuito del alimentador, lo mismo ocurre con el indicador TTIK.

El análisis se desarrolló únicamente a alimentadores, lo que permitió identificar el alimentador con mayor número de interrupciones y mayores tiempos de indisponibilidad, estableciéndolo como el más crítico dentro de la red de distribución.

A partir de esta información, se aplicó simulación de Monte Carlo para estimar el comportamiento del sistema dentro del horizonte comprendido entre 2025 a 2028. Mediante este procedimiento se generaron valores proyectados no solo de los indicadores, sino también de las tasas de falla (λ) y de reparación (μ), basadas en el comportamiento histórico del sistema. Posteriormente, estas tasas fueron utilizadas en el modelo de cadenas de Markov, para estimar la disponibilidad e indisponibilidad de los alimentadores dentro del horizonte de proyección.

De esta manera, la examinación de los indicadores históricos permitió no solo caracterizar el comportamiento del sistema en condiciones reales de operación, sino también establecer una base para la proyección probabilística y la estimación de la disponibilidad en los años futuros.

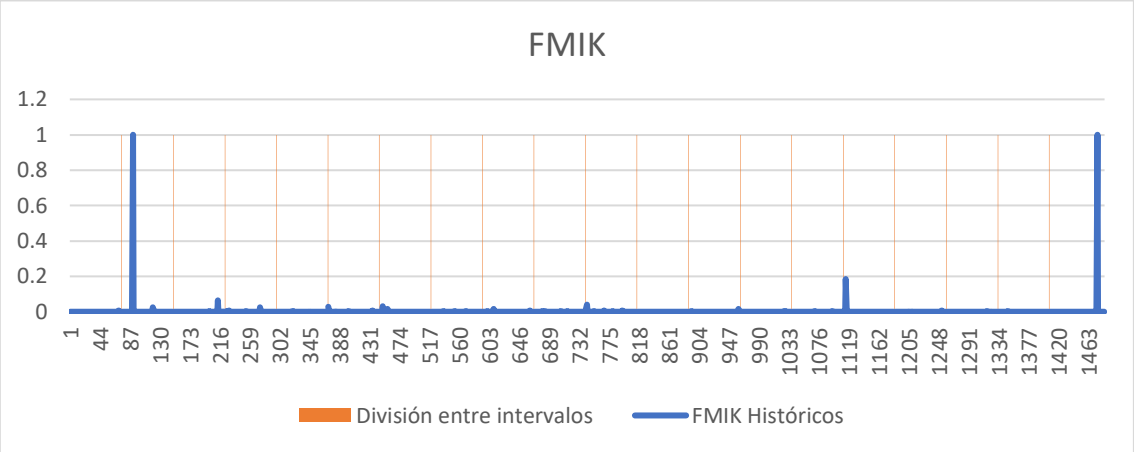


Fig. 7 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 1

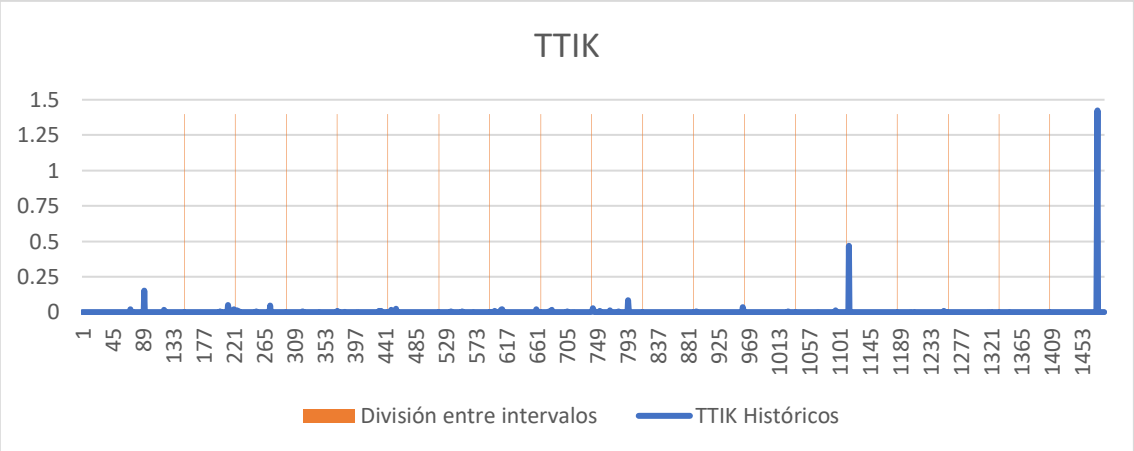


Fig. 8 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 1

En Fig. 7 de FMIK histórico la mayoría de valores se mantienen muy cercanos a cero, lo que indica que en Alpachaca 1 las interrupciones son poco frecuentes en condiciones normales. Sin embargo, existen picos con valores cercanos a 1, que representan eventos donde hubo interrupciones significativas. Esto muestra que el comportamiento es estable en la mayoría del tiempo pero con fallas que generan un impacto considerable.

En Fig. 8 de TTIK histórico el comportamiento es similar pero con picos son más altos, llegando hasta casi 1.5, esto indica que aunque las fallas no ocurren con frecuencia, cuando se presentan pueden tener una duración considerable, es decir que, en Alpachaca

1 no solo importa la ocurrencia de falla, sino también el tiempo que toma reestablecer el servicio lo cual puede afectar más la calidad del suministro.

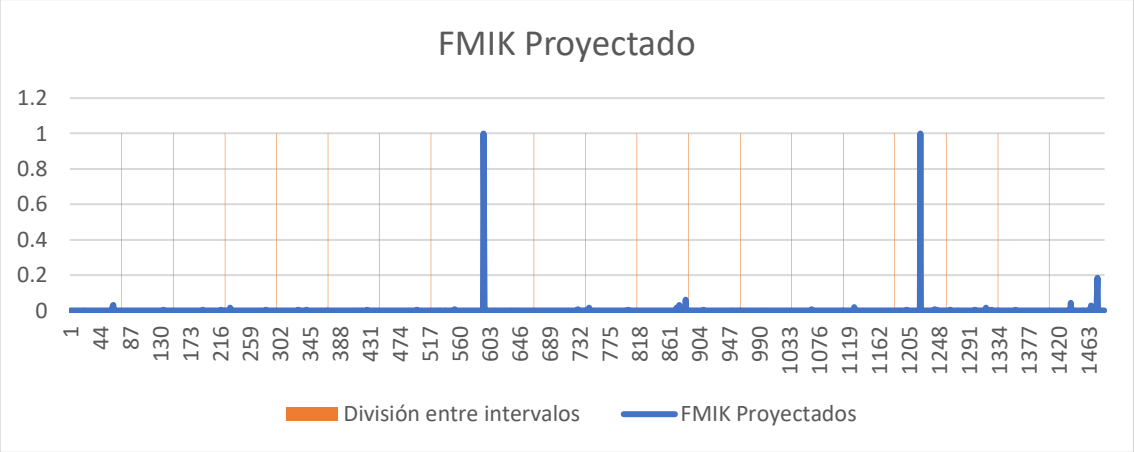


Fig. 9 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 1

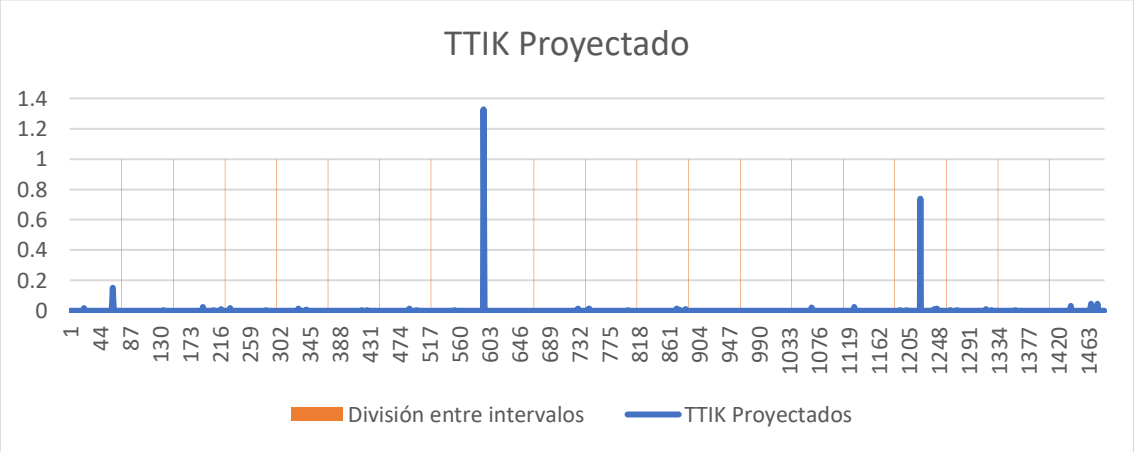


Fig. 10 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 1

En Fig. 9 de FMIK proyectado tiene un comportamiento similar al histórico, ya que la mayoría de valores siguen siendo cercanos a cero, lo que indica que el sistema seguirá presentando pocas interrupciones en condiciones normales, pero también se observan picos altos, lo que indica que el modelo prevé la ocurrencia de fallas significativas. Esto demuestra que la simulación Monte Carlo no solo replica valores bajos, sino que también conserva la posibilidad de eventos pico, manteniendo la naturaleza real del sistema.

En Fig. 10 de TTIK proyectado se observa un comportamiento similar al histórico, donde destacan valores bajos pero con presencia de picos, esto indica que las fallas seguirán siendo poco frecuentes, pero podrían implicar tiempos de interrupción considerables, ya que el modelo proyecta que la severidad de las fallas se mantendrá en el futuro.

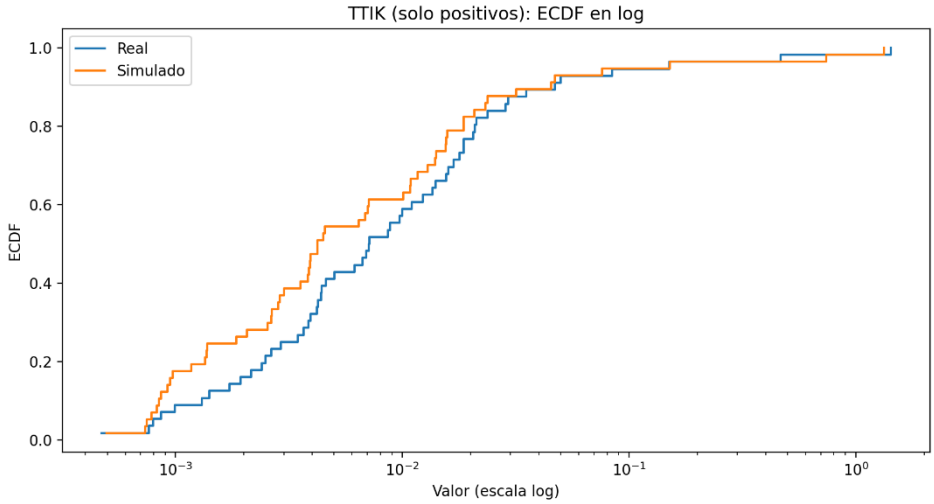


Fig. 11 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 1

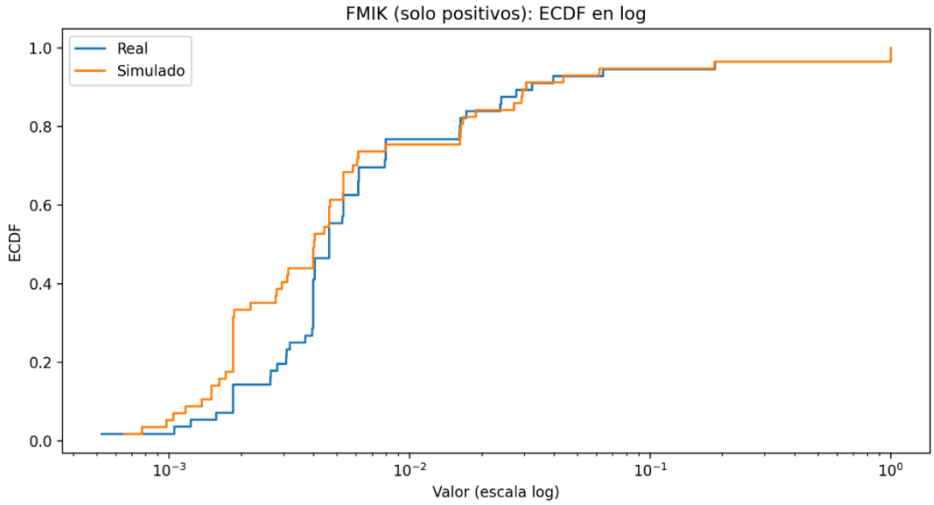


Fig. 12 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 1

En Fig. 11, FMIK real y simulado son cercanos entre sí, indicando que Monte Carlo reproduce adecuadamente el comportamiento de los datos históricos. Las diferencias que se presentan en algunos tramos son normales y se debe a la variabilidad propia de los datos, pero en general el ajuste es aceptable, demostrando que el modelo representa correctamente la frecuencia de las interrupciones.

En Fig. 12 de TTIK se observa un comportamiento similar entre la curva real y la simulada, aunque en algunos segmentos existe una ligera separación especialmente en valores intermedios, la tendencia es consistente, esto indica que el modelo es capaz de representar adecuadamente la duración de las interrupciones, incluyendo su variabilidad.

TABLA IV

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
FMIK	0.0000836	0.0141084	0.0009532	0.0005188	0.0001518		
FMIK_Proy	0.0008434	0.0000633	0.0001704	0.0002653	0.0000934		
DIF	0.0007598	0.0140452	0.0007828	0.0002534	0.0000585		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
FMIK	0.0006030	0.0006656	0.0001311	0.0004955	0.0002180		
FMIK_Proy	0.0001223	0.0000616	0.0001255	0.0137564	0.0001082		
DIF	0.0004807	0.0006040	0.0000056	0.0132609	0.0001097		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
FMIK	0.0012351	-	0.0002902	0.0001088	0.0000796		
FMIK_Proy	0.0003783	0.0014972	0.0000948	0.0000253	0.0000836		
DIF	0.0008568	0.0014972	0.0001954	0.0000835	0.0000041		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.0025465	0.0001437	0.0000790	0.0000539	0.0126582		
FMIK_Proy	0.0002587	0.0139677	0.0004488	0.0000380	0.0032517		
DIF	0.0022878	0.0138240	0.0003698	0.0000159	0.0094065	0.002945	0.2945%

Tabla 4 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 1

TABLA V

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
TTIK	0.0002816	0.0023375	0.0010386	0.0009384	0.0001112
TTIK_Proy	0.0033625	0.0000525	0.0004972	0.0002920	0.0003106
DIF	0.0030809	0.0022850	0.0005414	0.0006465	0.0001995
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
TTIK	0.0004293	0.0005386	0.0001582	0.0010936	0.0003466
TTIK_Proy	0.0001178	0.0002415	0.0000846	0.0182315	0.0002156
DIF	0.0003115	0.0002971	0.0000736	0.0171379	0.0001310
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**
TTIK	0.0026771	-	0.0005401	0.0000974	0.0002027

TTIK_Proy	0.0003813	0.0004448	0.0000424	0.0000184	0.0002850		
DIF	0.0022958	0.0004448	0.0004977	0.0000789	0.0000823		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	0.0063981	0.0001292	0.0000258	0.0000265	0.0180309		
TTIK_Proy	0.0003257	0.0106415	0.0003719	0.0000364	0.0015832		
DIF	0.0060724	0.0105123	0.0003461	0.0000099	0.0164477	0.0030746	0.3074%

Tabla 5 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 1

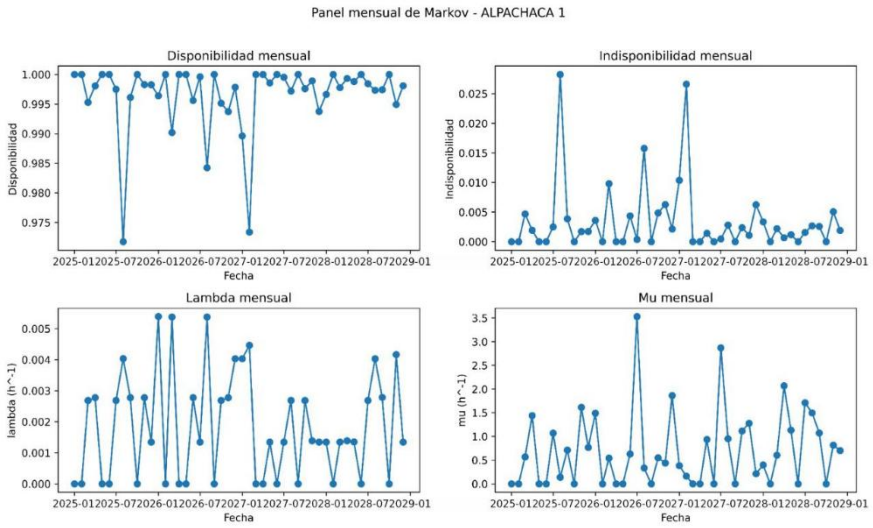


Fig. 13 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 1

Las tablas 4 y 5 muestran la comparación en intervalos entre datos históricos y proyectados mediante Monte Carlo, en ambos casos (FMIK y TTIK) las diferencias son muy pequeñas en la mayoría de intervalos, lo que indica un buen ajuste del modelo. Además, los errores no siguen un patrón constante, sino que varían ligeramente entre intervalos, lo cual es normal debido a la naturaleza aleatoria de los datos.

Un aspecto importante es la diferencia residual, que es menor al 1% tanto para FMIK 0.2945% como para TTIK 0.3074%, confirmando que el modelo reproduce con precisión el comportamiento de los datos históricos. En algunos intervalos se observan errores un poco más altos, pero estos se deben principalmente a la presencia de valores pico.

En Fig. 13 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene muy cercana a 1 durante el período de proyección, lo que indica que Alpachaca 1 estará operativo la mayor

parte del tiempo, pero con pequeñas caídas en ciertos meses, lo que refleja la ocurrencia de fallas puntuales. Por otro lado, la indisponibilidad presenta valores muy bajos en general, pero con algunos picos, lo que confirma que las interrupciones no son frecuentes.

En cuanto a las tasas, λ muestra valores bajos en la mayoría del tiempo con algunos incrementos, indicando momentos con alta probabilidad de falla. Mientras que μ presenta mayor variabilidad, con valores altos en ciertos meses, lo que significa que cuando ocurre una falla, en muchos casos el sistema logra recuperarse relativamente rápido.

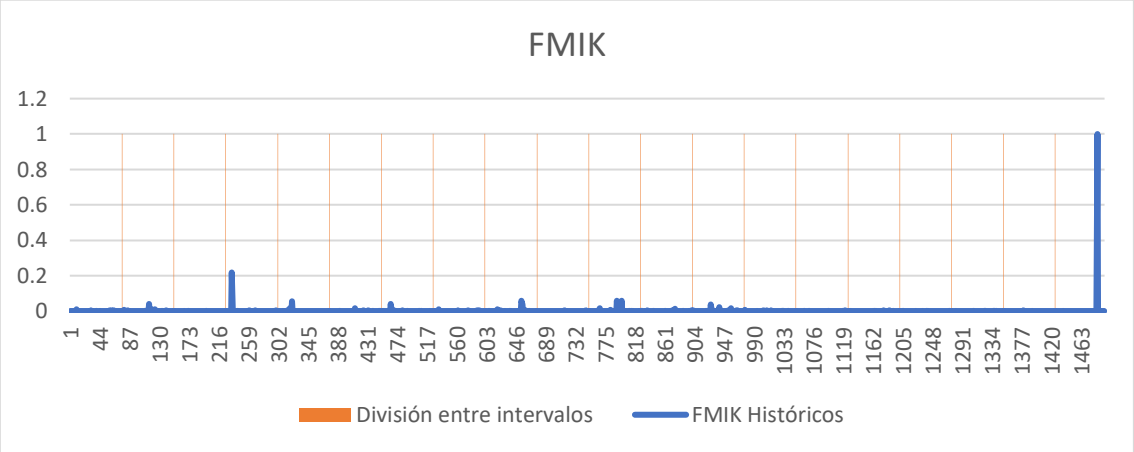


Fig. 14 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 2

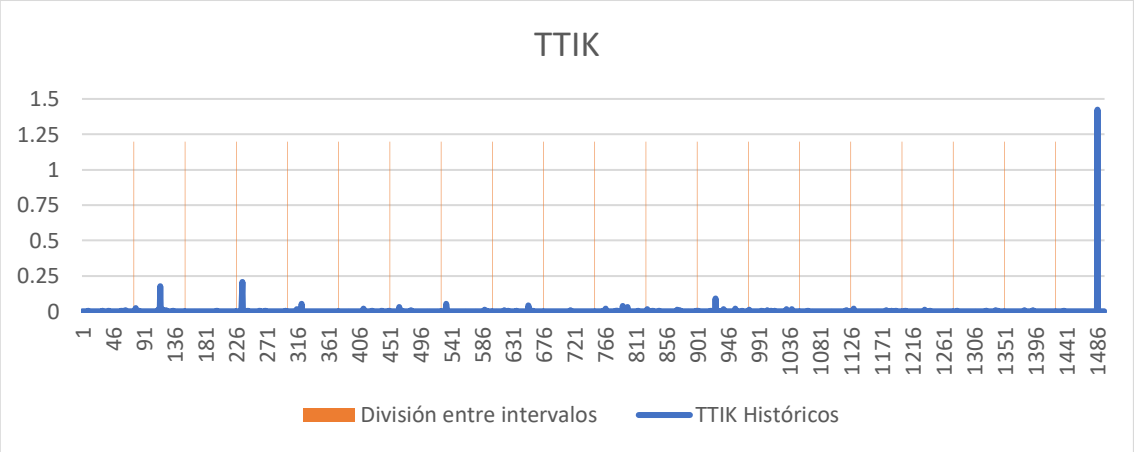


Fig. 15 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 2

En Fig. 14 de FMIK histórico se observa nuevamente que la mayoría de valores se mantienen cercanos a cero, indicando que las interrupciones en este alimentador son

poco frecuentes en condiciones normales. Sin embargo, a diferencia de Alpachaca 1, aquí se identifican algunos picos intermedios no solo altos, lo que indica que existen eventos de interrupción con una frecuencia ligeramente mayor. También se mantiene la presencia de un pico alto al final, que representa un evento significativo dentro del periodo analizado.

En Fig. 15 de TTIK histórico tiene un comportamiento similar, donde predominan valores bajos pero con picos notorios, indicando que las fallas no son frecuentes pero con tiempos de interrupción relevantes, la presencia de un pico alto al final confirma la ocurrencia de un evento de mayor duración que impacta directamente en la calidad del servicio.

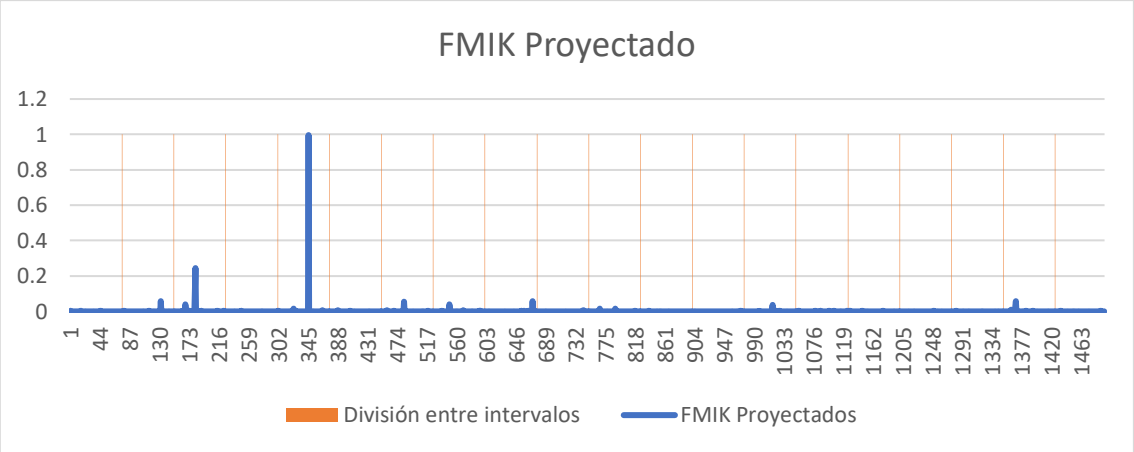


Fig. 16 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 2

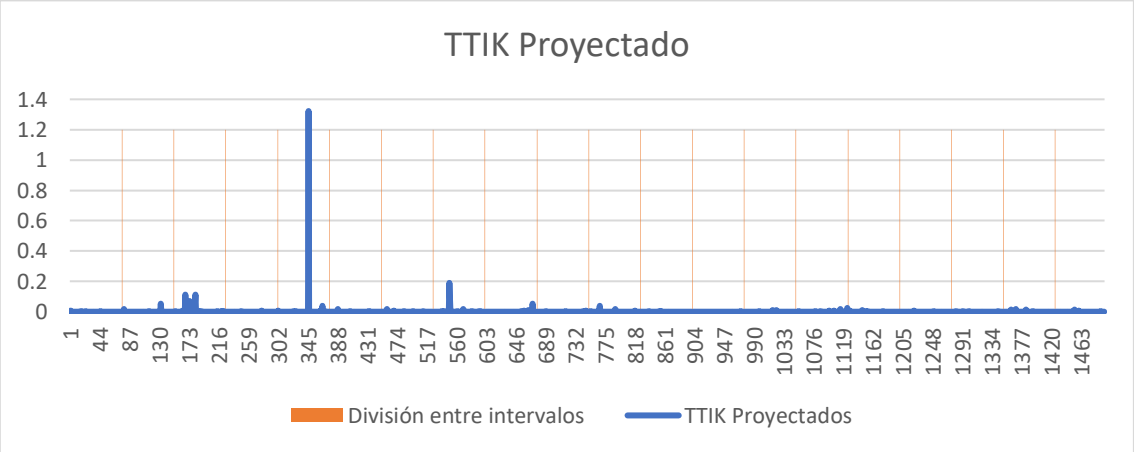


Fig. 17 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 2

En Fig. 16 de FMIK proyectado se mantiene el patrón observado en los datos históricos, donde predominan valores cercanos a cero, indicando que las interrupciones seguirán siendo poco frecuentes la mayoría del tiempo, también se observa un pico alto junto con varios intermedios, indicando la posibilidad de eventos significativos y una mayor recurrencia de interrupciones moderadas. Esto es consistente con el comportamiento histórico, donde ya se evidenciaba una actividad en comparación con Alpachaca 1.

En Fig. 17 de TTIK proyectado se observa un comportamiento similar, pero con énfasis en la magnitud de los eventos ya que existe un pico alto de una interrupción de larga duración, acompañado de varios valores intermedios, confirmando que aunque las fallas no son constantes pueden tener un impacto importante en la continuidad del servicio.

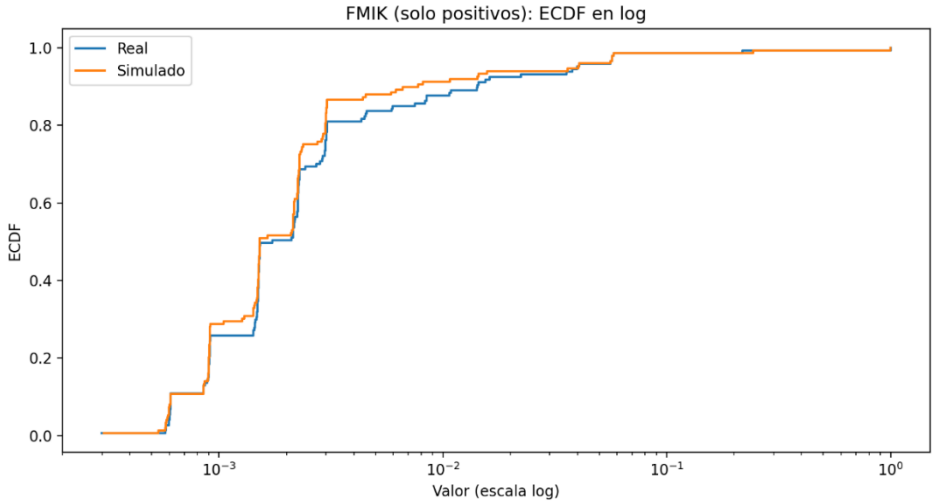


Fig. 18 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 2

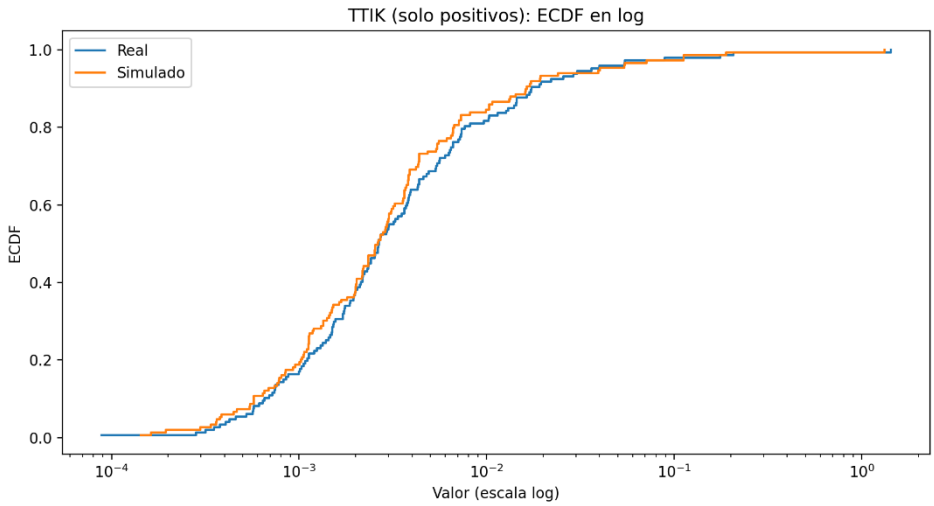


Fig. 19 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 2

En Fig. 18 de FMIK se observa que la curva simulada sigue muy de cerca a la curva real en casi todo el rango, existiendo una ligera separación en algunos tramos, especialmente en valores bajos e intermedios pero con tendencia general similar, indicando que la simulación Monte Carlo logra reproducir adecuadamente la distribución del indicador, incluyendo la transición desde valores pequeños hacia eventos de mayor magnitud.

En Fig. 19 de TTIK el ajuste es más cercano entre la curva real y simulada, ya que ambas coinciden en la mayor parte del recorrido, demostrando que el modelo representa de manera muy precisa la distribución de la duración de las interrupciones, capturando tanto los valores bajos como los más altos sin desviaciones significativas.

TABLA VI

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
FMIK	0.0002904	0.0009961	0.0000322	0.0030912	0.0010802
FMIK_Proy	0.0001599	0.0009217	0.0041102	0.0000632	0.0139005
DIF	0.0001304	0.0000745	0.0040779	0.0030280	0.0128203
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
FMIK	0.0003411	0.0007241	0.0003486	0.0016160	0.0000893
FMIK_Proy	0.0001717	0.0010085	0.0009466	0.0009332	0.0001876
DIF	0.0001694	0.0002844	0.0005980	0.0006828	0.0000984

	Interv_11	Interv_12	Interv_13	Interv_14	Interv_15		
FMIK	0.0019524	0.0004046	0.0012259	0.0003335	0.0001203		
FMIK_Proy	0.0004827	0.0001046	0.0000887	0.0006555	0.0002551		
DIF	0.0014698	0.0003000	0.0011372	0.0003219	0.0001348		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.0001776	0.0001247	0.0001577	0.0000690	0.0141142		
FMIK_Proy	0.0001532	0.0000966	0.0001277	0.0010746	0.0001438		
DIF	0.0000244	0.0000281	0.0000300	0.0010057	0.0139705	0.0020193	0.2019%

Tabla 6 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 2

TABLA VII

CÁLCULO DE RROR VERDADERO

	Interv_1	Interv_2	Interv_3	Interv_4	Interv_5		
TTIK	0.0003341	0.0032456	0.0000644	0.0030491	0.0011241		
TTIK_Proy	0.0002599	0.0010900	0.0044142	0.0001617	0.0187619		
DIF	0.0000742	0.0021556	0.0043498	0.0028874	0.0176378		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
TTIK	0.0003809	0.0006889	0.0010126	0.0011419	0.0001263		
TTIK_Proy	0.0003924	0.0005197	0.0031276	0.0010393	0.0002255		
DIF	0.0000115	0.0001692	0.0021150	0.0001026	0.0000992		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
TTIK	0.0014434	0.0007108	0.0020077	0.0009281	0.0002205		
TTIK_Proy	0.0009270	0.0001492	0.0001024	0.0003969	0.0009023		
DIF	0.0005164	0.0005616	0.0019053	0.0005312	0.0006818		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	0.0004487	0.0002486	0.0003316	0.0001998	0.0201176		
TTIK_Proy	0.0003590	0.0002063	0.0001597	0.0007125	0.0004083		
DIF	0.0000897	0.0000423	0.0001719	0.0005127	0.0197093	0.0027162	0.2716%

Tabla 7 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 2

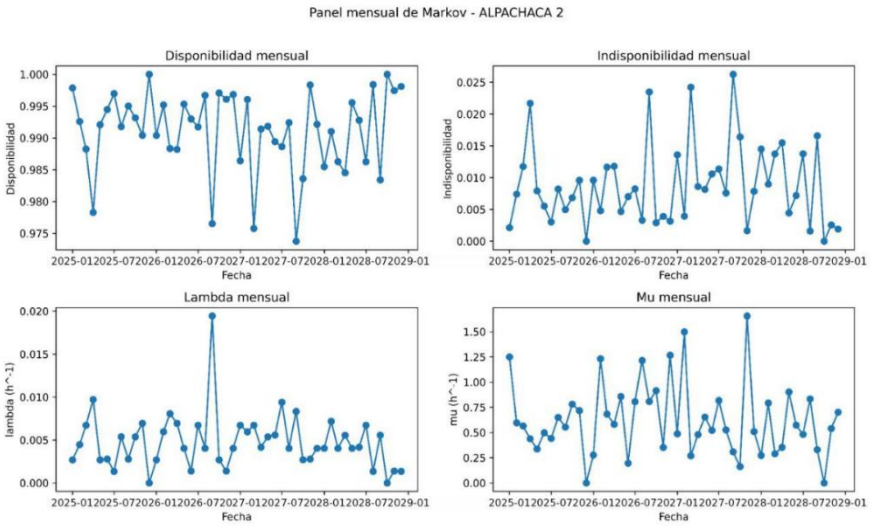


Fig. 20 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 2

Las tablas 6 y 7 muestran que las diferencias entre valores reales y proyectados son pequeñas en la mayoría de intervalos. En el caso de FMIK, los errores son bajos con una diferencia residual de 0.2019%, lo que indica un ajuste preciso del modelo. Para TTIK, los errores también son reducidos con una diferencia residual de 0.2716%, lo que confirma que la simulación reproduce adecuadamente la duración de las interrupciones.

Aunque existen algunos intervalos donde el error es un poco mayor, esto se debe principalmente a la presencia de valores más altos o a la variabilidad natural de los datos, estos valores no afectan significativamente el resultado global.

En Fig. 20 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene con valores cercanos a 1 durante todo el periodo. Se identifican caídas pronunciadas, indicando que en este alimentador las fallas, aunque no constantes tienen mayor presencia a lo largo del tiempo. Por su parte, la indisponibilidad muestra valores bajos en general, pero con picos más frecuentes, confirmando que las interrupciones ocurren con mayor recurrencia relativa.

En cuanto a las tasas, λ presenta valores más elevados y variables en comparación con el alimentador anterior, lo que indica una mayor probabilidad de ocurrencia de fallas

en ciertos periodos. Por otro lado, μ también muestra variabilidad, aunque con valores que permiten evidenciar que el sistema logra recuperarse, pero no con la misma rapidez.

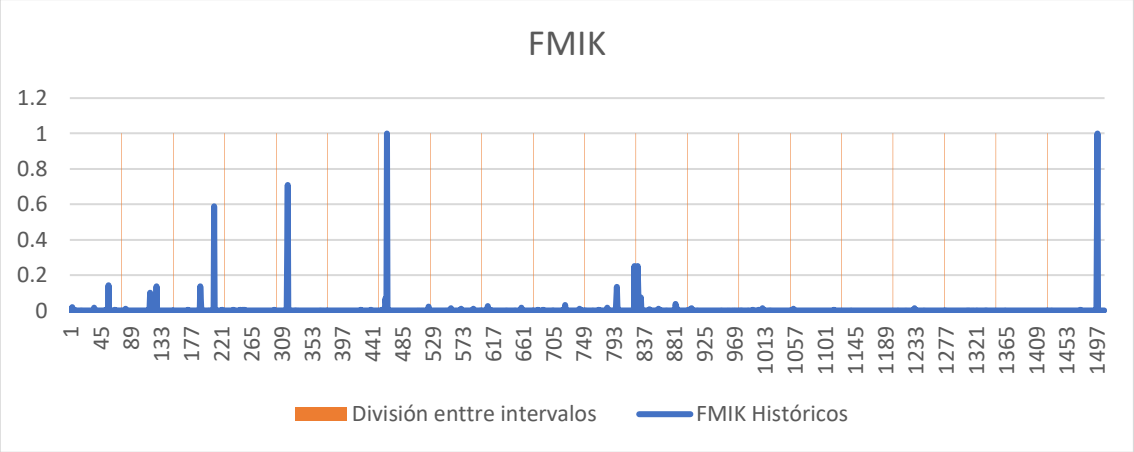


Fig. 21 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 3

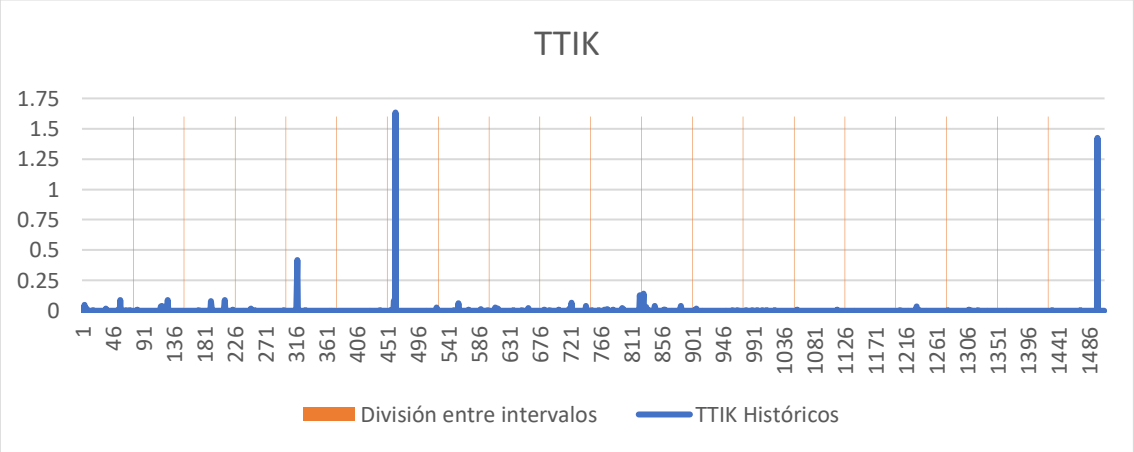


Fig. 22 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 3

En Fig. 21 de FMIK histórico se observa un comportamiento distinto a los alimentadores anteriores, ya que hay mayor cantidad de picos de mediana y alta magnitud. Se identifican eventos importantes cercanos a 1, indicando que no solo ocurren de forma puntual, sino que presentan mayor recurrencia y dispersión en el tiempo. Esto sugiere que este alimentador tiene mayor inestabilidad en comparación con Alpachaca 1 y Alpachaca 2.

En Fig. 22 de TTIK histórico el comportamiento refuerza la observación, ya que presentan picos superiores a los vistos en alimentadores anteriores. Indicando que,

además de haber más interrupciones, también pueden tener una duración considerable. La presencia de varios picos distribuidos en el tiempo evidencia que este alimentador experimenta interrupciones más frecuentes y con mayor impacto en la continuidad del servicio.

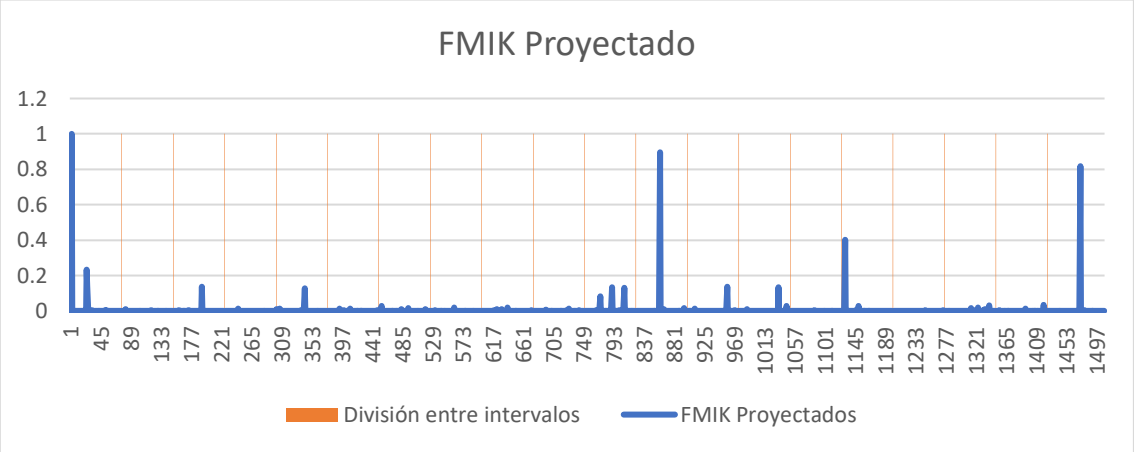


Fig. 23 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 3

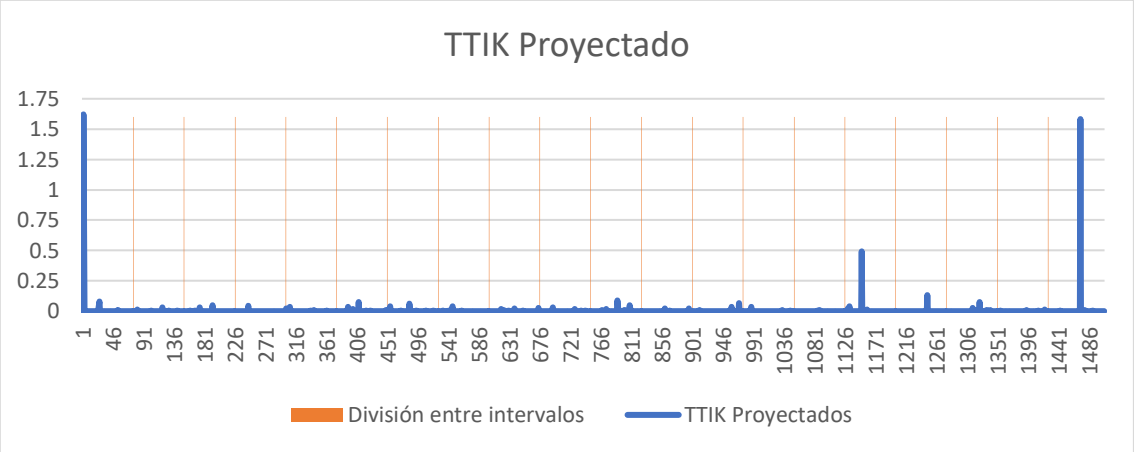


Fig. 24 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 3

En Fig. 23 de FMIK proyectado mantiene el patrón de los datos históricos, predominando valores bajos y presentando picos distribuidos a lo largo del periodo. Se identifican varios eventos de magnitud intermedia y alta, indicando que el modelo está reproduciendo una mayor recurrencia de interrupciones en comparación con alimentadores anteriores. Además, la presencia de picos elevados confirma que el sistema seguirá siendo susceptible a eventos significativos en el horizonte de proyección.

En Fig. 24 de TTIK proyectado el comportamiento refuerza la condición de este alimentador, observándose picos además de valores intermedios. Esto indica que no solo se mantendrá la recurrencia de fallas, sino también la posibilidad de interrupciones de larga duración.

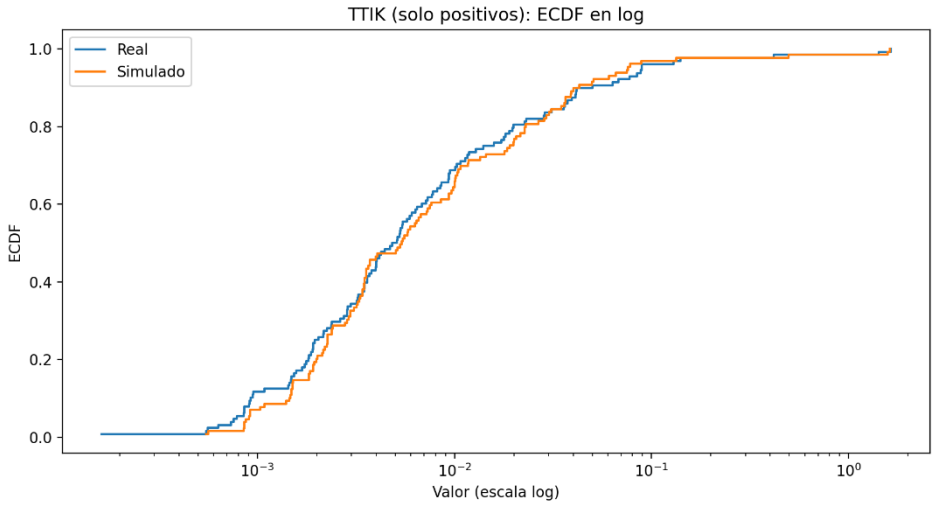


Fig. 25 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 3

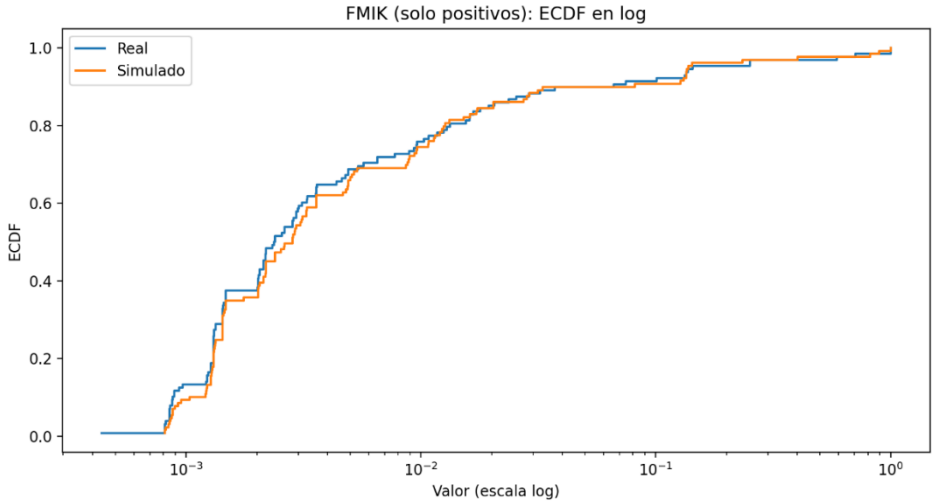


Fig. 26 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 3

En Fig. 25 de FMIK se observa que la curva simulada sigue muy de cerca a la real en casi todo el rango de valores. Existen pequeñas diferencias en algunos tramos, principalmente en zonas de valores bajos e intermedios. Esto indica que Monte Carlo logra reproducir correctamente la distribución, incluso considerando que este alimentador presenta una mayor cantidad de eventos.

En Fig. 26 TTIK el ajuste entre la curva real y simulada es aceptable, con ambas curvas prácticamente superpuestas en la mayor parte del recorrido, demostrando que el modelo representa adecuadamente la distribución de la duración de las interrupciones, incluyendo los valores pequeños y los más altos, a pesar de la variabilidad de este alimentador.

TABLA VIII

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
FMIK	0.002794	0.003689	0.009923	0.000235	0.009674		
FMIK_Proy	0.018786	0.000220	0.001982	0.000171	0.002103		
DIF	0.015991	0.003469	0.007941	0.000064	0.007570		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
FMIK	0.000086	0.015020	0.000516	0.000627	0.000806		
FMIK_Proy	0.000585	0.000958	0.000404	0.000647	0.000409		
DIF	0.000499	0.014061	0.000111	0.000019	0.000397		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
FMIK	0.005977	0.005627	0.000360	0.000331	0.000188		
FMIK_Proy	0.004909	0.012569	0.002120	0.002370	0.000098		
DIF	0.001067	0.006942	0.001760	0.002039	0.000089		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.000016	0.000279	0.000131	0.000027	0.012109		
FMIK_Proy	0.005932	0.000071	0.001187	0.000733	0.010008		
DIF	0.005915	0.000208	0.001056	0.000706	0.002100	0.003600	0.36006%

Tabla 8 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 3

TABLA IX

CÁLCULO DE RROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
TTIK	0.002704	0.002918	0.002475	0.000492	0.005777
TTIK_Proy	0.023480	0.000752	0.001272	0.000586	0.001092
DIF	0.020776	0.002165	0.001203	0.000094	0.004684
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
TTIK	0.000105	0.023889	0.001418	0.001027	0.002274
TTIK_Proy	0.002297	0.001589	0.000775	0.001217	0.000815
DIF	0.002191	0.022299	0.000643	0.000189	0.001459
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**
TTIK	0.002870	0.004007	0.000455	0.000502	0.000234
TTIK_Proy	0.002527	0.000768	0.001695	0.000669	0.000209

DIF	0.000342	0.003239	0.001240	0.000167	0.000025		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	0.000012	0.000709	0.000289	0.000030	0.017265		
TTIK_Proy	0.007761	0.001830	0.002042	0.000479	0.019364		
DIF	0.007748	0.001121	0.001752	0.000449	0.002099	0.003694	0.369470%

Tabla 9 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 3

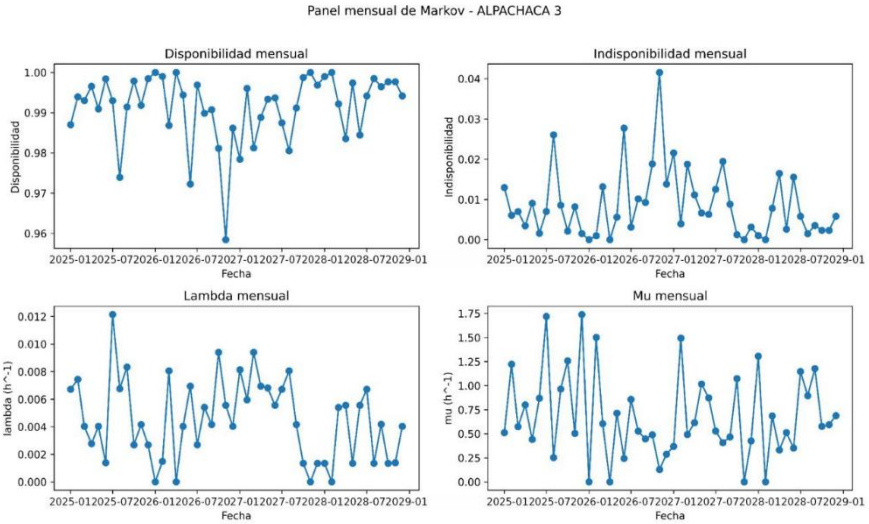


Fig. 27 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 3

Las tablas 8 y 9 muestran que las diferencias entre los valores reales y proyectados son un poco mayores en comparación con los alimentadores anteriores. En el caso de FMIK, la diferencia residual es de 0.36006%, mientras que para TTIK es de 0.36947%. Aunque estos valores siguen siendo bajos y aceptables, evidencian una mayor variabilidad en el ajuste del modelo.

Esto se debe principalmente a que este alimentador presenta más eventos y mayor dispersión de datos, lo que hace que la simulación tenga ligeras dificultades para ajustarse en los intervalos. Sin embargo, la mayoría de los errores siguen siendo pequeños y no afectan la tendencia general.

En Fig. 27 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene alta, pero con variaciones pronunciadas, llegando incluso a valores más bajos en ciertos meses, indicando que, aunque el sistema sigue siendo mayormente operativo presenta caídas más frecuentes asociadas a fallas. Por su parte, la indisponibilidad muestra picos más altos y

recurrentes, lo que evidencia que las interrupciones no solo ocurren con mayor frecuencia, sino que también tienen un impacto notable en el servicio.

En cuanto a las tasas, λ presenta valores más elevados y con mayor dispersión, lo que confirma una mayor probabilidad de ocurrencia de fallas a lo largo del tiempo. Mientras que μ, aunque también es variable, muestra que el sistema tiene capacidad de recuperación, pero no siempre de manera uniforme ni inmediata.

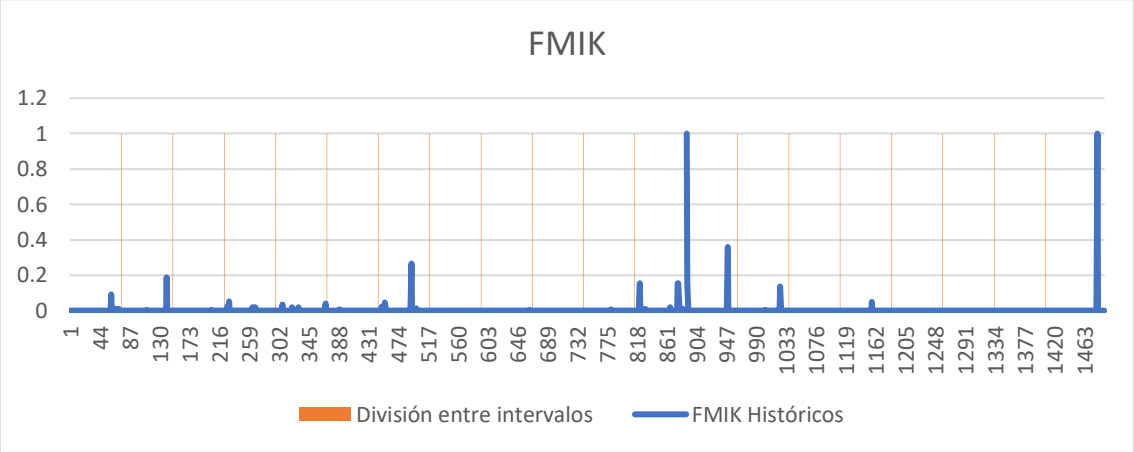


Fig. 28 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 4

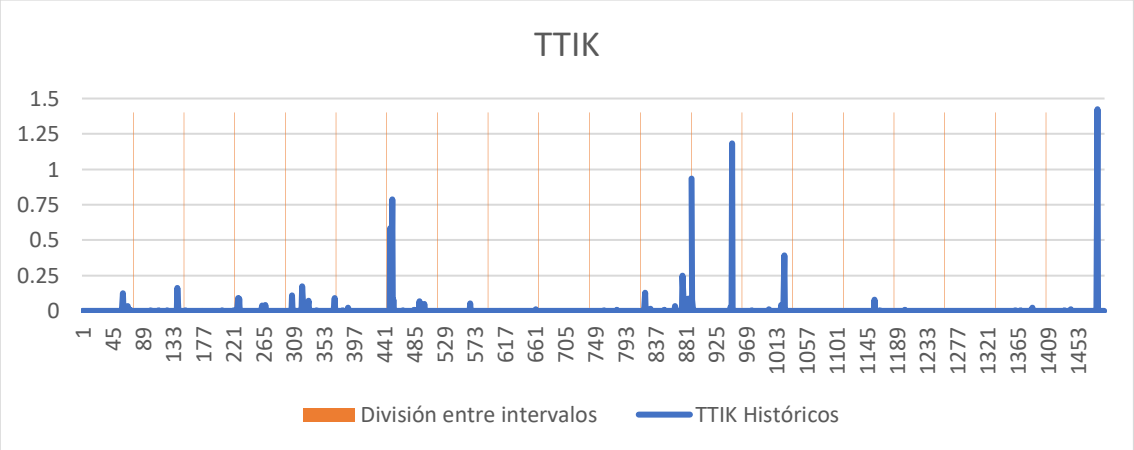


Fig. 29 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 4

En Fig. 28 de FMIK histórico se observa que predominan valores cercanos a cero y existen picos distribuidos en el tiempo. A diferencia de Alpachaca 1 y 2, aquí se evidencia una mayor concentración de eventos en ciertos tramos del periodo,

especialmente en la parte media, indicando que las interrupciones no están completamente aisladas, sino que se agrupan en determinados momentos.

En Fig.29 de TTIK histórico el comportamiento es aún más claro, ya que se presentan varios picos importantes, algunos de ellos de alta magnitud, indicando interrupciones de larga duración. Además, estos eventos no están completamente dispersos, sino que se concentran en ciertos intervalos, lo que refuerza la idea de que este alimentador experimenta periodos donde la calidad del servicio se ve más afectada.

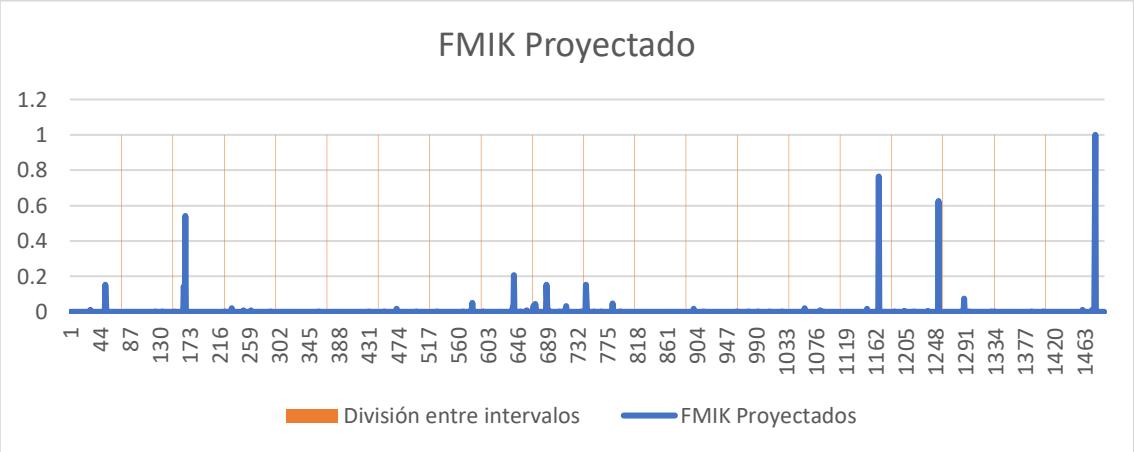


Fig. 30 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 4

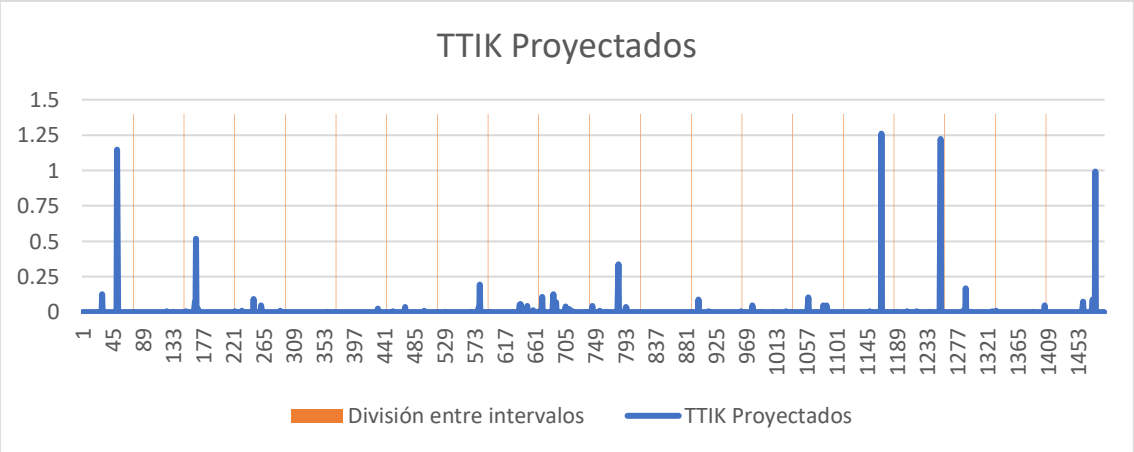


Fig. 31 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 4

En Fig. 30 de FMIK proyectado se mantiene el comportamiento observado en los datos históricos, donde predominan valores bajos, pero con presencia de picos distribuidos en el periodo. Se observa que los eventos tienden a concentrarse en tramos,

lo que sugiere que el modelo está capturando la existencia de periodos con mayor actividad de fallas. Además, aparecen picos de magnitud considerable, lo que indica que el sistema seguirá siendo susceptible a interrupciones importantes.

En Fig. 31 de TTIK proyectado, se observa mayor presencia de picos altos, especialmente en ciertos puntos del periodo. Esto indica que, además de mantenerse la recurrencia de fallas, también se proyectan eventos de mayor duración que pueden afectar significativamente la continuidad del servicio.

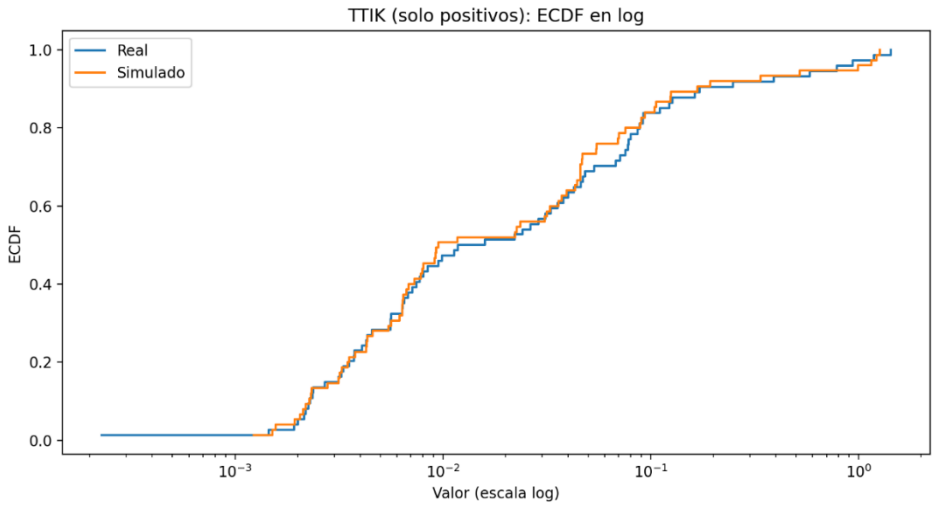


Fig. 32 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 4

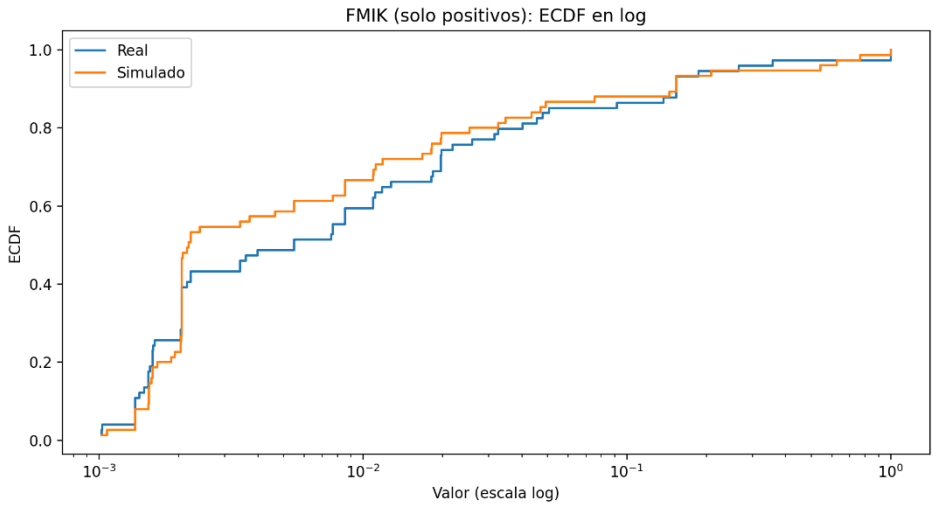


Fig. 33 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 4

En Fig. 32 de FMIK se observa que la curva simulada sigue bastante cerca de la real con una ligera separación en varios tramos. Esto indica que el modelo logra capturar

la tendencia general, pero con pequeñas diferencias asociadas a la variabilidad del alimentador. Aun así, ambas curvas mantienen una forma similar, lo que confirma que la distribución está siendo correctamente representada.

En Fig. 33 de TTIK el ajuste es más cercano, con ambas curvas prácticamente superpuestas en la mayor parte del rango. Esto muestra que el modelo reproduce de manera adecuada la distribución de la duración de las interrupciones, incluso considerando la presencia de eventos más significativos observados anteriormente.

TABLA X

CÁLCULO DE RROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
FMIK	0.001629	0.002660	0.000127	0.001969	0.001847		
FMIK_Proy	0.002295	0.000056	0.009446	0.000542	0.000028		
DIF	0.000666	0.002603	0.009318	0.001426	0.001819		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
FMIK	0.000126	0.004961	0.000029	0.000066	-		
FMIK_Proy	0.000021	0.000282	0.000883	0.003377	0.003825		
DIF	0.000105	0.004679	0.000854	0.003311	0.003825		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
FMIK	0.000093	0.007407	0.020787	0.002015	-		
FMIK_Proy	0.002868	-	0.000296	0.000089	0.000416		
DIF	0.002774	0.007407	0.020490	0.001926	0.000416		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.000675	0.000028	-	0.000093	0.011812		
FMIK_Proy	0.010752	0.008800	0.001133	0.000103	0.012023		
DIF	0.010077	0.008772	0.001133	0.000009	0.000210	0.00409	0.4091%

Tabla 10 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 4

TABLA XI

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
TTIK	0.002390	0.002402	0.000172	0.003773	0.007685
TTIK_Proy	0.017511	0.000107	0.008481	0.002241	0.000043
DIF	0.015121	0.002294	0.008309	0.001532	0.007642
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
TTIK	0.000373	0.021684	0.000730	0.000162	-
TTIK_Proy	0.000323	0.000679	0.003156	0.002307	0.005293

DIF	0.000049	0.021004	0.002425	0.002145	0.005293		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
TTIK	0.000178	0.008891	0.030431	0.006194	-		
TTIK_Proy	0.006302	-	0.001379	0.000763	0.002693		
DIF	0.006124	0.008891	0.029052	0.005431	0.002693		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	0.001117	0.000087	-	0.000458	0.016919		
TTIK_Proy	0.017389	0.016995	0.002569	0.000792	0.013626		
DIF	0.016272	0.016908	0.002569	0.000334	0.003293	0.007869	0.78695%

Tabla 11 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 4

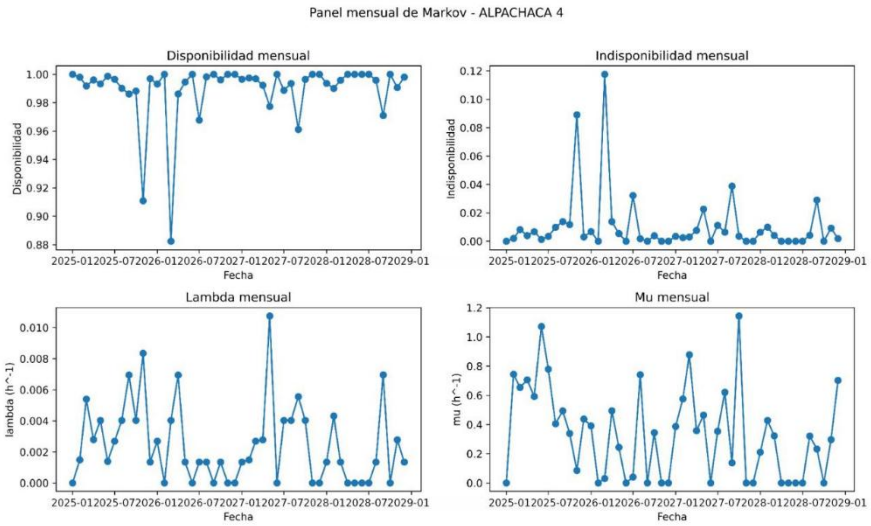


Fig. 34 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 4

En las tablas 10 y 11 se observan que las diferencias entre valores reales y proyectados son un poco más variables que en los alimentadores anteriores. Para FMIK, la diferencia residual es de 0.4091%, lo que indica un ajuste aceptable, aunque con mayor dispersión en ciertos intervalos. En el caso de TTIK, la diferencia residual es más alta, con 0.78695%, siendo el valor más alto hasta ahora entre los alimentadores analizados.

Se identifican algunos intervalos donde los errores son más notorios, especialmente en aquellos donde existen valores más altos o menor cantidad de datos, lo cual afecta la precisión del ajuste. Esto es coherente con el comportamiento del alimentador, donde se observaron eventos agrupados y cierta variabilidad en los indicadores.

En Fig. 34 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene alta en términos generales, pero presenta caídas más pronunciadas que en los alimentadores anteriores, llegando incluso a valores notablemente más bajos en ciertos meses. Esto indica que, aunque el sistema opera la mayor parte del tiempo, existen eventos donde la continuidad del servicio se ve afectada de forma más significativa. Por su parte, la indisponibilidad muestra picos más elevados, lo que evidencia interrupciones con mayor impacto.

En cuanto a tasas, λ presenta valores con incrementos importantes, indicando momentos donde la probabilidad de falla aumenta considerablemente. Por otro lado, μ muestra una alta variabilidad, con periodos de recuperación rápida, pero también otros donde es más lenta, lo que influye directamente en los niveles de indisponibilidad observados.

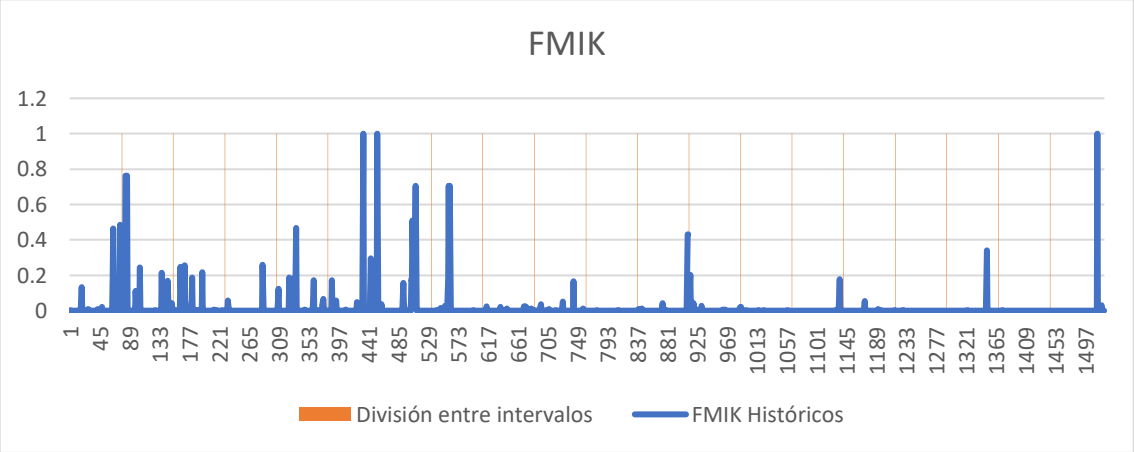


Fig. 35 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 5

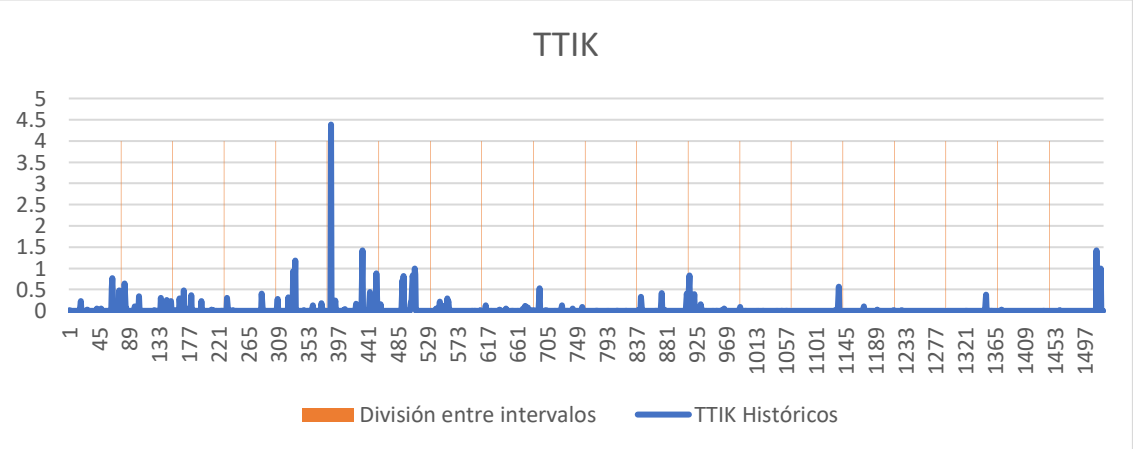


Fig. 36 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 5

En Fig. 35 de FMIK histórico se observa un comportamiento notablemente más irregular en comparación con alimentadores anteriores. Aunque existen valores bajos, se presenta una gran cantidad de picos distribuidos principalmente en la primera mitad del periodo, incluyendo varios de alta magnitud cercanos a 1, indicando que las interrupciones no solo son frecuentes, sino que además ocurren de forma más continua en ciertos tramos, lo que evidencia una mayor inestabilidad operativa.

En Fig. 36 de TTIK histórico el comportamiento es aún más crítico, ya que se presentan picos significativamente más altos, alcanzando valores muy superiores a los observados en los otros alimentadores (incluso cercanos a 4 o más). Esto indica que, además de una mayor frecuencia de fallas, estas presentan duraciones considerablemente largas, lo que impacta de forma directa en la calidad del servicio.

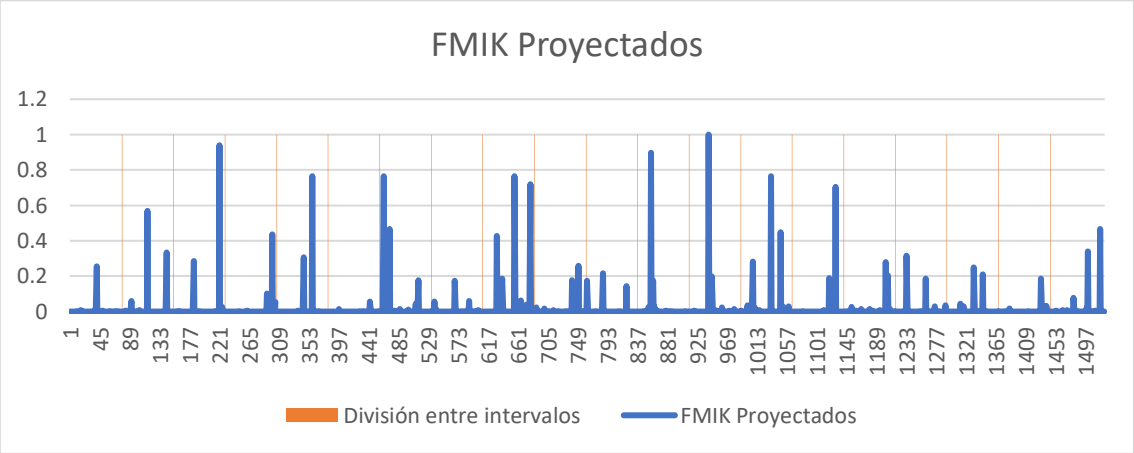


Fig. 38 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 5

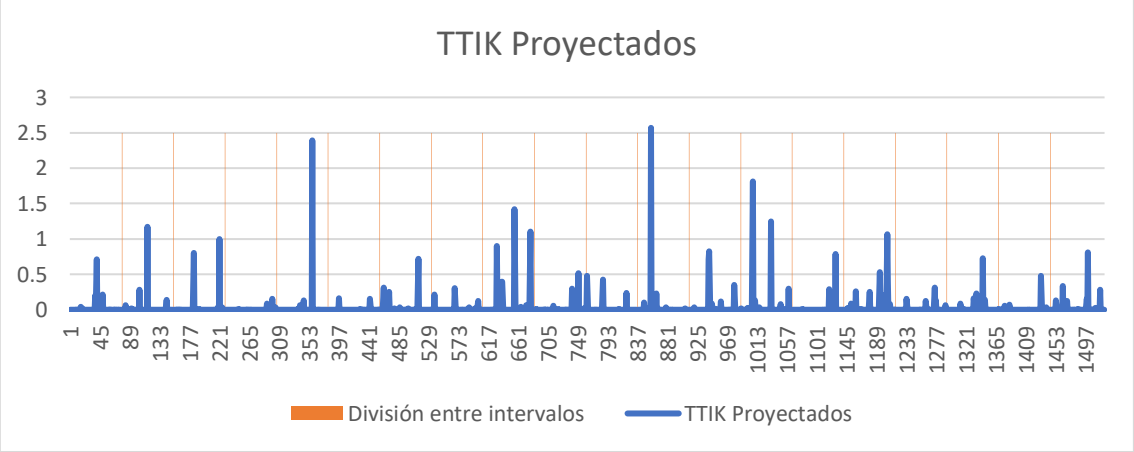


Fig. 37 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 5

En Fig. 37 de FMIK proyectado se observa una alta cantidad de picos distribuidos a lo largo de todo el periodo, lo que confirma que la recurrencia de interrupciones se mantendrá en el horizonte de proyección. A diferencia de los alimentadores anteriores, aquí no predominan largos periodos de estabilidad, sino una presencia constante de eventos, incluyendo varios de media y alta magnitud, indicando que el modelo Monte Carlo captura correctamente el comportamiento inestable de los datos históricos.

En Fig. 38 de TTIK proyectado el comportamiento es aún más crítico, ya que se presentan múltiples picos de gran magnitud a lo largo del periodo, algunos de ellos bastante elevados. Esto indica que no solo se mantendrá la frecuencia de fallas, sino también la presencia de interrupciones de larga duración. La distribución de estos eventos sugiere un sistema expuesto constantemente a condiciones que afectan la continuidad del servicio.

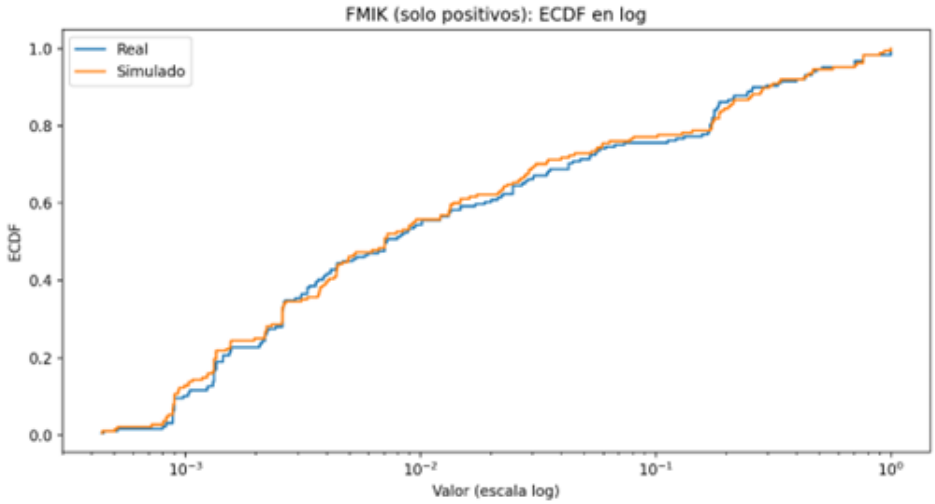


Fig. 39 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 5

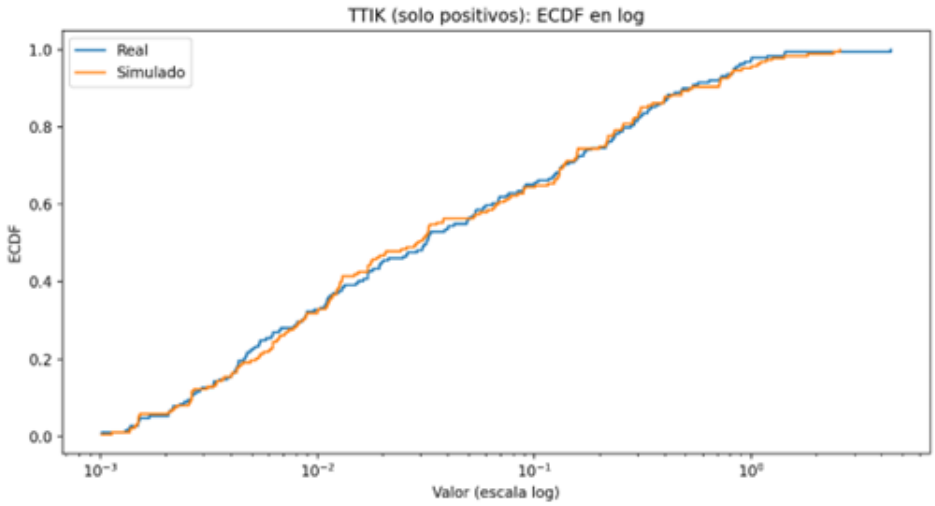


Fig. 40 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 5

En Fig. 39 de FMIK se observa que la curva simulada sigue muy de cerca a la real a lo largo de todo el período. A pesar de la alta variabilidad del alimentador, ambas curvas mantienen prácticamente la misma forma, indicando que el modelo logra capturar adecuadamente la distribución del indicador. Esto es especialmente importante, ya que este alimentador presenta más eventos que los anteriores, y aun así el ajuste es aceptable.

En Fig. 40 de TTIK el ajuste es igualmente sólido, con ambas curvas casi superpuestas, demostrando que Monte Carlo reproduce con alta precisión la distribución de la duración de las interrupciones, incluyendo los valores más altos. A pesar de la presencia de eventos extremos, el modelo mantiene una representación fiel del comportamiento real.

TABLA XII

CÁLCULO DE RROR VEDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
FMIK	0.0178300	0.0414394	0.0132868	0.0042662	0.0172024
FMIK_Proy	0.0039097	0.0131029	0.0169784	0.0079755	0.0145462
DIF	0.0139202	0.0283364	0.0036917	0.0037093	0.0026562
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
FMIK	0.0368746	0.0385640	0.0242656	0.0022932	0.0042307
FMIK_Proy	0.0009945	0.0224795	0.0043116	0.0313571	0.0066106
DIF	0.0358800	0.0160845	0.0199540	0.0290639	0.0023798
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**
FMIK	0.0001914	0.0128188	0.0062769	0.0004744	0.0023873

FMIK_Proy	0.0071755	0.0153578	0.0196325	0.0216233	0.0120900		
DIF	0.0069841	0.0025390	0.0133557	0.0211489	0.0097026		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.0009634	0.0000831	0.0045997	0.0000386	0.0128929		
FMIK_Proy	0.0088409	0.0077247	0.0073106	0.0032268	0.0117427		
DIF	0.0078776	0.0076416	0.0027109	0.0031882	0.0011502	0.0115987	1.15987%

Tabla 12 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 5

TABLA XIII

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
TTIK	0.0310732	0.0289498	0.0214631	0.0098348	0.0430248		
TTIK_Proy	0.0163035	0.0227990	0.0252900	0.0039294	0.0348782		
DIF	0.0147697	0.0061508	0.0038269	0.0059054	0.0081466		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
TTIK	0.1068212	0.0800977	0.0160615	0.0077687	0.0121612		
TTIK_Proy	0.0044419	0.0214720	0.0097680	0.0593976	0.0151063		
DIF	0.1023793	0.0586257	0.0062935	0.0516289	0.0029451		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
TTIK	0.0002641	0.0196582	0.0289431	0.0016318	0.0077237		
TTIK_Proy	0.0154520	0.0431260	0.0287058	0.0488378	0.0146790		
DIF	0.0151878	0.0234678	0.0002373	0.0472061	0.0069553		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	0.0020326	0.0003207	0.0056227	0.0004427	0.0305147		
TTIK_Proy	0.0392783	0.0113817	0.0186199	0.0086396	0.0237998		
DIF	0.0372457	0.0110610	0.0129973	0.0081968	0.0067149	0.0214971	2.149710%

Tabla 13 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 5

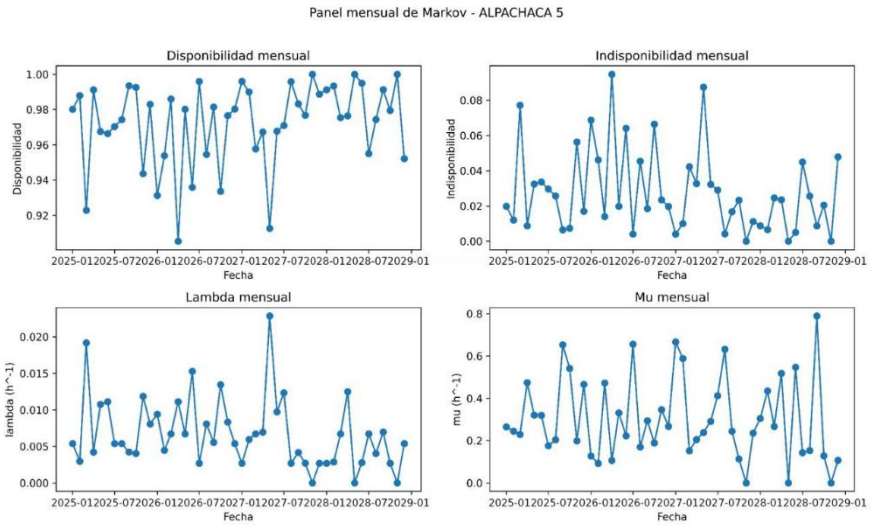


Fig. 41 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 5

En las tablas 12 y 13 se observa que las diferencias entre los valores reales y proyectados son mayores en comparación con todos los alimentadores anteriores. Para FMIK, la diferencia residual es de 1.15987%, mientras que para TTIK es de 2.149710%, siendo los valores más altos registrados en el análisis.

Se identifican varios intervalos con errores considerables, especialmente en TTIK, lo cual está directamente relacionado con la alta variabilidad y la presencia de eventos extremos en este alimentador. Cuando existen valores muy altos o dispersos, el modelo tiene mayor dificultad para ajustarse perfectamente en todos los intervalos, lo que incrementa el error.

En Fig. 41 se observa que la disponibilidad mensual presenta las variaciones más pronunciadas de todos los alimentadores analizados, llegando a valores considerablemente más bajos en varios periodos. Esto indica que el sistema no solo presenta fallas frecuentes, sino que estas afectan de manera más continua la operación. Por su parte, la indisponibilidad muestra picos altos y recurrentes, evidenciando interrupciones frecuentes y de impacto significativo en la continuidad del servicio.

En cuanto a tasas, λ presenta valores más elevados y dispersos, lo que confirma una alta probabilidad de ocurrencia de fallas a lo largo del tiempo. Mientras que μ, aunque

muestra capacidad de recuperación, presenta variabilidad considerable, lo que indica que la restitución del servicio no siempre es rápida ni constante.

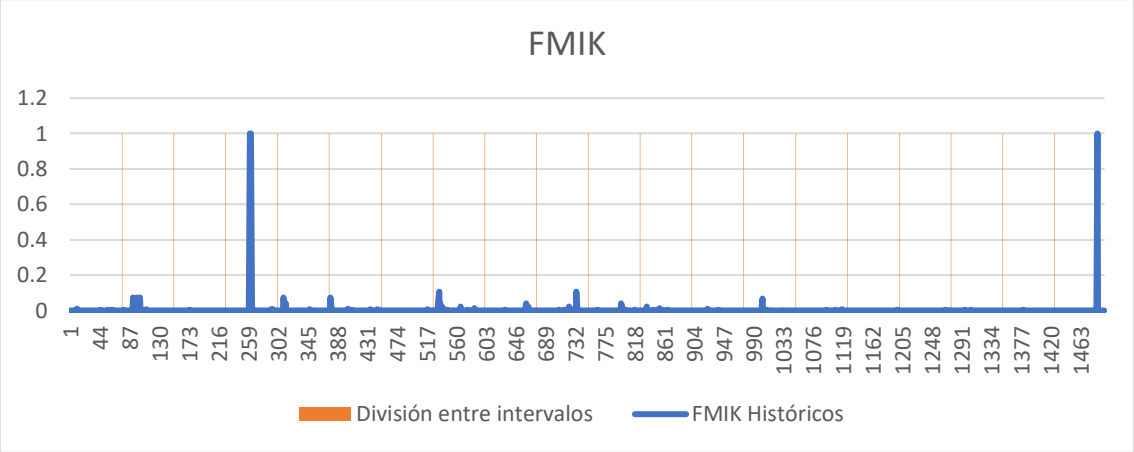


Fig. 42 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 6

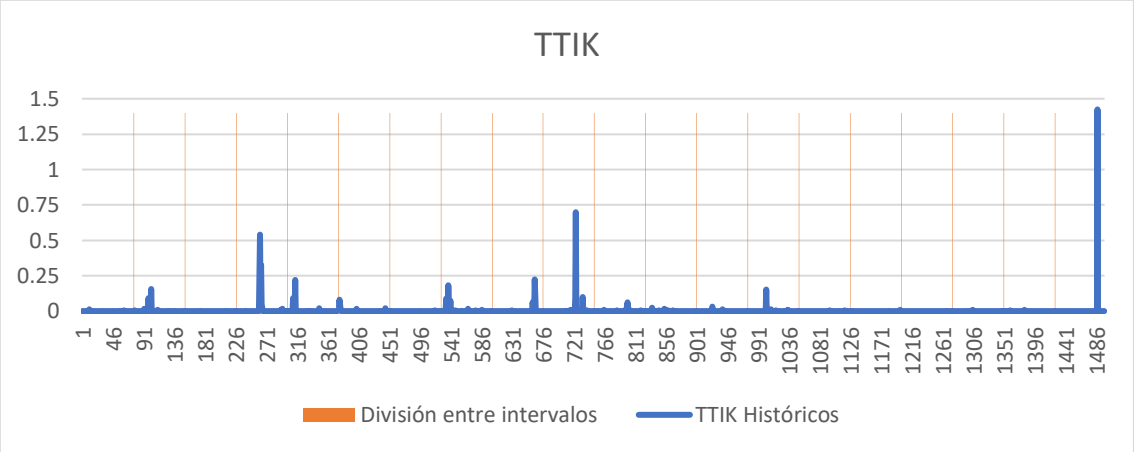


Fig. 43 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 6

En Fig. 42 de FMIK histórico se observa un comportamiento estable en mayor parte del periodo, con valores cercanos a cero predominando. Sin embargo, se identifican algunos picos aislados de alta magnitud, incluyendo dos cercanos a 1, lo que indica la ocurrencia de eventos puntuales significativos. A diferencia de los alimentadores más críticos, aquí los eventos no son frecuentes ni están agrupados, sino que aparecen de manera esporádica.

En Fig. 43 de TTIK histórico el comportamiento es similar, donde predominan valores bajos, pero con algunos picos intermedios y uno de mayor magnitud hacia el final

del periodo, indicando que aunque las interrupciones no son frecuentes, cuando ocurren pueden tener una duración relevante. No obstante, estos eventos no son recurrentes, lo que refleja una mayor estabilidad general del sistema.

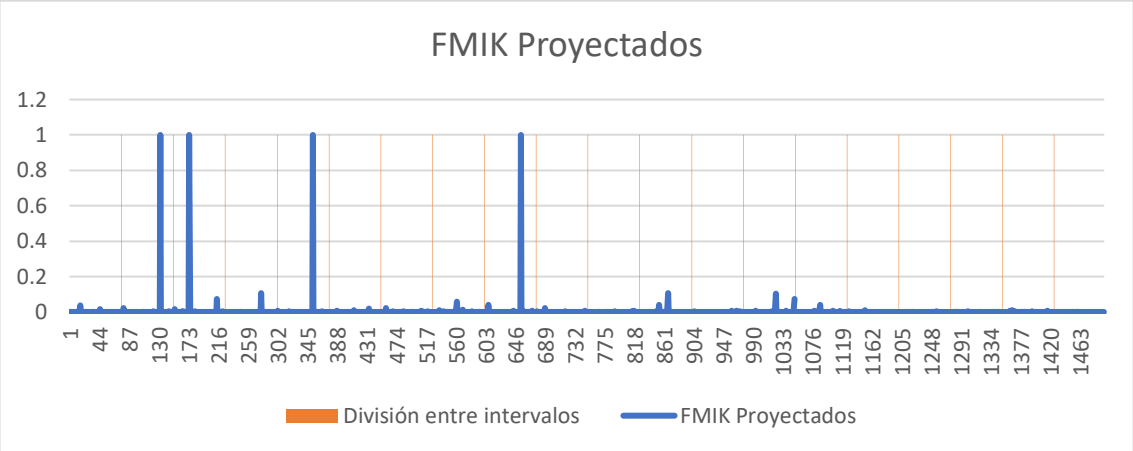


Fig. 44 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 6

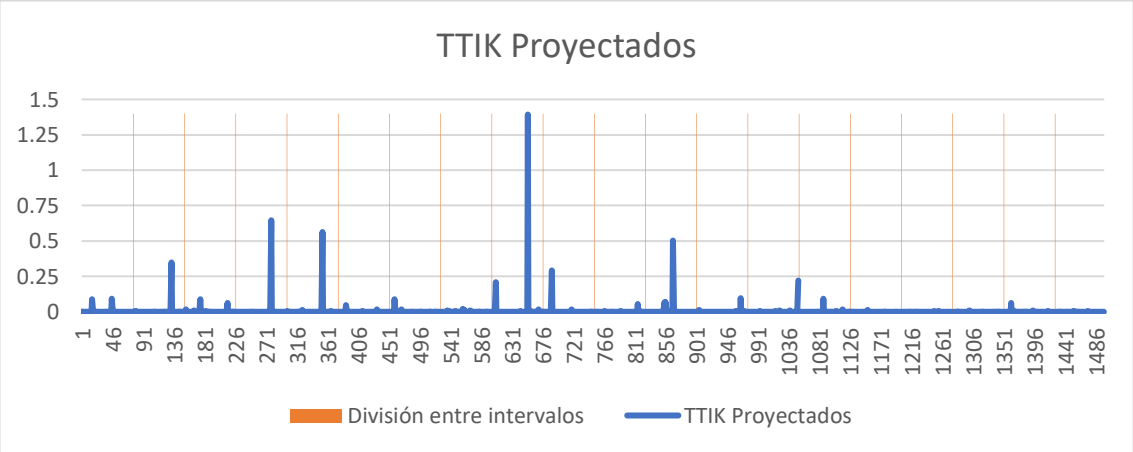


Fig. 45 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 6

En Fig. 44 de FMIK proyectado se mantiene un comportamiento mayormente estable, predominando valores cercanos a cero en casi todo el periodo. Sin embargo, se observan algunos picos de alta magnitud, indicando que, aunque las interrupciones seguirán siendo poco frecuentes, existe la probabilidad de eventos puntuales significativos. Estos picos no están distribuidos de manera continua, sino que aparecen de forma aislada, lo que es consistente con el comportamiento histórico.

En Fig. 45 de TTIK proyectado se observa una situación similar, donde predominan valores bajos, pero con picos intermedios y uno de alta magnitud, indicando

que las interrupciones no serán frecuentes, pero podrían implicar tiempos de duración considerables. No obstante, estos eventos no se presentan de forma recurrente.

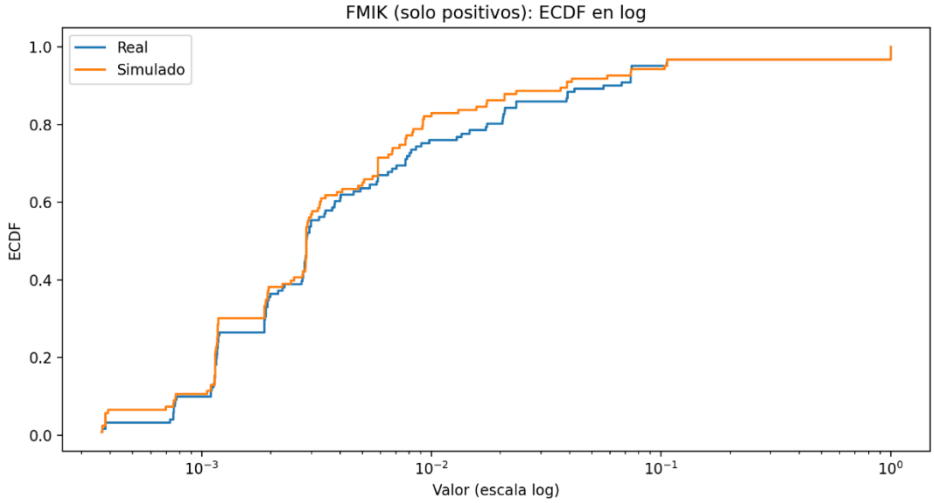


Fig. 46 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 6

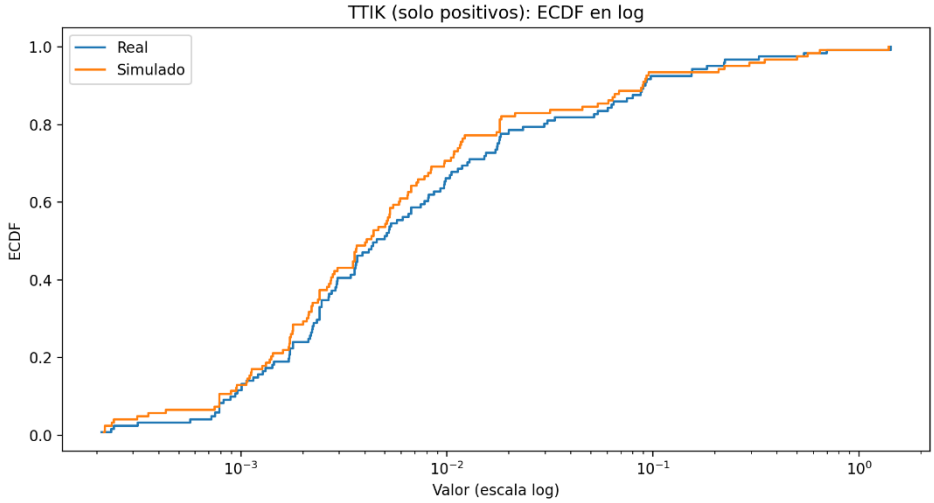


Fig. 47 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 6

En Fig. 46 de FMIK se observa que la curva simulada sigue de cerca a la real en la mayor parte del rango. Existen pequeñas diferencias en algunos tramos, especialmente en valores intermedios, pero la forma general de ambas curvas es muy similar. Esto indica que el modelo Monte Carlo logra representar adecuadamente la distribución de la frecuencia de interrupciones, manteniendo la tendencia observada en los datos históricos.

En Fig. 47 de TTIK el ajuste también es aceptable, con ambas curvas siguiendo una trayectoria similar, aunque se presentan ligeras separaciones en algunos segmentos,

estas no son significativas y no afectan la interpretación general. Esto demuestra que el modelo reproduce correctamente la variabilidad en la duración de las interrupciones.

TABLA XIV

CÁLCULO DE RROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
FMIK	0.000279	0.003322	0.000055	0.041001	0.001760		
FMIK_Proy	0.000747	0.013903	0.014925	0.001480	0.013716		
DIF	0.000468	0.010580	0.014869	0.039521	0.011956		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
FMIK	0.001691	0.000155	0.003997	0.000879	0.002191		
FMIK_Proy	0.000609	0.000569	0.001326	0.014242	0.000482		
DIF	0.001081	0.000414	0.002670	0.013363	0.001709		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
FMIK	0.001092	0.000682	0.000229	0.001117	0.000167		
FMIK_Proy	0.000198	0.002065	0.000323	0.002626	0.000845		
DIF	0.000894	0.001382	0.000093	0.001508	0.000678		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	0.000069	0.000042	0.000089	0.000061	0.013888		
FMIK_Proy	0.000214	0.000111	0.000117	0.000417	0.000116		
DIF	0.000144	0.000069	0.000027	0.000355	0.013772	0.005778	0.57781%

Tabla 14 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 6

TABLA XV

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**	
TTIK	0.000339	0.003885	0.000038	0.013610	0.004668	
TTIK_Proy	0.002477	0.004945	0.002578	0.008766	0.007927	
DIF	0.002138	0.001060	0.002540	0.004844	0.003258	
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**	
TTIK	0.002301	0.000103	0.007259	0.004047	0.012431	
TTIK_Proy	0.001100	0.001618	0.000894	0.022038	0.004280	
DIF	0.001201	0.001514	0.006364	0.017990	0.008150	
	[nterv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**	
TTIK	0.001879	0.000880	0.000686	0.002576	0.000176	
TTIK_Proy	0.001000	0.008630	0.001625	0.003392	0.001689	
DIF	0.000878	0.007749	0.000938	0.000816	0.001513	
	[nterv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**
TTIK	0.000154	0.000034	0.000210	0.000176	0.019784	

TTIK_Proy	0.000239	0.000196	0.000264	0.001321	0.000237		
DIF	0.000084	0.000162	0.000054	0.001145	0.019546	0.004097	0.409773%

Tabla 15 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 6

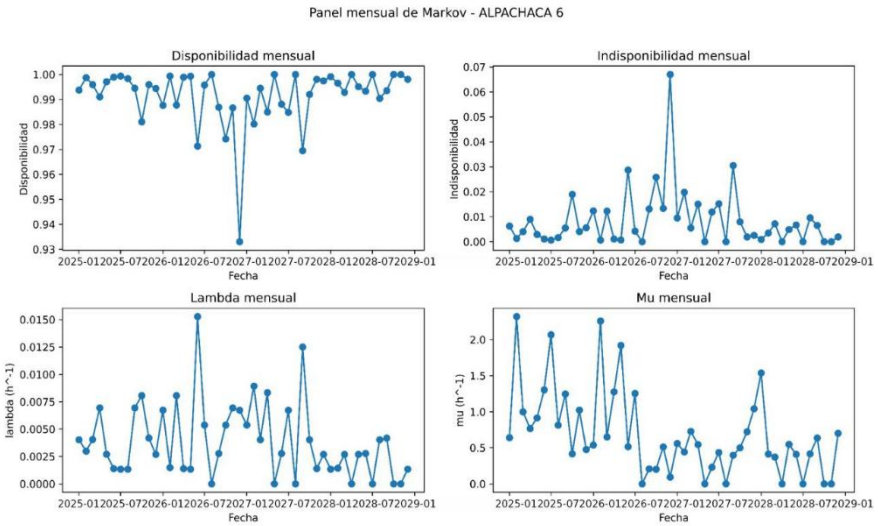


Fig. 48 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 6

En las tablas 14 y 15 se observa que las diferencias entre los valores reales y proyectados son moderadas, manteniéndose dentro de rangos aceptables. Para FMIK, la diferencia residual es de 0.57781%, mientras que para TTIK es de 0.409773%. Estos valores indican un buen nivel de ajuste, aunque no tan preciso como en los alimentadores más estables.

Se identifican algunos intervalos con errores más elevados, especialmente en FMIK, lo cual se debe a la presencia de picos aislados en los datos históricos. Sin embargo, la mayoría de los intervalos presentan diferencias pequeñas, lo que demuestra que el modelo captura adecuadamente la tendencia general.

En Fig. 48 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene alta durante el periodo, con valores cercanos a 1 en la mayoría de meses. Sin embargo, se presenta una caída puntual más pronunciada, lo que indica la ocurrencia de una falla específica de mayor impacto. Por su parte, la indisponibilidad muestra valores generalmente bajos, con algunos picos aislados, lo que confirma que las interrupciones no son frecuentes, aunque sí pueden presentarse en momentos determinados.

En cuanto a tasas, λ presenta valores bajos en general, con algunos incrementos puntuales, lo que indica momentos específicos donde aumenta la probabilidad de falla. Mientras que μ muestra variabilidad, pero con valores que evidencian una buena capacidad de recuperación del sistema, especialmente después de eventos de mayor impacto.

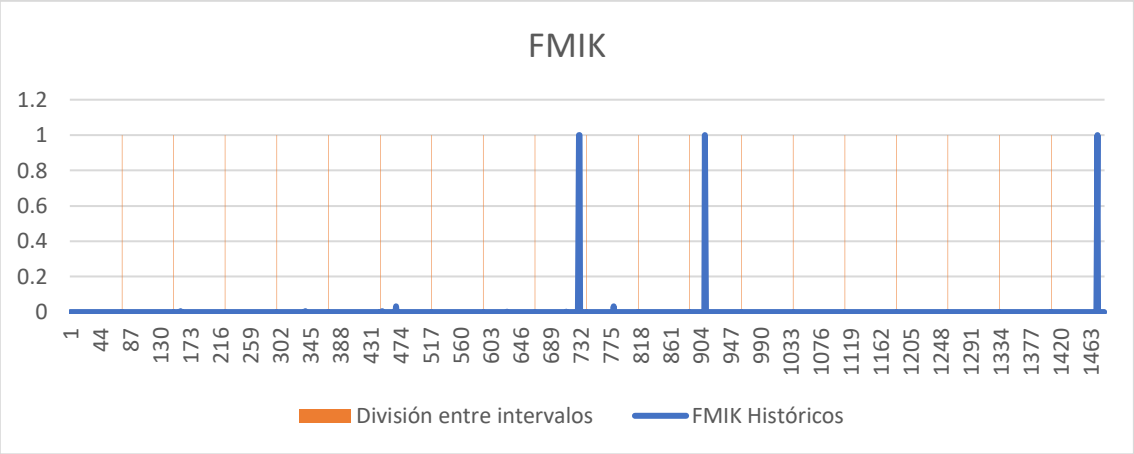


Fig. 49 Comportamiento histórico FMIK ALPACHACA 8

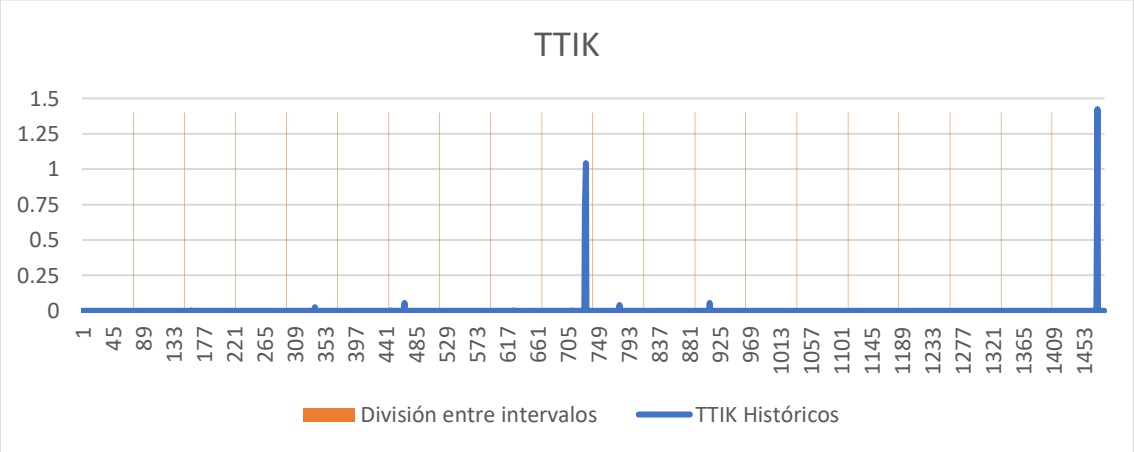


Fig. 50 Comportamiento histórico TTIK ALPACHACA 8

En Fig. 49 de FMIK histórico se observa un comportamiento altamente estable, con valores cercanos a cero durante casi todo el periodo. Solo se identifican algunos picos muy puntuales de alta magnitud, lo que indica que las interrupciones son extremadamente poco frecuentes, pero cuando ocurren pueden ser significativas. A diferencia de otros alimentadores, aquí no se evidencia recurrencia ni agrupación de eventos.

En Fig. 50 de TTIK histórico se mantiene el mismo patrón, con valores muy bajos en la mayor parte del tiempo y la presencia de pocos picos aislados, uno de ellos de mayor magnitud. Esto indica que las interrupciones no solo son poco frecuentes, sino que también su duración es generalmente baja, con excepciones puntuales donde el impacto es mayor.

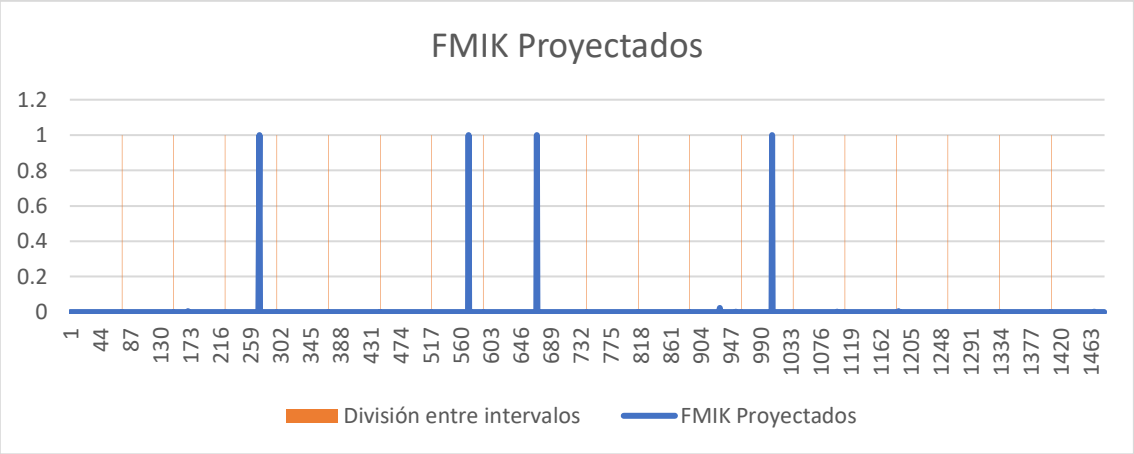


Fig. 51 Comportamiento proyectado FMIK ALPACHACA 8

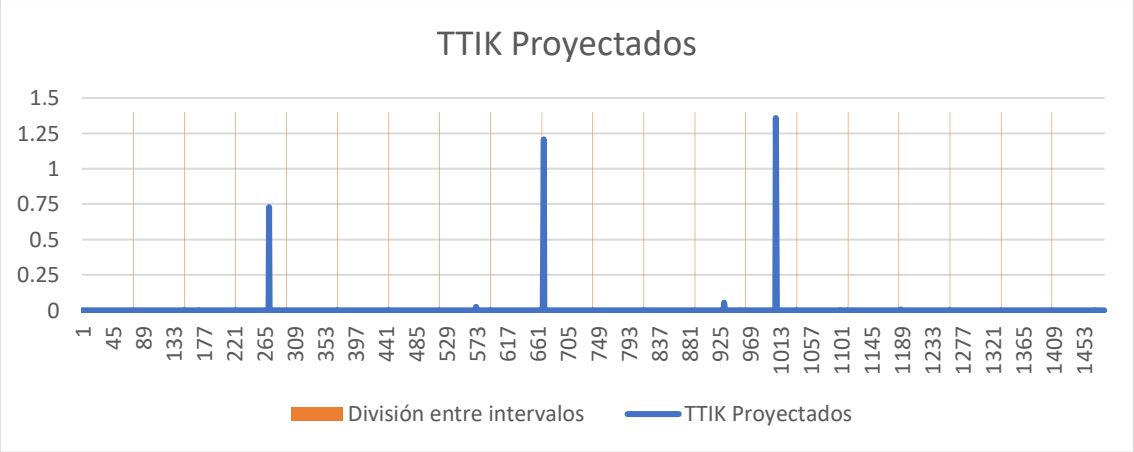


Fig. 52 Comportamiento proyectado TTIK ALPACHACA 8

En Fig. 51 de FMIK proyectado se mantiene un comportamiento altamente estable, donde prácticamente todos los valores se concentran cerca de cero. Solo se observan algunos picos aislados de alta magnitud, lo que indica que las interrupciones seguirán siendo muy poco frecuentes en el horizonte de proyección. Estos eventos aparecen de forma puntual y no presentan ningún tipo de recurrencia o agrupación.

En Fig. 52 de TTIK proyectado, se observa un patrón similar, con valores bajos predominando casi en todo el periodo. Se identifican algunos picos aislados, lo que indica que, aunque las fallas serán poco frecuentes, cuando ocurran podrían tener una duración considerable. Sin embargo, estos eventos no son recurrentes y no afectan de forma continua el sistema.

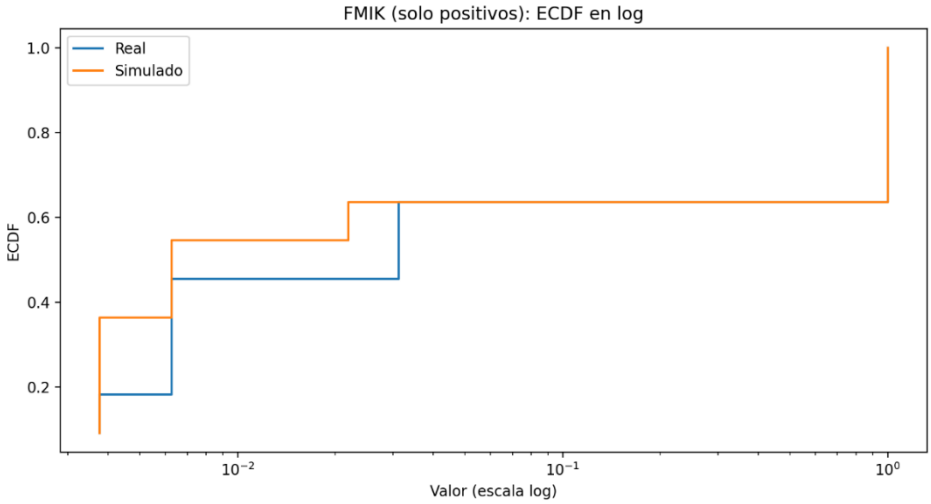


Fig. 53 Validación del modelo mediante ECDF de FMIK en escala logarítmica ALPACHACA 8

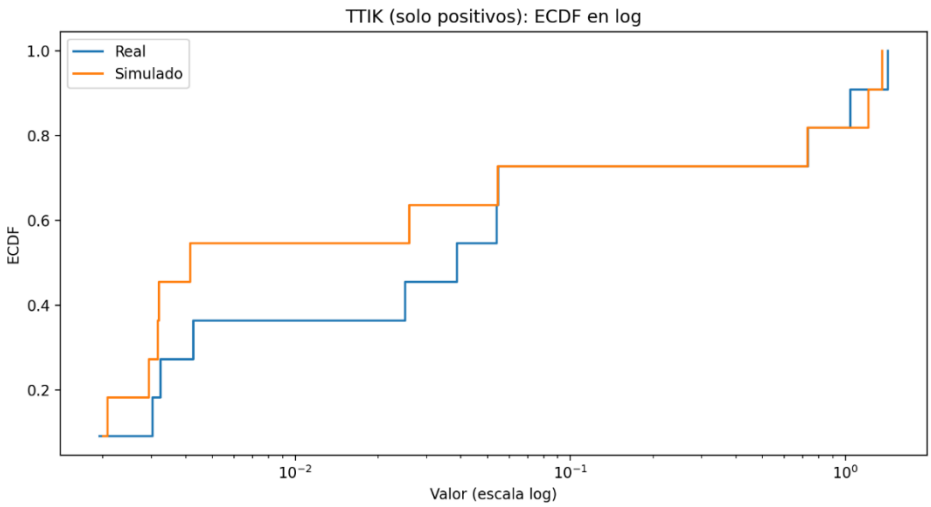


Fig. 54 Validación del modelo mediante ECDF de TTIK en escala logarítmica ALPACHACA 8

En Fig. 53 de FMIK se observa que las curvas tienen forma escalonada con pocos puntos, lo que indica que hay una cantidad reducida de interrupciones. A pesar de esto, la curva simulada sigue una tendencia similar a la real, aunque con algunas diferencias

marcadas en ciertos tramos. Esto es normal en casos donde hay pocos eventos, ya que pequeñas variaciones generan cambios más visibles en la distribución.

En Fig. 54 de TTIK se observa un algo similar, ambas curvas presentan forma escalonada debido a la baja cantidad de eventos. La curva simulada sigue la tendencia general de la real, aunque con algunas separaciones evidentes en ciertos rangos. Estas diferencias no se deben a un mal ajuste del modelo, sino a la limitada cantidad de datos disponibles.

TABLA XVI

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**		
FMIK	-	-	0.000085	-	0.000085		
FMIK_Proy	-	-	0.000085	0.013698	-		
DIF	-	-	0.000000	0.013698	0.000085		
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**		
FMIK	-	0.000515	-	0.000051	0.027448		
FMIK_Proy	-	-	0.013698	-	0.013698		
DIF	-	0.000515	0.013698	0.000051	0.013750		
	Interv_11	**Interv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
FMIK	0.000429	-	0.013698	-	-		
FMIK_Proy	-	-	0.000351	0.013698	0.000051		
DIF	0.000429	-	0.013347	0.013698	0.000051		
	Interv_16	**Interv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
FMIK	-	-	-	-	0.013157		
FMIK_Proy	-	0.000085	-	-	0.000049		
DIF	-	0.000085	-	-	0.013108	0.00412	0.4126%

Tabla 16 Validación del indicador FMIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 8

TABLA XVII

CÁLCULO DE ERROR VERDADERO

	Interv_1	**Interv_2**	**Interv_3**	**Interv_4**	**Interv_5**
TTIK	-	-	0.000041	-	0.000343
TTIK_Proy	-	-	0.000043	0.009989	-
DIF	-	-	0.000002	0.009989	0.000343
	Interv_6	**Interv_7**	**Interv_8**	**Interv_9**	**Interv_10**
TTIK	-	0.000783	-	0.000026	0.024343
TTIK_Proy	-	-	0.000355	-	0.016561

DIF	-	0.000783	0.000355	0.000026	0.007781		
	[nterv_11	**[nterv_12**	**Interv_13**	**Interv_14**	**Interv_15**		
TTIK	0.000529	-	0.000749	-	-		
TTIK_Proy	-	-	0.000773	0.018609	0.000043		
DIF	0.000529	-	0.000023	0.018609	0.000043		
	[nterv_16	**[nterv_17**	**Interv_18**	**Interv_19**	**Interv_20**	**Diferencia residual**	
TTIK	-	-	-	-	0.018742		
TTIK_Proy	-	0.000056	-	-	0.000027		
DIF	-	0.000056	-	-	0.018715	0.0028630	0.2863%

Tabla 17 Validación del indicador TTIK mediante comparación por intervalos ALPACHACA 8

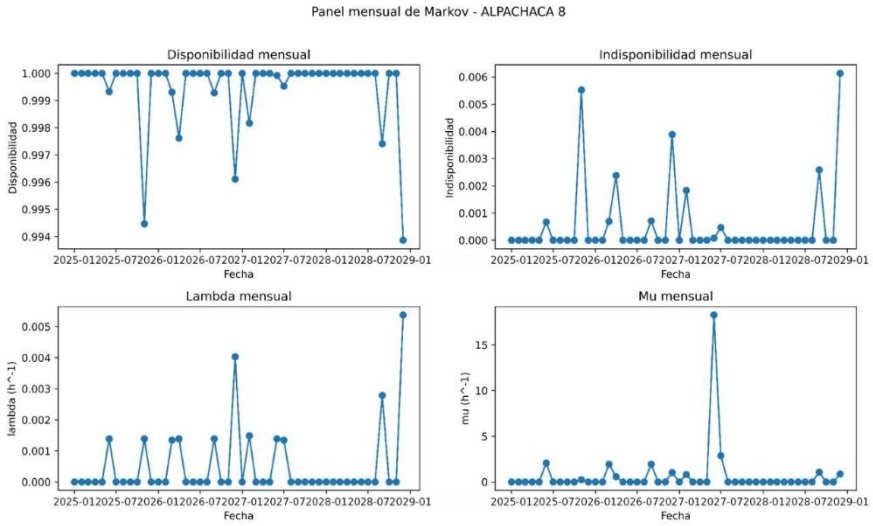


Fig. 55 Análisis mensual de confiabilidad mediante cadenas de Markov ALPACHACA 8

En las tablas 16 y 17 se observa una característica particular, hay varios intervalos sin datos, lo que confirma que hay muy pocos eventos registrados en este alimentador. Esto es coherente con lo observado en las gráficas anteriores. A pesar de esto, en los intervalos donde sí existen datos, las diferencias entre los valores reales y proyectados son pequeñas.

Para FMIK, la diferencia residual es de 0.4126%, mientras que para TTIK es de 0.2863%, lo que indica un buen nivel de ajuste. Sin embargo, estos valores deben interpretarse con cautela, ya que la baja cantidad de datos puede influir en el cálculo del error.

En Fig. 55 se observa que la disponibilidad mensual se mantiene prácticamente en valores cercanos a 1 durante todo el periodo, con caídas muy leves y poco frecuentes.

Esto indica que el alimentador opera casi de forma continua, con muy pocas interrupciones. Por su parte, la indisponibilidad presenta valores extremadamente bajos, con algunos picos aislados de pequeña magnitud, lo que confirma que las fallas son raras y de bajo impacto en términos generales.

En cuanto a tasas, λ es muy baja durante la mayor parte del tiempo, con algunos incrementos puntuales, lo que indica que la probabilidad de falla es mínima. Por otro lado, μ presenta valores elevados en ciertos puntos, lo que sugiere que cuando ocurre una falla, el sistema se recupera rápidamente, contribuyendo a mantener altos niveles de disponibilidad.

3.5.5.1 Interpretación global

Se evidencia que la mayoría de los alimentadores presentan un comportamiento estable, caracterizado por valores bajos de frecuencia y tiempo de interrupción, así como altos niveles de disponibilidad. Este es el caso de los alimentadores Alpachaca 1, 6 y 8, los cuales muestran una operación confiable.

Por otro lado, existen alimentadores con un nivel de criticidad intermedio, como Alpachaca 2 y 4, donde se observa más recurrencia de eventos y variabilidad en los indicadores, aunque el sistema mantiene una operación mayormente estable, se presentan periodos específicos donde la frecuencia y duración de las interrupciones aumentan.

Por contrario, los alimentadores Alpachaca 3 y 5 destacan como los más críticos del sistema, Alpachaca 3 presenta una mayor dispersión y recurrencia de fallas, mientras que Alpachaca 5 muestra el comportamiento más severo, con alta frecuencia de interrupciones y valores elevados de TTIK, lo que indica fallas prolongadas y un impacto considerable en la continuidad del servicio. Además, este último alimentador presenta los mayores errores en la validación, lo que refleja la complejidad de su comportamiento.

En cuanto a la validación del modelo, la simulación Monte Carlo demostró ser adecuada para representar el comportamiento de todos los alimentadores, con errores residuales generalmente menores al 1%, excepto en el caso de Alpachaca 5, donde se evidenció una mayor variabilidad. Asimismo, las curvas ECDF confirmaron que el

modelo reproduce correctamente la distribución de los datos históricos, incluso en condiciones críticas.

Por último, el análisis mediante cadenas de Markov permitió estimar la disponibilidad e indisponibilidad en el horizonte de proyección, evidenciando que los alimentadores más estables mantienen valores cercanos a la unidad, mientras que los más críticos presentan caídas más pronunciadas y mayor recurrencia de indisponibilidad.

Concluyendo, el sistema de distribución presenta un comportamiento mayormente confiable; sin embargo, existen alimentadores específicos, principalmente Alpachaca 3 y Alpachaca 5, que concentran la mayor criticidad y deben ser priorizados para acciones de mantenimiento, mejora y gestión operativa, con el fin de incrementar la confiabilidad global del sistema.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Presentación general de resultados

4.1.1 Proceso de simulación

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del análisis de confiabilidad de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca. Para ello, se empleó un enfoque probabilístico basado en la aplicación de cadenas de Markov y la simulación de Monte Carlo, utilizando los datos históricos proporcionados por EMELNORTE correspondientes al período 2021–2024.

Inicialmente, se presentan los resultados del análisis realizado a nivel de alimentadores, con el fin de identificar el alimentador con mayor incidencia de fallas y mayores niveles de indisponibilidad. Posteriormente, se muestran los resultados obtenidos del análisis a nivel de elementos, permitiendo identificar los componentes con mayor criticidad de las redes de distribución.

A partir de estos resultados, se aplicó la simulación de Monte Carlo para generar proyecciones dentro de un horizonte de cuatro años, comprendido entre 2025 a 2028. Estas proyecciones permitieron estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas, así como el año y el mes en los que estiman presentarse.

4.1.2 Periodo de análisis

El análisis se basa en la información histórica de fallas del sistema eléctrico correspondiente al período 2021 – 2024, a partir de estos registros se calcularon las tasas de falla y de reparación, que representan los parámetros principales del modelo probabilístico empleado. Con estos valores se construyó el modelo de cadenas de Markov, mediante el cual se obtuvieron los estados de disponibilidad e indisponibilidad.

Es importante mencionar que la estimación de los parámetros del modelo se realizó utilizando la información histórica correspondiente al período 2021–2024, debido a que estos datos contaban con registros completos y validados. Con base en esta información, se desarrollaron simulaciones del comportamiento del sistema mediante el

método de Monte Carlo, generando proyecciones para un horizonte de cuatro años, comprendido entre 2025 a 2028.

Estas proyecciones permitieron analizar la evolución esperada de la disponibilidad e indisponibilidad del sistema bajo condiciones similares a las observadas en el período histórico, así como estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas y la identificación de los elementos con mayor criticidad dentro de las redes de distribución.

4.1.3 Enfoque de proyección probabilística de los indicadores

Dentro del análisis de confiabilidad se emplearon las cadenas de Markov para describir el comportamiento del sistema eléctrico a través de los estados de disponibilidad e indisponibilidad. Para ello, se utilizaron las tasas de falla y reparación obtenidas a partir de los datos históricos, lo que permitió modelar el comportamiento probabilístico de los alimentadores y de elementos.

La simulación de Monte Carlo se aplicó para realizar proyecciones del comportamiento del sistema eléctrico, tomando como base la información histórica de fallas correspondiente al período 2021–2024. Estas proyecciones permitieron estimar el comportamiento de los alimentadores de la Subestación Alpachaca, considerando la variabilidad presente en los datos históricos y las condiciones operativas observadas en las redes de distribución.

Con base en este modelo y en la información disponible, la simulación permitió analizar el posible comportamiento del sistema eléctrico dentro del horizonte de proyección. De esta manera, fue posible estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas, los niveles de disponibilidad e indisponibilidad y determinar los elementos con mayor criticidad.

4.1.4 Indicadores de confiabilidad analizados

Los resultados presentados en este capítulo se enfocan en el análisis de los indicadores establecidos en la normativa vigente ARCONEL 09/24, específicamente la Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado (TTIK), por lo que constituyen parámetros importantes para analizar el desempeño de las redes de distribución.

A partir de los registros históricos, se realizó inicialmente el análisis de estos indicadores a nivel de alimentadores de la Subestación Alpachaca, con el fin de identificar aquellos con mayor incidencia de fallas. Posteriormente, el análisis se complementó con la evaluación de los elementos asociados a cada alimentador, lo que permitió identificar los componentes que influyen en el comportamiento de los indicadores de confiabilidad.

Para cada indicador se obtuvieron dos conjuntos de resultados. El primero corresponde a los datos históricos de los registros de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca. El segundo corresponde a los valores proyectados, obtenidos mediante la aplicación de las cadenas de Markov y la simulación de Monte Carlo, lo que permitió analizar el comportamiento probabilístico del sistema y estimar la evolución de los indicadores dentro del horizonte de proyección comprendido de 2025 a 2028.

Estos resultados permitieron evaluar el comportamiento esperado del sistema eléctrico, identificar los alimentadores y elementos con mayor criticidad y analizar la evolución de los indicadores de confiabilidad bajo condiciones operativas similares a las observadas en el período histórico.

4.1.5 Método de análisis y simulación empleado

La presentación de los resultados se realiza de manera progresiva, iniciando con la exposición de los valores históricos y posteriormente con los resultados obtenidos mediante las proyecciones realizadas.

Debido a la cantidad de información obtenida durante el estudio, se presentan los resultados más representativos del análisis. En particular, al alimentador que presenta mayor número de interrupciones dentro del sistema, como es el caso del alimentador número 5, el cual registró la mayor incidencia de fallas durante el período analizado, el análisis se extiende a los elementos asociados a estos alimentadores, permitiendo identificar los componentes con mayor criticidad dentro de la red de distribución.

Posteriormente, se desarrolla la evaluación del comportamiento del sistema mediante el análisis de disponibilidad e indisponibilidad obtenido a través de cadenas de Markov, así como la proyección probabilística realizada mediante la simulación de Monte Carlo dentro del horizonte 2025–2028.

4.2 Resultados obtenidos del análisis de confiabilidad mediante métodos probabilísticos

4.2.1 Resultados obtenidos de FMIK

4.2.1.1 Históricos proporcionados por EMELNORTE

El análisis del indicador FMIK se basa en los datos históricos de fallas proporcionados por EMELNORTE, como se indica en la Fig. 35, permitiendo visualizar el comportamiento de la frecuencia media de interrupciones del sistema eléctrico a lo largo del período de estudio. El eje horizontal representa los días en los que se realizó el análisis y el eje vertical los valores del indicador FMIK.

Véase en Fig. 35 el análisis realizado en el cual se indica que el alimentador Alpachaca 5 presenta la mayor incidencia de fallas a lo largo de todo el período de estudio, destacándose como el alimentador con el valor más elevado de FMIK.

A continuación se presenta un resumen de las interrupciones ocurridas en el alimentador durante los años de análisis:

En el año 2021, se registró un total de 67 interrupciones, de las cuales la mayor parte correspondió a perturbaciones en la red con 55 eventos (82.09%), seguido por causas climáticas con 6 interrupciones (8.96%), mientras que las causas ambientales y por terceros presentaron 3 interrupciones cada una (4.48% respectivamente), y no se registraron interrupciones asociadas a transmisión o generación (0.00%). Este comportamiento evidencia que, durante este año, las interrupciones estuvieron fuertemente dominadas por problemas internos del sistema, como fallas en equipos, materiales o accesorios propias del alimentador, mientras que las causas externas tuvieron una incidencia significativamente menor, como se indica en Fig. 56.

En el año 2022, se registró un total de 71 interrupciones, de las cuales 45 correspondieron a perturbaciones en la red (63.38%), 18 a causas climáticas (25.35%), 5 a factores ambientales (7.04%) y 3 a intervenciones de terceros (4.23%), sin registrarse eventos asociados a transmisión o generación (0.00%). Este comportamiento muestra que, aunque las perturbaciones en la red continúan siendo la principal causa de interrupciones, su participación disminuye en comparación con el año 2021, mientras que las interrupciones por causas climáticas presentan un incremento significativo, junto con un ligero aumento en los factores ambientales, como se indica en Fig. 57.

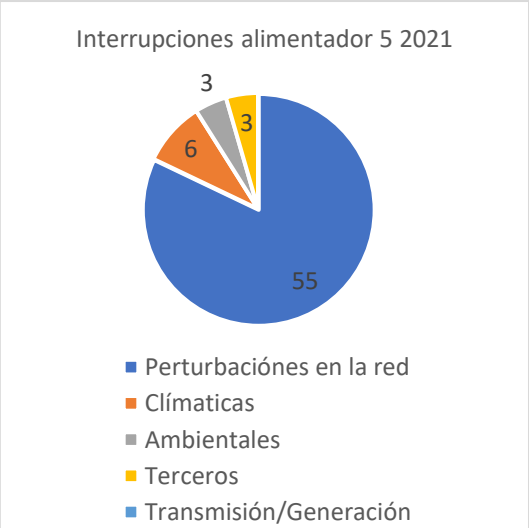


Fig. 56 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2021

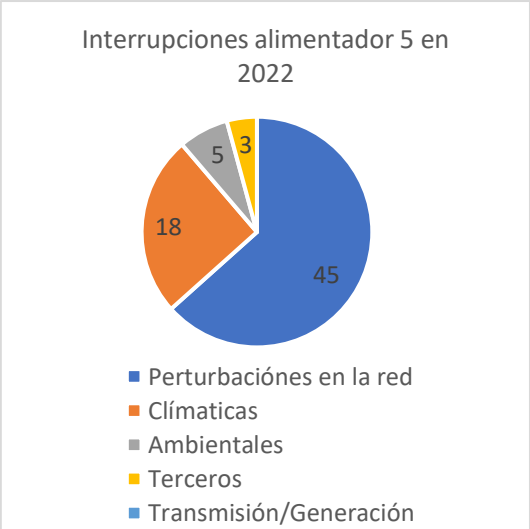


Fig. 57 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2022

En el año 2023, el alimentador 5 registró un total de 58 interrupciones, de las cuales 32 correspondieron a perturbaciones en la red (55.17%), 15 a causas climáticas (25.86%), 9 a intervenciones de terceros (15.52%), 1 a factores ambientales (1.72%) y 1 a eventos asociados a transmisión o generación (1.72%). Este comportamiento evidencia una disminución en el número total de interrupciones en comparación con el año 2022; sin embargo, las perturbaciones en la red continúan siendo la causa predominante. Las causas climáticas se mantienen en niveles elevados, mientras que se destaca un incremento significativo en la incidencia de interrupciones provocadas por terceros, lo que sugiere una mayor influencia de factores externos relacionados con actividades humanas. Asimismo, se observa la aparición de contribuciones, aunque mínimas, asociadas a transmisión y generación, como se indica en Fig. 58.

En el año 2024, el alimentador 5 registró un total de 39 interrupciones, de las cuales 15 estuvieron asociadas a causas climáticas (38.46%), 12 a perturbaciones en la red (30.77%), 6 a eventos de transmisión o generación (15.38%), 4 a intervenciones de terceros (10.26%) y 2 a factores ambientales (5.13%). Este comportamiento evidencia un cambio significativo en comparación con los años anteriores, ya que las causas climáticas pasan a ser el factor predominante, mientras que las perturbaciones en la red disminuyen considerablemente su participación. Asimismo, se observa que los eventos relacionados con transmisión y generación adquieren una mayor relevancia dentro del total de interrupciones. En conjunto, se destaca una reducción notable en el número total de interrupciones, lo que sugiere una mejora general en el desempeño del alimentador, aunque con una mayor influencia de factores externos, como se indica en Fig. 59.

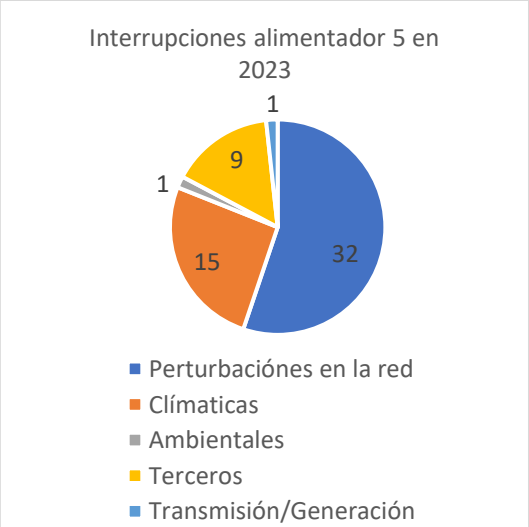


Fig. 58 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2023

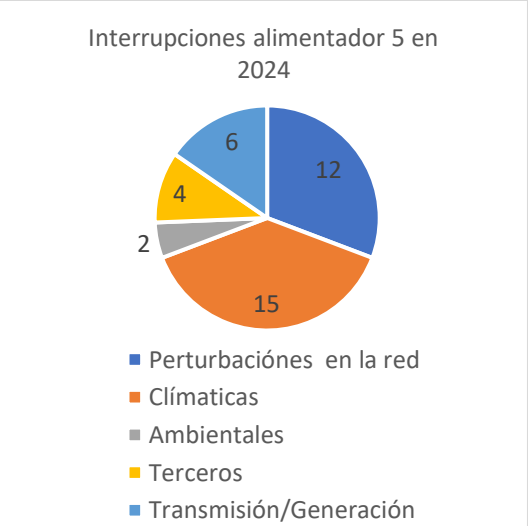


Fig. 59 Tipos de interrupciones presentadas en Alpachaca 5 en 2024

Durante el período de análisis se observa que el tipo de interrupción más frecuente corresponde a las perturbaciones en la red. Su alta presencia indica que una parte significativa de las interrupciones está asociada a condiciones propias del sistema, tales como falla de equipamiento, materiales y accesorios, lo que resalta la importancia de fortalecer las actividades de mantenimiento y supervisión de la infraestructura para mejorar los niveles de confiabilidad del sistema.

4.2.1.2 Proyecciones probabilísticas obtenidas mediante simulación Monte Carlo

En Fig. 37, obtenida a partir de las proyecciones de FMIK generadas mediante simulación Monte Carlo, permite visualizar el comportamiento esperado de la frecuencia media de interrupciones del sistema eléctrico durante el periodo proyectado del estudio. El eje horizontal representa los días en los que se realizó la proyección del estudio y el eje vertical los valores del indicador FMIK.

Véase en Fig. 37 el análisis por redes de distribución se identifica que el alimentador Alpachaca 5 continúa presentando la mayor incidencia de interrupciones dentro de los escenarios proyectados, destacándose como el alimentador con los valores más elevados del indicador FMIK en términos proyectados y este resultado es coherente con el comportamiento observado en los datos históricos.

Las proyecciones obtenidas mediante simulación Monte Carlo ratifican la condición del alimentador Alpachaca 5 como un punto crítico del sistema, lo que refuerza la necesidad de implementar estrategias de mantenimiento preventivo.

4.2.1.3 Comparación entre datos históricos y proyectados de FMIK

La comparación entre los valores históricos y proyectados del indicador FMIK se realizó con el objetivo de evaluar el grado de coherencia entre el comportamiento real del sistema eléctrico y los resultados obtenidos mediante la simulación Monte Carlo.

La gráfica presenta la función de distribución acumulada empírica (ECDF) de FMIK considerando valores positivos, como se muestra en Fig. 39, comparando los datos históricos con los datos obtenidos de la proyección realizada. Este tipo de representación permite analizar la distribución del indicador y evaluar la similitud entre el comportamiento histórico del sistema y los valores proyectados mediante la simulación.

En la gráfica, el eje horizontal representa los valores del indicador FMIK en escala logarítmica, lo cual permite visualizar valores de diferente magnitud y facilitar la comparación entre los datos históricos y proyectados. Por su parte, el eje vertical corresponde a la función de distribución acumulada empírica (ECDF), que muestra la proporción acumulada de los datos hasta un determinado valor del indicador.

Al analizar la tendencia de las curvas, se observa que los valores proyectados mantienen un comportamiento similar al de los datos históricos. Ambas curvas presentan una tendencia creciente, lo que indica que la distribución acumulada de los valores simulados conserva el comportamiento observado en los registros históricos del sistema eléctrico.

Las diferencias observadas entre ambas curvas en algunos intervalos son propias del proceso de simulación probabilística y responden a la variabilidad natural del modelo. Sin embargo, la similitud general entre los datos históricos y proyectados indica que la simulación reproduce de manera adecuada el comportamiento del indicador FMIK, permitiendo utilizar estos resultados para el análisis de confiabilidad y la proyección del comportamiento del sistema dentro del horizonte establecido.

Los resultados que se muestran en la tabla 12 evidencian que los valores promedio del FMIK proyectado presentan una tendencia similar a la observada en los datos históricos, esta correspondencia valida la selección de los parámetros utilizados en la simulación Monte Carlo y confirma la aplicabilidad del enfoque probabilístico adoptado. Además, se determinó que el porcentaje de error es de 1.15987%, valor que se encuentra dentro de un rango aceptable, lo que refuerza la confiabilidad de los resultados obtenidos y la precisión del modelo en la representación del comportamiento del sistema.

4.2.2 Resultados obtenidos de TTIK

4.2.2.1 Históricos proporcionados por EMELNORTE

El análisis del indicador TTIK se basa en los datos históricos de fallas proporcionada por la EMELNORTE, como se indica en Fig.36, permite visualizar el comportamiento del tiempo total de interrupciones del sistema eléctrico a lo largo del período de estudio. El eje horizontal representa los días en los que se realizó el estudio y el eje vertical los valores del indicador TTIK.

Véase en Fig. 36 el análisis realizado se identifica que el alimentador Alpachaca 5 presenta la mayor cantidad de tiempo a lo largo de todo el período de estudio, destacándose como el alimentador con el valor más elevado del indicador TTIK en

términos acumulados representando la relación entre la gráfica de FMIK como el alimentador que tiene la mayor incidencia de fallas.

4.2.2.2 Proyecciones probabilísticas obtenidas mediante simulación Monte Carlo

En Fig. 38, obtenida a partir de las proyecciones de TTIK generadas mediante simulación Monte Carlo, permite visualizar el comportamiento esperado del tiempo total de interrupciones del sistema eléctrico durante el periodo proyectado del estudio. En la representación gráfica, el eje horizontal corresponde a los días considerados en la proyección, mientras que el eje vertical muestra los valores estimados del indicador TTIK.

En este caso, el alimentador Alpachaca 5 también presenta los valores proyectados más altos de este indicador, lo que indica que, además de concentrar una mayor frecuencia de interrupciones, también se proyectan mayores tiempos acumulados de indisponibilidad del servicio en este alimentador.

La relación entre ambos indicadores proyectados permite identificar que el alimentador Alpachaca 5 constituye un punto crítico dentro del sistema de distribución, ya que en los escenarios proyectados concentra tanto los mayores valores de FMIK como de TTIK, lo que refuerza la necesidad de implementar estrategias de mantenimiento preventivo.

4.2.2.3 Comparación entre datos históricos y proyectados de TTIK

La comparación entre los valores históricos y proyectados del indicador TTIK se realizó con el objetivo de evaluar el grado de coherencia entre el comportamiento real del sistema eléctrico y los resultados obtenidos mediante la simulación Monte Carlo.

La gráfica presenta la función de distribución acumulada empírica (ECDF) de TTIK considerando valores positivos, como se muestra en la Fig. 40, comparando los datos históricos con los datos obtenidos de la proyección realizada. Este tipo de representación permite analizar la distribución del indicador y evaluar la similitud entre el comportamiento del sistema eléctrico y los valores proyectados a partir de la simulación.

En la gráfica, el eje horizontal representa los valores del indicador TTIK en escala logarítmica, lo que permite visualizar valores de diferente magnitud y facilitar la comparación entre los datos históricos y proyectados. Por su parte, el eje vertical corresponde a la función de distribución acumulada empírica (ECDF), que muestra la proporción acumulada de los datos hasta un determinado valor del indicador.

Al analizar la tendencia de las curvas, se observa que los valores proyectados mantienen un comportamiento similar al de los datos históricos. Ambas curvas muestran una tendencia creciente, lo que indica que la distribución acumulada de los valores simulados mantiene el comportamiento observado en los registros históricos del sistema eléctrico.

Las diferencias observadas entre ambas curvas en algunos intervalos son propias del proceso de simulación probabilística y responde a la variabilidad natural del modelo. Sin embargo, la similitud general entre los datos históricos y proyectados indica que el modelo reproduce de manera adecuada el comportamiento del indicador TTIK, permitiendo utilizar los resultados obtenidos para el análisis de confiabilidad y la proyección del comportamiento del sistema dentro del horizonte de estudio.

Los resultados que se muestran en la tabla 13 evidencian que los valores promedio del TTIK proyectado presentan una tendencia similar a la observada en los datos históricos, esta correspondencia valida la selección de los parámetros utilizados en la simulación Monte Carlo y confirma la aplicabilidad del enfoque probabilístico adoptado. Además, se determinó que el porcentaje de error es de 2.149710%, valor que se encuentra dentro de un rango aceptable, lo que respalda la confiabilidad de los resultados obtenidos y la precisión del modelo en la representación del comportamiento del sistema.

4.2.3 Proyecciones obtenidas mediante cadenas de Markov

4.2.3.1 Disponibilidad anual

En Fig. 60 se muestra la disponibilidad anual de los alimentadores de la Subestación Alpachaca durante el período proyectado 2025–2028, permitiendo observar la evolución del nivel de continuidad del servicio en cada uno de ellos.

El alimentador Alpachaca 8 presenta los niveles de disponibilidad más altos y estables a lo largo de todo el período proyectado, manteniéndose prácticamente constante, lo que evidencia un desempeño operativo muy favorable y una baja incidencia de interrupciones. De manera similar, el alimentador Alpachaca 1 también muestra un comportamiento estable con valores de disponibilidad elevados y pequeñas variaciones entre años, manteniéndose siempre por encima de los demás alimentadores en términos de estabilidad.

Los alimentadores Alpachaca 2, 3, 4 y 6 presentan un comportamiento intermedio, con ligeras fluctuaciones, se observa una leve disminución en 2026 para algunos de ellos, seguida de una recuperación en 2027 y 2028, lo que refleja una tendencia general de mejora del sistema hacia los años más recientes, según se muestra en la tabla 18.

Por otro lado, el alimentador Alpachaca 5 es el que presenta la mayor variabilidad y los valores de disponibilidad más bajos, especialmente en el año 2026. Sin embargo, a partir de 2027 se evidencia una recuperación progresiva en su nivel de disponibilidad, lo que sugiere una mejora en las condiciones operativas o en la gestión de fallas dentro de este alimentador. Este comportamiento es consistente con los análisis previos de interrupciones, donde este alimentador presenta mayor incidencia de eventos.

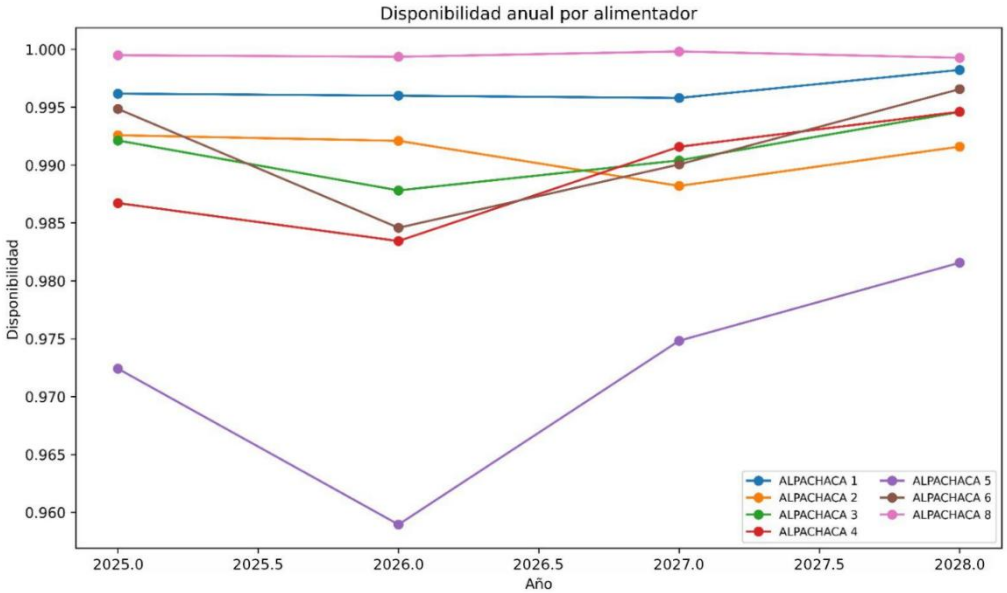


Fig. 60 Disponibilidad proyectada de alimentadores

TABLA XVIII

DISPONIBILIDAD ANUAL

year	feeder	availability_markov	availability_markov_percent
2025	ALPACHACA 1	0.996163985	99.6164%
2025	ALPACHACA 2	0.992574281	99.2574%
2025	ALPACHACA 3	0.992123068	99.2123%
2025	ALPACHACA 4	0.986718147	98.6718%
2025	ALPACHACA 5	0.972412068	97.2412%
2025	ALPACHACA 6	0.99485381	99.4854%
2025	ALPACHACA 8	0.999488276	99.9488%
2026	ALPACHACA 1	0.995993878	99.5994%
2026	ALPACHACA 2	0.992093204	99.2093%
2026	ALPACHACA 3	0.987808516	98.7809%
2026	ALPACHACA 4	0.983436508	98.3437%
2026	ALPACHACA 5	0.958944023	95.8944%
2026	ALPACHACA 6	0.98458117	98.4581%
2026	ALPACHACA 8	0.999354235	99.9354%
2027	ALPACHACA 1	0.995797752	99.5798%
2027	ALPACHACA 2	0.988196093	98.8196%
2027	ALPACHACA 3	0.990400698	99.0401%
2027	ALPACHACA 4	0.991576723	99.1577%
2027	ALPACHACA 5	0.974821119	97.4821%
2027	ALPACHACA 6	0.990053364	99.0053%
2027	ALPACHACA 8	0.999813231	99.9813%
2028	ALPACHACA 1	0.99821886	99.8219%
2028	ALPACHACA 2	0.991591419	99.1591%
2028	ALPACHACA 3	0.994586629	99.4587%
2028	ALPACHACA 4	0.994609194	99.4609%
2028	ALPACHACA 5	0.981561954	98.1562%
2028	ALPACHACA 6	0.996560427	99.6560%
2028	ALPACHACA 8	0.999265513	99.9266%

Tabla 18 Índices de disponibilidad proyectados

Nota: Resultados de disponibilidad mediante cadenas de Markov de cada año y alimentador.

En Fig. 61 se presenta un mapa de calor que muestra la disponibilidad anual para cada uno de los alimentadores durante el período proyectado entre 2025 a 2028. Este tipo de representación gráfica permite visualizar de forma comparativa la variación de un indicador mediante el uso de una escala de colores, donde cada color representa un valor específico dentro del rango analizado. En este caso, los tonos más cercanos al amarillo indican mayores niveles de disponibilidad, mientras que los tonos más oscuros reflejan valores menores, lo que facilita identificar rápidamente los alimentadores con mejor o peor desempeño en términos de continuidad del servicio.

En la gráfica, el eje horizontal representa los años proyectados, mientras que el eje vertical corresponde a los alimentadores de la red de distribución Alpachaca. Cada celda contiene el valor numérico de la disponibilidad anual, lo que permite comparar el comportamiento de cada alimentador a lo largo del tiempo.

A partir del análisis se observa que la mayoría de los alimentadores presentan niveles de disponibilidad superiores a 0.98, lo que indica un desempeño alto en términos de continuidad del servicio. Sin embargo, el alimentador Alpachaca 5 muestra los valores más bajos de disponibilidad durante los años proyectados, destacándose especialmente el valor registrado en 2026, donde alcanza 0.9589, el más bajo de todo el conjunto de datos.

En contraste, el alimentador Alpachaca 8 presenta los valores más altos de disponibilidad durante todo el periodo analizado, con valores cercanos a 0.999, lo que indica un desempeño altamente confiable y una menor incidencia de interrupciones del servicio.

Estos resultados permiten identificar nuevamente al alimentador Alpachaca 5 como un punto crítico dentro del sistema de distribución, ya que su menor disponibilidad está asociada a una mayor frecuencia y duración de interrupciones, lo cual coincide con los resultados obtenidos previamente en los indicadores FMIK y TTIK

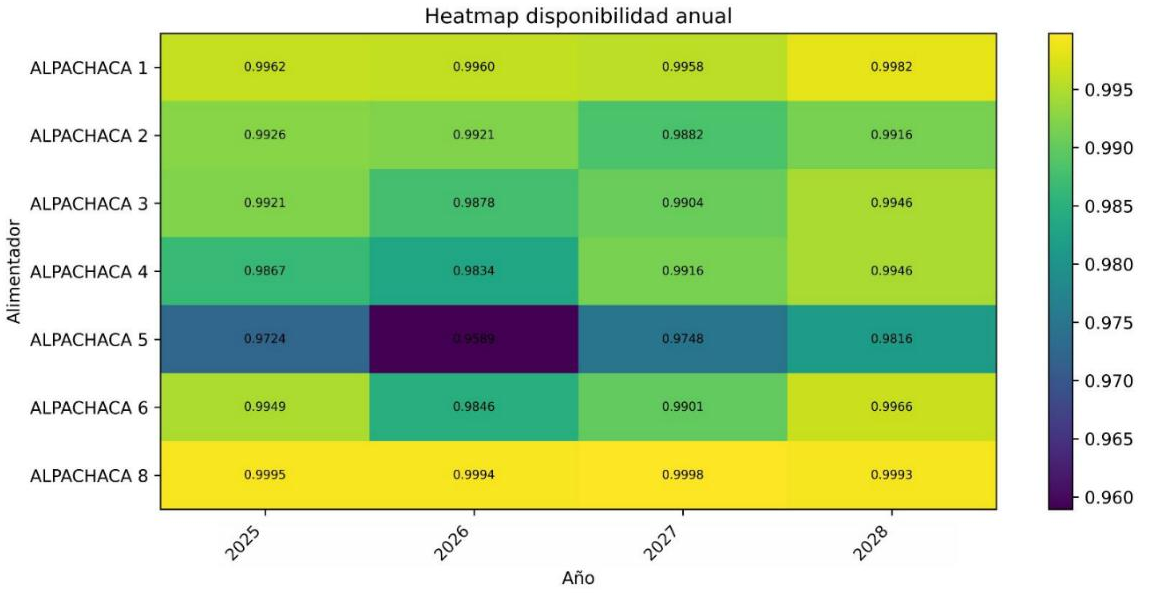


Fig. 61 Mapa de calor de la disponibilidad anual proyectada por alimentador

4.2.3.2 Indisponibilidad anual

En Fig. 62 se presenta la indisponibilidad anual de los alimentadores de la Subestación Alpachaca durante el período proyectado 2025–2028, permitiendo analizar al alimentador que no se encuentra en operación. Los valores de indisponibilidad son bajos, lo cual es coherente con los altos niveles de disponibilidad observados previamente; sin embargo, se evidencian diferencias importantes en el comportamiento de cada circuito.

El alimentador Alpachaca 5 presenta los niveles más altos de indisponibilidad a lo largo del período proyectado, alcanzando su pico en el año 2026, indicando que se estima una mayor cantidad o duración de interrupciones en comparación con los demás. No obstante, a partir de 2027 se observa una reducción progresiva en su indisponibilidad, lo que sugiere una mejora en las condiciones operativas o en la gestión de fallas en este circuito.

Los alimentadores Alpachaca 2, 3, 4 y 6 presentan valores intermedios, en varios de estos alimentadores se observa un incremento en el año 2026, seguido de una disminución progresiva hacia 2028, lo que evidencia una tendencia de mejora en el

desempeño del sistema durante los últimos años del período evaluado, según se muestra en la tabla 19.

Por otro lado, el alimentador Alpachaca 8 muestra los niveles más bajos de indisponibilidad, manteniéndose prácticamente en cero durante todos los años del estudio.

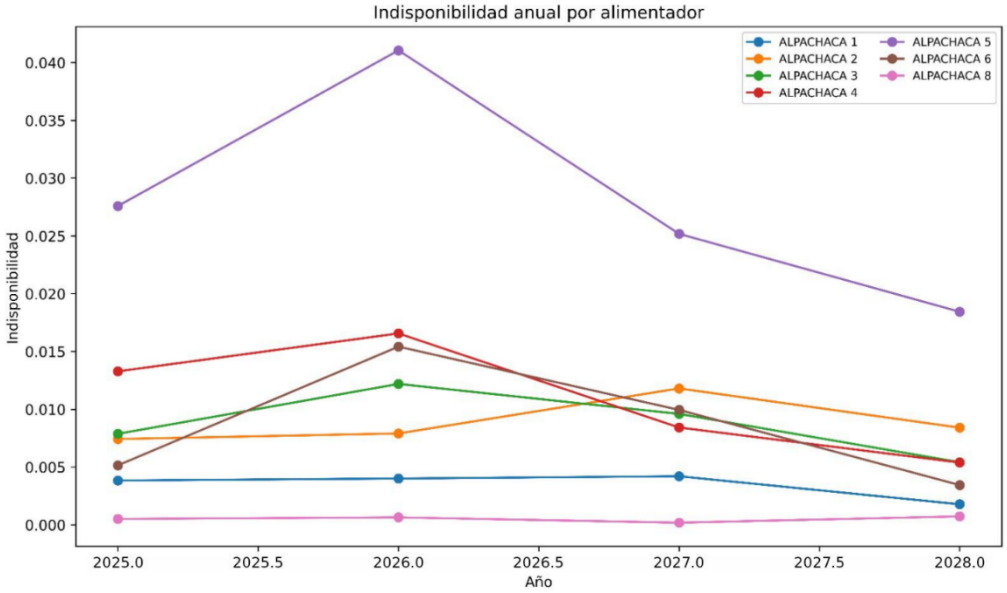


Fig. 62 Indisponibilidad proyectada de alimentadores

La gráfica permite identificar que, aunque el sistema presenta niveles generales de indisponibilidad bajos, el alimentador 5 destaca como el circuito con mayor afectación, lo cual coincide con los análisis previos de disponibilidad e interrupciones. Este comportamiento refuerza la importancia de considerarlo como punto crítico dentro de la red de distribución, ya que concentra una mayor proporción de eventos que impactan la continuidad del servicio eléctrico.

TABLA XIX

INDISPONIBILIDAD ANUAL

year	feeder	unavailability_markov	unavailability_markov_percent
2025	ALPACHACA 1	0.003836015	0.3836%
2025	ALPACHACA 2	0.007425719	0.7426%
2025	ALPACHACA 3	0.007876932	0.7877%
2025	ALPACHACA 4	0.013281853	1.3282%
2025	ALPACHACA 5	0.027587932	2.7588%

2025	ALPACHACA 6	0.00514619	0.5146%
2025	ALPACHACA 8	0.000511724	0.0512%
2026	ALPACHACA 1	0.004006122	0.4006%
2026	ALPACHACA 2	0.007906796	0.7907%
2026	ALPACHACA 3	0.012191484	1.2191%
2026	ALPACHACA 4	0.016563492	1.6563%
2026	ALPACHACA 5	0.041055977	4.1056%
2026	ALPACHACA 6	0.01541883	1.5419%
2026	ALPACHACA 8	0.000645765	0.0646%
2027	ALPACHACA 1	0.004202248	0.4202%
2027	ALPACHACA 2	0.011803907	1.1804%
2027	ALPACHACA 3	0.009599302	0.9599%
2027	ALPACHACA 4	0.008423277	0.8423%
2027	ALPACHACA 5	0.025178881	2.5179%
2027	ALPACHACA 6	0.009946636	0.9947%
2027	ALPACHACA 8	0.000186769	0.0187%
2028	ALPACHACA 1	0.00178114	0.1781%
2028	ALPACHACA 2	0.008408581	0.8409%
2028	ALPACHACA 3	0.005413371	0.5413%
2028	ALPACHACA 4	0.005390806	0.5391%
2028	ALPACHACA 5	0.018438046	1.8438%
2028	ALPACHACA 6	0.003439573	0.3440%
2028	ALPACHACA 8	0.000734487	0.0734%

Tabla 19 Índices de indisponibilidad proyectados

Nota: Resultados de indisponibilidad mediante cadenas de Markov de cada año y alimentador.

En Fig. 63 se presenta un mapa de calor que muestra la indisponibilidad anual para cada uno de los alimentadores durante el período proyectado entre 2025 a 2028. Este tipo de gráfica permite visualizar de manera comparativa la magnitud de un indicador mediante una escala de colores, donde cada tonalidad refleja un valor específico dentro del rango analizado. En este caso, los colores más cercanos al amarillo indican mayores niveles de indisponibilidad, mientras que los tonos más oscuros representan menores

valores, lo que facilita identificar rápidamente los alimentadores con mayor afectación en términos de continuidad del servicio.

En la gráfica, el eje horizontal muestra los años proyectados, mientras que el eje vertical corresponde a los alimentadores del sistema de distribución Alpachaca. Cada celda contiene el valor numérico de la indisponibilidad anual, permitiendo observar cómo ha variado este indicador en cada alimentador a lo largo del periodo.

Del análisis se observa que el alimentador Alpachaca 5 presenta los valores más altos de indisponibilidad, destacándose especialmente el valor registrado en 2026, donde alcanza aproximadamente 0.0411, el mayor valor dentro de todo el conjunto de datos.

Por otro lado, el alimentador Alpachaca 8 presenta los valores más bajos de indisponibilidad, con valores cercanos a cero, lo que evidencia un alto nivel de continuidad del servicio eléctrico y un mejor desempeño operativo.

Al relacionar estos resultados con el mapa de calor de disponibilidad, se observa una relación inversa entre ambos indicadores, ya que los alimentadores que presentan menor disponibilidad tienden a mostrar mayores niveles de indisponibilidad. En este sentido, el alimentador Alpachaca 5 vuelve a destacarse como un punto crítico del sistema, debido a que concentra los mayores valores de indisponibilidad, lo cual coincide con los resultados previamente obtenidos en los indicadores FMIK y TTIK, donde también se identificó una mayor frecuencia y duración de interrupciones.

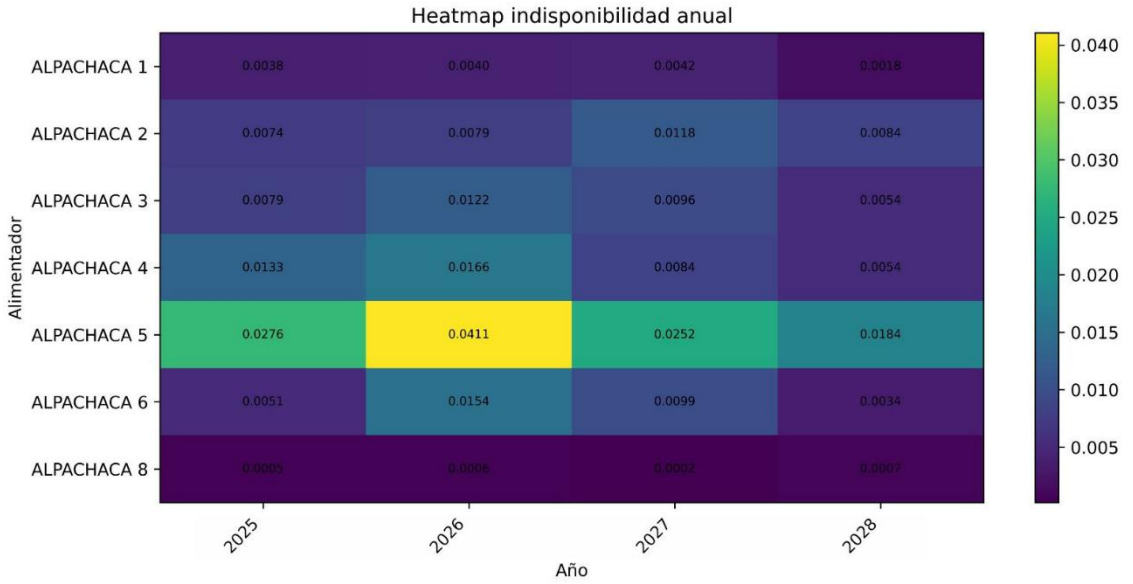


Fig. 63 Mapa de calor de la indisponibilidad anual proyectada por alimentador

4.2.3.3 Análisis de punto crítico

En Fig. 41 se presenta el panel mensual del modelo de Markov para el alimentador Alpachaca 5, donde se analizan la disponibilidad, indisponibilidad, tasa de fallas (λ) y tasa de reparación (μ) a lo largo del periodo de estudio.

En la gráfica de disponibilidad mensual se observa que, aunque los valores se mantienen generalmente altos (entre aproximadamente 0.95 y 1.00), este alimentador presenta mayores fluctuaciones en comparación con los demás alimentadores. Se identifican varias caídas de disponibilidad, especialmente durante 2026 y 2027, donde el indicador desciende a valores cercanos a 0.91 – 0.93.

La gráfica de indisponibilidad mensual refuerza esta observación, aunque los valores se mantienen relativamente bajos, se presentan picos más altos y recurrentes que en los otros alimentadores, alcanzando valores cercanos a 0.08 – 0.09. Esto evidencia que el alimentador Alpachaca 5 estima mayores periodos fuera de servicio, lo cual explica que sea el alimentador con mayor nivel de interrupciones dentro de la subestación.

En la gráfica de la tasa de falla (λ) se observa un comportamiento variable con varios incrementos puntuales, donde los valores alcanzan aproximadamente 0.02 h^{-1} en ciertos meses, indicando periodos en los que la frecuencia de fallas fue mayor, lo que

guarda relación directa con el mayor número de interrupciones registradas en este alimentador.

La tasa de reparación (μ) presenta una variación considerable a lo largo del periodo, con valores que oscilan aproximadamente entre 0 y 0.8 h^{-1}. En varios meses se observan valores elevados, indicando que el sistema logró reestablecer el servicio con rapidez después de algunas fallas. No obstante, debido a la mayor frecuencia de interrupciones registrada en este alimentador, el efecto de las reparaciones no siempre es suficiente para evitar incrementos en la indisponibilidad.

El análisis de las cuatro variables permite observar que el alimentador Alpachaca 5 presenta el comportamiento más crítico dentro del sistema estudiado, ya que registra mayores variaciones en la disponibilidad, picos más altos de indisponibilidad y una frecuencia de fallas superior a la observada en los demás alimentadores. Esto confirma los resultados obtenidos en el análisis, donde se identificó que este alimentador es el que presenta el mayor número de eventos de interrupción, lo cual repercute directamente en los indicadores de confiabilidad evaluados para la Subestación Alpachaca.

4.2.4 Análisis de elementos

4.2.4.1 Proyección probabilística de fallas

Durante el análisis histórico se determinaron un total de 542 elementos asociados al sistema de distribución, debido a la gran cantidad de elementos identificados y con el propósito de realizar un análisis más representativo y manejable, se seleccionaron los 100 elementos más críticos para el desarrollo del estudio

Con el propósito de estimar el comportamiento de los elementos, se realizó la proyección de fallas para el período 2025–2028, esto se desarrolló a partir de la información histórica correspondiente al período 2021–2024.

Para esto se consideraron únicamente elementos que presentaron más de una falla durante el período histórico. A partir de esto, se estimó la probabilidad de ocurrencia de fallas para cada uno de los elementos, considerando su frecuencia histórica de fallas, así como los tiempos de reparación asociados.

Dentro del proceso se generaron valores aleatorios que representan el tiempo en el que podría ocurrir una falla, basados en las tasas de falla estimadas. Estos tiempos fueron ubicados dentro del horizonte de proyección y convertidos a formato calendario, lo que permitió estimar el año y el mes de ocurrencia de la falla para cada elemento.

Como resultado se identificaron los elementos con mayor probabilidad de falla, así como el año y el mes estimado de dichas fallas.

La tabla con los elementos y sus proyecciones se encuentra en la sección de Anexos debido a que tiene una gran cantidad de elementos, nombrada como Tabla Anexo 2.

Para complementar el análisis de proyecciones, se presentan gráficas adicionales que permiten interpretar de mejor manera el comportamiento de una parte de los elementos tomados como referencia dentro del estudio. Estas representaciones facilitan la identificación de tendencias, variaciones y condiciones de operación asociadas a las fallas registradas, permitiendo una comprensión más detallada del desempeño de los elementos pertenecientes al circuito del alimentador analizado, estas de igual manera se encuentran en la sección de Anexos respectivamente Fig Anexo 1, 2, 3 y 4.

4.2.4.2 Proyecciones de disponibilidad e indisponibilidad

La proyección de disponibilidad e indisponibilidad permitió complementar el análisis probabilístico de fallas, facilitando la identificación de los elementos con mayor impacto dentro del sistema eléctrico.

La tabla con los elementos críticos con sus proyecciones de disponibilidad e indisponibilidad se encuentran en la sección de Anexo nombrada como Tabla Anexo 3 y 4 respectivamente.

Con el propósito de complementar el análisis realizado, se presentan gráficas correspondientes a una parte de los elementos críticos considerados dentro del estudio, con la finalidad de obtener una mejor visualización del comportamiento de la disponibilidad e indisponibilidad de la red. Estas representaciones permiten identificar de manera más clara la variación de ambos indicadores en los elementos analizados, estas

de igual manera se encuentran en la sección de Anexos debido a que tiene una gran cantidad de elementos, respectivamente Fig Anexo 5 y 6.

4.2.4.3 Ranking proyectado de criticidad de elementos

La determinación de criticidad se realizó considerando diferentes aspectos relacionados al comportamiento histórico y proyectado. Entre los estos se incluyeron la probabilidad de falla, el número de fallas históricas, la duración de las interrupciones, los indicadores FMIK y TTIK. Además, se determinó el sector asociado a cada elemento, lo que permitió ubicar con mayor precisión los puntos donde pueden presentarse futuras interrupciones.

La integración de estas variables permitió cuantificar de manera más precisa el nivel de criticidad de cada elemento y establecer un orden jerárquico de mayor a menor criticidad, como se muestra en la ecuación 36.

La tabla completa con los elementos evaluados y sus respectivas proyecciones de criticidad se presenta en la sección de Anexos, debido a la gran cantidad de registros analizados, bajo la denominación de Tabla Anexo 5.

4.3 Análisis espacial y georreferenciación de fallas mediante ArcGIS

Para complementar el análisis de confiabilidad se desarrolló un estudio espacial utilizando ArcGIS, como se muestra en Fig. 64, con el objetivo de visualizar la distribución geográfica de los alimentadores de la Subestación Alpachaca y su relación con las unidades territoriales (cantones y parroquias).

En primera instancia, se incorporaron capas correspondientes a los límites cantonales y parroquiales y posteriormente, se integró la información de los alimentadores, los cuales fueron representados mediante colores para su identificación.

De acuerdo con la simbología, ALIM-ALPACHACA 1 de color verde claro se extiende por la zona de Alpachaca y parte de Azaya, siendo una red con poca extensión. ALIM-ALPACHACA 2 de color azul presenta incluye parroquias como San Antonio y Natabuela, donde existe una mayor red asociada a áreas urbanas y semiurbanas.

Por su parte, ALIM-ALPACHACA 3 de color rojo cubre sectores del cantón Antonio Ante y parte del sur de Ibarra, incluyendo localidades como Atuntaqui y San José de Chaltura, evidenciando una red relativamente densa y con múltiples ramificaciones. ALIM-ALPACHACA 4 de color verde oscuro se proyecta hacia zonas más alejadas como Tumbabiro, Salina y sectores rurales del norte, donde la infraestructura eléctrica presenta mayor extensión y menor concentración.

ALIM-ALPACHACA 5 de color morado tiene una amplia cobertura en el cantón San Miguel de Urcuquí, incluyendo parroquias como Cahuasquí y Pablo Arenas, caracterizándose por abarcar territorios extensos. Sin embargo, uno de los resultados más relevantes del análisis corresponde al comportamiento de este alimentador, el cual registró la mayor incidencia de fallas dentro del período analizado y proyectado. La alta incidencia de fallas en este alimentador no se asocia necesariamente a una mayor densidad de red, sino a factores como la longitud del alimentador, la exposición a condiciones ambientales y la menor redundancia operativa. De igual manera, ALIM-ALPACHACA 6 de color café se concentra en el núcleo urbano de Ibarra y la zona de Alpachaca, donde se observa una mayor interconexión entre alimentadores y una alta concentración de infraestructura eléctrica.

Finalmente, ALIM-ALPACHACA 8 de color amarillo corresponde a ramales específicos y extensiones puntuales del sistema, presentes en zonas periféricas y de menor cobertura.

Este análisis espacial permitió identificar que las zonas urbanas, como Ibarra y San Antonio, presentan una mayor superposición de alimentadores y densidad de red, lo que implica una mayor complejidad operativa. En contraste, las zonas rurales, como Urcuquí, Salinas y Tumbabiro, dependen generalmente de un solo alimentador, lo que puede incrementar su vulnerabilidad ante fallas debido a la menor redundancia del sistema.

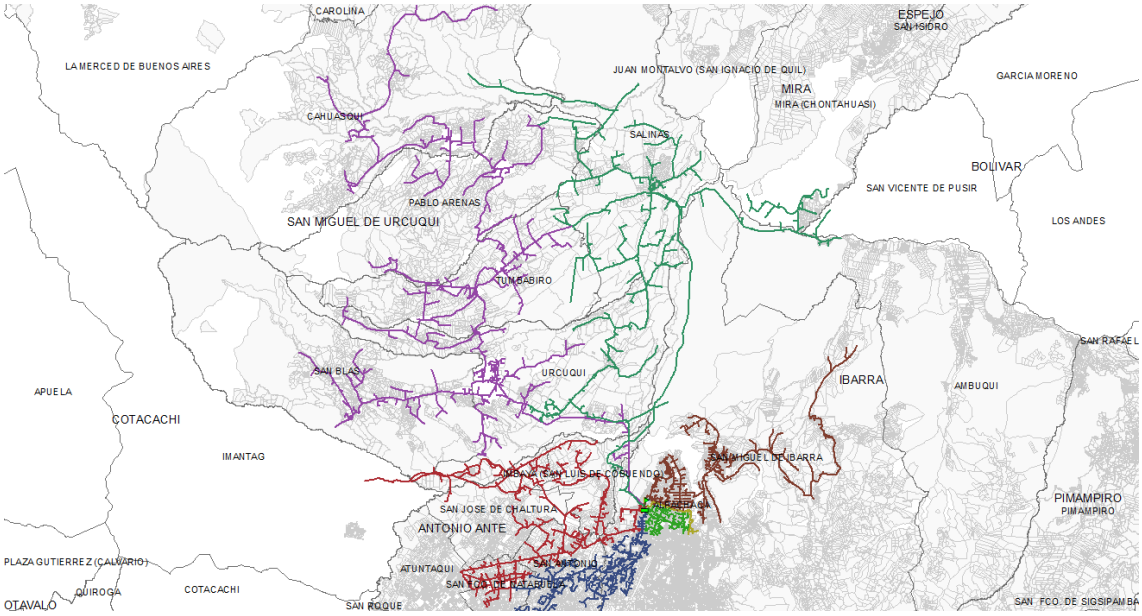


Fig. 64 Distribución espacial de los alimentadores de la Subestación Alpachaca sobre la división parroquial y cantonal en ArcGIS

4.3.1 Georeferenciación por alimentadores

En Fig. 65 se corresponde el alimentador ALPACHACA 1 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, seccionadores fusibles, seccionadores cuchilla y protecciones de barra, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B8, P1 y SF28. Estas fallas no necesariamente indica que todas las fallas se originaron físicamente dentro del área de la subestación, sino que tuvieron su origen fuera del área de concesión de EMELNORTE y afectaron directamente la línea de transmisión que alimenta a la Subestación Alpachaca, dichas perturbaciones impactaron directamente a la subestación y a sus alimentadores.

Además, se identifican elementos distribuidos a lo largo del alimentador, como los seccionadores SF44, SF47 y SF75, así como los seccionadores cuchilla SC2. La presencia de estos elementos en diferentes sectores del alimentador evidencia que existen zonas con mayor susceptibilidad a interrupciones, asociadas principalmente a eventos operativos, maniobras de protección y condiciones propias de la red de distribución.

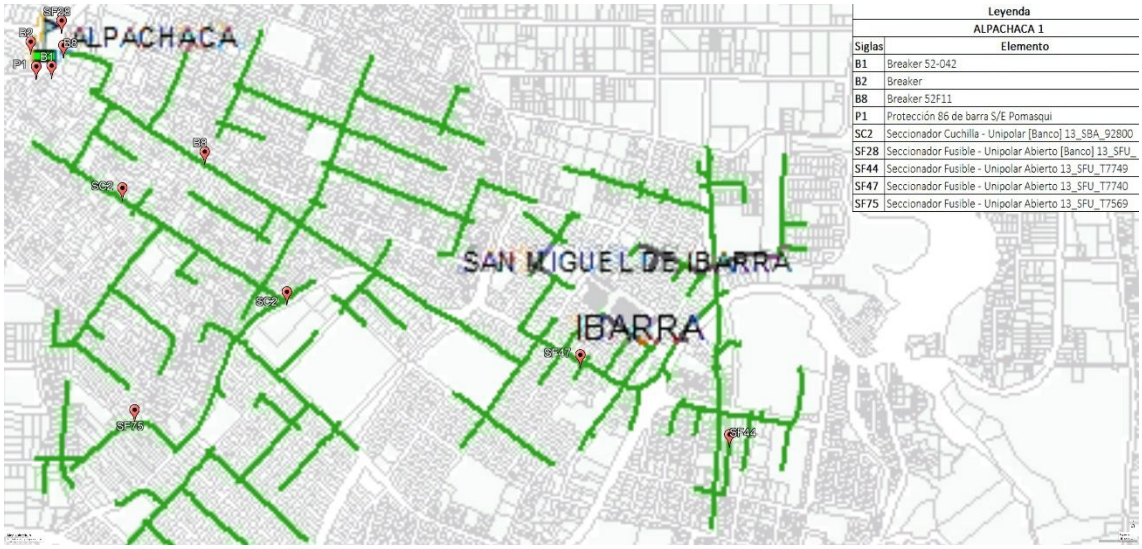


Fig. 65 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 1

En Fig. 66 se corresponde al alimentador ALPACHACA 2 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, seccionadores fusibles y protecciones de barra, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B9, P1, SF11 y SF28. Además, se identifican elementos distribuidos a lo largo del alimentador, principalmente seccionadores fusibles como SF24, SF33, SF35, SF41, SF53, SF60, SF73 y SF74, localizados en sectores como San Antonio, Natabuela y zonas cercanas a Ibarra.

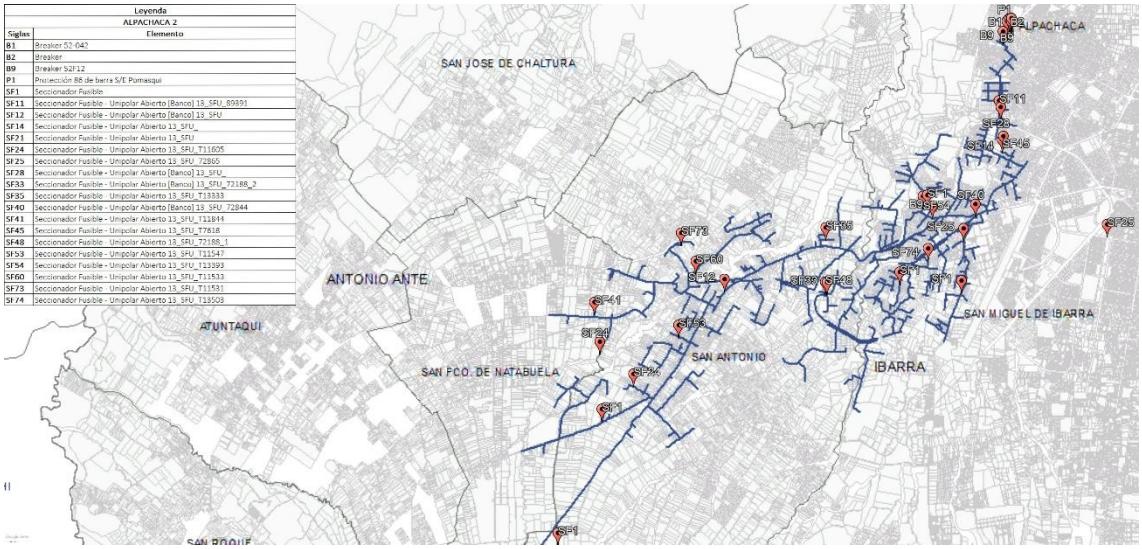


Fig. 66 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 2

En Fig. 67 se corresponde al alimentador ALPACHACA 3 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan la distribución breakers, reconectadores, seccionadores fusibles y protecciones de barra, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B3, P1, R1 y SSN1. Además, se identifican elementos distribuidos a lo largo del alimentador, principalmente seccionadores fusibles como SF20, SF37, SF39, SF43, SF64, SF68, SF69, SF70, SF71 y SF76, así como los reconectadores R1 y R2.

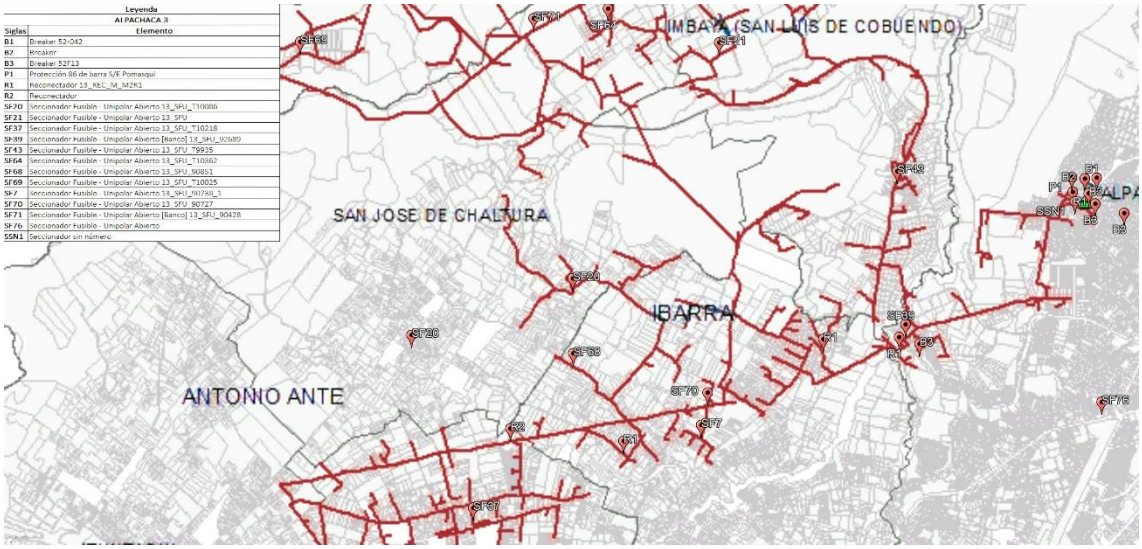


Fig. 67 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 3

En Fig. 68 se corresponde al alimentador ALPACHACA 4 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, reconectadores, seccionadores fusibles, seccionadores y protecciones de barra, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B7, P1, R2, SF1, SF9, SF19 y SSN2.Además, se identifican elementos distribuidos a lo largo del alimentador, principalmente seccionadores fusibles como SF23, SF30, SF34, SF50, SF52, SF57, SF59 y SF67, así como los reconectadores R2 y R4.

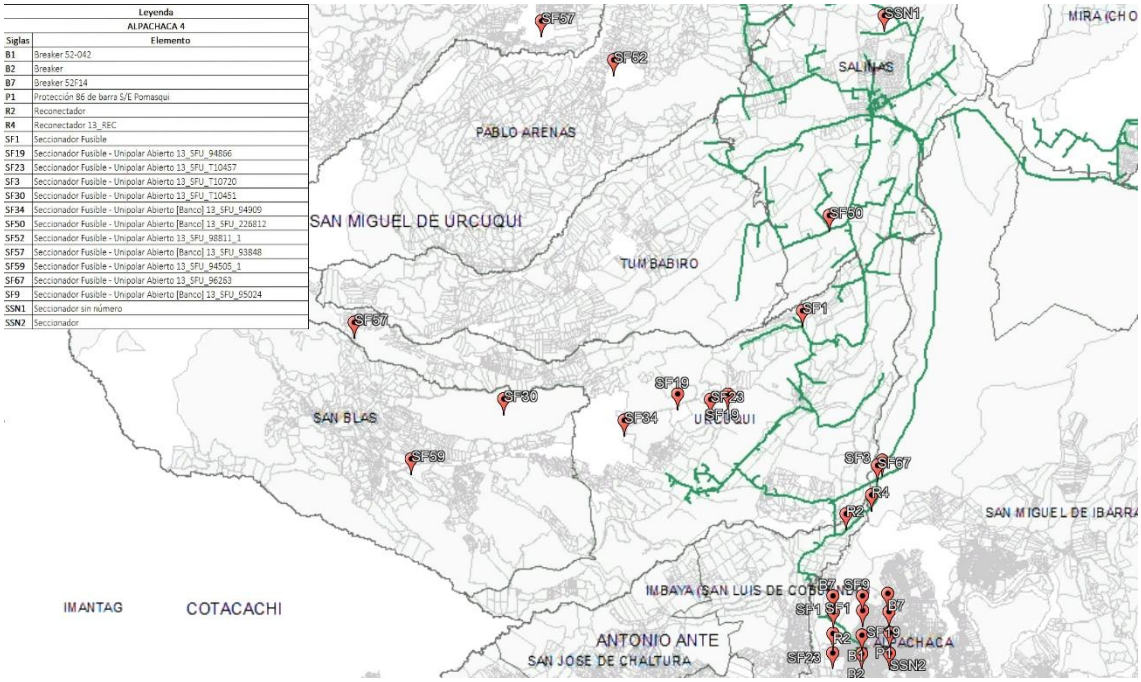


Fig. 68 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 4

En Fig. 69 se corresponde al alimentador ALPACHACA 5 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, reconectadores, seccionadores fusibles, seccionadores cuchilla, tramos de media tensión y protecciones de barra, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B5, P1, R2, SF1, SF10, SF29 y SSN2. Además, se identifican numerosos elementos distribuidos a lo largo del alimentador, principalmente seccionadores fusibles como SF6, SF14, SF18, SF22, SF30, SF49, SF55, SF57, SF59, SF61 y SF65, así como reconectadores R3, R4, R5 y R6. También se observan tramos críticos de media tensión correspondientes a TT1 y TT2.

El alimentador ALPACHACA 5 presenta el mayor nivel de criticidad dentro del sistema, los seccionadores fusibles y reconectadores mostraron una mayor propabilidad de falla y menor disponibilidad ajustada dentro del período proyectado 2025 – 2028, lo que evidencia una mayor vulnerabilidad operativa y la necesidad de fortalecer las

estrategias de mantenimiento preventivo y monitoreo continuo en los sectores más sensibles.

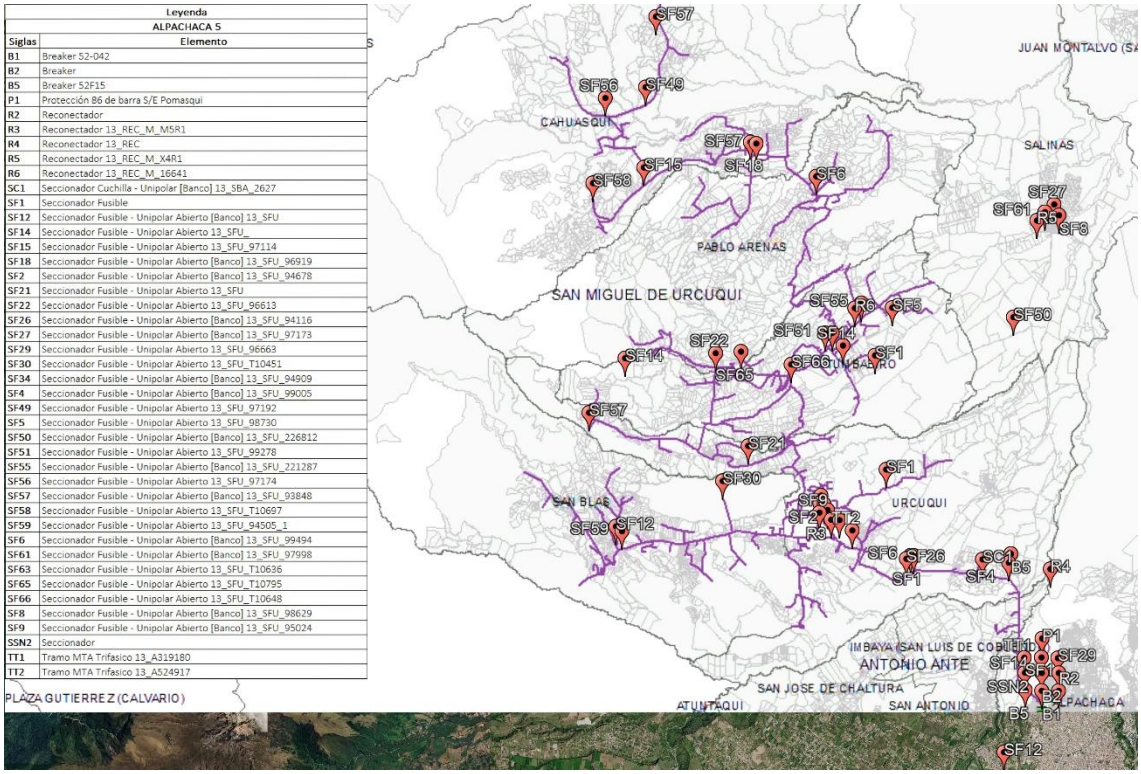


Fig. 69 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 5

En Fig. 70 se corresponde al alimentador ALPACHACA 6 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, protecciones de barra y seccionadores fusibles, los cuales fueron identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente los elementos B1, B2, B6, P1, AF1 y SF16. Además, se identifican elementos distribuidos a lo largo del alimentador, principalmente seccionadores fusibles como SF10, SF13, SF17, SF21, SF28, SF31, SF36, SF42, SF62, SF72, SF77 y SF78, localizados en sectores como San Miguel de Ibarra y zonas periféricas cercanas a Ibarra.



Fig. 70 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 6

En Fig. 71 se corresponde al alimentador ALPACHACA 8 en el cual presenta la ubicación de los elementos críticos dentro del sistema de distribución, se observan breakers, protección de barra y seccionadores fusibles, identificados mediante el análisis histórico de fallas.

Se evidencia una concentración de elementos en las inmediaciones de la subestación, particularmente en los elementos B1, B2, B4, P1 y SF1. A diferencia de otros alimentadores, en ALPACHACA 8 se observa una menor dispersión de elementos críticos a lo largo de la red, ya que la mayor parte de los elementos se localizan cerca de la subestación. Esto sugiere que el comportamiento de criticidad del alimentador está más influenciado por eventos en la cabecera del circuito que por fallas distribuidas en los ramales secundarios del sistema.



Fig. 71 Georreferenciación de elementos críticos en ALPACHACA 8

4.4 Propuestas de mejora y mantenimientos preventivos

A partir del análisis de confiabilidad realizado en los alimentadores de la Subestación Alpachaca, se identificó que el alimentador Alpachaca 5 presenta los niveles de indisponibilidad elevados, reflejados en los indicadores FMIK y TTIK. Esto evidencia la necesidad de implementar estrategias técnicas orientadas a mejorar su desempeño operativo y reducir la frecuencia y duración de interrupciones.

En este contexto, se plantean las siguientes propuestas:

Implementación de mantenimiento preventivo programado

Se recomienda establecer un plan de mantenimiento preventivo periódico enfocado principalmente en los tramos críticos del alimentador. Este debe incluir inspecciones termográficas, revisión de conexiones, limpieza de aisladores y poda de vegetación cercana a las líneas. Estas acciones permiten anticipar fallas y reducir eventos no programados, impactando directamente en la disminución del FMIK.

Instalación de equipos de seccionamiento y protección

La incorporación de reconectadores automáticos y seccionadores estratégicamente ubicados a lo largo del alimentador permitirá aislar rápidamente las

fallas y evitar que afecten a grandes segmentos de usuarios. Esto contribuye a reducir los tiempos de interrupción, mejorando el indicador TTIK.

Reconfiguración de la red de distribución

Se propone analizar la posibilidad de redistribuir la carga de dicho alimentador hacia otros alimentadores con menor nivel de carga o mejor desempeño. Esta estrategia reduce la sobrecarga y el estrés en los equipos, disminuyendo la probabilidad de fallas.

Implementación de transferencia automática de carga

El uso de sistemas de transferencia automática permite restablecer el servicio en menor tiempo ante fallas, redirigiendo la energía desde alimentadores vecinos. Esta medida tiene un impacto directo en la reducción del tiempo de interrupción.

Análisis predictivo mediante modelos probabilísticos

Dado que en este estudio se emplearon métodos probabilísticos se propone su uso continuo como herramienta de gestión. Esto permitirá anticipar escenarios de falla y planificar mantenimientos basados en riesgo, mejorando la confiabilidad del sistema.

Conclusiones

- Se describió los parámetros técnicos y operativos de las redes de distribución de la Subestación Alpachaca, identificando variables fundamentales como las tasas de falla, tiempos de reparación y condiciones de operación, las cuales permitieron estructurar adecuadamente el análisis de confiabilidad del sistema eléctrico.
- El análisis del comportamiento histórico de los indicadores FMIK y TTIK, mediante la aplicación de cadenas de Markov y simulación Monte Carlo, permitió reproducir de manera consistente la dinámica del sistema, obteniéndose resultados con una alta correspondencia respecto a los datos reales y un porcentaje de error de 2.149710%, lo que valida la precisión y aplicabilidad del modelo probabilístico empleado.
- Se demostró que el análisis de confiabilidad mediante métodos probabilísticos y simulación Monte Carlo permite identificar de manera efectiva los elementos críticos en las redes de distribución, al modelar el comportamiento estocástico del sistema y evaluar el impacto de las fallas sobre los indicadores de desempeño. En este contexto, se determinó que el alimentador Alpachaca 5 presenta los mayores niveles de indisponibilidad y frecuencia de interrupciones, siendo catalogado como punto crítico debido a que, en el análisis de interrupciones, se evidenció que la mayoría de eventos se originan por fallas asociadas a elementos de equipamiento, materiales y accesorios.

Recomendaciones

- Implementar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo enfocado en el alimentador Alpachaca 5, debido a que presenta los mayores niveles de indisponibilidad y frecuencia de interrupciones. Este plan debe priorizar la inspección y renovación de equipos, conexiones y elementos críticos, con el fin de reducir la ocurrencia de fallas y mejorar la continuidad del servicio eléctrico.
- Incorporar de manera sistemática modelos probabilísticos en los estudios de confiabilidad de la red de distribución, con el fin de representar de forma más precisa la naturaleza aleatoria de las fallas y los procesos de reparación. Su aplicación permitirá obtener evaluaciones más realistas del desempeño del sistema, mejorar la estimación de los indicadores de confiabilidad y apoyar la toma de decisiones orientadas al mantenimiento.

Referencias bibliográficas.

[1] A. Mahmoud, M. F. Shaaban y S. S. El-Saadany, "A Monte Carlo Simulation Approach for the Reliability Evaluation of Active Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 336–346, Jan. 2019.

[2] J. Zhang, M. Kezunovic y L. Xie, "Reliability Modeling of Distribution Systems Considering Time-Varying Loads and Network Reconfigurations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 3, pp. 1147–1156, Jun. 2020.

[3] R. Soto, A. Valencia, J. C. Yusta, A. Mínguez y D. Campos, "Reliability assessment of electrical distribution systems with time-varying load and protective devices," *Electric Power Systems Research*, vol. 187, p. 106500, 2020.

[4] J. Ortega, *Análisis de confiabilidad en redes eléctricas de distribución aplicando simulación Monte Carlo: Caso Empresa Eléctrica Quito*, Universidad Central del Ecuador, 2021.

[5] D. Carrillo, *Evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución de la subestación San Rafael mediante métodos probabilísticos*, Universidad Politécnica Salesiana, 2019.

[6] Y. Liu, Y. Zhang, X. Wang y C. Singh, "Reliability Evaluation of Distribution Systems Incorporating Time-Dependent Failure and Repair Rates Using Markov Chains," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 159731–159739, 2020

[7] J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González-Cagigal y J. A. Rosendo-Macías, "Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method," *Electric Power Systems Research*, vol. 234, p. 110585, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624004711

[8] I. O. Guimarães, A. M. Leite da Silva, L. C. Nascimento y M. Fotuhi-Firuzabad, "Reliability assessment of distribution grids with DG via quasi-sequential Monte Carlo simulation," *Electric Power Systems Research*, vol. 229, p. 110122, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624000117

[9] J. D. Suin Uyaguari, *Evaluación de la confiabilidad en redes de distribución usando el método Monte Carlo para formular un plan de mantenimiento preventivo*,

[Tesis de pregrado], Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2024. [En línea]. Disponible en: https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27460

[10] A. Pérez, "Evaluación de confiabilidad operativa en un alimentador eléctrico de distribución," *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, vol. 39, no. 2, pp. 105–112, 2024. [En línea]. Disponible en: https://ve.scielo.org/scielo.php?pid=S2697-36502024000200105&script=sci_arttext

[11] S. F. Myhre, O. B. Fosso, O. Gjerde y P. E. Heegaard, "Reliability assessment for distribution systems with embedded microgrids," *arXiv preprint*, arXiv:2111.07674, 2021. [En línea]. Disponible en: https://arxiv.org/abs/2111.07674

[12] Q. Liao, X. Wu, S. Xie, X. Xiao y P. Bo, "Analysis of distribution network reliability based on distribution automation technology," *Energy Informatics*, vol. 8, art. 27, 2025. [En línea]. Disponible en: https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-025-00478-9

[13] H. Wang, Y. Liu, Z. Li, J. Chen y M. Zhang, "Reliability evaluation of distribution network with electric vehicles and distributed generations based on network equivalence and sequential Monte Carlo method," *Journal of Energy Engineering*, vol. 150, no. 4, 2024. [En línea]. Disponible en: https://ascelibrary.org/doi/10.1061/JLEED9.EYENG-5391

[14] W. F. Mbasso, R. J. J. Molu, H. Ambe, S. R. D. Naoussi, M. Alruwaili, W. Mobarak y Y. Aboelmagd, "Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods," *Frontiers in Energy Research*, vol. 12, art. 1435221, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2024.1435221/full

[15] V. L. S. Mendes, A. M. Leite da Silva y J. G. de C. Costa, "Chronological Monte Carlo simulation for evaluating spare transformer requirements in distribution substations," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 32, pp. 1365–1376, 2021. [En línea]. Disponible en: https://link.springer.com/article/10.1007/s40313-021-00766-1

[16] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL), *Regulación ARCONEL 09/24*, Ecuador, 2024.

[17] EMELNORTE, *Manual de Operación de la Subestación Alpachaca, FECYT 1599*, Ecuador.

[18] O. Zarenia, M. J. Salehpour, R. Ghaedi, and M. Shafie-Khah, "Markov-Based Reliability Assessment for Distribution Systems Considering Failure Rates," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 10018–10031, 2023, doi: https://doi.org/10.1109/access.2023.3240778.

[19] J. Krstivojević and J. Stojković Terzić, "Enhancing Reliability Performance in Distribution Networks Using Monte Carlo Simulation for Optimal Investment Option Selection," *Applied Sciences*, vol. 15, no. 8, p. 4209, Apr. 2025, doi: https://doi.org/10.3390/app15084209.

[20] C. Uriel and Wilber, "Análisis de confiabilidad en el alimentador de distribución San Jose sur ubicado en s/e Quevedo Sur, utilizando el método de simulación Montecarlo," *Uteq.edu.ec*, 2022. https://repositorio.uteq.edu.ec/items/9b3c00e3-50d7-4724-8943-5bb17d0b4d9c (accessed Mar. 20, 2026).

[21] V. A. Sisa and C. I. Quinatoa Caiza, "Análisis de Confiabilidad Usando el Método de Monte Carlo en los Alimentadores Principales de la Subestación Cristianía Perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito," *INGENIO*, vol. 6, no. 1, pp. 38–59, Jan. 2023, doi: https://doi.org/10.29166/ingenio.v6i1.4307.

[22] W. Xu, S. Zeng, X. Du, J. Zhao, Y. He, and X. Wu, "Reliability of Active Distribution Network Considering Uncertainty of Distribution Generation and Load," *Electronics*, vol. 12, no. 6, p. 1363, Mar. 2023, doi: https://doi.org/10.3390/electronics12061363.

[23] Y. Dechgummarn, P. Fuangfoo, and W. Kampeerawat, "Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 111923–111935, 2022, doi: https://doi.org/10.1109/access.2022.3215956.

[24] M. Oszczypała, J. Konwerski, J. Ziółkowski, and J. Małachowski, "Reliability analysis and redundancy optimization of k-out-of-n systems with random variable k using continuous time Markov chain and Monte Carlo simulation," *Reliability*

Engineering & System Safety, vol. 242, p. 109780, Feb. 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109780.

[25] J. David, "Evaluación de la confiabilidad en redes de distribución usando el método Monte Carlo para formular un plan en el corto y mediano plazo de reducción de tiempos de interrupción," *Ups.edu.ec*, 2024, doi: http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27460.

[26] W. Fendzi Mbasso *et al.*, "Reliability analysis of a grid-connected hybrid renewable energy system using hybrid Monte-Carlo and Newton Raphson methods," *Frontiers in Energy Research*, vol. 12, Aug. 2024, doi: https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1435221.

[27] C. A. Taday Alvarez, M. E. Mullo Pallo, M. S. Castro Yanez, and C. D. Mejia Banda, "Evaluation of operational reliability in an electrical distribution feeder," *Minerva*, vol. 5, no. 14, pp. 105–104, Sep. 2024, doi: https://doi.org/10.47460/minerva.v5i14.169.

Anexos

TABLA ANEXO I

CUMPLIMIENTO DE INDICES GLOBALES HISTÓRICOS

AÑO	ALIMENTADOR	ACUMULADO			LÍMITES		INCUMPLIMIENTO	
		FMIK	TTIK		FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
2021	1300090T01 (ALIM-ALPACHACA 1)	1.1576328	0.3459449	Alta densidad	7	10	0	0
	1300090T02 (ALIM-ALPACHACA 2)	0.4077442	0.5802475	Alta densidad	7	10	0	0
	1300090T03 (ALIM-ALPACHACA 3)	2.0280617	1.3923098	Baja densidad	9.5	16	0	0
	1300090T04 (ALIM-ALPACHACA 4)	4.9311541	2.0351777	Alta densidad	7	10	0	0
	1300090T05 (ALIM-ALPACHACA 5)	8.8816008	14.676421	Alta densidad	7	10	1	1
	1300090T06 (ALIM-ALPACHACA 6)	4.4355288	1.7464907	Alta densidad	7	10	0	0
	1300090T08 (ALIM-ALPACHACA 8)	0.0125313	0.0281015	Alta densidad	7	10	0	0
2022	1300090T01 (ALIM-ALPACHACA 1)	0.1548969	0.1950298	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T02 (ALIM-ALPACHACA 2)	0.2270684	0.2458674	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T03 (ALIM-ALPACHACA 3)	1.2694246	2.1547456	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T04 (ALIM-ALPACHACA 4)	0.3872753	1.704474	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T05 (ALIM-ALPACHACA 5)	7.7834164	16.557588	U (Urbano)	7	10	1	1
	1300090T06 (ALIM-ALPACHACA 6)	0.507278	1.0283582	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T08 (ALIM-ALPACHACA 8)	0.0413754	0.0591342	U (Urbano)	7	10	0	0
2023	1300090T01 (ALIM-ALPACHACA 1)	1.0694109	0.3043808	U (Urbano)	7	10	0	0

	1300090T02 (ALIM-ALPACHACA 2)	0.3010921	0.4013685	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T03 (ALIM-ALPACHACA 3)	1.0308168	0.9867849	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T04 (ALIM-ALPACHACA 4)	2.2121834	3.3358523	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T05 (ALIM-ALPACHACA 5)	1.8547064	4.3231343	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T06 (ALIM-ALPACHACA 6)	0.2641048	0.5466441	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T08 (ALIM-ALPACHACA 8)	2.031348	0.1803292	U (Urbano)	7	10	0	0
2024	1300090T01 (ALIM-ALPACHACA 1)	1.2087048	1.9155816	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T02 (ALIM-ALPACHACA 2)	1.0412504	1.5192767	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T03 (ALIM-ALPACHACA 3)	1.0412387	1.5160448	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T04 (ALIM-ALPACHACA 4)	1.0622582	1.5595377	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T05 (ALIM-ALPACHACA 5)	1.4276106	2.0721371	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T06 (ALIM-ALPACHACA 6)	1.0194543	1.4671112	U (Urbano)	7	10	0	0
	1300090T08 (ALIM-ALPACHACA 8)	1	1.4244444	U (Urbano)	7	10	0	0

Tabla Anexo 1 Índices globales históricos

TABLA ANEXO II

ELEMENTOS CRÍTICOS

No	Elemento	Prob. falla 2025	Mes estimado falla 2025	Prob. falla 2026	Mes estimado falla 2026	Prob. falla 2027	Mes estimado falla 2027	Prob. falla 2028	Mes estimado falla 2028
1	Breaker	98.0%	Sep	98.1%	Sep	97.9%	Sep	97.5%	Sep
2	Seccionador Fusible	96.9%	Feb	96.6%	Feb	96.7%	Feb	96.3%	Feb
3	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	96.4%	Jul	96.5%	Jul	96.2%	Jul	96.7%	Jul

	[Banco] 13_SFU_94678								
4	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99005	83.6%	Mar	82.6%	Mar	83.2%	Mar	83.4%	Mar
5	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99494	87.2%	May	86.5%	May	86.5%	May	86.4%	May
6	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98730	83.5%	May	84.1%	May	83.5%	May	83.8%	May
7	Breaker 52F13	83.1%	Sep	82.7%	Sep	82.8%	Sep	83.9%	Sep
8	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10720	83.8%	Sep	83.2%	Sep	82.8%	Sep	83.7%	Sep
9	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90738_1	79.2%	Oct	78.8%	Oct	78.7%	Oct	79.4%	Oct
10	Breaker 52-042	79.0%	Dic	78.2%	Dic	79.9%	Dic	80.1%	Dic
11	Protección 86 de barra S/E Pomasqui	79.1%	Jul	78.9%	Jul	78.7%	Jul	79.3%	Jul
12	Breaker 52F18	73.7%	Dic	73.9%	Dic	73.5%	Dic	73.1%	Dic
13	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_89391	68.0%	Sep	67.1%	Sep	67.6%	Sep	67.5%	Sep
14	Reconectador 13_REC_M_M2R1	67.3%	Oct	68.6%	Oct	68.2%	Oct	68.1%	Jul
15	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11100	68.3%	Feb	67.5%	Dic	67.4%	Jun	67.1%	Jun
16	Reconectador	68.0%	Sep	67.5%	Sep	67.9%	Nov	67.3%	Nov
17	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_95024	67.2%	Abril	67.0%	Abril	66.5%	Abril	67.3%	Abril
18	Breaker 52F15	68.8%	Dic	66.3%	Dic	65.5%	Dic	67.3%	Dic
19	Breaker 52F16	67.0%	Sep	66.2%	Sep	65.7%	Sep	67.0%	Sep
20	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU	59.8%	Mar	60.2%	Abril	58.8%	Mar	60.2%	Abril
21	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_	59.5%	Abril	58.9%	Abril	59.6%	Sep	58.4%	Sep
22	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101864	59.0%	Jun	58.9%	Jun	59.3%	Oct	59.5%	Jun
23	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10086	59.0%	Abril	58.9%	Abril	60.0%	Abril	57.3%	Abril
24	Reconectador 13_REC	59.7%	May	59.4%	May	59.8%	May	58.7%	May
25	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94866	59.2%	Mar	58.2%	Mar	58.7%	Mar	58.6%	Mar

26	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10457	59.2%	Jun	59.5%	May	58.8%	Jun	59.4%	Abril
27	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11605	59.7%	May	58.4%	May	60.0%	May	58.4%	May
28	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_96919	60.0%	Oct	59.3%	Jul	58.3%	May	59.2%	Jul
29	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100443	58.0%	Abril	59.7%	Abril	59.2%	Abril	59.0%	Abril
30	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_2627	59.1%	Mar	58.8%	Mar	59.3%	Mar	59.2%	Mar
31	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101759	59.5%	Oct	58.6%	Oct	59.1%	Oct	58.8%	Oct
32	Reconectador 13_REC_M_M5R1	59.0%	Jun	57.5%	Jun	59.4%	Jun	58.4%	Jun
33	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU	58.7%	Abril	58.3%	Abril	58.4%	Abril	58.8%	Abril
34	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72865	59.1%	Feb	57.9%	Feb	58.5%	Feb	58.5%	Feb
35	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96613	49.5%	May	49.2%	May	48.9%	May	49.4%	May
36	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97173	49.3%	Jun	49.6%	Jun	50.6%	Jun	49.0%	Jun
37	Breaker 52F14	48.5%	Oct	49.1%	Oct	48.5%	Abril	49.2%	Abril
38	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_98629	49.6%	Ene	49.1%	Dic	49.7%	Nov	48.9%	Dic
39	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10218	49.6%	Nov	48.4%	Nov	48.9%	Feb	48.3%	Ene
40	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96663	48.7%	Jul	48.9%	Jul	50.7%	Jul	48.6%	Jul
41	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101979	49.0%	Oct	49.8%	Oct	48.4%	Oct	49.1%	Oct
42	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72188_2	48.7%	Abril	49.6%	Feb	50.1%	Abril	48.9%	Feb
43	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100282	48.7%	Abril	49.4%	Abril	48.4%	Nov	48.7%	Nov

44	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_	49.6%	Ene	49.1%	Feb	49.5%	Feb	48.9%	Feb
45	Breaker 52F12	48.6%	Sep	49.1%	Sep	48.7%	Sep	48.9%	Sep
46	Breaker 52F11	49.7%	Nov	48.7%	Nov	48.7%	Nov	49.3%	Mar
47	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13333	48.5%	Jun	49.8%	Dic	48.5%	Jun	48.9%	Mar
48	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92689	48.0%	Jul	49.0%	Jul	49.3%	Jul	48.3%	Jul
49	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94116	48.6%	Mar	47.5%	May	49.3%	Mar	49.3%	Mar
50	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9935	48.8%	Jul	47.9%	Jul	48.3%	Jul	48.2%	Jul
51	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101318	48.8%	Nov	48.9%	Nov	47.7%	Nov	47.8%	Dic
52	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72844	49.1%	Nov	48.0%	Feb	49.1%	Nov	48.7%	Sep
53	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7749	48.8%	Ene	49.4%	Ene	47.5%	Ene	50.5%	Ene
54	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94909	48.9%	Feb	48.7%	Feb	50.4%	Feb	48.8%	Feb
55	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7740	49.1%	Nov	48.1%	Sep	49.0%	Oct	49.1%	Nov
56	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72188_1	48.2%	Ene	49.2%	Ene	48.5%	Ene	48.5%	Ene
57	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11135	48.5%	May	47.5%	Ene	48.7%	Ene	49.1%	Ago
58	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11844	49.3%	Nov	48.4%	Jul	48.5%	Nov	48.7%	Nov
59	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11403	49.1%	Ene	48.2%	Ene	47.7%	Ene	49.3%	Ene
60	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7618	49.0%	Sep	48.3%	Sep	49.0%	Sep	48.4%	Sep
61	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7569	36.1%	Abril	37.1%	Mar	37.1%	Mar	36.8%	Mar
62	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11057	36.4%	Mar	38.4%	Feb	36.0%	Feb	35.8%	Feb
63	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10648	36.7%	Ene	36.3%	Ene	36.4%	Ene	35.8%	Ene

64	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11119	36.2%	Sep	35.0%	Sep	36.7%	Sep	36.7%	Sep
65	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_92800	37.5%	Ene	36.5%	Ago	36.0%	Ene	37.2%	Ago
66	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10362	36.9%	Ago	36.7%	Jul	36.8%	Ago	36.8%	Jul
67	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11531	35.4%	Oct	36.4%	May	37.1%	Oct	37.1%	Oct
68	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92086	36.2%	Jun	35.5%	Jun	35.7%	Jun	36.4%	Jun
69	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11547	36.0%	Dic	36.0%	Dic	37.3%	Dic	36.5%	Dic
70	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97114	35.5%	Jun	36.8%	Jun	36.2%	Jun	36.4%	Abril
71	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_100960	36.5%	Ene	36.7%	Ene	36.6%	Jun	36.4%	Ene
72	Tramo MTA Trifasico 13_A524917	36.7%	Ago	36.3%	Ago	35.7%	Ago	35.6%	Ago
73	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10387	36.1%	May	36.2%	May	36.8%	Ene	36.5%	Ene
74	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13503	35.7%	Ene	36.2%	Ene	37.7%	Ago	35.4%	Ene
75	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11332	36.0%	Jun	35.7%	Oct	36.6%	Oct	35.8%	Oct
76	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101879	37.1%	Dic	36.1%	Jun	36.7%	Dic	36.1%	Jun
77	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72433	36.4%	Abril	36.3%	Abril	36.6%	Abril	36.5%	Abril
78	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_88926	36.7%	Ene	35.6%	Ene	36.0%	Ene	36.3%	Ene
79	Reconectador 13_REC_M_X4R1	35.3%	May	36.2%	Oct	36.5%	May	38.2%	May
80	Seccionador sin número	36.9%	Mar	36.2%	Mar	36.3%	Mar	34.9%	Mar
81	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13393	35.5%	Mar	37.5%	Mar	36.9%	Mar	37.0%	Mar
82	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_93848	36.2%	Ene	37.1%	Ene	36.7%	Ene	35.9%	Ene

83	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10215	36.0%	Jul	36.2%	Jun	36.5%	Jul	36.2%	Jun
84	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100925	37.1%	Mar	35.8%	Jun	36.4%	Mar	36.2%	Mar
85	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97998	36.1%	Nov	36.5%	Jun	35.7%	Nov	36.4%	Nov
86	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	36.0%	Ago	36.2%	Ago	36.7%	Ago	35.6%	Ago
87	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11562	36.8%	Abril	36.0%	Mar	36.3%	Mar	36.2%	Abril
88	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100037	35.1%	Oct	36.0%	Sep	36.5%	Sep	36.9%	Sep
89	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7758	36.3%	May	36.6%	May	35.8%	May	35.7%	May
90	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90204	36.5%	Ago	37.3%	Ene	36.2%	Ene	34.9%	Ago
91	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_90516	36.4%	Jul	37.1%	Jul	36.2%	Mar	35.9%	Jul
92	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_77689	37.4%	Sep	35.0%	Nov	36.7%	Nov	35.5%	Nov
93	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13405	37.3%	Abril	35.6%	Oct	35.8%	Oct	35.6%	Abril
94	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_102174	36.3%	Feb	36.3%	Feb	35.6%	Feb	36.6%	Feb
95	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10697	36.2%	Jul	35.7%	Jul	36.6%	Jul	36.2%	Jul
96	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_90428	36.0%	May	35.9%	Jul	36.1%	May	35.8%	Jul
97	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11078	35.2%	Sep	36.6%	Sep	35.8%	Sep	35.5%	Sep
98	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11112	35.3%	Nov	36.8%	Ago	36.1%	Nov	36.5%	Nov
99	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_88828	36.9%	Ago	35.9%	Ago	36.6%	Ago	36.7%	Ago
100	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96263	36.1%	Jul	36.0%	Jul	36.3%	Feb	35.8%	Jul

101	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101202	36.5%	Mar	35.7%	Mar	37.0%	Mar	35.8%	Mar
102	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10795	36.8%	Dic	36.3%	Dic	36.2%	Oct	35.9%	Oct
103	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13345	34.9%	Ene	36.4%	Abril	35.9%	Ene	36.1%	Ene
104	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101546	36.3%	Jul	35.9%	Jul	36.5%	Jul	36.3%	Jul
105	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90851	35.6%	May	36.4%	May	36.1%	Mar	35.7%	May
106	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98811_1	36.0%	May	35.9%	Sep	35.5%	May	35.9%	Sep
107	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10049	35.5%	Dic	35.5%	Sep	35.9%	Sep	35.0%	Sep
108	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10451	35.0%	Ago	36.0%	Nov	36.0%	Nov	36.8%	Ago
109	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11120	36.2%	Ago	36.3%	Ene	37.0%	Ago	36.2%	Ene
110	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11286	37.5%	Jun	36.7%	Jun	35.6%	Jun	36.3%	Jun
111	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10024	35.2%	Jun	35.4%	Jun	35.8%	Jun	36.4%	Ago
112	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11248	36.2%	Jun	34.8%	Abril	35.8%	Jun	36.6%	Jun
113	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10025	36.6%	Sep	34.9%	Sep	35.9%	Sep	36.6%	Ago
114	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94505_1	35.6%	Oct	35.8%	Oct	36.8%	Oct	36.0%	Oct
115	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10465	36.8%	Jul	36.3%	Sep	34.8%	Sep	35.8%	Jul
116	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_T11410	37.4%	Nov	36.1%	Nov	35.9%	Abril	35.6%	Nov
117	Reconectador 13_REC_M_16641	36.4%	Mar	35.2%	Mar	36.4%	Mar	36.9%	Mar
118	Reconectador 13_REC_M_R29	35.6%	Abril	35.5%	Abril	36.6%	Abril	36.6%	Abril
119	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92992	36.5%	Jul	35.9%	Jul	35.9%	Jul	36.6%	Sep
120	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11533	35.9%	Oct	35.8%	Oct	36.1%	Oct	36.2%	Jun

121	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10470	35.4%	Ene	35.2%	May	35.5%	Ene	35.4%	Ene
122	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98142	36.9%	Mar	36.7%	Mar	36.0%	Mar	36.4%	Mar
123	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_221287	36.7%	May	36.3%	May	35.8%	May	36.4%	May
124	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11308	36.1%	Jun	36.2%	Nov	35.9%	Jun	36.2%	Jun
125	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10001	35.8%	Abril	35.8%	May	35.6%	Abril	36.6%	May
126	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7686	36.1%	Nov	34.8%	Nov	36.1%	Jul	36.4%	Jul
127	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_226812	34.8%	Ene	35.3%	Ene	36.0%	Jul	35.5%	Ene
128	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10845	35.6%	Abril	34.8%	Nov	36.1%	Nov	35.7%	Abril
129	Reconectador 13_REC_M_M3	35.5%	Mar	35.2%	Mar	36.3%	Mar	36.8%	Mar
130	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_91118	35.5%	Feb	36.4%	Feb	35.5%	Feb	35.5%	Feb
131	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94633	35.0%	Nov	35.7%	Nov	35.5%	Nov	35.8%	Nov
132	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10636	36.5%	Sep	37.4%	Jun	35.5%	Sep	36.0%	Jun
133	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_75367	36.5%	Feb	35.3%	Feb	35.5%	May	35.9%	Feb
134	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9857	35.7%	Jun	35.8%	Ago	34.8%	Ago	36.0%	Jun
135	Reconectador 13_REC_M_S5R1	35.3%	Ago	36.5%	Sep	36.1%	Ago	35.8%	Ago
136	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97174	36.0%	Mar	36.0%	Oct	34.8%	Mar	36.3%	Mar
137	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_95977	37.1%	Abril	36.5%	Abril	35.0%	Sep	35.5%	Abril
138	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9837	35.4%	Dic	36.9%	Ago	35.4%	Ago	37.1%	Ago
139	Seccionador Cuchilla - Unipolar	35.7%	Sep	36.4%	Sep	36.8%	Sep	35.6%	Sep

	[Banco] 13_SBA_2600								
140	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97192	35.0%	Dic	35.7%	May	35.6%	May	36.6%	Dic
141	Seccionador	36.8%	May	35.4%	Sep	35.8%	May	35.1%	May
142	Tramo MTA Trifasico 13_A319180	35.0%	Ene	34.5%	Ene	35.9%	Ene	36.1%	Ene
143	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_91098	35.2%	Oct	36.4%	Oct	35.6%	Jul	35.9%	Jul
144	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10714	34.6%	Feb	35.5%	Oct	35.6%	Oct	35.1%	Feb
145	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7681	36.3%	Mar	35.8%	Abril	36.8%	Abril	36.2%	Abril
146	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11556	35.5%	Jul	35.3%	Jul	35.2%	Jul	35.9%	Jul
147	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90727	34.8%	Oct	35.2%	Oct	35.8%	Oct	35.2%	Dic
148	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_T11617	36.4%	Nov	36.0%	Nov	35.3%	Nov	34.8%	Nov
149	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10211	35.9%	Dic	34.9%	Nov	35.5%	Nov	34.9%	Nov
150	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72738	35.2%	Jun	35.1%	Abril	34.9%	Abril	34.9%	Abril
151	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9952	36.2%	Ene	36.1%	Ago	36.4%	Ago	34.9%	Ene
152	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_106385	34.9%	Sep	35.0%	Sep	36.3%	Abril	35.5%	Abril
153	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_99278	35.7%	Oct	35.3%	Jun	35.4%	Oct	34.6%	Oct
154	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10083	35.1%	Jul	35.3%	Jul	35.2%	Jul	34.3%	Abril

Tabla Anexo 2 Estimaciones y probabilidad de falla de elementos críticos

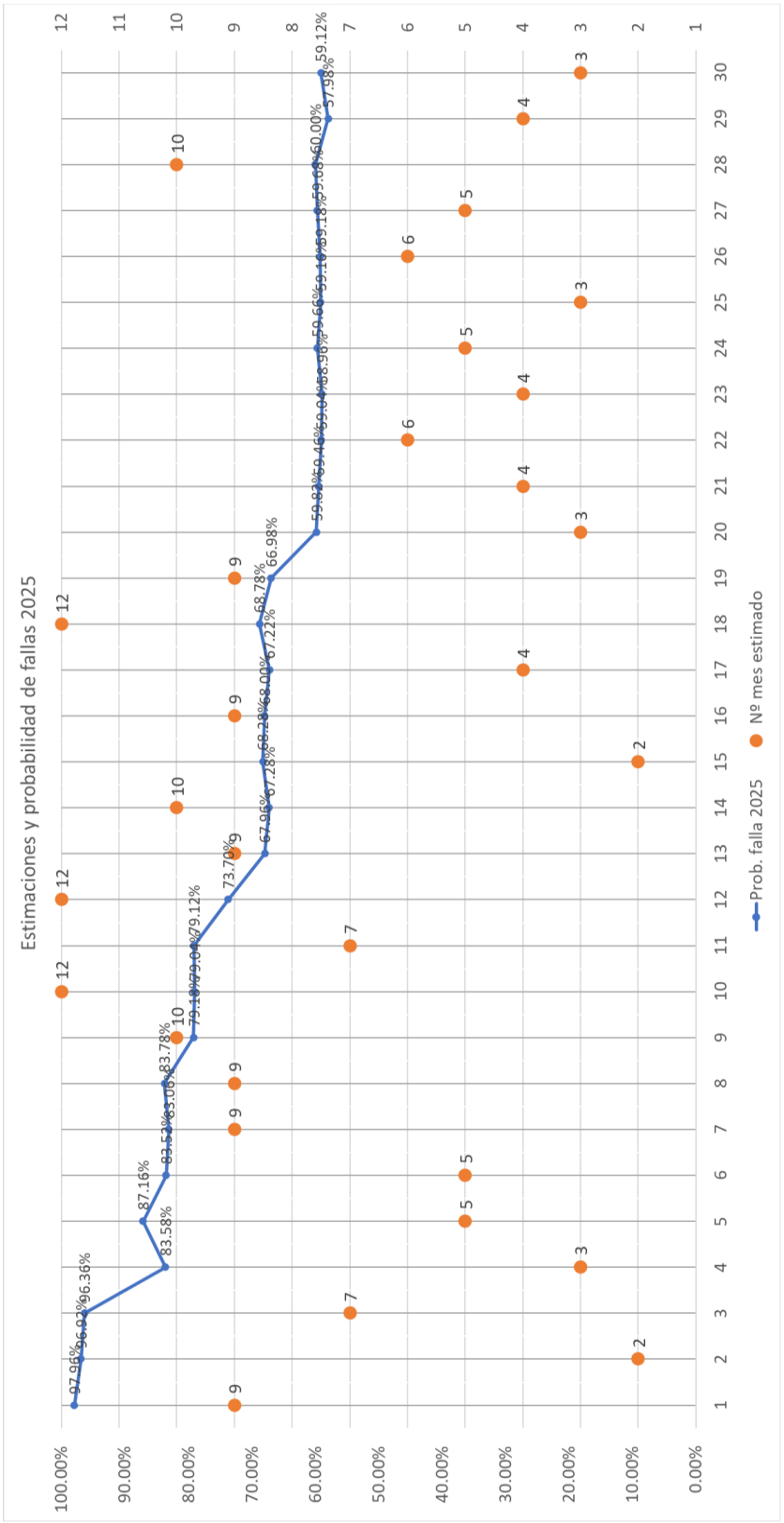


Fig. Anexo 1 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2025

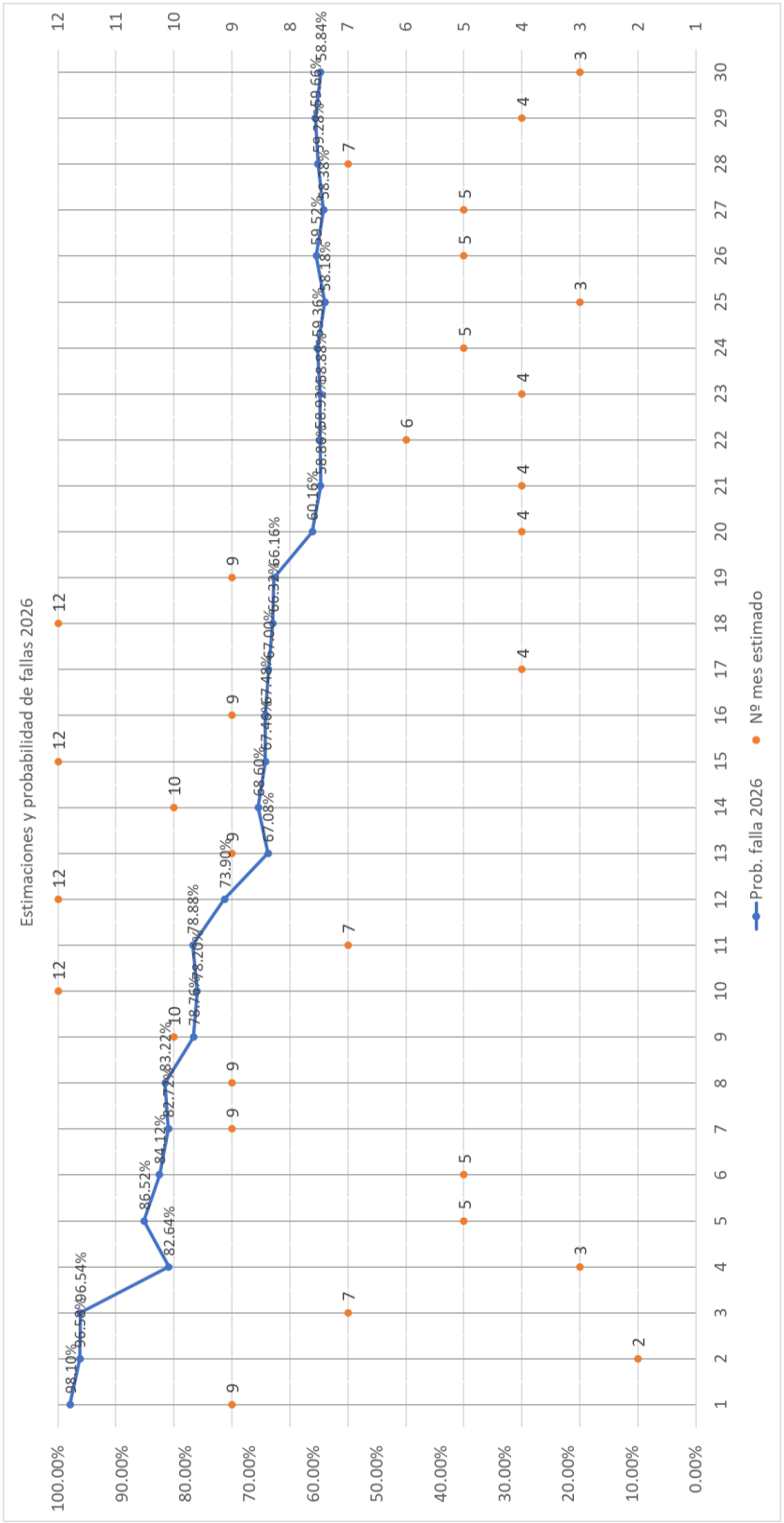


Fig. Anexo 2 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2026

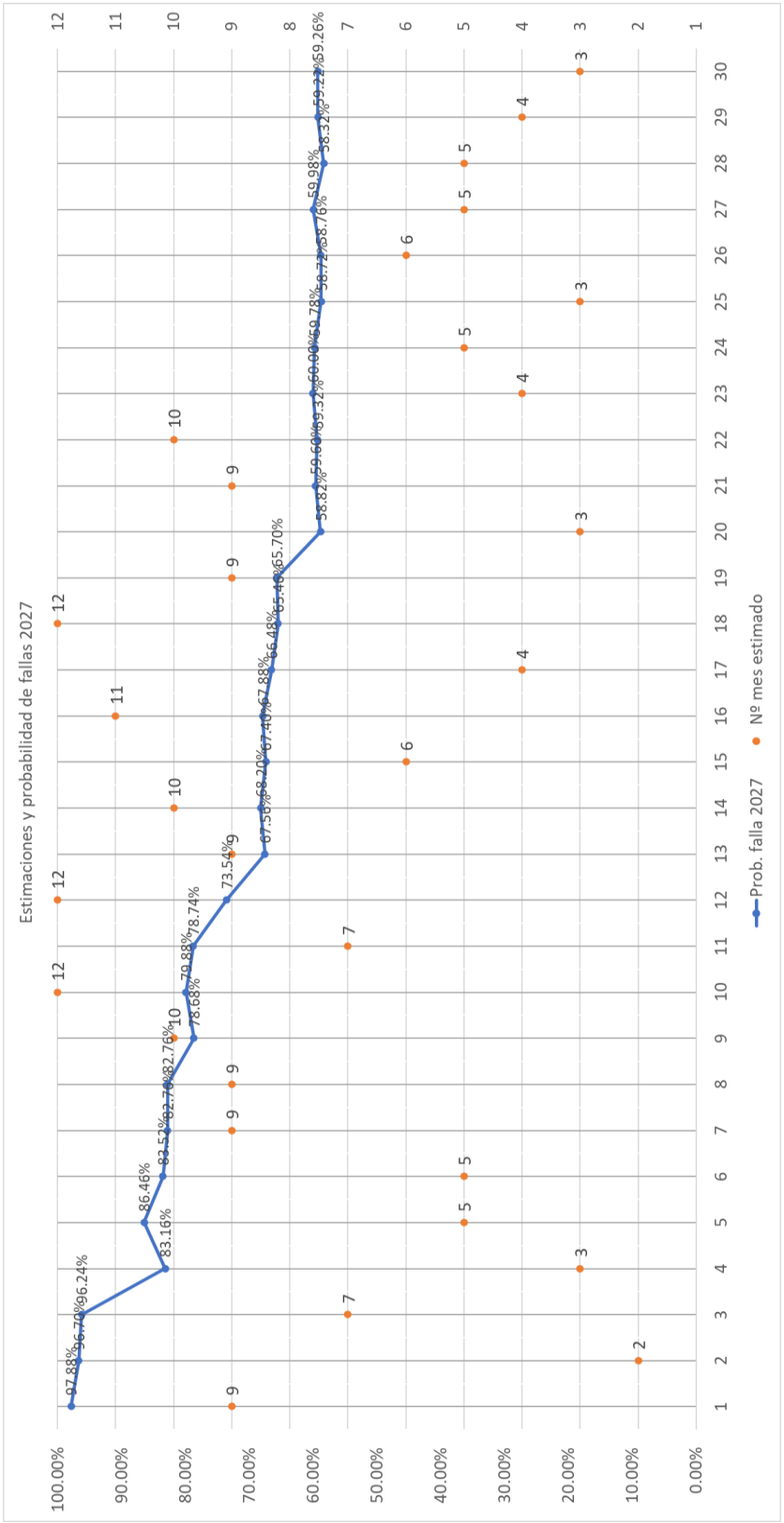


Fig. Anexo 3 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2027

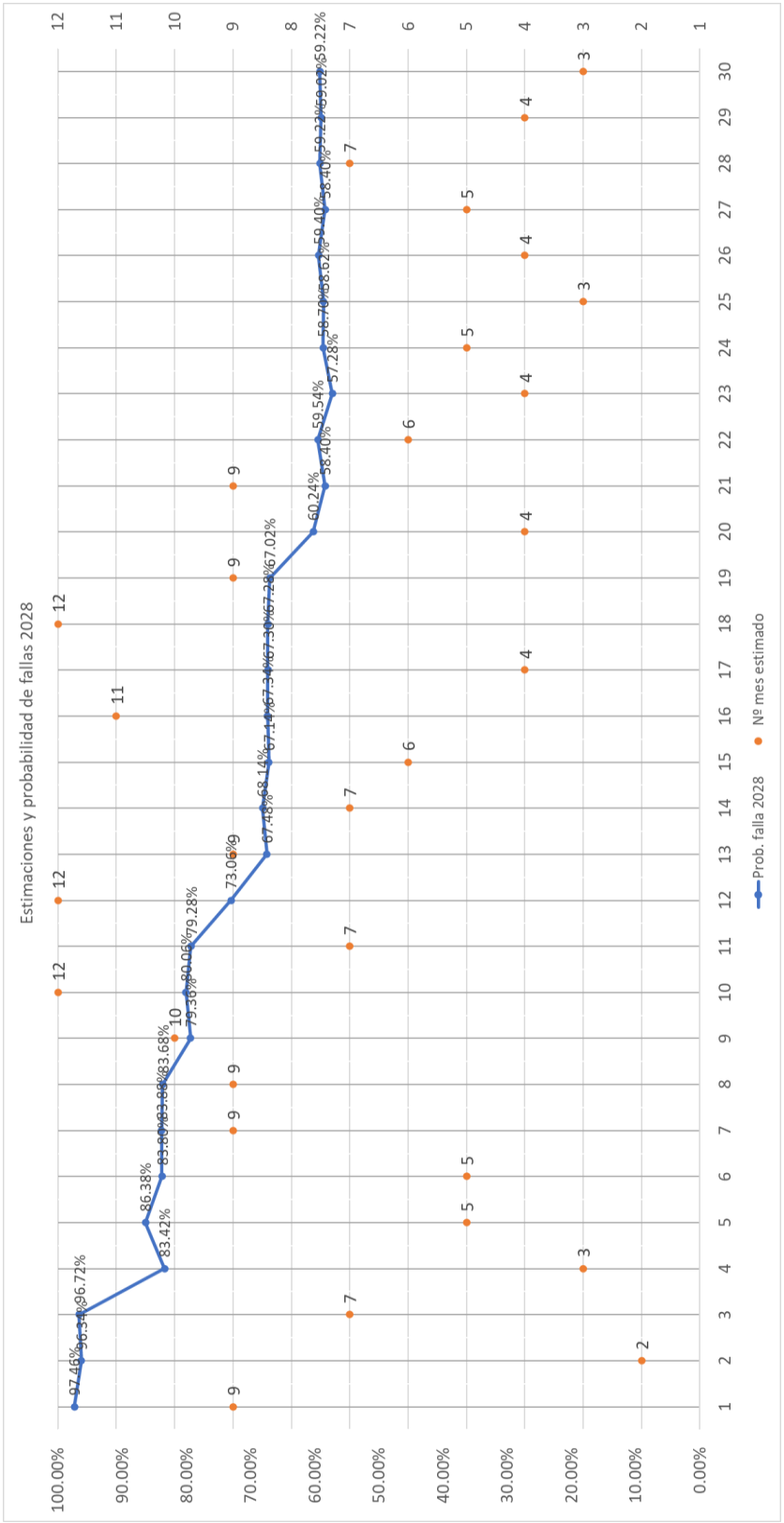


Fig. Anexo 4 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de fallas para 2028

TABLA ANEXO III

DISPONIBILIDAD DE ELEMENTOS CRÍTICOS

Ran	Elemento	LEGEND	Disp 2025	Disp 2026	Disp 2027	Disp 2028
1	Breaker 52-042	**B1**	0.99971172	0.99971568	0.99971345	0.99970347
2	Seccionador Fusible	**SF1**	0.99896472	0.99895917	0.99896936	0.99895105
3	Breaker	**B2**	0.99920077	0.99920229	0.99919587	0.99920656
4	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94678	**SF2**	0.99954547	0.99955380	0.99954535	0.99954389
5	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10720	**SF3**	0.99901661	0.99900283	0.99902418	0.99901342
6	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99005	**SF4**	0.99962425	0.99962422	0.99962374	0.99962010
7	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98730	**SF5**	0.99927210	0.99926887	0.99927625	0.99926408
8	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99494	**SF6**	0.99957655	0.99956940	0.99957276	0.99956370
9	Breaker 52F13	**B3**	0.99977520	0.99977275	0.99977053	0.99976632
10	Breaker 52F18	**B4**	0.99985442	0.99985566	0.99985864	0.99986183
11	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_907381	**SF7**	0.99969555	0.99969137	0.99968963	0.99969204
12	Breaker 52F15	**B5**	0.99979888	0.99980814	0.99981039	0.99980763
13	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_98629	SF8	0.99905152	0.99908333	0.99907887	0.99912049
14	Breaker 52F16	B6	0.99995538	0.99995536	0.99995544	0.99995413

15	Protección 86 de barra S/E Pomasqui	P1	0.99992983	0.99992921	0.99993096	0.99992973
16	Reconectador 13_REC_M_M 2R1	R1	0.99978227	0.99977720	0.99977564	0.99977986
17	Reconectador	R2	0.99974145	0.99974602	0.99973843	0.99974742
18	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_95024	SF9	0.99973854	0.99974012	0.99974323	0.99974453
19	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101864	SF10	0.99938236	0.99934658	0.99938065	0.99936672
20	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_89391	SF11	0.99981990	0.99981770	0.99982055	0.99981887
21	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU	SF12	0.99952129	0.99951035	0.99950647	0.99952047
22	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11100	SF13	0.99987205	0.99987265	0.99987161	0.99987281
23	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_	SF14	0.99951955	0.99952973	0.99952346	0.99952749
24	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97114	SF15	0.99801930	0.99801849	0.99792271	0.99801439
25	Reconectador 13_REC_M_M 5R1	R3	0.99994746	0.99994713	0.99994620	0.99994719
26	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_2627	SC1	0.99996751	0.99996596	0.99996602	0.99996639

27	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101759	SF16	0.99965065	0.99964723	0.99964745	0.99965620
28	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100443	SF17	0.99965981	0.99966531	0.99966294	0.99966197
29	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_96919	SF18	0.99967077	0.99967300	0.99968360	0.99967477
30	Reconectador 13_REC	R4	0.99991257	0.99991111	0.99991136	0.99991137
31	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94866	SF19	0.99973669	0.99974596	0.99973778	0.99974377
32	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10086	SF20	0.99977745	0.99978004	0.99977162	0.99978358
33	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU	SF21	0.99978021	0.99978497	0.99978505	0.99978604
34	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96613	SF22	0.99941814	0.99943063	0.99943559	0.99944486
35	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10457	SF23	0.99985485	0.99984930	0.99984562	0.99985259
36	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11605	SF24	0.99985308	0.99985661	0.99985010	0.99985349

37	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72865	SF25	0.99984227	0.99984161	0.99984085	0.99984353
38	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94116	SF26	0.99970449	0.99971219	0.99970580	0.99969843
39	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97173	SF27	0.99967391	0.99967310	0.99966426	0.99969045
40	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU	SF28	0.99961734	0.99961637	0.99961164	0.99961800
41	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96663	SF29	0.99968772	0.99968380	0.99966718	0.99967145
42	Breaker 52F14	B7	0.99994167	0.99994138	0.99994252	0.99993998
43	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10451	SF30	0.99865772	0.99859345	0.99861382	0.99858169
44	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101879	SF31	0.99873512	0.99872554	0.99873594	0.99877307
45	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101979	SF32	0.99978888	0.99978666	0.99979080	0.99979336
46	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_721882	SF33	0.99981696	0.99982044	0.99981568	0.99982351

47	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94909	SF34	0.99980728	0.99981017	0.99979897	0.99980696
48	Breaker 52F11	B8	0.99996494	0.99996619	0.99996540	0.99996523
49	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13333	SF35	0.99982541	0.99982044	0.99982350	0.99982006
50	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100282	SF36	0.99984291	0.99984055	0.99983976	0.99984619
51	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10218	SF37	0.99989320	0.99989060	0.99989224	0.99989220
52	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101318	SF38	0.99989704	0.99989466	0.99989723	0.99989483
53	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92689	SF39	0.99992722	0.99992681	0.99992551	0.99992620
54	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72844	SF40	0.99993667	0.99993913	0.99993747	0.99993735
55	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11844	SF41	0.99985614	0.99985810	0.99985784	0.99985839
56	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11403	SF42	0.99986659	0.99987293	0.99986746	0.99986703

57	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9935	SF43	0.99991647	0.99991999	0.99991729	0.99991831
58	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7749	SF44	0.99990756	0.99990895	0.99991104	0.99990575
59	Breaker 52F12	B9	0.99994103	0.99994281	0.99994137	0.99994243
60	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7618	SF45	0.99987964	0.99988243	0.99987869	0.99988253
61	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11135	SF46	0.99990143	0.99990476	0.99990136	0.99990161
62	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7740	SF47	0.99993923	0.99993825	0.99993930	0.99993965
63	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72188_1	SF48	0.99993699	0.99993574	0.99993788	0.99993747
64	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97192	SF49	0.99895061	0.99894240	0.99895490	0.99891429
65	Seccionador sin número	SSN1	0.99915037	0.99917234	0.99914096	0.99920341
66	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_226812	SF50	0.99913218	0.99912971	0.99910699	0.99909696
67	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_99278	SF51	0.99920955	0.99925091	0.99921675	0.99924534

68	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98811_1	SF52	0.99949250	0.99952429	0.99950440	0.99949180
69	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11547	SF53	0.99966866	0.99967705	0.99965712	0.99966868
70	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13393	SF54	0.99967247	0.99964691	0.99965873	0.99965882
71	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_221287	SF55	0.99976222	0.99976569	0.99976634	0.99975848
72	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97174	SF56	0.99962677	0.99960933	0.99964984	0.99962520
73	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_93848	SF57	0.99972852	0.99971849	0.99972067	0.99972579
74	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10697	SF58	0.99971588	0.99971705	0.99971615	0.99971994
75	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94505_1	SF59	0.99973352	0.99973518	0.99972409	0.99972929
76	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11533	SF60	0.99970293	0.99971247	0.99969471	0.99969121

77	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97998	SF61	0.99989728	0.99989711	0.99989779	0.99989717
78	Reconectador 13_REC_M_X4 R1	R5	0.99991071	0.99991191	0.99990898	0.99990576
79	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11332	SF62	0.99979636	0.99980201	0.99979757	0.99979690
80	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_92800	SC2	0.99991158	0.99991158	0.99991202	0.99991017
81	Tramo MTA Trifasico 13_A319180	TT1	0.99974471	0.99974949	0.99973711	0.99974414
82	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10636	SF63	0.99973723	0.99973191	0.99974322	0.99974113
83	Seccionador	SSN2	0.99983135	0.99983361	0.99983101	0.99984164
84	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10362	SF64	0.99986365	0.99986413	0.99986289	0.99986250
85	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10795	SF65	0.99979388	0.99980036	0.99979947	0.99979955
86	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10648	SF66	0.99988479	0.99988420	0.99988202	0.99988411
87	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96263	SF67	0.99981484	0.99981222	0.99980872	0.99981406

88	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90851	SF68	0.99981283	0.99980601	0.99979882	0.99981016
89	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10025	SF69	0.99979188	0.99980409	0.99978974	0.99979107
90	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90727	SF70	0.99973482	0.99973239	0.99972797	0.99972388
91	Reconectador 13_REC_M_16641	R6	0.99993775	0.99994023	0.99993762	0.99993717
92	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_90428	SF71	0.99983063	0.99982674	0.99982878	0.99983102
93	Tramo MTA Trifasico 13_A524917	TT2	0.99986655	0.99986891	0.99987081	0.99987040
94	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11120	SF72	0.99982079	0.99982133	0.99982206	0.99982112
95	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11531	SF73	0.99989110	0.99988837	0.99988727	0.99988756
96	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13503	SF74	0.99988093	0.99987760	0.99987639	0.99988451
97	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7569	SF75	0.99993392	0.99993260	0.99993325	0.99993323
98	Seccionador Fusible -	SF76	0.99985753	0.99986006	0.99985829	0.99985822

	Unipolar Abierto					
99	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100925	SF77	0.99987173	0.99987694	0.99987259	0.99987768
100	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11057	SF78	0.99992726	0.99992277	0.99992854	0.99992996

Tabla Anexo 3 Estimaciones de disponibilidad de elementos críticos

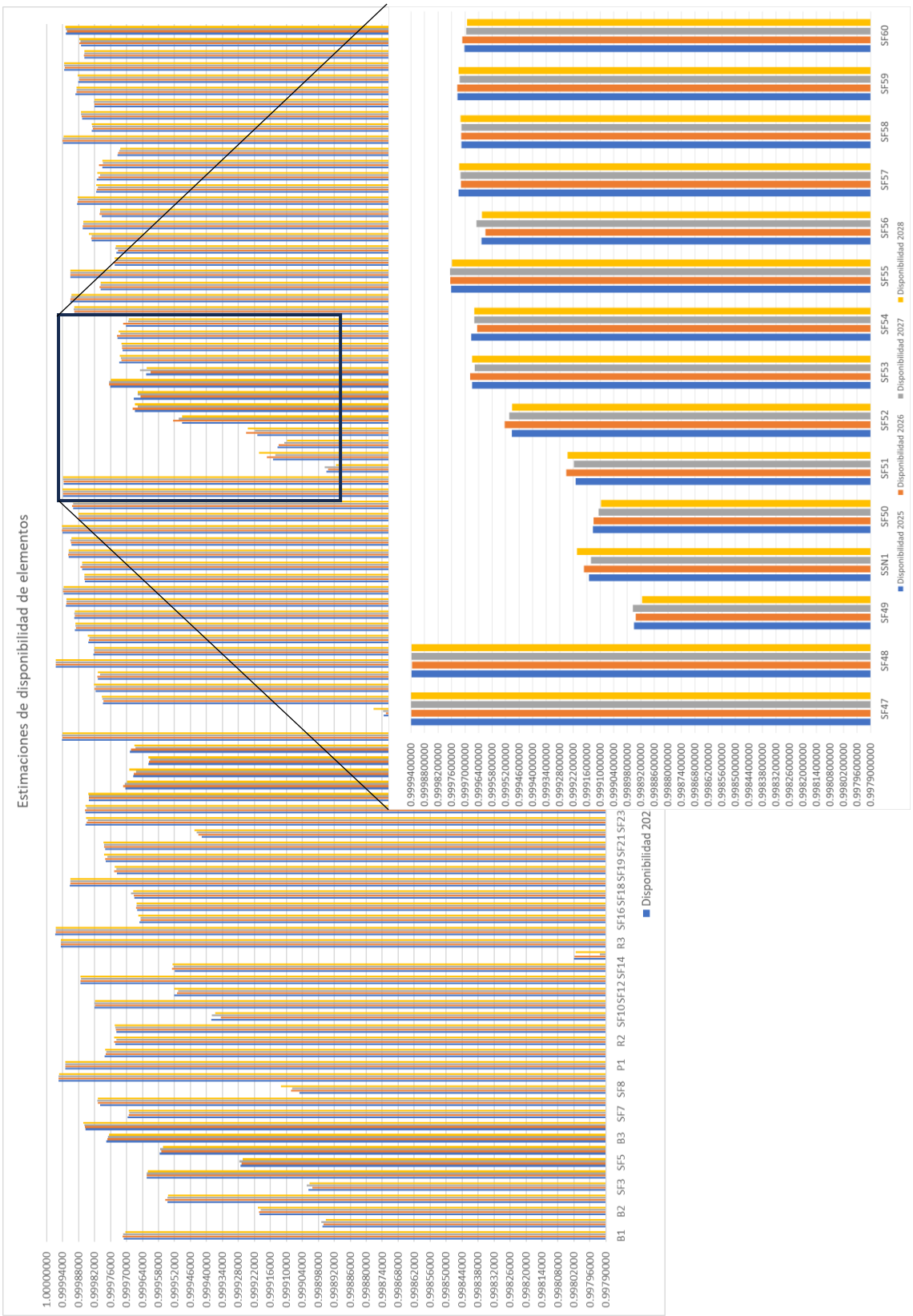


Fig. Anexo 5 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de disponibilidad

TABLA ANEXO IV

INDISPONIBILIDAD DE ELEMENTOS CRÍTICOS

Ran	Elemento	LEGEND	Indis 2025	IndiS 2026	Indis 2027	Indis 2028
1	Breaker 52-042	**B1**	0.00028828	0.00028432	0.00028655	0.00029653
2	Seccionador Fusible	**SF1**	0.00103528	0.00104083	0.00103064	0.00104895
3	Breaker	**B2**	0.00079923	0.00079771	0.00080413	0.00079344
4	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94678	**SF2**	0.00045453	0.00044620	0.00045465	0.00045611
5	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10720	**SF3**	0.00098339	0.00099717	0.00097582	0.00098658
6	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99005	**SF4**	0.00037575	0.00037578	0.00037626	0.00037990
7	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98730	**SF5**	0.00072790	0.00073113	0.00072375	0.00073592
8	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99494	**SF6**	0.00042345	0.00043060	0.00042724	0.00043630
9	Breaker 52F13	**B3**	0.00022480	0.00022725	0.00022947	0.00023368
10	Breaker 52F18	**B4**	0.00014558	0.00014434	0.00014136	0.00013817
11	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90738_1	**SF7**	0.00030445	0.00030863	0.00031037	0.00030796
12	Breaker 52F15	**B5**	0.00020112	0.00019186	0.00018961	0.00019237
13	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_98629	SF8	0.00094848	0.00091667	0.00092113	0.00087951
14	Breaker 52F16	B6	0.00004462	0.00004464	0.00004456	0.00004587
15	Protección 86 de barra S/E Pomasqui	P1	0.00007017	0.00007079	0.00006904	0.00007027
16	Reconectador 13_REC_M_M2R1	R1	0.00021773	0.00022280	0.00022436	0.00022014
17	Reconectador	R2	0.00025855	0.00025398	0.00026157	0.00025258
18	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_95024	SF9	0.00026146	0.00025988	0.00025677	0.00025547
19	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101864	SF10	0.00061764	0.00065342	0.00061935	0.00063328
20	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_89391	SF11	0.00018010	0.00018230	0.00017945	0.00018113

21	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU	SF12	0.00047871	0.00048965	0.00049353	0.00047953
22	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11100	SF13	0.00012795	0.00012735	0.00012839	0.00012719
23	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_	SF14	0.00048045	0.00047027	0.00047654	0.00047251
24	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97114	SF15	0.00198070	0.00198151	0.00207729	0.00198561
25	Reconectador 13_REC_M_M5R1	R3	0.00005254	0.00005287	0.00005380	0.00005281
26	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_2627	SC1	0.00003249	0.00003404	0.00003398	0.00003361
27	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101759	SF16	0.00034935	0.00035277	0.00035255	0.00034380
28	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100443	SF17	0.00034019	0.00033469	0.00033706	0.00033803
29	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_96919	SF18	0.00032923	0.00032700	0.00031640	0.00032523
30	Reconectador 13_REC	R4	0.00008743	0.00008889	0.00008864	0.00008863
31	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94866	SF19	0.00026331	0.00025404	0.00026222	0.00025623
32	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10086	SF20	0.00022255	0.00021996	0.00022838	0.00021642
33	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU	SF21	0.00021979	0.00021503	0.00021495	0.00021396
34	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96613	SF22	0.00058186	0.00056937	0.00056441	0.00055514
35	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10457	SF23	0.00014515	0.00015070	0.00015438	0.00014741
36	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11605	SF24	0.00014692	0.00014339	0.00014990	0.00014651
37	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72865	SF25	0.00015773	0.00015839	0.00015915	0.00015647
38	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	SF26	0.00029551	0.00028781	0.00029420	0.00030157

	[Banco] 13_SFU_94116					
39	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97173	SF27	0.00032609	0.00032690	0.00033574	0.00030955
40	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_	SF28	0.00038266	0.00038363	0.00038836	0.00038200
41	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96663	SF29	0.00031228	0.00031620	0.00033282	0.00032855
42	Breaker 52F14	B7	0.00005833	0.00005862	0.00005748	0.00006002
43	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10451	SF30	0.00134228	0.00140655	0.00138618	0.00141831
44	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101879	SF31	0.00126488	0.00127446	0.00126406	0.00122693
45	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101979	SF32	0.00021112	0.00021334	0.00020920	0.00020664
46	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72188_2	SF33	0.00018304	0.00017956	0.00018432	0.00017649
47	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94909	SF34	0.00019272	0.00018983	0.00020103	0.00019304
48	Breaker 52F11	B8	0.00003506	0.00003381	0.00003460	0.00003477
49	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13333	SF35	0.00017459	0.00017956	0.00017650	0.00017994
50	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100282	SF36	0.00015709	0.00015945	0.00016024	0.00015381
51	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10218	SF37	0.00010680	0.00010940	0.00010776	0.00010780
52	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101318	SF38	0.00010296	0.00010534	0.00010277	0.00010517
53	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92689	SF39	0.00007278	0.00007319	0.00007449	0.00007380
54	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72844	SF40	0.00006333	0.00006087	0.00006253	0.00006265

55	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11844	SF41	0.00014386	0.00014190	0.00014216	0.00014161
56	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11403	SF42	0.00013341	0.00012707	0.00013254	0.00013297
57	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9935	SF43	0.00008353	0.00008001	0.00008271	0.00008169
58	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7749	SF44	0.00009244	0.00009105	0.00008896	0.00009425
59	Breaker 52F12	B9	0.00005897	0.00005719	0.00005863	0.00005757
60	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7618	SF45	0.00012036	0.00011757	0.00012131	0.00011747
61	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11135	SF46	0.00009857	0.00009524	0.00009864	0.00009839
62	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7740	SF47	0.00006077	0.00006175	0.00006070	0.00006035
63	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72188_1	SF48	0.00006301	0.00006426	0.00006212	0.00006253
64	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97192	SF49	0.00104939	0.00105760	0.00104510	0.00108571
65	Seccionador sin número	SSN1	0.00084963	0.00082766	0.00085904	0.00079659
66	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_226812	SF50	0.00086782	0.00087029	0.00089301	0.00090304
67	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_99278	SF51	0.00079045	0.00074909	0.00078325	0.00075466
68	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98811_1	SF52	0.00050750	0.00047571	0.00049560	0.00050820
69	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11547	SF53	0.00033134	0.00032295	0.00034288	0.00033132
70	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13393	SF54	0.00032753	0.00035309	0.00034127	0.00034118
71	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_221287	SF55	0.00023778	0.00023431	0.00023366	0.00024152
72	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97174	SF56	0.00037323	0.00039067	0.00035016	0.00037480

73	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_93848	SF57	0.00027148	0.00028151	0.00027933	0.00027421
74	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10697	SF58	0.00028412	0.00028295	0.00028385	0.00028006
75	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94505_1	SF59	0.00026648	0.00026482	0.00027591	0.00027071
76	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11533	SF60	0.00029707	0.00028753	0.00030529	0.00030879
77	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97998	SF61	0.00010272	0.00010289	0.00010221	0.00010283
78	Reconectador 13_REC_M_X4R1	R5	0.00008929	0.00008809	0.00009102	0.00009424
79	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11332	SF62	0.00020364	0.00019799	0.00020243	0.00020310
80	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_92800	SC2	0.00008842	0.00008842	0.00008798	0.00008983
81	Tramo MTA Trifasico 13_A319180	TT1	0.00025529	0.00025051	0.00026289	0.00025586
82	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10636	SF63	0.00026277	0.00026809	0.00025678	0.00025887
83	Seccionador	SSN2	0.00016865	0.00016639	0.00016899	0.00015836
84	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10362	SF64	0.00013635	0.00013587	0.00013711	0.00013750
85	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10795	SF65	0.00020612	0.00019964	0.00020053	0.00020045
86	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10648	SF66	0.00011521	0.00011580	0.00011798	0.00011589
87	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96263	SF67	0.00018516	0.00018778	0.00019128	0.00018594
88	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90851	SF68	0.00018717	0.00019399	0.00020118	0.00018984
89	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10025	SF69	0.00020812	0.00019591	0.00021026	0.00020893
90	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90727	SF70	0.00026518	0.00026761	0.00027203	0.00027612
91	Reconectador 13_REC_M_16641	R6	0.00006225	0.00005977	0.00006238	0.00006283

92	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_90428	SF71	0.00016937	0.00017326	0.00017122	0.00016898
93	Tramo MTA Trifasico 13_A524917	TT2	0.00013345	0.00013109	0.00012919	0.00012960
94	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11120	SF72	0.00017921	0.00017867	0.00017794	0.00017888
95	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11531	SF73	0.00010890	0.00011163	0.00011273	0.00011244
96	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13503	SF74	0.00011907	0.00012240	0.00012361	0.00011549
97	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7569	SF75	0.00006608	0.00006740	0.00006675	0.00006677
98	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	SF76	0.00014247	0.00013994	0.00014171	0.00014178
99	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100925	SF77	0.00012827	0.00012306	0.00012741	0.00012232
100	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11057	SF78	0.00007274	0.00007723	0.00007146	0.00007004

Tabla Anexo 4 Estimaciones de indisponibilidad de elementos críticos

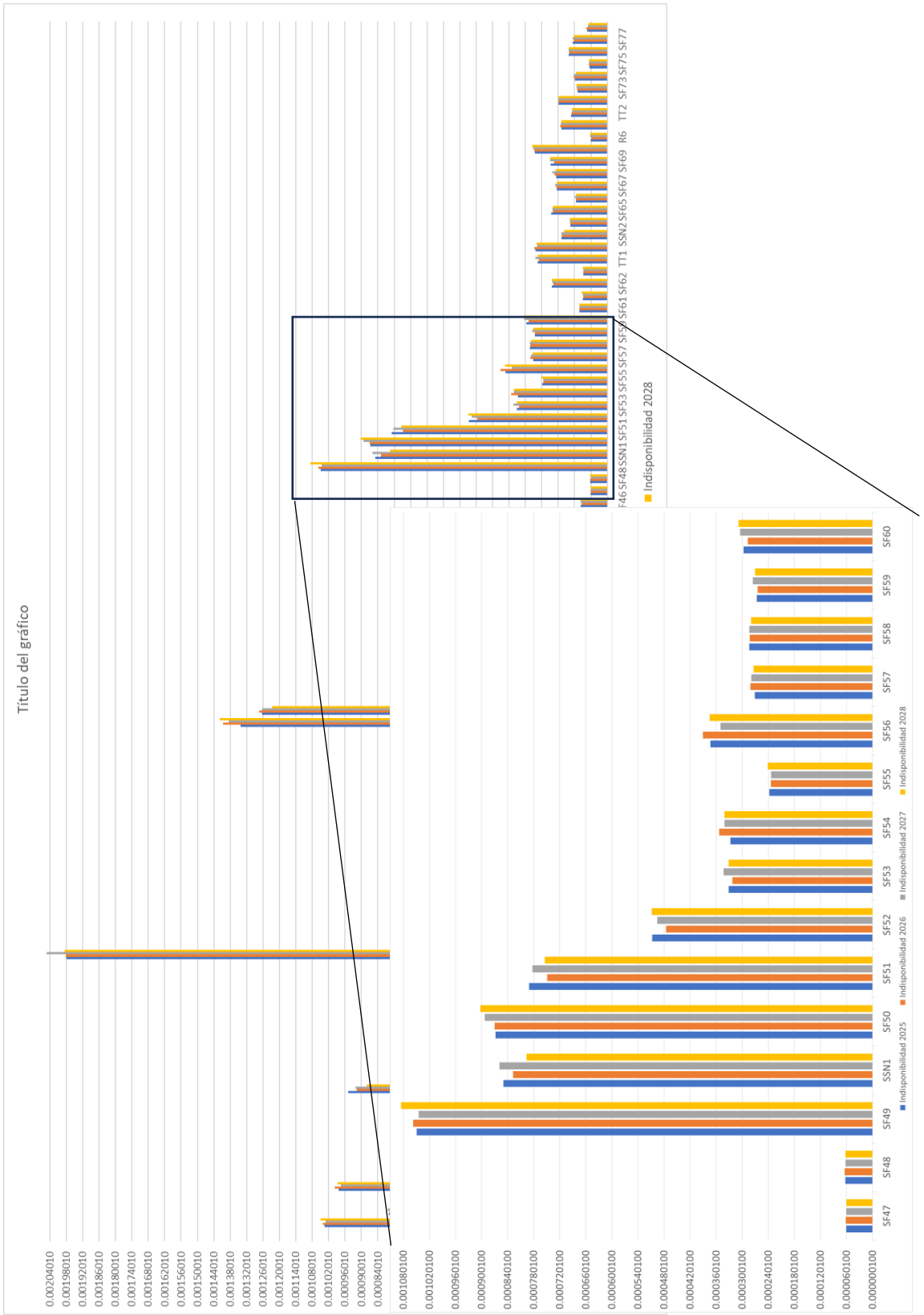


Fig. Anexo 6 Interpretación gráfica de parte de elementos con estimación de indisponibilidad

TABLA ANEXO V

TOP 100 ELEMENTOS CRÍTICOS

Ran		Elemento	Sector modal histórico	Alimentador modal histórico	Índice criticidad (0-100)	Nivel criticidad
1	**B1**	Breaker 52-042	KM 39 DE LA VÍA QUEVEDO	ALPACHACA 1	69.766	Alta
2	**SF1**	Seccionador Fusible	Alpachaca	ALPACHACA 2	69.176	Alta
3	**B2**	Breaker	EL INGA 1 Y 2, QUITO, SANTA ROSA	ALPACHACA 5	67.852	Alta
4	**SF2**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94678	Alpachaca, poste 94678	ALPACHACA 5	66.399	Alta
5	**SF3**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10720	Panamericana Norte, poste 96266	ALPACHACA 4	58.219	Media
6	**SF4**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99005	Alpachaca	ALPACHACA 5	56.262	Media
7	**SF5**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98730	Hcda. Ximena Galpón	ALPACHACA 5	55.802	Media
8	**SF6**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_99494	Vía Yachay, poste 99494	ALPACHACA 5	53.922	Media
9	**B3**	Breaker 52F13	Ca. Cuenca;Cerca de la S/E Alpachaca	ALPACHACA 3	53.710	Media
10	**B4**	Breaker 52F18	Alpachaca	ALPACHACA 8	52.491	Media
11	**SF7**	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90738_1	Bellavista de San Antonio	ALPACHACA 3	50.107	Media
12	**B5**	Breaker 52F15	Alpachaca	ALPACHACA 5	49.498	Media
13	SF8	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_98629	Alpachaca	ALPACHACA 5	48.643	Media
14	B6	Breaker 52F16	Alpachaca	ALPACHACA 6	47.805	Media
15	P1	Protección 86 de barra S/E Pomasqui	Pomasqui	ALPACHACA 1	47.536	Media
16	R1	Reconectador 13_REC_M_M2R1	Alpachaca	ALPACHACA 3	47.399	Media
17	R2	Reconectador	Vía Azaya	ALPACHACA 4	47.318	Media
18	SF9	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_95024	Alpachaca	ALPACHACA 5	46.604	Media
19	SF10	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101864	Alpachaca, poste 101864	ALPACHACA 6	45.970	Media

20	SF11	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_89391	Rodrigo de Miño, poste 89391	ALPACHACA 2	45.262	Media
21	SF12	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU	SAGRARIO. BARRIO PUGACHO BAJO CALLE 10 DE AGOSTO Y 15 DE ENERO	ALPACHACA 5	44.367	Media
22	SF13	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11100	Ca. 13 de Abril	ALPACHACA 6	44.098	Media
23	SF14	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_	Alpachaca	ALPACHACA 5	43.925	Media
24	SF15	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97114	Pugaran	ALPACHACA 5	43.542	Media
25	R3	Reconectador 13_REC_M_M5R1	Alpachaca	ALPACHACA 5	43.274	Media
26	SC1	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_2627	Alpachaca	ALPACHACA 5	43.195	Media
27	SF16	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101759	Alpachaca	ALPACHACA 6	42.903	Media
28	SF17	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100443	Alpachaca, poste 100443	ALPACHACA 6	42.783	Media
29	SF18	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_96919	Cahuasqui, poste 96919	ALPACHACA 5	42.717	Media
30	R4	Reconectador 13_REC	Campamento ded Panavial, Imbaya, poste 93848	ALPACHACA 4	41.877	Media
31	SF19	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94866	Alpachaca	ALPACHACA 4	41.688	Media
32	SF20	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10086	CHALTURA CALLE BOLIVAR	ALPACHACA 3	41.333	Media
33	SF21	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU	Alpachaca	ALPACHACA 2	40.750	Media
34	SF22	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96613	Chachimbiro	ALPACHACA 5	40.636	Media
35	SF23	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10457	San Antonio	ALPACHACA 4	40.507	Media
36	SF24	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11605	Ca. Ramón Teanga	ALPACHACA 2	40.396	Media
37	SF25	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72865	Ibarra PASAJE C T19639	ALPACHACA 2	40.036	Media
38	SF26	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	Alpachaca	ALPACHACA 5	38.568	Baja

		[Banco] 13_SFU_94116				
39	SF27	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97173	Alpachaca	ALPACHACA 5	37.177	Baja
40	SF28	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_	Alpachaca	ALPACHACA 1	37.032	Baja
41	SF29	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96663	Ibarra, poste 96663	ALPACHACA 5	36.560	Baja
42	B7	Breaker 52F14	Alpachaca	ALPACHACA 4	36.280	Baja
43	SF30	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10451	Pisangacho	ALPACHACA 4	35.857	Baja
44	SF31	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101879	Alpachaca, poste 101879	ALPACHACA 6	35.778	Baja
45	SF32	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101979	Alpachaca	ALPACHACA 6	35.295	Baja
46	SF33	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72188_2	Ca. 13, poste 72188	ALPACHACA 2	35.259	Baja
47	SF34	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_94909	Alpachaca poste 94910	ALPACHACA 5	35.076	Baja
48	B8	Breaker 52F11	Ca. Cuenca	ALPACHACA 1	34.889	Baja
49	SF35	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13333	Ca. Los Almendros	ALPACHACA 2	34.757	Baja
50	SF36	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100282	Alpachaca, poste 100282	ALPACHACA 6	34.652	Baja
51	SF37	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10218	Natabuela	ALPACHACA 3	34.361	Baja
52	SF38	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_101318	Alpachaca, poste 101318	ALPACHACA 6	34.325	Baja
53	SF39	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_92689	Alpachaca	ALPACHACA 3	33.916	Baja
54	SF40	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_72844	12 de Mayo, poste 72844	ALPACHACA 2	33.851	Baja
55	SF41	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11844	Alpachaca, transformador 11844	ALPACHACA 2	33.844	Baja
56	SF42	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11403	Alpachaca, poste 102127	ALPACHACA 6	33.704	Baja

57	SF43	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T9935	Antonio Ante	ALPACHACA 3	33.696	Baja
58	SF44	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7749	Ca. Arsenio Torres	ALPACHACA 1	33.692	Baja
59	B9	Breaker 52F12	Ca. Cuenca y De Las Gaviotas	ALPACHACA 2	33.613	Baja
60	SF45	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7618	Ca. Leonardo Da Vinci, poste 106510	ALPACHACA 2	33.569	Baja
61	SF46	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11135	Ca. Quito	ALPACHACA 6	33.467	Baja
62	SF47	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7740	Av. Jaime Roldós	ALPACHACA 1	33.357	Baja
63	SF48	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_72188_1	Chorlavi	ALPACHACA 2	33.305	Baja
64	SF49	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97192	Pugarán, Urcuqui, poste 97192	ALPACHACA 5	32.600	Baja
65	SSN1	Seccionador sin número	Alpachaca	ALPACHACA 3	31.306	Baja
66	SF50	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_226812	Alpachaca	ALPACHACA 4	30.593	Baja
67	SF51	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_99278	Ca. 10 de Agosto, Tumbabiro, poste 99278	ALPACHACA 5	29.523	Baja
68	SF52	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_98811_1	SALINAS, VÍA A LA CONDA, HACIENDA SANTA ELENA, POSTE # 96813	ALPACHACA 4	27.028	Baja
69	SF53	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11547	Ca. Ramón Teanga y Ezequiel Rivadeneira, alado de la Capilla	ALPACHACA 2	26.068	Baja
70	SF54	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13393	Pugacho Bajo, Ca. 15 de Enero, poste 72669	ALPACHACA 2	25.863	Baja
71	SF55	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_221287	Tumbabiro, poste 96408	ALPACHACA 5	25.758	Baja
72	SF56	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_97174	Pugaran, Cahuasqui	ALPACHACA 5	25.496	Baja
73	SF57	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_93848	Cahuasqui, Pugarán, poste 214052, 99398, 97638	ALPACHACA 4	25.185	Baja
74	SF58	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10697	CAHUASQUI, COMUNIDAD SACHAPAMBA, SECTOR ASHAGUATAN, DESDE DONDE TERMINA LA CALLE	ALPACHACA 5	25.087	Baja

			ASFALTADA DE ASHAGUATAN POSTE #97165			
75	SF59	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_94505_1	Lotización San José	ALPACHACA 4	25.050	Baja
76	SF60	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11533	Entrada a Soles	ALPACHACA 2	24.888	Baja
77	SF61	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_97998	Alpachaca	ALPACHACA 5	24.789	Baja
78	R5	Reconectador 13_REC_M_X4R1	Alpachaca	ALPACHACA 5	24.683	Baja
79	SF62	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11332	Ibarra, Priorato, poste 101400	ALPACHACA 6	24.557	Baja
80	SC2	Seccionador Cuchilla - Unipolar [Banco] 13_SBA_92800	Alpachaca, poste 89053	ALPACHACA 1	24.529	Baja
81	TT1	Tramo MTA Trifasico 13_A319180	Alpachaca	ALPACHACA 5	24.452	Baja
82	SF63	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10636	Tumbabiro	ALPACHACA 5	24.374	Baja
83	SSN2	Seccionador	Alpachaca	ALPACHACA 4	24.255	Baja
84	SF64	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10362	SAN JOSÉ DE CHALTURA. ENTRANDO POR LA PIEDRA DE SANTIAGO DEL REY. POR EL CAMINO EMPEDRADO. POSTE # 83346	ALPACHACA 3	24.246	Baja
85	SF65	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10795	San Francisco	ALPACHACA 5	24.228	Baja
86	SF66	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10648	Crustola	ALPACHACA 5	24.148	Baja
87	SF67	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_96263	Hcda. Tababuela, poste 96263	ALPACHACA 4	24.126	Baja
88	SF68	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90851	Bellavista Alto, poste 90851	ALPACHACA 3	24.083	Baja
89	SF69	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T10025	Conaqui, poste v90593	ALPACHACA 3	24.080	Baja
90	SF70	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_90727	Bellavista, poste 90727	ALPACHACA 3	24.020	Baja
91	R6	Reconectador 13_REC_M_16641	Alpachaca	ALPACHACA 5	24.007	Baja
92	SF71	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_90428	Alpachaca, poste 90428	ALPACHACA 3	24.002	Baja

93	TT2	Tramo MTA Trifasico 13_A524917	ALPACHACA, POSTE 94665	ALPACHACA 5	23.974	Baja
94	SF72	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11120	El Empalme	ALPACHACA 6	23.931	Baja
95	SF73	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11531	Bellavista de San Antonio	ALPACHACA 2	23.914	Baja
96	SF74	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T13503	Ca. Corina Parral, poste 75437	ALPACHACA 2	23.841	Baja
97	SF75	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T7569	Ca. Tomás Caicedo	ALPACHACA 1	23.824	Baja
98	SF76	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	Ibarra	ALPACHACA 3	23.791	Baja
99	SF77	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto [Banco] 13_SFU_100925	Alpachaca, poste 100925	ALPACHACA 6	23.785	Baja
100	SF78	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto 13_SFU_T11057	Ca. El Oro	ALPACHACA 6	23.784	Baja

Tabla Anexo 5 Ranking de elementos críticos