



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE**  
**POTENCIA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN  
LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA  
PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”.**

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título  
**INGENIERO ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**AUTORES:**

Rivera Plaza Dayana Joselyne

Sisa Sisa Víctor Arnulfo

**TUTOR**

Ing. MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

LATACUNGA – ECUADOR

Septiembre del 2020

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Rivera Plaza Dayana Joselyne y Sisa Sisa Víctor Arnulfo, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”, siendo el Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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

.....  
Rivera Plaza Dayana Joselyne

C.I. 0604273391-1

.....  
Sisa Sisa Víctor Arnulfo

C.I. 171842336-9

## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

**“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”**, de la señorita Rivera Plaza Dayana Joselyne y el señor Sisa Sisa Víctor Arnulfo, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 18 de septiembre, 2020

El Tutor:



---

Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.  
DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

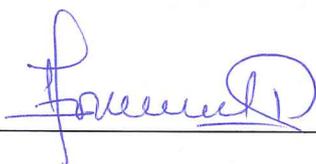
## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, los autores: Rivera Plaza Dayana Joselyne y Sisa Sisa Víctor Arnulfo con el título de Proyecto de titulación: “ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, 16 de septiembre del 2020

Para constancia firman:



**Lector 1 (Presidente)**

PhD. Iliana González

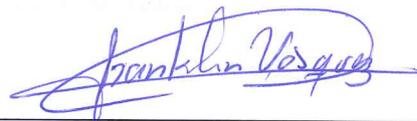
C.I. 175707065-9



**Lector 2**

Ing. Mg. Jessica Castillo

C.I. 060459021-6



**Lector 3**

Ing. Mg. Franklin Vásquez

C.I. 171043449-7

## AVAL DE IMPLEMENTACIÓN



Quito, D.M., 11 de Septiembre del 2020

**PARA:** Ing. Secundino Marrero R. PhD.  
**Director de Carrera de Electricidad**

**ASUNTO: SOLICITUD DE INFORMACIÓN DE DESCONEXIONES DE LA  
SUBESTACIÓN CRISTIANÍA**

En atención al documento EEQ-SG-2020-1426-EX, en el cual solicita información de sustento para el proyecto de tesis denominado “ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELECTRICA QUITO”, a realizarse por el señor Sisa Víctor y la señorita Rivera Dayana, me permito adjuntar de manera física lo solicitado:

- Reporte de desconexiones de los alimentadores primarios de la subestación Cristianía, correspondiente del año 2014 al mes de agosto del 2020.
- Reporte mensual de mediciones de corriente y voltaje alimentadores primarios de la subestación Cristianía, correspondiente del año 2014 al mes de agosto del 2020.

Cabe indicar que esta información se desprende de los reportes anuales que maneja la EEQ, y que son de responsabilidad del Departamento de Operación y Mantenimiento Urbano, la misma que debe ser usada únicamente para fines educativos e investigativos y deberá registrarse como fuente la Empresa Eléctrica Quito.

Atentamente,



Firmado  
digitalmente por  
JORGE EDUARDO  
REVELO RUIZ

Ing. Jorge Revelo  
**Jefe de Departamento  
Operación y Mantenimiento Urbano**

Tlf 2542-350  
Ext:4410  
jrevelo@eeq.com.ec  
Quito- Ecuador

## **AGRADECIMIENTO**

*Agradecemos a Dios por ser nuestro pilar fundamental para el logro de nuestras metas y nunca soltar nuestras manos.*

*A la Universidad Técnica de Cotopaxi y docentes que forman parte de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, en especial a nuestro tutor Ing. Carlos Quinatoa por impartir sus conocimientos y apoyo para culminación del presente trabajo.*

*A la Empresa Eléctrica Quito por su tiempo y colaboración brindada en este proyecto.*

*A nuestros padres y amigos por estar presentes siempre con su motivación constante y formar parte de nuestro crecimiento como profesionales.*

***Dayana – Víctor***

## **DEDICATORIA**

*Dedicada a Dios por brindarme una vida de aprendizaje y amor, por ser mi guía y soporte en tiempos difíciles para poder consolidar este sueño.*

*Con amor a mi madre Aida que ha sabido guiarme, apoyarme y ser quien me enseñe que puedo alcanzar metas planteadas con dedicación y perseverancia.*

*A Bryan por hacer de mis días en Latacunga momentos que quedarán plasmados en mi corazón, que las alegrías se pueden duplicar y las tristezas dividir.*

***Dayana.***

## **DEDICATORIA**

*A ti mi Dios, tu bondad y tu amor es infinito, me has permitido sonreír ante todos mis logros que son resultado de tu ayuda.*

*A mis padres por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad, a mi hermana y en especial a ti Adrián que has sido el motor que impulsa mi vida.*

*A mis amigos y compañeros de la sección de operación zona norte, mil gracias por su apoyo incondicional.*

**Víctor**

## Contenido

DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	i
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN .....	ii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iii
AVAL DE IMPLEMENTACIÓN.....	iv
AGRADECIMIENTO .....	i
DEDICATORIA.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS. ....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	xv
RESUMEN .....	xvii
ABSTRACT .....	xviii
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xix
1. INFORMACIÓN GENERAL. ....	1
1.1. Título del proyecto.....	1
1.2. Fecha de inicio. ....	1
1.3. Fecha de finalización. ....	1
1.4. Lugar de ejecución.....	1
1.5. Facultad de Ejecución.....	1
1.6. Carrera que auspicia.....	1
1.7. Proyecto de investigación vinculado. ....	1
1.8. Equipo de Trabajo.....	1
1.9. Coordinador de Trabajo. ....	1
1.10. Área de Conocimiento. ....	1
1.11. Línea de investigación. ....	1
1.12. Sublíneas de Investigación de la Carrera. ....	1

1.13. Subtemáticas de Investigación de la Carrea. ....	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO. ....	2
3. JUSTIFICACIÓN. ....	2
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO. ....	3
4.1. Beneficiarios Directos. ....	3
4.2. Beneficiarios Indirectos. ....	3
5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN. ....	3
5.1. Situación problemática. ....	3
6. OBJETIVOS. ....	4
6.1. Objetivo general. ....	4
6.2. Objetivos específicos. ....	4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS. ....	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO. ....	6
8.1. Introducción. ....	6
8.2. Sistema eléctrico. ....	9
8.2.1. Sistema de Distribución. ....	9
8.3. Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución. ....	10
8.4. Topologías de los SED's. ....	10
8.4.1. Sistema tipo Radial. ....	10
8.4.2. Sistema en Anillo. ....	11
8.4.3. Sistema Mallado. ....	12
8.4.4. Sistema Primario de Distribución. ....	12
8.4.5. Sistema de Distribución Secundario. ....	13
8.5. Regulación Vigente 005/18 contenida en la Calidad de Servicio Técnico. ....	13
8.5.1. Calidad de Servicio Técnico. ....	13
8.5.2. Interrupciones consideradas en los Sistemas de Distribución. ....	13

8.5.3. Identificación de interrupciones. ....	14
8.5.4. Clasificación de interrupciones. ....	14
8.5.5. Causas de las interrupciones. ....	14
8.5.6. Interrupciones consideradas. ....	15
8.5.7. Identificación del tipo de alimentador.....	15
8.5.8. Indicadores Globales. ....	16
8.5.9. Límites para la calidad de servicio técnico. ....	17
8.5.10. Energía no suministrada (ENS).....	17
8.6. Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Distribución. ....	18
8.6.1. Índices de confiabilidad. ....	19
8.6.2. Índices básicos de la confiabilidad. ....	19
8.7. Métodos para evaluar la confiabilidad. ....	22
8.7.1. Método Determinístico. ....	22
8.7.2. Método de reducción de redes. ....	22
8.7.3. Método de Monte Carlo. ....	23
Modelamiento de componentes.....	24
8.7.1. Generación de números aleatorios. ....	28
8.7.3.1. Métodos de generación de números aleatorios. ....	28
9. HIPÓTESIS. ....	29
10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL. ....	29
10.1. Métodos de investigación. ....	29
10.1.1. Método documental.....	29
10.1.2. Método histórico comparativo. ....	29
10.1.3. Método analítico – sintético. ....	29
10.2 Técnicas de investigación. ....	30
10.2.1. Análisis de contenido cualitativo - cuantitativo. ....	30
10.2.2. Adquisición de datos. ....	30

10.2.3. Simulación.....	30
11. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	30
11.1. Área de servicio de la Empresa Eléctrica Quito.....	30
11.2. Sistema de Distribución.....	31
11.3. Sistema Primario de Distribución de la subestación Cristianía.....	32
11.3.1. Áreas de influencia.....	33
11.3.2. Características de los primarios.....	33
11.3.2. Historial de interrupciones.....	35
11.3.3. Cálculo de los índices globales (FMIK, TTIK) y energía no suministrada.....	41
11.4. Índices de confiabilidad en el punto de carga barras de 22,8 kV.....	43
11.5. Simulación de Monte Carlo.....	44
11.6. Simulación de Monte Carlo para una proyección de 3 años.....	48
12. IMPACTOS.....	49
13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
13.1. CONCLUSIONES.....	51
13.2. RECOMENDACIONES.....	51
14. BIBLIOGRAFÍA.....	53
15. ANEXOS.....	56
Anexo 1: Historial de interrupciones en Primarios desde el 2014 al 2020.....	56
Anexo 2: Clasificación de interrupciones (CIER).....	59
Anexo 3: Primarios con (interrupciones > a 3 min) desde junio del 2014 a junio del 2020.....	62
Anexo 4: Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo.....	63
Anexo 5: Resumen de código de Matlab para la ejecución de la simulación de Monte Carlo.....	64
Anexo 6: Gráficas de (A), (U), e índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8kV).....	67

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados. ....	5
Tabla 2. Registro y clasificación de las interrupciones. ....	14
Tabla 3. Clasificación de los primarios, .....	16
Tabla 4. Valores máximos admisibles para los índices globales.....	17
Tabla 5. Clasificación de las cargas de acuerdo a su sensibilidad ante fallas. ....	19
Tabla 6. Distribuciones de probabilidad aplicados en estudios estadísticos. ....	24
Tabla 7. Creación del vector de operación. ....	26
Tabla 8. Características del alimentador 18A, junio 2020. ....	34
Tabla 9. Características del alimentador 18B, junio 2020.....	34
Tabla 10. Características del alimentador 18C, junio 2020.....	34
Tabla 11. Características del alimentador 18D, junio 2020. ....	34
Tabla 12. Características del alimentador 18E, junio 2020.....	34
Tabla 13. Características del alimentador 18F, junio 2020. ....	35
Tabla 14. Características del alimentador 18G, junio 2020. ....	35
Tabla 15. Características del alimentador 18H, junio 2020. ....	35
Tabla 16. Número de desconexiones registradas en el Sistema Primario de la subestación Cristianía, 2014-2019. ....	36
Tabla 17. Desconexiones por tipo de causa en la subestación Cristianía.....	37
Tabla 18. Frecuencia y duración de interrupciones mayores a 3 minutos.....	39
Tabla 19. Tiempo en hallar la falla en un componente y duración de reparación.....	40
Tabla 20. Índices globales, Alimentador 18A, mes de junio.....	41
Tabla 21. Índices globales, Alimentador 18C, mes de junio.....	42
Tabla 22. Índices globales, Alimentador 18F, mes de abril. ....	42
Tabla 23. Índices globales, Alimentador 18G, mes de marzo.....	42
Tabla 24. Índices globales, Alimentador 18G, mes de octubre.....	43
Tabla 25. Tasa de falla y Tasa de reparación. ....	43
Tabla 26. Tiempos medios de falla, reparación, disponibilidad e indisponibilidad forzada. ...	44
Tabla 27. Comparación de resultados (A) y (U). ....	47
Tabla 28. Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18A,18B,18C). ....	47
Tabla 29. Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18D,18E,18F).....	47

Tabla 30. Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18G, 18H).....	48
Tabla 31. Índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8 kV).....	48

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Ubicación de un sistema de distribución dentro del Sistema Eléctrico de Potencia.	10
Figura 2. Sistema radial simple.	11
Figura 3. Topología Anillo o Bucle.	11
Figura 4. Sistema Primario con tres puntos de alimentación.	12
Figura 5. Componentes en un sistema para garantizar su funcionamiento.	18
Figura 6. Estados para elementos de los SED's.	22
Figura 7. Estados de operación de un equipo.	23
Figura 8. Estados de operación mediante la simulación de Monte Carlo.	26
Figura 9. Área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.	31
Figura 10. Primarios que forman parte de la subestación Cristianía.	32
Figura 11. Diagrama unifilar de potencia de la subestación Cristianía.	33
Figura 12. Historial de desconexiones automáticas y manuales desde 2014-2019.	36
Figura 13. Causas de desconexiones representadas de manera porcentual que generan interrupciones en la subestación.	37
Figura 14. Registro de desconexiones de los Primarios durante el año 2014 al 2020, considerando la causa y desconexión automática.	38
Figura 15. Gráfica de resultados para la Disponibilidad e Indisponibilidad Forzada.	45
Figura 16. Índices de confiabilidad para puntos de carga (Primario 18G).	45

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. (1) Identificación del tipo de alimentador .....	15
Ec. (2) Frecuencia media de interrupción.....	16
Ec. (3) Tiempo total de interrupción .....	16
Ec. (4) Energía no suministrada si $FMIK > Lim\ FMIK$ y $TTIK < Lim\ TTIK$ .....	17
Ec. (5) Energía no suministrada si $FMIK < Lim\ FMIK$ y $TTIK > Lim\ TTIK$ .....	18
Ec. (6) Tasa de falla ( $\lambda$ ).....	19
Ec. (7) Tiempo de reparación ( $r$ ).....	20
Ec. (8) Tasa de reparación ( $\mu$ ) .....	20
Ec. (9) Tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad (U).....	20
Ec. (10) Tiempo en estado de falla .....	20
Ec. (11) Frecuencia de interrupción.....	20
Ec. (12) Duración anual de interrupciones .....	21
Ec. (13) Duración media por interrupción.....	21
Ec. (14) Carga anual interrumpida .....	21
Ec. (15) Energía anual interrumpida.....	21
Ec. (16) Severidad de la interrupción .....	21
Ec. (17) Tiempo medio de falla .....	22
Ec. (18)Tiempo medio de reparación .....	22
Ec. (19) Tiempo medio entre fallas .....	22
Ec. (20) Disponibilidad forzada.....	23
Ec. (21) Indisponibilidad forzada .....	23
Ec. (22) Función de densidad de probabilidad en función de t .....	25
Ec. (23) Función de distribución de probabilidad acumulada de falla .....	25
Ec. (24) Variable aleatoria t.....	25
Ec. (25) Tiempo de falla .....	25
Ec. (26) Tiempo de operación .....	25
Ec. (27) Media aritmética de la iteración i .....	27
Ec. (28) Nivel de confianza .....	27
Ec. (29) Variable definida para una distribución normal dado por $Pr(F < z\sigma) = \gamma$ .....	27
Ec. (30) Número de muestras .....	27
Ec. (31) Distribución de probabilidad acumulada .....	28
Ec. (32) Función de distribución de probabilidad .....	28

Ec. (33) Igualdad de función inversa de variable aleatoria y probabilidad acumulada.....	29
Ec. (34) Función inversa uniformemente distribuida .....	29
Ec. (35) Función inversa con distribución uniforme, en intervalo $[0, 1]$ .....	29

## UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

### FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

**TÍTULO:** “ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”.

**Autores:**

Rivera Plaza Dayana Joselyne

Sisa Sisa Víctor Arnulfo

### RESUMEN

La presencia de fallas en el Sistema de Distribución Eléctrico (SED) de los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Quito, generados por diversas causas, ocasionan interrupciones en el suministro eléctrico hacia los usuarios, donde la eficiencia del SED asociada a la confiabilidad se ve disminuida, por esta razón en el presente trabajo de investigación se realiza un estudio de confiabilidad en el sistema primario de distribución de la subestación Cristianía mediante el Método Monte Carlo para optimizar la continuidad del servicio eléctrico, para lo cual se considera la información de los mencionados alimentadores primarios en el periodo 2014-2020 y así con los datos obtenidos se desarrolla la simulación del Método de Monte Carlo, considerando los estados de operación, con base a la generación de números aleatorios uniformemente distribuidos para el cálculo de la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzadas y así obtener los índices de confiabilidad en el punto de carga para el periodo 2021-2023. Los resultados del estudio de confiabilidad, evidencian variaciones mínimas con respecto a las metodologías aplicables, el método de simulación de Monte Carlo muestra mayor precisión, considerando que para la indisponibilidad forzada la variación es de 0,00002 en promedio, de esta manera con la información obtenida es útil como punto de partida para proyectar cuál de los alimentadores primarios presenta mayor probabilidad de falla y establecer recomendaciones hacia la Empresa Eléctrica Quito para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico.

**Palabras Clave:** Confiabilidad, Probabilidad, alimentadores primarios, simulación del Método de Monte Carlo.

**COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY**

**APPLIED SCIENCES AND ENGINEERING FACULTY**

**THEME:** "RELIABILITY ANALYSIS USING THE MONTE CARLO METHOD IN THE MAIN FEEDERS OF THE CHRISTIANÍA SUBSTATION BELONGING TO THE QUITO ELECTRIC COMPANY."

**Authors:**

Rivera Plaza Dayana Joselyne

Sisa Sisa Víctor Arnulfo

**ABSTRACT**

The faults in the Electrical Distribution System (SED) of the Quito Electric Company's primary feeder, which is produced by various cause, power outages for users that reduce the efficiency of the SED in relation to reliability; this research is therefore carrying out a reliability study in the primary distribution system of the scope of Cristianía with the Monte Carlo method for optimizing the continuity of electrical service for which the information of the main suppliers mentioned above for the period 2014-2020 and so with the data obtained the simulation of the Monte Carlo method is developed, taking into account the operating states, based on the generation of uniformly distributed random numbers for the calculation of forced availability (A) and unavailability (U) in order to obtain reliability indices at the load point for the period 2021-2023. The results of the reliability study show minimal variations with respect to the applicable methodologies, the Monte Carlo simulation method shows a greater accuracy, considering that for forced unavailability the variation is 0.00002 on average, so with the information obtained it is useful as a starting point to project which of the primary feeders has the highest probability of failure and to establish recommendations to the Quito Electricity Company to improve the reliability of the electricity supply.

**Keywords:** Primary feeders, Probability, Reliability, Simulation of the Monte Carlo Method

**AVAL DE TRADUCCIÓN**

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los estudiantes: **Rivera Plaza Dayana Joselyne** con CI **060427339-1** y **Sisa Sisa Víctor Arnulfo** con CI. **171842336-9**, Egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, cuyo título versa “**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD USANDO EL MÉTODO DE MONTE CARLO EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**”, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

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

Latacunga, 17 de septiembre del 2020.

Atentamente,



MSc. Emma Jackeline Herrera Lasluisa

**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS**

**C.C. 0502277031**

## **1. INFORMACIÓN GENERAL.**

### **1.1. Título del proyecto.**

Análisis de confiabilidad usando el método de Monte Carlo en los alimentadores principales de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito.

### **1.2. Fecha de inicio.**

Abril del 2020

### **1.3. Fecha de finalización.**

Agosto del 2020

### **1.4. Lugar de ejecución.**

Área de servicio de la subestación Cristianía perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito.

### **1.5. Facultad de Ejecución.**

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

### **1.6. Carrera que auspicia.**

Carrera de Ingeniería Eléctrica.

### **1.7. Proyecto de investigación vinculado.**

Área de Distribución Eléctrica.

### **1.8. Equipo de Trabajo**

Rivera Plaza Dayana Joselyne.

Sisa Sisa Víctor Arnulfo.

### **1.9. Coordinador de Trabajo.**

MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza.

### **1.10. Área de Conocimiento.**

Sistemas Eléctricos de Distribución.

### **1.11. Línea de investigación.**

Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

### **1.12. Sublíneas de Investigación de la Carrera.**

Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

### **1.13. Subtemáticas de Investigación de la Carrera.**

Redes de Distribución.

## **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.**

A nivel de las Empresas Distribuidoras, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad emite y establece indicadores, los cuales sirven para evaluar la calidad de servicio eléctrico, con respecto a la duración y frecuencia de las interrupciones que puedan afectar los consumidores.

De acuerdo a este hecho, en el presente trabajo se desarrolla un estudio de los índices de confiabilidad en el punto de carga de los alimentadores primarios de la subestación Cristianía, perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, para lo cual, se realiza un estado del arte con la recopilación de información desde el origen de la probabilidad y métodos estocásticos asociados al estudio de la confiabilidad hasta la actualidad, se determina estadísticas operativas de los alimentadores primarios con la clasificación de eventos de fallas para los equipos considerando únicamente aquellos tiempos mayores a los 3 minutos durante el periodo 2014-2020, siendo descartadas gran parte de ellas por ser consideradas como transitorias, seguido de ello se realiza cálculos de tasa de falla y tasa de reparación con el fin de calcular los índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8 kV) mediante el método determinístico

También se efectúa la simulación del Método de Monte Carlo, considerando los estados de operación, en base a la generación de números aleatorios uniformemente distribuidos para el cálculo de la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzadas para los alimentadores primarios en estudio y así obtener los índices de confiabilidad en el punto de carga para el periodo 2021 al 2023, en base a los resultados obtenidos se determina cuál de ellos presenta mayor probabilidad de falla y se establece recomendaciones hacia la Empresa Eléctrica Quito para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico.

## **3. JUSTIFICACIÓN.**

A nivel mundial durante los últimos años se ha evidenciado un incremento en la infraestructura urbana como la energía eléctrica y la interrupción de este servicio afecta a la calidad de vida de sus usuarios debido a su alta dependencia para las actividades de la vida diaria, estas interrupciones generalmente son ocasionadas por peligros naturales y en ciertas ocasiones provocadas por el hombre, por lo tanto es importante para las partes involucradas estimar la confiabilidad de la infraestructura en este sistema.

La confiabilidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica es un área de intensa investigación debido a la complejidad de su topología y el gran número de equipos que lo

conforman, el estudio de confiabilidad se lo realiza a menudo mediante el empleo de muestreos aleatorios de escenarios con una ocurrencia de fallas elevadas junto al estado de los equipos, que son resultado de la evaluación de riesgos y la toma de decisiones después de un evento de falla, dicho estudio de confiabilidad se puede mejorar mediante estrategias de diseño y mantenimiento para reducir la frecuencia de ocurrencia de fallas y el tiempo en ser reparadas, ofreciendo un servicio continuo y confiable.

Dada la importancia que poseen estos conceptos de confiabilidad y continuidad de servicio, el presente proyecto busca la realización de un estudio de confiabilidad en los alimentadores primarios de la subestación Cristianía para minimizar fallas existentes y para ello se utilizará un método de simulación estocástico Monte Carlo, en este caso por medio de este estudio al obtener índices en el punto de carga de la barra de 22,8 kV ayudará a la Empresa Eléctrica Quito a brindar mejoras en la confiabilidad de energía actual hacia los clientes industriales, comerciales y residenciales.

#### **4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO.**

##### **4.1. Beneficiarios Directos.**

- Empresa Eléctrica Quito.

##### **4.2. Beneficiarios Indirectos.**

- Usuarios de medio y bajo voltaje.

#### **5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN.**

##### **5.1. Situación problemática.**

El sistema eléctrico de potencia comprendido por los sistemas de generación, transmisión y distribución han realizado estudios de confiabilidad para la planificación y mejora de la calidad de servicio energético de acuerdo a niveles de voltaje requeridos, sin embargo, la mayoría de interrupciones se producen en el área de servicio hacia el usuario por problemas que presenta el sistema de distribución, en varias ocasiones por eventos inesperados, como fenómenos atmosféricos, operación prolongada, deterioro del aislamiento, cortocircuitos, entre otros, ocasionado daños, cortes de energía y por ende pérdidas económicas.

Gran parte de las empresas eléctricas debido a la naturaleza cambiante abordan la calidad de servicio técnica definida a través de los índices de confiabilidad de manera aislada en la búsqueda de soluciones en lo referente al análisis de continuidad de servicio eléctrico y

estructurar un procedimiento de cálculo de la confiabilidad junto a una metodología para la recopilación de información necesaria para su estudio, representa una complejidad estimar el número de ocurrencias de fallas y tiempos de duración, debido a que una falla es difícil de anticipar con un cierto grado de certeza.

El poder dar un uso adecuado a la información de los índices de confiabilidad por parte de las empresas distribuidoras se convierte en una acción indispensable para obtener varias soluciones a un problema que pueda presentarse, disminuyendo pérdidas económicas significativas y mejorando la calidad de suministro energético.

## **6. OBJETIVOS.**

### **6.1. Objetivo general.**

Realizar un estudio de confiabilidad en el sistema primario de distribución de la subestación Cristianía mediante el Método Monte Carlo para optimizar la continuidad del servicio eléctrico.

### **6.2. Objetivos específicos.**

- Realizar un estado del arte de los índices de confiabilidad empleando el Método de Monte Carlo en las redes eléctricas de distribución.
- Determinar las estadísticas operativas de los alimentadores primarios de la subestación Cristianía y los índices de confiabilidad durante el período 2014-2020.
- Obtener los índices de confiabilidad en el punto de carga de los alimentadores primarios de la subestación mediante el Método de Monte Carlo.

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

**Tabla 1.** Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.

OBJETIVO	ACTIVIDAD	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	MEDIO DE VERIFICACIÓN
<b>Objetivo específico 1:</b> Realizar un estado del arte de los índices de confiabilidad empleando el Método de Monte Carlo en las redes eléctricas de distribución.	Revisión bibliográfica de los índices de confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED) y métodos más utilizados	Métodos más utilizados para el estudio de índices de confiabilidad en el SED.	Bibliografía y citas anexas en la investigación de probabilidades, índices de confiabilidad en el SED y métodos de análisis de confiabilidad.
<b>Objetivo específico 2:</b> Determinar las estadísticas operativas de los alimentadores primarios de la subestación Cristianía y los índices de confiabilidad durante el período 2014-2020.	Levantamiento de información, compilación de registros de frecuencia y duración de interrupciones.	Cálculo de FMIK, TTIK, energía no suministrada e índices de confiabilidad en el punto de carga.	Anexo digital con el registro de interrupciones atendidas por la Empresa Eléctrica Quito en el periodo 2014-2020.
<b>Objetivo específico 3:</b> Obtener los índices de confiabilidad en el punto de carga de los alimentadores primarios de la subestación mediante el Método de Monte Carlo.	Cálculo de (A), (U), FI, DMI, EAI, DAI, CAI, SEIN	Probabilidad de falla y operación los Primarios	Diagrama de flujo con procedimientos para el cálculo de los índices en el punto de carga para cada alimentador de la subestación.

**Realizado por:** Los postulantes.

## **8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO.**

### **8.1. Introducción.**

A partir de 1453 conocida como etapa del renacimiento, con el avance de las matemáticas y la filosofía, la probabilidad estuvo presente en actividades como la industria, intelectual y científica, permitiendo comprender fenómenos que seguían un patrón aleatorio [1]. De acuerdo con este hecho, su estudio tuvo origen en 1654, sirviendo como base para la teoría de probabilidad cuando Blaise Pascal y Pierre de Fermat analizaron el comportamiento del juego de dados, observaron que los dados mostraban dos escenarios probabilísticos al ser lanzados, la probabilidad de obtener un número con un dado no era la misma que con dos dados, donde años después el cálculo de probabilidad fue definido como una disciplina orgánica por el matemático suizo Jacob Bernoulli [1] [2].

En 1950, durante la Segunda Guerra Mundial, la probabilidad se encontró vinculada con la rama de la confiabilidad debido a que se necesitaba realizar una estimación en el número de repuestos para los equipos electrónicos y mecánicos que se encontraban trabajando por un periodo de tiempo prolongado, es decir realizar una estimación de la tasa de fallas [3]. A partir de 1964 con Gaver y Col el cálculo de la confiabilidad fue aplicado en sistemas de transmisión y redes de distribución mediante el modelo probabilístico de Markov y simulaciones de Monte Carlo, ya que inicialmente sus primeros avances fueron enfocados en sistemas de generación [2] [4].

Posteriormente en 1968 el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) formó un equipo de trabajo para precisar los indicadores vinculados con la confiabilidad que debían ser medidos por las empresas distribuidoras y así homogeneizar el lenguaje entre las mismas facilitando el intercambio de ideas y criterios entre los colaboradores del equipo [5].

Un año después, en 1969 Cash y Scott demostraron mediante una encuesta realizada a 16 países que no existía un consenso entre las empresas de distribución eléctrica en cuanto a los índices que valoran la calidad de energía que brindan, al igual que no existía una uniformidad en criterios de acuerdo a la información obtenida para valorar la confiabilidad [6]. Mediante un reporte del Power Systems Relaying Committee, la IEEE en 1974 propuso establecer cuatro índices sin considerar el tipo de cliente (residencial, comercial o industrial), cuyos parámetros de la red, como el número de interrupciones por año y su tiempo de reparación estuvieron relacionados con otros que estaban orientados al consumidor final tales como, cantidad de usuarios fallados y carga interrumpida expresada en kVA, de acuerdo con el reporte

mencionado, Hayden y Patton ratifican que los índices deben ser evaluados y estandarizados tales como: razón de falla y reparación, tiempo medio de entre fallos, tiempo de recuperación y total de falla de cada año [7] [8]. Por lo tanto, con el fin de obtener una mayor evaluación de las causas de fallas se realiza una clasificación, dando como resultado valores de fallas pasivas y activas, siendo las activas quienes representan el número total de tiempos en un año y los componentes son reemplazados de acuerdo a mantenimientos o reparaciones y los valores de fallas activas representa una fracción de los valores de las fallas pasivas representados como componentes activos fallados durante un año. Pero en 1975 se empiezan a realizar análisis de sistemas en serie y paralelo, considerando las condiciones climáticas adversos, mantenimientos permanentes y salidas por sobrecarga en los sistemas de una manera similar al documento elaborado por Montmeat, Gaver y Patton en 1964 [9]. De acuerdo a ese hecho surge la necesidad de establecer técnicas que faciliten la evaluación de la confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia, una de las primeras técnicas desarrolladas en 1996 es la denominada modelado de Markov que abordan estos problemas. HMM establece un modelo primario, secundario y terciario, de acuerdo a la topología del sistema, protección integrados e individuales, una vez resuelto el modelo terciario se llega a resolver el modelo secundario y primario para el cálculo de la información de interrupciones que sufre el cliente.

El estudio de la confiabilidad se encuentra en estrecha relación con la calidad de servicio, así como también aspectos económicos, técnicos y legales, Chile fue el primer país en considerar el concepto de la desregulación [10] para crear una metodología que permita estimar la confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución tomando las modificaciones dadas para la solución de problemas de optimización de energía.

En el 2006 [11] propone una metodología utilizando la simulación de Monte Carlo secuencial para subestaciones eléctricas, la misma que permite evadir las limitaciones de la técnica de bloques de frecuencia y duración, para de esa manera llegar a una elevada relación entre el modelamiento y la realidad. Estos modelos son definidos mediante funciones de probabilidad para cada tiempo de cambio entre estados y estas funciones son resultado de un registro de operación de cada componente, siendo el modelo de dos estados el más aplicado por el déficit de información operativa, siendo una limitante para la construcción de modelos más detallados. Varios autores [12] consideran que para disminuir las pérdidas eléctricas técnicas y mejorar la confiabilidad del sistema es recomendable realizar una reconfiguración de los alimentadores primarios a través de tres métodos, entre ellos se encuentra la disminución de la tasa de fallas,

reducción el tiempo en el que es afectado y disminución del número de usuarios o clientes que son afectados, dicho esto, resulta más costoso realizar una reconfiguración debido a que sin varios equipos que se encuentran conectados a los alimentadores, y al ser una subestación eléctrica es importante considerar el mejoramiento de confiabilidad del sistema.

Dentro del análisis de confiabilidad en una subestación también se considera los arreglos complejos de interruptores y debido a ello se utilizan modelos que consideran el efecto de operación que tienen en una configuración en específico, en [13] menciona el proceso para el cálculo de la tasa de falla de los interruptores de potencia donde después se hace uso de un software para la generación de índices de confiabilidad.

Hoy en día las técnicas usadas para evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos se encuentran con grandes avances funcionando de manera conjunta con la probabilidad y métodos de optimización metaheurísticos, es decir algoritmos genéticos o redes neuronales [14], también se puede realizar flujos de potencia que son probabilísticos. El empleo de algoritmos genéticos para estudios de confiabilidad busca también minimizar funciones objetivo, siendo en el año 2015 en donde se propone el uso de internal loops para optimizar la confiabilidad en sistemas de distribución, para ello se requiere de costos extras, por ende se considerará el estudio de costo-beneficio [15].

En el mismo año se expone otro método para el análisis de confiabilidad en un subsistema de líneas de transmisión de acuerdo al comportamiento de la disponibilidad a partir del estudio de variables aleatorias tiempo dado en horas de operación hasta llegar a fallar junto al tiempo en ser reestablecido el servicio o en ser reparada la línea [16].

En el país hay estudios enfocados a la confiabilidad de la subestación Pascuales en el año 2011 mediante el análisis de árbol de fallas, donde primero se analiza los eventos de fallas que no son deseadas para todos los niveles de voltaje y por ende de la subestación eléctrica en estudio, este método toma de referencia el diagrama unifilar para visualizar de manera óptima los eventos de falla en los niveles de voltaje para cada equipo primario. En el mismo año la Empresa Eléctrica CentroSur estudia al alimentador representativo de la zona urbana y otro de la zona rural centrándose en el análisis de riesgo, confiabilidad, sensibilidad y análisis de causas y mediante la incorporación de redes inteligentes y la generación distribuida cerca de los puntos de carga en los sistemas de distribución las empresas eléctricas buscan mejorar el desempeño de la red, reduciendo el número de interrupciones y tiempo para ser restaurado el servicio,

convirtiéndose en un sistema eficiente, seguro y flexible para la toma de decisiones después de una contingencia, ante este hecho, la temática ha ido tomando gran importancia debido al ente regulador actual ARCONEL, cuyos seguimientos emitidos por parte de las empresas distribuidoras del país permiten la regulación de la calidad de servicio técnico [17]. Dentro el estudio de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica, se ha realizado investigaciones y documentos de tesis en la Empresa Eléctrica Quito [18]. Uno de ellos en el 2015 se evalúa el estado actual de la red y cómo la penetración de GD influye en los índices de confiabilidad, tomando en cuenta la generación distribuida en base a la metodología para sistemas de distribución con alternativa de alimentación y también sin alternativa de alimentación ante escenarios de falla y después de la falla.

De acuerdo a estos estudios de distintas fuentes de información se observa que fueron los correctos en su momento debido a limitaciones de datos y uso de regulaciones, pero actualmente se puede realizar un estudio más completo para beneficio de la EEQ y sus consumidores.

## **8.2. Sistema eléctrico.**

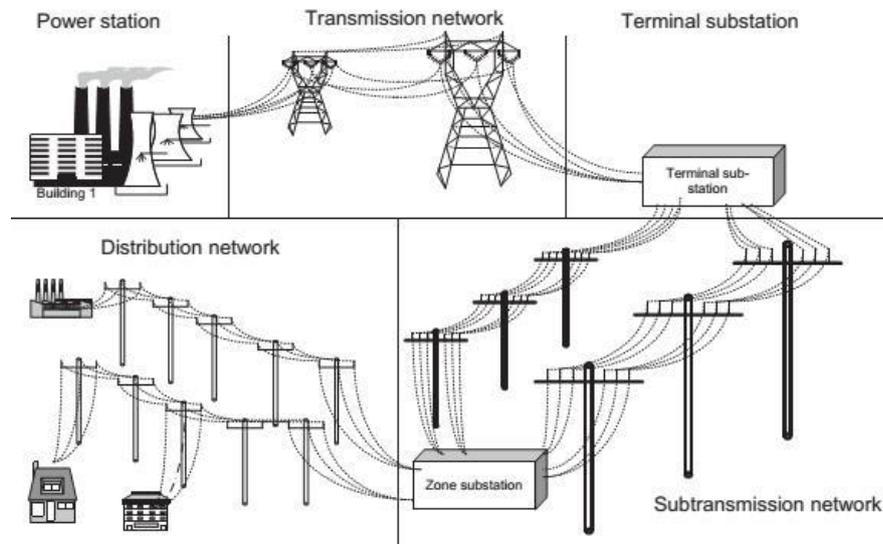
“Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, sistemas de transmisión y sistemas de distribución, que permiten realizar el proceso de transformación de la energía hasta llegar a la fase de consumo de energía eléctrica por el usuario final” [19]

### **8.2.1. Sistema de Distribución.**

Los sistemas eléctricos de distribución (SED's) forman parte fundamental del sistema de suministro energético debido a que su función es la garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de manera segura y confiable, conformado por “el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario” [20].

Los SED's parten desde las redes del sistema de Subtransmisión donde las subestaciones de distribución forman parte de él minimizando voltajes de Subtransmisión a voltajes maniobrados por el sistema de distribución primaria; centros de transformación, donde los transformadores reducen el medio voltaje a bajo voltaje y unidades de medición, representadas por medidores que calculan la energía consumida por el usuario.

En la figura 1., se indica la localización del sistema de distribución en un SEP.



**Figura 1.** Ubicación de un sistema de distribución dentro del Sistema Eléctrico de Potencia.

**Fuente:** [21]

Básicamente los elementos que conforman los SED's son: transformadores, alimentadores primarios y secundarios, capacitores, líneas y equipos de protección y estos pueden ser incrementados de acuerdo a las necesidades que presenten estos sistemas.

### 8.3. Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica pueden ser clasificados de acuerdo a las características que posee, las mismas que son detallados a continuación:

- Construcción: aérea o subterránea.
- Topología: radial, anillo y malla.
- Número de conductores: bifilar, trifilar, etc.
- Voltaje: distribución primaria y secundaria.
- Corriente: alterna y continua.
- Carga: residencial, comercial, industrial, alumbrado.

### 8.4. Topologías de los SED's.

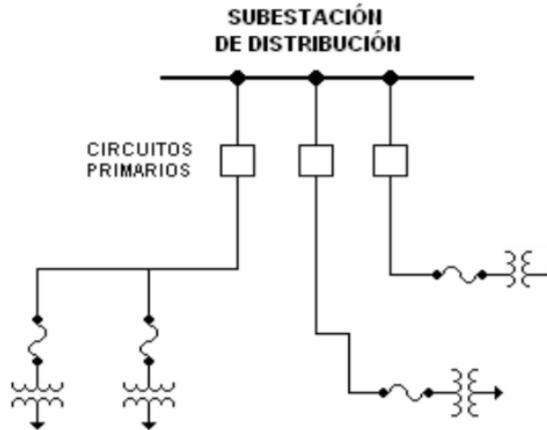
La topología de redes de distribución hace referencia a la forma o método de distribución de energía eléctrica desde la fuente de suministro hasta la carga por medio de los segmentos de los circuitos de distribución.

#### 8.4.1. Sistema tipo Radial.

Se considera la topología más simple, económica y de fácil operación debido a que su alimentación parte de una fuente ubicada en un extremo y su energía es proyectada de manera radial, es decir, en una sola dirección hasta el cliente, donde la calidad del producto y el grado

de confiabilidad son bajos ya que al presentarse una falla se corta el suministro eléctrico a una gran cantidad de usuarios, afectando directamente a la continuidad de servicio energético [22].

La figura 2., representa la topología radial del Sistema Eléctrico de Distribución.



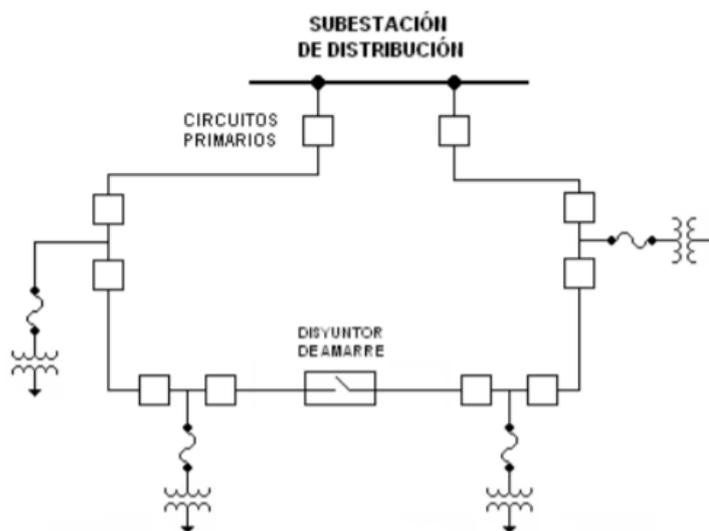
**Figura 2.** Sistema radial simple.

Fuente: [23]

#### 8.4.2. Sistema en Anillo.

En este caso, su alimentación es en los dos extremos, el alimentador sale de la subestación, recorre la zona de carga y retorna a su punto de salida formando un circuito cerrado (anillo), tiene la capacidad de apertura para aislar a la red ante interrupciones y poder realizar una transferencia de carga.

La figura 3., muestra una red en anillo.



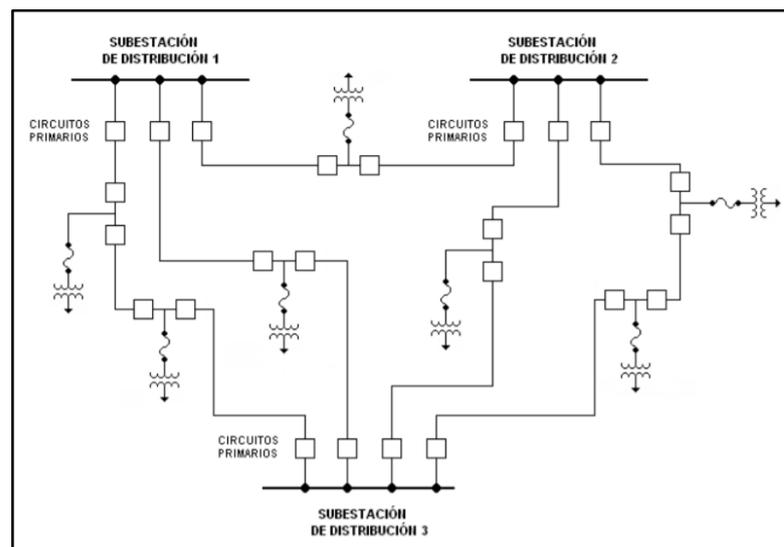
**Figura 3.** Topología Anillo o Bucle.

Fuente: [23]

### 8.4.3. Sistema Mallado.

Se encuentra incorporado por sistemas en anillo y líneas radiales, la corriente es bidireccional, presenta una mayor facilidad para su mantenimiento, ofrece una mejor confiabilidad con respecto a la continuidad de servicio de energía, su costo es elevado y la complejidad en la operación es mayor, este sistema tipo malla es utilizando en ciudades cuya densidad de carga es variada.

La figura 4., representa una red del tipo malla.



**Figura 4.** Sistema Primario con tres puntos de alimentación.

Fuente: [23]

### 8.4.4. Sistema Primario de Distribución.

El sistema primario está constituido por circuitos aéreos o subterráneos con sus respectivas protecciones, que conducen la energía desde la subestación de distribución hacia los grupos de transformadores en un área grande.

Un alimentador primario presenta dos componentes que son: Troncal Primario y Ramal.

Troncal Primario, es la cadena de nodos que permite el envío de energía desde la subestación de distribución eléctrica hacia los ramales cercanos, en condiciones normales o de emergencia, en este tramo existe una caída de voltaje mayor y presenta un mayor calibre del conductor.

Ramal, alimentado por medio del troncal con un calibre de conductor menor, en el cual se encuentran conectados los transformadores de distribución y servicios suministrados en medio voltaje [23].

#### **8.4.5. Sistema de Distribución Secundario.**

Constituida por primarios, restantes del sistema primario, distribuye la energía desde los transformadores hasta las acometidas de los consumidores finales con un nivel de voltaje normalmente bajo [24].

##### **8.4.5.1. Acometida secundaria.**

Se denomina acometida a la derivación que va desde la red eléctrica de distribución de la empresa distribuidora hacia la edificación que hará uso del servicio, esta acometida puede ser aérea o subterránea.

##### **8.4.5.2. Alumbrado Público.**

Es el servicio público encargado de brindar un grado adecuado de luminosidad en áreas de libre circulación como vías y parques públicos, los mismos que no están bajo la responsabilidad de alguna persona natural o jurídica.

##### **8.4.5.3. Equipos de medición.**

Tienen la función de registrar magnitudes eléctricas de acuerdo al tipo de acometida que se encuentre instalada, tales como: corriente, potencial, energía, etc.

#### **8.5. Regulación Vigente 005/18 contenida en la Calidad de Servicio Técnico.**

ARCONEL emite la regulación 004/01 en el año 2000 con el objetivo de establecer niveles de calidad y procesos de evaluación referente al servicio eléctrico en el área de distribución, para luego ser reformada en el año 2018, siendo ésta la regulación 005/18 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”.

##### **8.5.1. Calidad de Servicio Técnico.**

De acuerdo con criterios sobre calidad de servicio técnico mencionado en la regulación, las empresas de distribución deben brindar un suministro de energía confiable, seguro y de calidad mediante la integración de índices de confiabilidad, Tiempo medio de reparación y Tiempo medio para llegar a fallar (TTIK y FMIK), cada uno con sus respectivos límites y normas a cumplir, así como también sanciones hacia las distribuidoras del país que no efectúen con lo establecido.

##### **8.5.2. Interrupciones consideradas en los Sistemas de Distribución.**

De acuerdo con [25], la discontinuidad en el servicio energético asociada a la expansión de los SED's, ha sido una temática de gran interés para los agentes del sector eléctrico debido al bajo grado de confiabilidad que ocasiona en las áreas de planificación, operación, mantenimiento y distribución, por consiguiente sanciones económicas hacia las empresas por el corte de servicio

eléctrico a los abonados, este hecho suscita a realizar estudios sobre costos por interrupción en el suministro energético e inversión para la mejora de la calidad del servicio.

### 8.5.3. Identificación de interrupciones.

Se considera una interrupción al no abastecimiento de suministro de energía eléctrica provocado por algún evento inesperado que causa la salida de servicio de uno o varios componentes del sistema, dependiendo de su configuración [26], para medir la calidad de servicio técnico las empresas distribuidoras recurren al uso de índices globales, los mismos que deben contener la siguiente información:

- Fecha, hora de inicio y finalización de la interrupción.
- Duración, causa y origen de la interrupción.
- Potencia nominal en kVA desconectado por la interrupción.
- Numero e identificación de consumidores afectados por la interrupción.
- Equipos operados a causa de la interrupción.

### 8.5.4. Clasificación de interrupciones.

De acuerdo a lo emitido en la Regulación Vigente 005/18, las interrupciones son clasificadas en tres grupos que se detalla a continuación:

**Tabla 2.** Registro y clasificación de las interrupciones.

<b>Duración</b>	<b>Origen</b>	<b>Causa</b>
<i>Breves:</i> de duración $\leq 3$ minutos.	<i>Internas:</i> originadas en el sistema de distribución y la responsabilidad es de la empresa distribuidora.	<i>Programadas:</i> ampliaciones mantenimiento, maniobras, mejoras.
<i>Largas:</i> de duración $> 3$ minutos.	<i>Externas:</i> originadas por un generador, transmisor, suspensiones generales del servicio, por otra distribuidora o consumidor.	<i>No programadas:</i> climáticas, ambientales, fallas en la red eléctricas, terceros.

Fuente: [26].

### 8.5.5. Causas de las interrupciones.

De acuerdo con la Comisión de Integración Energética Latinoamericana (CIER) las causas de fallas más usuales en el Sistema de Distribución se indican a continuación:

- Fabricación: Falla de materiales, diseño del fabricante, falla de montaje en la fábrica.
- Propias de la red: sobrecarga, diseño inadecuado, problemas en trabajos con líneas vivas.

- Otros sistemas: Falla en el sistema de alimentación externa a la empresa, otra distribuidora, transmisor, generador.
- Medio ambiente: Descargas atmosféricas, lluvia, nieve hielo, calor solar, neblina.
- Animales: Pájaros, insectos, otros animales.
- Terceros: Daño o interferencia intencional o voluntaria, Falla de los equipos de los consumidores, error de la operación en equipos, choque de vehículos, entre otras.
- Otras causas: No clasificadas, no determinadas (causa desconocida) [27].

En el anexo 2, según la CIER se detalla las causas de interrupciones.

#### **8.5.6. Interrupciones consideradas.**

En el cálculo de índices mencionados en el apartado 8.5.1., se emplea aquellas interrupciones que duren más de 3 minutos, incorporando las interrupciones de acuerdo a su origen y causa, (internas, externas), (programadas y no programadas).

En el cálculo de los índices son excluidas las causadas por fallas en las instalaciones de los consumidores que no afecten a otros, desconexiones por un bajo nivel de frecuencia de acuerdo con lo emitido por el CENACE, suspensiones de manera general que no sean producto por la operación de la empresa distribuidora, por fuerza mayor o caso fortuito, las mismas que deben ser registradas y notificadas al ARCONEL [26].

#### **8.5.7. Identificación del tipo de alimentador.**

Para su determinación, se realiza conforme a lo siguiente:

$$TA = \frac{kVA \text{ inst } Aj}{km \text{ } Aj} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

- $TA$ : Es el tipo de alimentador y es expresado en kVA/km.
- $kVA \text{ inst } Aj$ : Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador “Aj”, expresado en kVA.
- $km \text{ } Aj$ : Sumatoria de la longitud (monofásica, bifásica y trifásica) del alimentador “Aj”, expresado en km.

De acuerdo a la tabla 3, presenta la siguiente clasificación, la misma que debe ser actualizada cada año:

**Tabla 3.** Clasificación de los primarios,

Tipo de alimentador	Valor
Baja densidad	TA < 50
Alta densidad	TA ≥ 50

Fuente: [26].

**8.5.8. Indicadores Globales.**

En primer lugar, se considera las interrupciones ocurridas en el alimentador de medio voltaje y bornes de los transformadores de distribución, en caso de transformadores trifásicos que no queden fuera de servicio en su totalidad, ese valor de KVA se considera de la siguiente manera:

- Producto de fallas monofásicas: El valor trifásico dividido para 3.
- Producto de fallas bifásicas: El valor trifásico multiplicado por 2/3.

Para el cálculo de los indicadores se considera:

- Frecuencia media de interrupción (FMIK)
- Tiempo total de interrupción (TTIK)

Frecuencia media de interrupción: Mediante el promedio de interrupciones que ha sufrido cada kVA nominal instalado durante un periodo mensual o anual y se calcula mediante la siguiente expresión matemática:

$$FMIK_{Aj} = \frac{kVA_{fsi\ Aj}}{kVA_{inst\ Aj}} \quad Ec. (2)$$

Donde:

- $FMIK_{Aj}$ : expresado en fallas por kVA.
- $kVA_{fsi\ Aj}$ : Cantidad de kVA nominales que están fuera de servicio en cada interrupción “i” en el alimentador “Aj”.
- $kVA_{inst\ Aj}$ : Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador “Aj”.

Tiempo total de interrupción: Representa la cantidad de tiempo promedio en horas, en que cada kVA nominal instalado no estuvo en operación durante un tiempo de control ya sea mensual o anual, se calcula de la siguiente manera:

$$TTIK_{Aj} = \frac{(kVA_{fsi\ Aj}) * (T_{fsi\ Aj})}{kVA_{inst\ Aj}} \quad Ec. (3)$$

Donde:

- $TTIK_{Aj}$ : expresado en horas por kVA.

- $kVA_{fsi Aj}$ : Cantidad de kVA nominales que están fuera de servicio en cada interrupción “i” en el alimentador “Aj”.
- $T_{fsi Aj}$ : Tiempo fuera de servicio de acuerdo a la interrupción “i” en el alimentador “Aj”.
- $kVA_{inst Aj}$ : Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador “Aj”.

### 8.5.9. Límites para la calidad de servicio técnico.

En un periodo de 12 meses continuos, iniciando en enero y finalizando en diciembre, los valores máximos establecidos para los índices mencionados en el apartado 8.5.8., son los siguientes:

**Tabla 4.** Valores máximos admisibles para los índices globales.

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

Fuente: [26].

Para el control y cumplimiento de los indicadores globales será por medio del ADMS, que es el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución. ARCONEL notifica a las empresas distribuidoras los índices calculados en el último día laborable del mes subsiguiente al año de evaluación como máximo, caso contrario se aplican sanciones de acuerdo a la normativa que se encuentre vigente.

### 8.5.10. Energía no suministrada (ENS).

La energía no suministrada representa la cantidad de energía en kWh que las distribuidoras pierden en un año durante el proceso de comercialización debido a fallas que se presentan en el sistema y es medido en kWh/año [28].

En base a los límites establecidos en la Regulación 005/18 para la calidad de servicio técnico en los primarios, se puede calcular la ENS bajo ciertas condiciones por medio de las siguientes fórmulas:

- Si:  $FMIK > Lim FMIK$  y  $TTIK < Lim TTIK$
- Si:  $FMIK > Lim FMIK$  y  $TTIK > Lim TTIK$ ; y si  $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{Lim TTIK}{Lim FMIK}$

Entonces:

$$ENS = (FMIK - Lim FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ec. (4)}$$

- Si:  $FMIK < Lim FMIK$  y  $TTIK > Lim TTIK$

- Si:  $FMIK > Lim FMIK$  y  $TTIK > Lim TTIK$ ; y si  $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{Lim TTIK}{Lim FMIK}$

Entonces:

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

*ENS*: Energía no suministrada en kWh.

*FMIK*: Frecuencia media de interrupción en kVA.

*Lim FMIK*: Limite admisible de FMIK.

*TTIK*: Tiempo total de interrupción en kVA.

*Lim TTIK*: Limite admisible de TTIK.

*ETF*: Energía total facturada a los clientes de bajo voltaje que están conectados al alimentador primario de análisis en kWh, durante un periodo determinado.

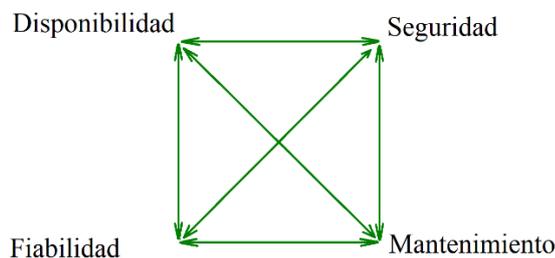
*THPA*: Es el tiempo medido en horas durante el análisis.

### 8.6. Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Distribución.

La confiabilidad es definida como la probabilidad de que un equipo o sistema funcione de manera correcta durante un tiempo determinado, cumpliendo condiciones de operación, ambientales y de entorno para disminuir el número de interrupciones, garantizando un óptimo rendimiento del sistema [29].

Para establecer el nivel adecuado de confiabilidad se considera la criticidad de las cargas del sistema bajo estudios que consideren las necesidades del proceso en base a la disponibilidad, fiabilidad y mantenimiento.

En la figura 5., muestra los componentes para el correcto funcionamiento de un sistema.



**Figura 5.** Componentes en un sistema para garantizar su funcionamiento.

**Fuente:** [30].

Considerando la sensibilidad ante el corte de suministro eléctrico, las cargas del sistema, de acuerdo a la tabla 5 se clasifican en:

**Tabla 5.** Clasificación de las cargas de acuerdo a su sensibilidad ante fallas.

<b>Clasificación</b>	<b>Denominación</b>
Prioritarias	Cargas con parada de varios minutos.
No prioritarias	Cargas con paradas $\geq 1$ hora.
Esenciales	Cargas que deben ser alimentadas de nuevo en segundos.
Vitales	Cargas sin ninguna interrupción.

Fuente: [30].

### 8.6.1. Índices de confiabilidad.

Los índices de confiabilidad evalúan de manera predictiva la confiabilidad en las redes de distribución eléctrica en función del número de interrupciones, reparaciones y el tiempo para ser restaurado el servicio, el principal objetivo de establecer estos índices es la representación cuantitativa de la calidad del servicio técnico que ofrecen las empresas distribuidoras a todos los usuarios del sistema.

### 8.6.2. Índices básicos de la confiabilidad.

Por lo tanto, a partir con lo establecido en la sección 8.6., se definen los siguientes índices de confiabilidad asociados al punto de carga.

#### 8.6.2.1. Índices del punto de carga.

Los índices que forman parte de este grupo permiten estudiar el rendimiento del sistema, pasado y futuro.

##### 8.6.2.1.1. Tasa de falla ( $\lambda$ ).

Se define como el número de veces que un equipo está sujeto a una falla, el cliente es privado del suministro de electricidad en un periodo generalmente de un año y presenta una elevada disponibilidad.

$$\lambda = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{numero de equipos expuestos a fallas} \cdot \text{tiempo (años)}} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

- La ( $\lambda$ ) se expresa en  $\left[ \frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ .

##### 8.6.2.1.2. Tiempo de reparación ( $r$ ).

Conocido también como el Tiempo medio de reparación (MTTR), representa el tiempo que demora la empresa distribuidora en reparar el servicio eléctrico y reestablecer la operación del

sistema por completo y es expresado en horas, comprende también la ubicación de la falla, su eliminación y retorno a condiciones normales de funcionamiento [17].

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda r_i}{\lambda_i} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

- $\lambda_i$ : Número de interrupciones del equipo.
- $r_i$ : Tiempo de reparación del equipo expresado en horas.

Bajo este análisis se obtiene la tasa de reparación ( $\mu$ ), siendo el inverso del tiempo de reparación.

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{\text{Número de reparaciones en un tiempo determinado}}{\text{Tiempo total de la reparación} * \text{Periodo de análisis}} \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

- La ( $\mu$ ) se expresa en  $\left[ \frac{\text{reparacion}}{\text{hora}} \right]$ .

#### 8.6.2.1.3. Tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada (U).

Es el promedio total de horas durante un año, donde el equipo del sistema de distribución queda sin servicio de energía eléctrica, matemáticamente el tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada se expresa de la siguiente manera:

$$U = \lambda * r \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde:

- $\lambda$ : Tasa de fallas, expresado en  $\left[ \frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ .
- $r$ : Tiempo medio de reparación, expresado en  $\left[ \frac{\text{horas}}{\text{reparación}} \right]$ .

También puede ser definida como la fracción de tiempo que el componente permaneció en estado de falla.

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde:

- $\lambda$ : Tasa de fallas, expresado en  $\left[ \frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ .
- $\mu$ : Tiempo inverso de reparación, expresado en  $\left[ \frac{\text{reparacion}}{\text{hora}} \right]$ .

#### 8.6.2.1.4. Frecuencia de interrupción.

$$FI = \frac{NI * 8760}{HPA} \quad \text{Ec. (11)}$$

Donde:

- $NI$ : Número de interrupciones.

#### 8.6.2.1.5. Duración anual de interrupciones.

$$DAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} Tl_i}{HPA} * 8760 \quad \text{Ec. (12)}$$

- Donde:

$Tl_i$ : Tiempo, duración en horas.

#### 8.6.2.1.6. Duración media por interrupción

$$DMI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (Tl)_i}{NI} \quad \text{Ec. (13)}$$

- Donde:

$Tl_i$ : Tiempo, duración en horas.

$NI$ : Número de interrupciones.

#### 8.6.2.1.7. Carga anual interrumpida.

$$CAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (PIN)_i}{HPA} * 8760 \quad \text{Ec. (14)}$$

- Donde:

$PIN$ : Potencia interrumpida (kW).

#### 8.6.2.1.8. Energía anual interrumpida.

$$EAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (PIN)_i * Tl_i}{HPA} * 8760 \quad \text{Ec. (15)}$$

- Donde:

$Tl_i$ : Tiempo, duración en horas.

#### 8.6.2.1.9. Severidad de la interrupción.

$$SEI = \frac{EAI(Mw-min)}{Dmax} \quad \text{Ec. (16)}$$

- Donde:

$EAI$ : Energía anual interrumpida.

## 8.7. Métodos para evaluar la confiabilidad.

Para evaluar la confiabilidad de los Primarios de la subestación. se ha considerado dos métodos, el modelo determinístico de reducción de redes y otro estocástico, denominado Método de Monte Carlo con el fin de realizar una comparación de resultados obtenidos con el método determinístico y poder ser validados.

### 8.7.1. Método Determinístico.

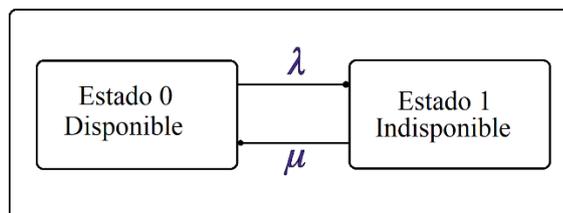
Conocido como un modelo matemático donde los valores de entrada son conocidos y los valores de salida son conocidos de manera implícita, sin considerar la existencia del azar ni el principio de incertidumbre [31].

Para realizar la evaluación de un sistema determinado se examina un numero de situaciones con ciertas restricciones como las condiciones de la carga y salidas de los equipos, los mismos que son elegidos por el planificador y el trabajo del operador, tomando en cuenta la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad que presenta cada componente del sistema.

### 8.7.2. Método de reducción de redes.

Al no contar con una información detallada sobre la operación de cada primario que comprende la subestación Cristianía, se ha elegido el método de reducción de redes ya que presenta la ventaja de evaluar únicamente dos estados, es decir, el de operación y falla como se indica en la figura 6.

**Figura 6.** Estados para elementos de los SED's.



**Fuente:** [32].

En la secuencia positiva de cada componente bajo análisis, existen tres tiempos, (MTTF “medium time to failure”) que es el tiempo medio de falla, (MTTR “medium time to repair”) definido como el tiempo medio de reparación y el último tiempo es la sumatoria de los dos tiempos, (MTTF y MTTR) denominado como tiempo medio entre fallas (MTBF “medium time between failure”), matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{Ec. (17)}$$

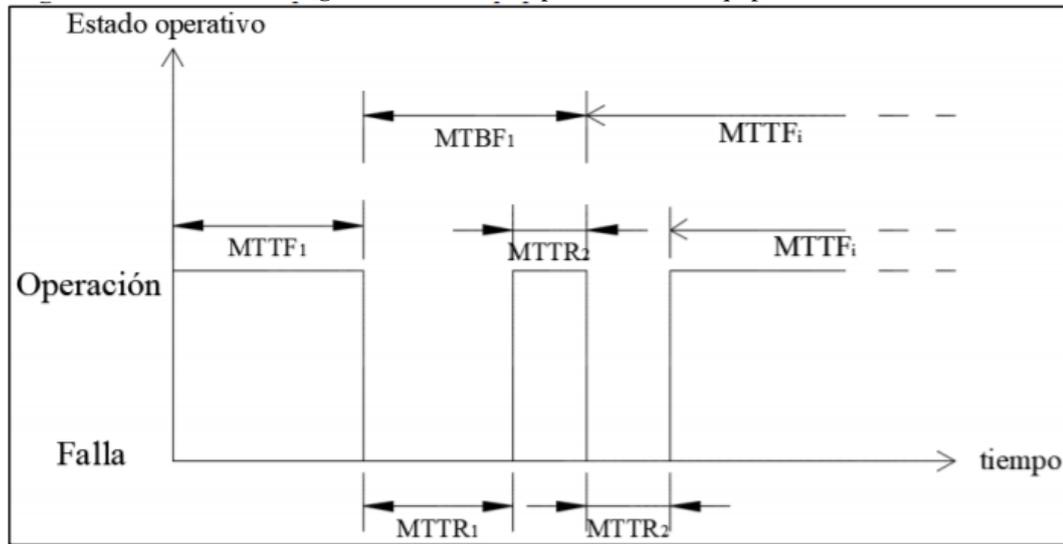
$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad \text{Ec. (18)}$$

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad \text{Ec. (19)}$$

Donde:

- MTTF: “medium time to failure” tiempo medio de falla (h).
- MTTR: “medium time to repair” tiempo medio de reparaciones (h).
- MTBF: “medium time between failure” tiempo medio entre fallas (h).

**Figura 7.** Estados de operación de un equipo.



**Fuente:** [32].

En la figura 7., se muestra el comportamiento que posee un equipo en los estados señalados anteriormente, generalmente un equipo inicia un estado de operación (1), es decir que se encuentra en funcionamiento, después de eventos repentinos sucede una falla y el estado cambia a (0), en función de dichos índices se puede calcular la disponibilidad (A) y la indisponibilidad (U) forzada del sistema considerando las expresiones Ec. (20) y Ec. (21).

$$A = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} \quad \text{Ec. (20)}$$

$$U = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} \quad \text{Ec. (21)}$$

Luego de ser obtenidos esos índices de confiabilidad se procede a seguir calculando los demás índices especificados en el apartado 8.6.2.1.

### 8.7.3. Método de Monte Carlo.

El método de Monte Carlo es una técnica de simulación iterativa que predice la evolución de una variable y permite la evaluación de la confiabilidad de un componente o sistema durante un periodo de tiempo de interés mediante la generación de situaciones aleatorias bajo el enfoque que se maneje, es decir, secuencial y no secuencial.

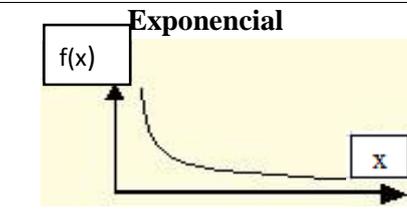
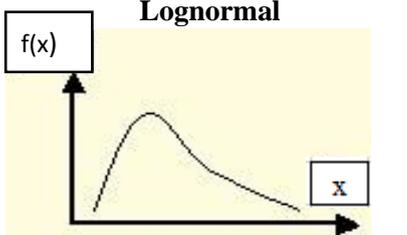
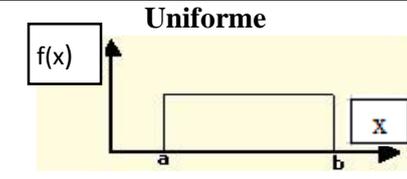
### Modelamiento de componentes.

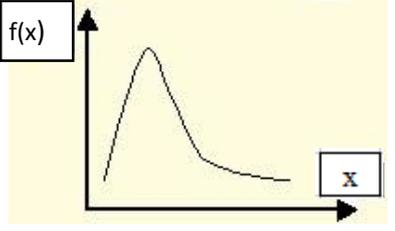
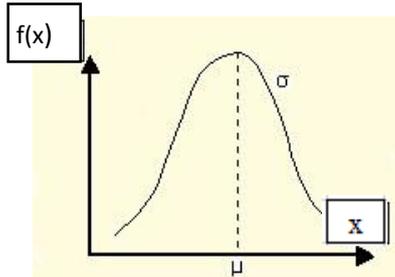
Cada uno de los componentes presenta dos estados como se muestra en la figura 8., dicho comportamiento esta descrito por la función de densidad de probabilidad para los tiempos de falla y reparación con sus respectivas funciones de distribución de probabilidad.

Para determinar las funciones antes mencionadas, se procede a realizar lo siguiente:

- 1) Adquirir estadísticas de fallas y reparaciones de acuerdo a su clasificación para cada Primario.
- 2) Mediante un histograma, representar el tiempo de falla y reparación.
- 3) Realizar una comparación de la gráfica obtenida en el paso 2 con las curvas de las funciones matemáticas señaladas en la tabla 6., para determinar cuál se ajusta a los requerimientos.
- 4) Establecer los parámetros de la función matemática de la que se haya elegido.

**Tabla 6.** Distribuciones de probabilidad aplicados en estudios estadísticos.

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

<p style="text-align: center;"><b>Weibull</b></p> 	<p style="text-align: center;"><math>\alpha</math> <math>\beta</math></p>	<p style="text-align: center;"><math>1 - e^{-(X/\beta)^\alpha}</math></p>	<p style="text-align: center;"><math>M = \alpha \beta^\alpha - X^{\alpha-1}</math> <math>T = e^{-\left(\frac{X}{\beta}\right)^\alpha}</math> <math>MT</math></p>
<p style="text-align: center;"><b>Gausiana</b></p> 	<p style="text-align: center;"><math>\mu</math> <math>\sigma</math></p>		<p style="text-align: center;"><math>M = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}}</math> <math>T = \frac{-(X - \mu)^2}{2\sigma^2}</math> <math>Me^T</math></p>

Fuente: [33].

En estudios de confiabilidad, la función exponencial es la que mejor se adapta, asumiendo que la función de probabilidad acumulada de un componente está comprendida por una tasa de falla constante, entonces, la función densidad de distribución de probabilidad en función de una variable aleatoria t (tiempo) se define como:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda t} \tag{Ec. (22)}$$

La función de distribución de probabilidad acumulada de fallas es:

$$U = F(t) = 1 - \lambda e^{-\lambda t} \tag{Ec. (23)}$$

Como se ha mencionado U es la indisponibilidad forzada del componente o elemento y en este caso puede ser generada como una variable aleatoria, despejando la variable tiempo para ser analizada mediante este método.

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \tag{Ec. (24)}$$

Al ser (U) una variable aleatoria distribuida uniformemente en el intervalo [0, 1], se deduce que el argumento del logaritmo natural puede ser simplificado ya que será distribuido de la misma forma que U, donde se determina que:

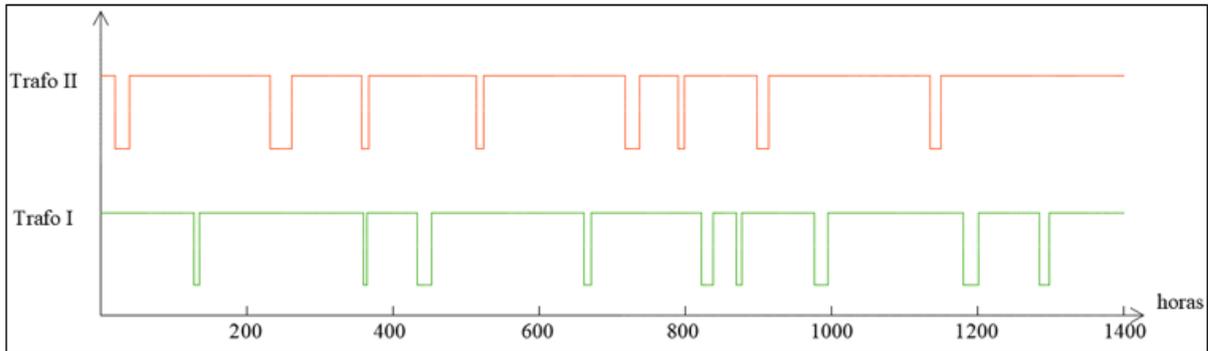
$$tf = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \tag{Ec. (25)}$$

$$to = -\frac{1}{u} \ln(A) \tag{Ec. (26)}$$

Siendo  $tf$  el tiempo de falla y  $to$  el tiempo de operación, es decir MTTF y MMTR están exponencialmente distribuidos.

Monte Carlo simula cada hora correspondiente del año para el periodo de análisis ya que el estado actual depende de los anteriores, a manera de ejemplo la figura 8., muestra los estados de operación de dos elementos basados en distribuciones de probabilidad.

**Figura 8.** Estados de operación mediante la simulación de Monte Carlo.



**Fuente:** [34].

Mediante un vector, denominado como vector de operación, los tiempos son organizados de la siguiente forma, inicia la simulación y el tiempo de falla es generado, por ejemplo 3 horas, luego el tiempo de operación 10 horas son ordenados de manera secuencial para cada iteración, después son sumados, con el objetivo de establecer un valor limite a las iteraciones y sumar a dichos valores hasta llegar al periodo de análisis.

**Tabla 7.** Creación del vector de operación.

Denominación	horas	Operación (h)
<b>tf</b>	3	3
<b>to</b>	10	13
<b>tf</b>	4	17
<b>to</b>	30	47
<b>tf</b>	1	48
<b>to</b>	24	72
<b>tf</b>	2	74
<b>to</b>	35	109
.....	.....	.....
<b>ti</b>	i	43800

**Fuente:** Los autores.

**Convergencia.**

El método de Monte Carlo al ser aplicado, genera valores proporcionales al número de muestras utilizadas para un determinado experimento, es decir, se requiere de un análisis estadístico de

los estados simulados y los resultados obtenidos sean cercanos a la realidad para ser usado por el investigador.

Con la media aritmética para  $n$  valores se analiza en qué valores de resultados converge el algoritmo.

$$E(X) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad \text{Ec. (27)}$$

Donde:

- $E(X)$ : Media aritmética de la iteración  $i$
- $n$  : muestra  $i$
- $X_i$ : Suma de los resultados hasta la iteración  $i$

Una de las maneras de verificar la convergencia del método de Monte Carlo es obtener resultados aproximados a los de una muestra de valores idénticos e independientemente distribuidos, cabe destacar que, mientras más muestras y simulaciones, el resultado tendrá más precisión y su nivel de confianza será mayor.

Mediante la distribución normal, el número de iteraciones en función al nivel de confianza ( $\gamma$ ) puede ser aproximado una vez se haya determinado un valor de  $z$  que esté relacionado con  $\sigma$  y  $e_{max}$  dada por el valor absoluto de la diferencia entre el promedio de los resultados de la simulación  $\hat{p}_i$  y una simulación específica  $p_i$  [35], expresado en la ecuación

$$Pr(F < z\sigma) = \gamma \quad \text{Ec. (28)}$$

La ecuación 28 puede ser expresada mediante la ecuación 29, despejando  $N$  se obtiene la ecuación 30, que es la variable que permite encontrar el número de muestras o iteraciones para un determinado nivel de confianza.

$$e_{max} = z\sigma = z \sqrt{\frac{p_i(1-p_i)}{N}} \quad \text{Ec. (29)}$$

$$N = \frac{p_i(1-p_i)}{e_{max}^2} \left[ z \left( 1 + \frac{\gamma}{2} \right) \right]^2 \quad \text{Ec. (30)}$$

Donde:

- $N$ : Número de muestras.
- $\gamma$ : Nivel de confianza.
- $p$ : Probabilidad de un estado de operación (elementos analizados).
- $F$ : Porcentaje de desviación.
- $z$ : Variable definida para una distribución normal dado por  $Pr(F < z\sigma) = \gamma$ .

Una vez establecido el tamaño de la muestra se calcula el error  $e_{max}$  mediante la ecuación 25.

### 8.7.1. Generación de números aleatorios.

En toda técnica de simulación la generación de números aleatorios es de gran importancia. El número aleatorio es una variable con valores que se encuentran distribuidos de manera uniforme dentro del intervalo (0,1), es decir, para cada número tiene la misma probabilidad de tomar cualquier valor entre 0 y 1 [36].

Las creaciones de los números aleatorios bajo reglas matemáticas son desarrolladas con la tecnología computacional, por lo tanto, al ser generados mediante métodos matemáticos son denominados como números pseudoaleatorios.

Existen ciertas características que deben cumplir la variable aleatoria para la aprobación de su aleatoriedad, las mismas que son detalladas a continuación:

- Distribución uniforme (0,1).
- Reproducibilidad para repetir la secuencia.
- Entre números debe existir una semejanza mínima.

#### 8.7.3.1. Métodos de generación de números aleatorios.

Existen varias técnicas y aplicaciones para la generación de números aleatorios distribuidos de manera uniforme, los principales procedimientos utilizados para ese fin son los siguientes:

- Composición.
- Aceptación-Rechazo.
- Transformación inversa.

El método de la transformación inversa es considerado el más eficiente debido a que es aplicado en la distribución exponencial y en técnicas de simulación.

##### 8.7.3.1.1. Método de Transformación inversa.

El método de transformación inversa se encuentra bajo la siguiente preposición:

*“Si una variable aleatoria  $U$  sigue una distribución uniforme en el intervalo entre [0,1], la variable aleatoria  $X = F^{-1}(U)$  tiene una función de distribución de probabilidad acumulativa continua  $F(x)$ ”* [36].

A continuación, es descrita la preposición de la siguiente forma:

$$X = F^{-1}(U) \quad \text{Ec. (31)}$$

$$P(X \leq x) = P(F^{-1}(U) \leq x) \quad \text{Ec. (32)}$$

Si  $F(x)$  es una función de distribución acumulativa,  $F(x)$  es una función uniforme creciente, esto conlleva a:

$$P(F^{-1}(U) \leq x) = P(U \leq F(x)) \quad \text{Ec. (33)}$$

Como  $U$  es una variable aleatoria distribuida de manera uniforme, se tiene:

$$P(X \leq x) = F(x) \quad \text{Ec. (34)}$$

Esto indica que la función  $F(x)$  es la función distributiva acumulada de  $X$  obtenido mediante  $X = F^{-1}(U)$ , en caso de ser una distribución discreta esta proposición puede ser generalizada, teniendo la función inversa de  $F(x)$  dentro del intervalo  $[0,1]$  es definido como:

$$X = F^{-1}(U) \quad [0 \leq U \leq 1] \quad \text{Ec. (35)}$$

## 9. HIPÓTESIS.

¿Se puede determinar la confiabilidad del Sistema Primario de Distribución de la subestación Cristianía de la Empresa Eléctrica Quito mediante una simulación del Método de Monte Carlo?

## 10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL.

### 10.1. Métodos de investigación.

#### 10.1.1. Método documental.

Método que permite la compilación de información bajo el enfoque de índices de confiabilidad en Sistemas de Distribución, procedimientos y técnica de simulación contenida en la probabilidad de fallos aleatorios que se originan en las redes eléctricas de distribución, con el objetivo de establecer criterios y conceptos utilizados para la evaluación del rendimiento en los sistemas eléctricos de distribución.

#### 10.1.2. Método histórico comparativo.

Este método permite evaluar el estado actual y el grado de confiabilidad del Sistema Primario de la subestación con relación a la tasa de falla y tasa de reparación que se registran durante el periodo de estudio junio 2014 a junio 2020, para luego realizar una comparación entre los índices globales de confiabilidad obtenidos con los indicadores globales FMIK y TTIK.

#### 10.1.3. Método analítico – sintético.

Método por medio del cual facilita la organización y clasificación información con respecto a registros en el Sistema Primario de la subestación Cristianía perteneciente a la E.E.Q.S, contenido entre los índices de confiabilidad globales, los mismos que son usados para la simulación de probabilidad de falla mediante el método de Monte Carlo.

## **10.2 Técnicas de investigación.**

### **10.2.1. Análisis de contenido cualitativo - cuantitativo.**

Técnica que permite realizar un análisis del estado del arte de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución partiendo desde el origen de la probabilidad de falla hasta sus estudios actuales de la obtención de índices de confiabilidad que establecen el rendimiento de los sistemas.

### **10.2.2. Adquisición de datos.**

Esta técnica es ventajosa para la obtención de índices actuales de confiabilidad en el punto de carga en cada Primario mediante una base de datos históricos que proporciona la E.E.Q.

### **10.2.3. Simulación.**

Técnica con la cual se puede simular una gran cantidad de situaciones, generadas de forma aleatoria, donde los índices de confiabilidad corresponden a valores de los momentos pertenecientes a las distribuciones de probabilidad mediante el Método de Monte Carlo.

Ya definido las ecuaciones para la simulación mediante el método de Monte Carlo, bajo el enfoque de tasa de falla y de reparación de cada Primario, se da a conocer los pasos para la simulación. El diagrama de flujo que se muestra en el anexo 4., muestra el funcionamiento del código de Matlab y en el anexo 5., se resume el código usado para la ejecución de la simulación de Monte Carlo.

## **11. ANÁLISIS Y RESULTADOS.**

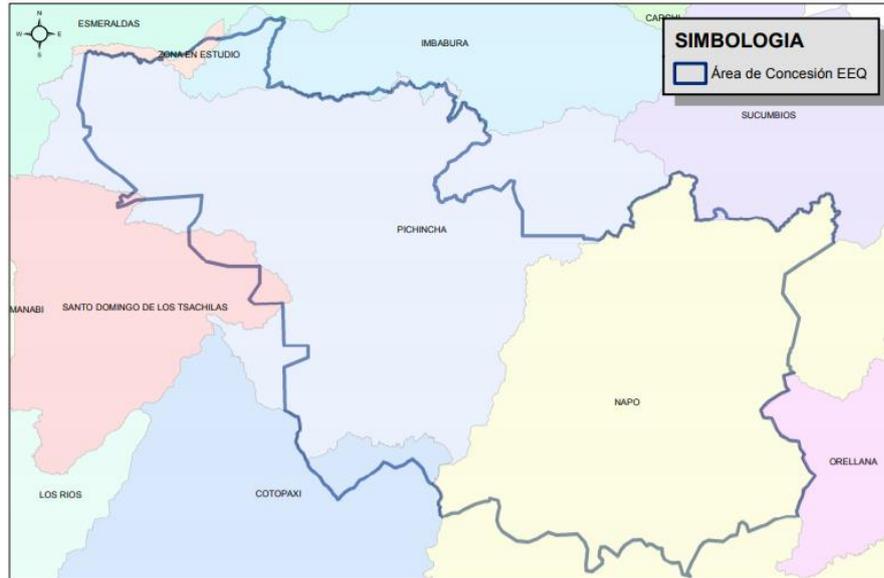
En este apartado, en primer lugar, se identifica el número de elementos distribuidos en la red, características principales de los Primarios de la subestación Cristianía, causas de fallas, frecuencia y duración de las mismas durante el periodo analizado. A partir de dicho levantamiento de información se obtiene los índices globales (FMIK y TTIK) considerando la Regulación 005/18 para conocer el estado actual y grado de confiabilidad de los Primarios.

Luego se simula mediante Monte Carlo para obtener la disponibilidad e indisponibilidad forzada de los primarios, seguidamente se determina los índices de confiabilidad orientados al punto de carga de la barra de 22,8 kV estableciendo así, cuál de ellos presenta mayor probabilidad de falla.

### **11.1. Área de servicio de la Empresa Eléctrica Quito.**

La EEQ, es una de las grandes empresas distribuidoras del país, fundada en 1955, encargada de la generación, distribución y comercialización de energía en su área de concesión.

Ver figura 9.



**Figura 9.** Área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

Los sectores a los que abastece la Empresa Eléctrica Quito, cubre una área de  $15.155,49 \text{ km}^2$ , los mismos que se detallan a continuación:

- Provincia de Pichincha: Quito, Mejía, Rumiñahui, Cayambe, San Miguel de los Bancos, Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado.
- Provincia de Napo: Quijos, Chaco

El sistema eléctrico de distribución de la EEQ, está conformado por redes cuyos niveles de voltajes son de 6.3kV, 13.8kV, 22.8kV. La zona noroccidente posee un voltaje de 13,2kV, la zona centro de Quito tiene un voltaje de 6,3kV y el resto del área de servicio que cubre la empresa tiene un nivel de voltaje de 22,8kV.

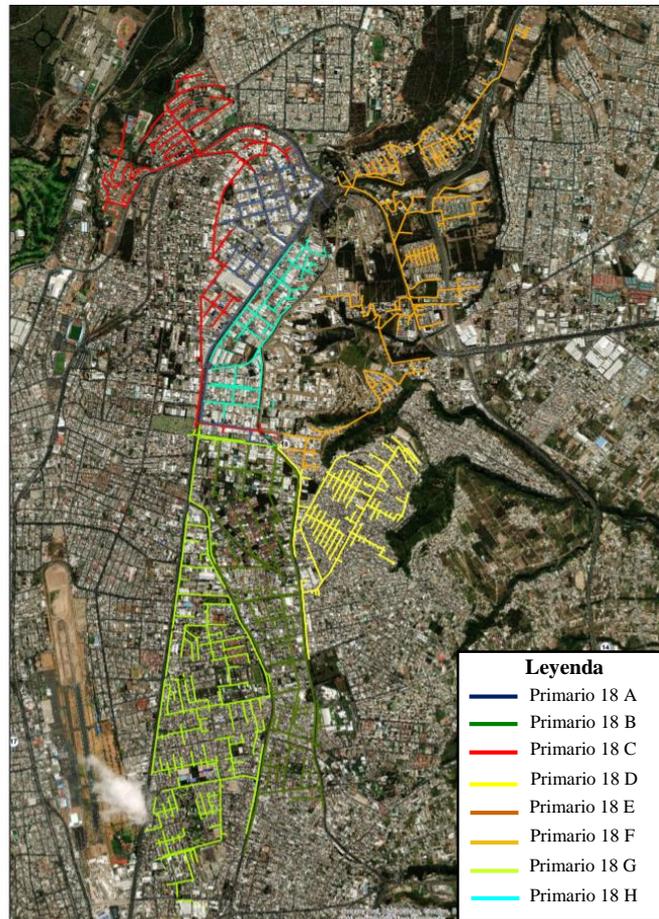
### **11.2. Sistema de Distribución.**

Hoy en día la EEQ, está compuesta por 69 subestaciones de distribución dentro de su área de servicio, las cuales 64 subestación están ubicadas en la Provincia de Pichincha, bajo la división geográfica indicada en la figura 10., las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo a las zonas de ubicación.

De acuerdo con el Plan de Extensión 2016-2025 de la EEQ, señala que posee un sistema de Subtransmisión de 138kV en el área urbana del Cantón Quito, y un voltaje de 46kV en el área rural y periférica. Para la red de medio voltaje con niveles de 22,8kV y en áreas vecinas con voltajes de 6,3kV y 13,8kV.

### 11.3. Sistema Primario de Distribución de la subestación Cristianía.

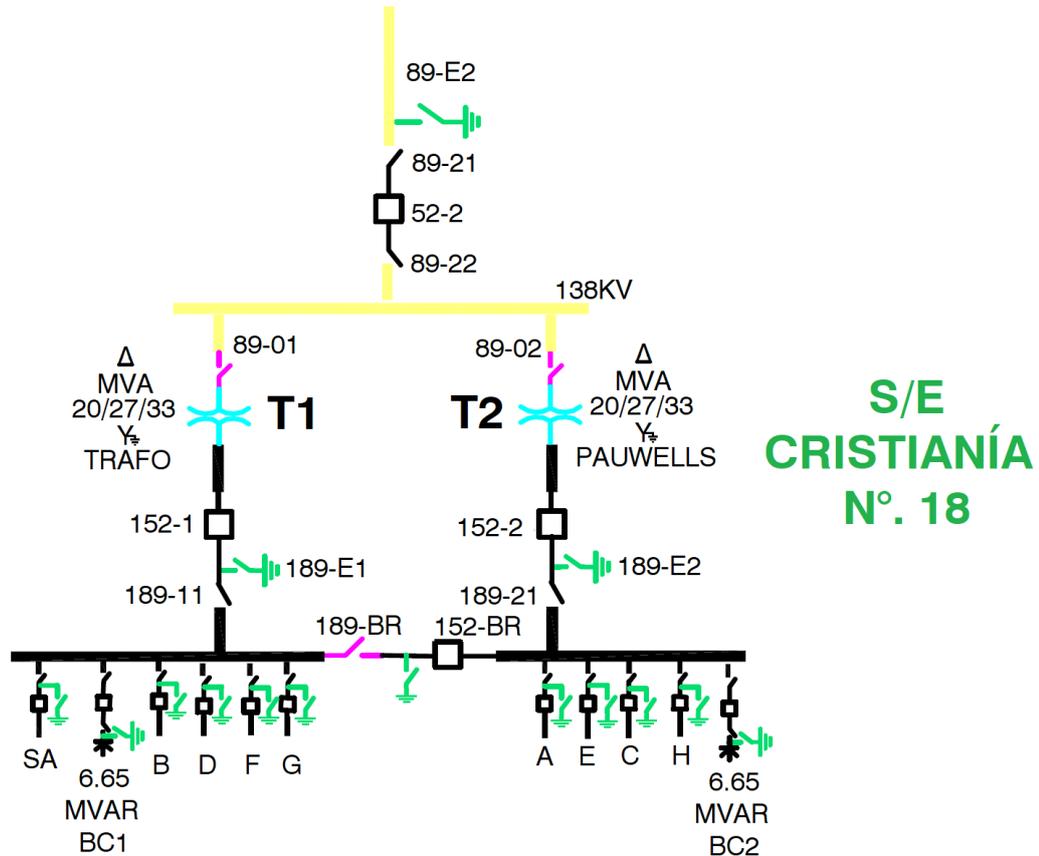
La subestación está compuesta principalmente por ocho primarios, los mismos que por cada transformador salen 4 Primarios, 18A, 18E, 18C, 18H, 18B, 18D, 18F, 18G y se pueden apreciar en la figura 11., proporcionada por la Sección de Inventario y Avalúo Técnico de la EEQ.



**Figura 10.** Primarios que forman parte de la subestación Cristianía.

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

A demás de poseer ocho Primarios, la subestación tiene diversos elementos, los mismos que son detallados mediante un diagrama unifilar, como se observa en la figura 11., la subestación cuenta con dos transformadores de potencia, cada uno con una potencia de 33MVA que reducen el voltaje de 138kV a 22.8kV, dos bancos de condensadores con capacidad de 6.65 MVAR y 6.6 MVAR y también disyuntores para servicios auxiliares. Ver figura 11.



**Figura 11.** Diagrama unifilar de potencia de la subestación Cristianía.

**Fuente:** Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEQ.

### 11.3.1. Áreas de influencia.

Los primarios 18A, 18C y 18H que parten de la subestación de distribución abastecen de suministro energético a los abonados industriales, mientras que los Primarios 18B, 18D, 18E, 18F y 18G brindan el servicio eléctrico a los clientes residenciales.

### 11.3.2. Características de los primarios.

Como en todo sistema de distribución eléctrica, cada uno de los primarios de la subestación Cristianía cuentan con característica propias debido al crecimiento de la demanda que presenta. A continuación, se muestra las principales características de los primarios del mes de julio del 2020.

**Tabla 8.** Características del alimentador 18A, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18A</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	10	688
		<b>10,18</b>	<b>1,33</b>	<b>13</b>	<b>405</b>	<b>148</b>	<b>28030</b>	<b>23</b>		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 9.** Características del alimentador 18B, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18B</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	9	7088
		<b>22,3</b>	<b>1,71</b>	<b>72</b>	<b>2375</b>	<b>207</b>	<b>25270</b>	<b>23</b>		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 10.** Características del alimentador 18C, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18C</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	11	2730
		<b>15,23</b>	<b>2,04</b>	<b>44</b>	<b>1455</b>	<b>177</b>	<b>31972,5</b>	<b>24</b>		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 11.** Características del alimentador 18D, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18D</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	2	10739
		<b>14,45</b>	<b>0,34</b>	<b>98</b>	<b>5575</b>	<b>49</b>	<b>4157,5</b>	<b>10</b>		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 12.** Características del alimentador 18E, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18E</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	4	1831
		<b>11,42</b>	<b>1,22</b>	<b>46</b>	<b>1440</b>	<b>123</b>	<b>18752,5</b>	<b>8</b>		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 13.** Características del alimentador 18F, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18F</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	4	5094
		22,11	0,47	129	4462,5	69	6872,5	10		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 14.** Características del alimentador 18G, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18G</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	8	11007
		27,31	0	43	1250	229	28092,5	18		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

**Tabla 15.** Características del alimentador 18H, junio 2020.

<b>ALIMENTADOR 18H</b>										
Tipo	Longitud (km)		Transformadores				Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
			Monofásicos		Trifásicos					
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	Barra	Fusible	13	666
		8,5	2,48	19	415	177	27950	6		

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

### 11.3.2. Historial de interrupciones.

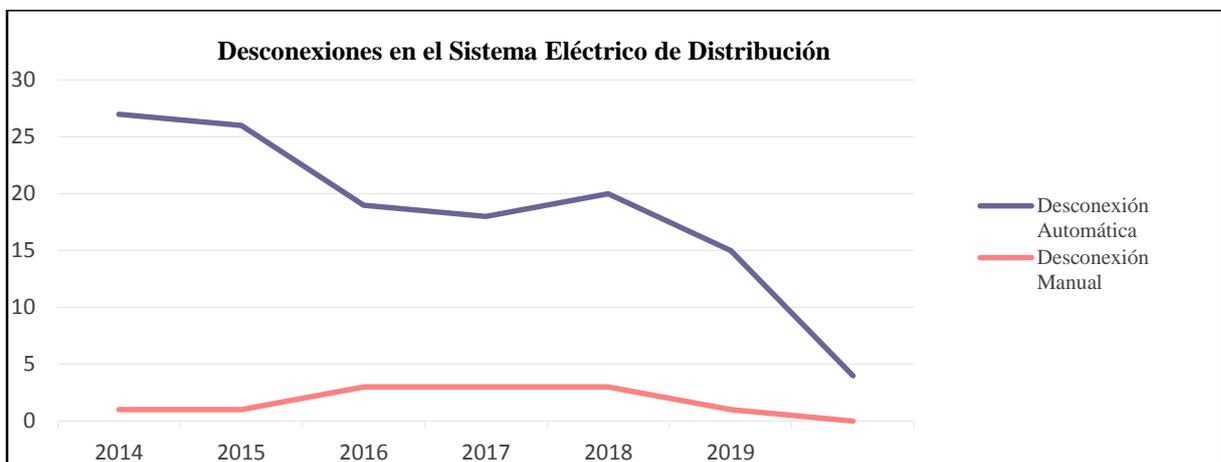
El objetivo primordial de la Empresa Eléctrica Quito es cumplir con los índices de calidad de servicio técnico establecidos en la Regulación Vigente 005/18 del ARCONEL, emitida en el año 2018, la EEQ, ejecuta mantenimientos anuales para disminuir el número de interrupciones y desconexiones en el Sistema de Distribución Primario de la subestación Cristianía, cuyas actividades han brindado mejoras en la incidencia de interrupciones en la subestación, sin embargo, como se observa en la tabla 16. , registra una cantidad significativa de desconexiones en junio del año 2014 comparada con las desconexiones comprendidas desde el 2015 a junio del 2020 llegando a un total de 28 interrupciones, siendo el Primario G con mayor número de desconexiones registradas durante el periodo de análisis.

**Tabla 16.** Número de desconexiones registradas en el Sistema Primario de la subestación Cristianía, 2014-2019.

DESCONEXIÓN TOTAL PRIMARIOS SUBESTACIÓN CRISTIANÍA									
Año	A	B	C	D	E	F	G	H	No. Total de desconexiones
2014	3	4	4	5	2	3	4	3	28
2015	2	5	3	8	3	1	3	2	27
2016	3	1	0	7	1	4	3	3	22
2017	1	3	1	5	1	5	5	0	21
2018	1	1	1	2	1	6	9	2	23
2019	2	1	2	1	0	5	5	0	16
2020	1	0	0	0	0	1	1	1	4
<b>Totales</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>25</b>	<b>30</b>	<b>11</b>	<b>141</b>

Fuente: EEQ.

En la figura 12, muestra la evolución de las desconexiones causadas en el Sistema Primario de la subestación Cristianía, donde se considera que la desconexión automática presenta mayores registros con un total de 129 desconexiones en los últimos 6 años ocasionados por fenómenos aleatorios, mientras que la desconexión manual, presenta un total de 12 desconexiones, correspondientes a mantenimientos planificados o maniobras en las redes.

**Figura 12.** Historial de desconexiones automáticas y manuales desde 2014-2019.

Realizado por: Los postulantes.

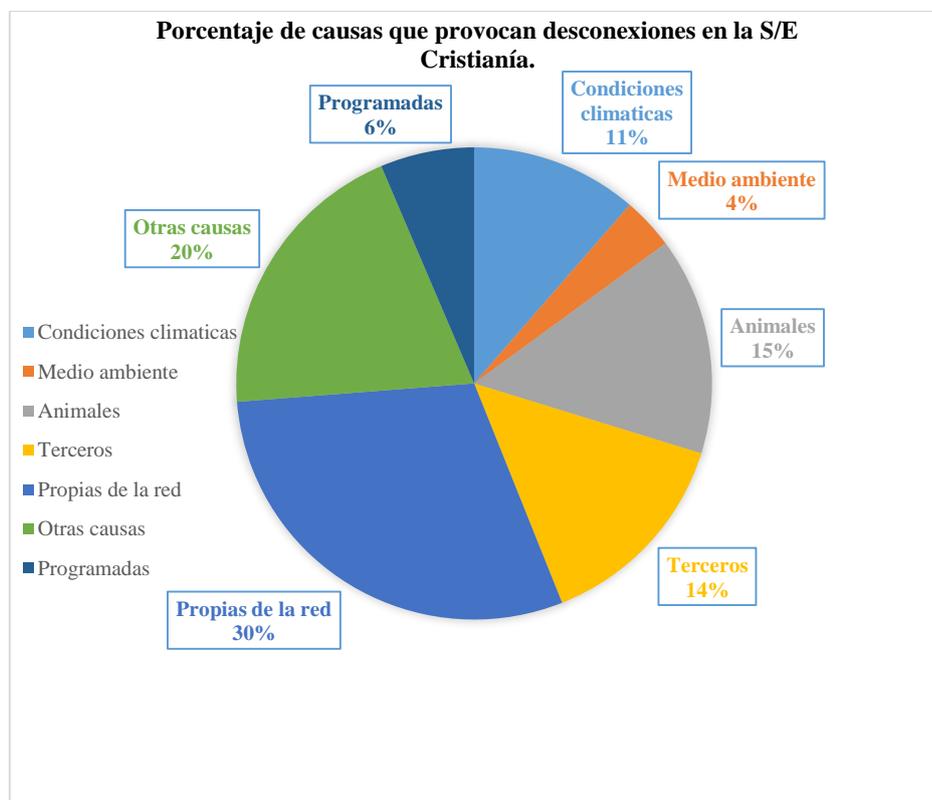
### 11.3.2.1. Causas de desconexiones en los Primarios.

De acuerdo con el registro de desconexiones que van desde junio del 2014 a junio del 2020 y considerando la clasificación de las causas de acuerdo con la CIER del anexo 2, la tabla 17 muestra la frecuencia de las interrupciones con relación a la causa que lo provoca.

**Tabla 17.** Desconexiones por tipo de causa en la subestación Cristianía.

CLASIFICACIÓN DE DESCONEXIONES SEGÚN LA CAUSA QUE LO GENERA.								
Año	Condiciones climáticas	Medio ambiente	Animales	Terceros	Propias de la red	Otras causas	Programadas	No. Total de desconexiones
2014			6	3	5	13	1	28
2015	2	1	2	6	10	5	1	27
2016	6	1	1	3	4	5	2	22
2017	1	2	3	1	10	2	2	21
2018	6		3	4	8		2	23
2019	1	1	4	1	5	3	1	16
2020	0	0	2	2	0	0	0	4
<b>Totales</b>	16	5	21	20	42	28	9	<b>141</b>

Fuente: EEQ.

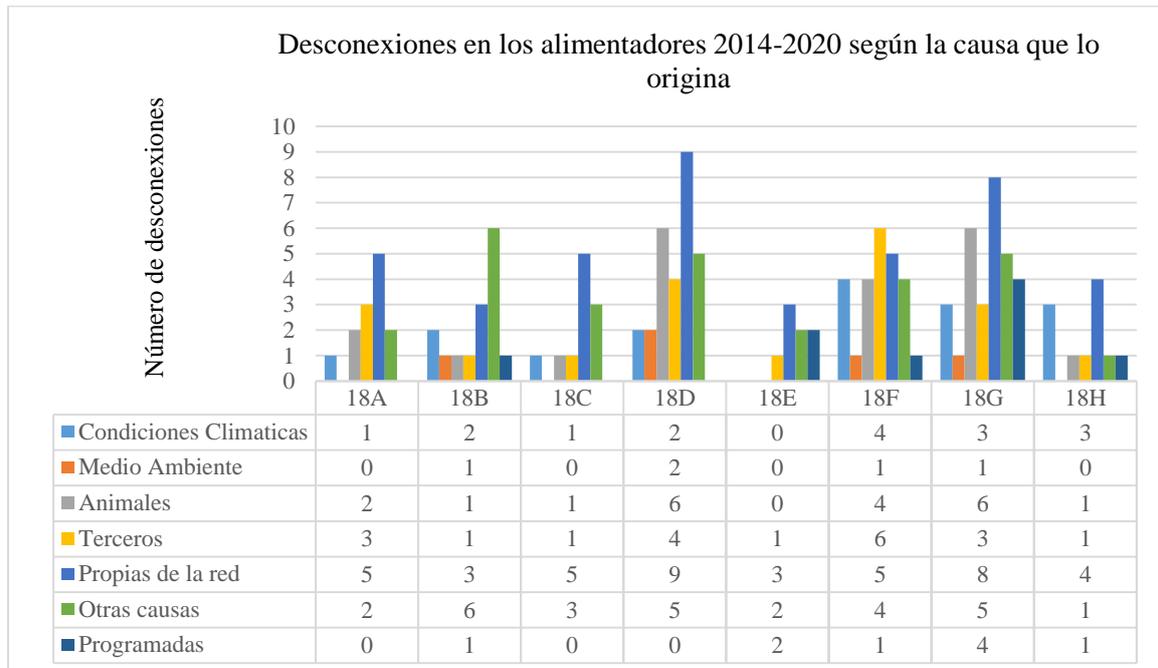
**Figura 13.** Causas de desconexiones representadas de manera porcentual que generan interrupciones en la subestación.**Realizado por:** Los postulantes.

La figura 13, muestra el porcentaje de cada una de las causas registradas en los Primarios de la subestación, con respecto al total de causas de desconexiones, la causa “propias de la red”, es la más incidente con un 30% de interrupciones, seguida de “otras causas” con el 20%, las causas

por cuestión “programadas”, presenta en las redes un porcentaje de incidencia mínima, llegando a un 6% del total de causas analizadas.

### 11.3.2.2. Detalle de desconexiones según la causa por alimentador.

Según registros de desconexiones durante el periodo de análisis, las causas de desconexiones en cada alimentador se detallan a continuación. Ver figura 14.



**Figura 14.** Registro de desconexiones de los Primarios durante el año 2014 al 2020, considerando la causa y desconexión automática.

**Fuente:** Los postulantes.

Como se observa en la figura 14., se hace una clasificación según la causa de desconexión en cada Primario entre el 2014 y 2020, siendo en el alimentador 18G con mayor cantidad de desconexiones a comparación con los otros primarios de la subestación, con un total de 30 desconexiones, seguido del alimentador 18D con 28 desconexiones, 18F con 25 interrupciones, 18B presenta 15 desconexiones, le sigue el 18A con 13 desconexiones, luego 18C con 11 desconexiones, 18H posee 11 interrupciones en el servicio eléctrico y el alimentador con menor cantidad de desconexiones es el 18E, con 8 desconexiones.

### 11.3.2.3. Frecuencia y duración de interrupciones.

La Empresa Eléctrica Quito, en base al marco normativo de ARCONEL, apreciado en la Regulación 005/18, para el cálculo de los índices de calidad de servicio técnico en distribución, considera aquellas interrupciones mayores a 3 minutos, nombradas como interrupciones permanentes en el Sistema de Distribución Eléctrica.

La tabla 16., muestra los Primarios que se poseen una frecuencia y duración de interrupción superior a los 3 minutos, donde se observa que el Primario con mayor número de interrupciones registradas es en Primario 18D y el Primario 18G con 11 interrupciones mayores a 3 minutos cada una. Al considerar la duración total, se observa que el Primario 18B tiene una duración mayor de 8:54:52 horas por desconexión manual, sin embargo, la subestación Cristianía presenta un mayor número de interrupciones en los Primarios por desconexión automática.

**Tabla 18.** Frecuencia y duración de interrupciones mayores a 3 minutos

Primario	Fecha de Falla	Hora Inicial	Hora Final	Duración de la Falla (horas)	Tipo Desconexión
18A	09/08/14	19:32:58	19:38:04	0:05:06	A
18A	06/11/19	9:44:26	10:50:17	1:05:51	A
18B	07/25/15	14:48:15	14:53:55	0:05:40	A
18B	06/01/15	6:02:07	6:19:22	0:17:15	A
18B	09/15/14	7:56:35	9:55:10	1:58:35	A
18B	05/23/15	9:17:22	18:12:14	8:54:52	M
18C	06/04/19	23:13:11	23:16:49	0:03:38	A
18C	06/08/19	22:21:18	22:29:21	0:08:03	A
18C	05/04/15	9:35:15	9:49:00	0:13:45	A
18C	12/22/15	16:58:58	17:36:46	0:37:48	A
18D	02/09/15	13:02:14	13:05:22	0:03:08	A
18D	06/25/15	8:40:35	8:43:50	0:03:15	A
18D	06/16/15	12:21:05	12:25:41	0:04:36	A
18D	02/18/15	13:26:51	13:41:14	0:14:23	A
18D	06/11/15	7:39:39	7:55:01	0:15:22	A
18D	06/04/17	13:56:11	14:15:34	0:19:23	A
18D	06/29/17	14:14:56	15:00:04	0:45:08	A
18D	09/04/14	13:33:01	14:28:47	0:55:46	A
18D	12/09/18	17:50:23	19:52:53	2:02:30	A
18D	01/24/15	2:28:24	4:38:26	2:10:02	A
18D	06/12/18	16:23:37	18:36:42	2:13:05	A
18E	10/15/14	15:09:48	15:16:29	0:06:41	A
18E	06/04/15	9:19:22	9:30:50	0:11:28	A
18E	06/04/17	13:56:10	15:01:50	1:05:40	A
18E	11/30/15	16:28:36	17:47:25	1:18:49	A
18F	04/04/19	17:56:14	18:03:19	0:07:05	A
18F	10/05/14	15:45:38	15:53:20	0:07:42	A
18F	07/05/14	9:31:30	10:09:31	0:38:01	A
18F	03/15/17	7:19:29	7:57:49	0:38:20	A
18F	03/28/17	8:44:23	9:34:41	0:50:18	A
18F	09/24/16	15:11:33	16:28:25	1:16:52	A
18G	01/03/17	19:21:10	19:43:19	0:22:09	M
18G	02/10/18	11:32:01	11:57:35	0:25:34	M
18G	01/12/18	13:51:37	14:18:55	0:27:18	A
18G	01/19/19	10:06:56	10:35:47	0:28:51	A
18G	07/25/15	14:48:15	15:24:01	0:35:46	A
18G	07/24/17	10:06:24	10:51:14	0:44:50	M
18G	07/19/18	8:54:00	9:42:46	0:48:46	M
18G	03/18/19	12:51:29	13:55:27	1:03:58	M
18G	10/22/18	12:59:17	14:10:32	1:11:15	A
18G	01/03/17	14:56:17	16:14:47	1:18:30	A
18G	05/19/19	2:18:15	3:51:07	1:32:52	A
18H	08/13/14	10:24:25	10:27:47	0:03:22	A

18H	01/23/15	9:31:11	9:53:42	0:22:31	A
18H	03/08/18	11:45:12	12:34:29	0:49:17	A

**Fuente:** Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

En el Anexo 3., se detalla la frecuencia y duración de interrupciones mayores a 3 minutos de cada Primario mediante histogramas.

#### 11.3.2.4. Tiempo de encontrar la falla y duración de reparación.

Considerando aquellos Primarios que presentan interrupciones mayores a 3 minutos, en la tabla 17., se muestra el tiempo que demora en hallar la falla y la duración de reparación en un componente con el fin de obtener el tiempo medio de falla (MTTF) y el tiempo medio de reparación (MTTR). Considerando los tiempos totales, el Primario 18G es el que mayor tiempo demora en encontrar la falla, mientras que el Primario 18E posee una duración de reparación de 9:22:51, siendo superior a los otros Primarios.

**Tabla 19.** Tiempo en hallar la falla en un componente y duración de reparación.

Primario	Tiempo en encontrar la falla	Duración de reparación	Tipo Desconexión
18A	3:00:00	3:00:00	A
18A	1:49:32	1:59:47	A
18B	1:05:49	2:20:40	A
18B	0:05:53	1:27:59	A
18B	0:30:16	4:45:14	A
18B	0:00:15	4:37:37	M
18C	1:16:09	4:32:49	A
18C	1:17:54	1:31:59	A
18C	0:08:07	3:33:48	A
18C	0:20:21	0:43:38	A
18D	0:00:32	1:17:03	A
18D	3:03:27	3:03:27	A
18D	0:00:40	6:38:30	A
18D	2:39:46	2:39:46	A
18D	0:00:25	6:58:59	A
18D	1:40:18	2:40:29	A
18D	0:58:54	1:28:21	A
18D	0:38:16	1:01:35	A
18D	2:14:36	2:38:49	A
18D	0:00:37	3:58:42	A
18D	1:24:31	1:41:48	A
18E	4:04:21	4:04:21	A
18E	0:00:16	3:06:29	A
18E	1:11:38	1:28:25	A
18E	0:32:12	0:52:57	A
18F	1:01:39	1:10:31	A
18F	2:07:42	2:07:42	A
18F	0:25:54	1:00:31	A
18F	2:40:02	3:01:20	A
18F	1:19:02	1:37:11	A
18F	1:00:56	1:25:10	A

18G	2:00:02	2:48:06	M
18G	2:03:00	3:25:23	M
18G	0:01:13	2:03:14	A
18G	0:43:52	1:31:45	A
18G	1:24:25	2:20:50	A
18G	1:00:48	1:09:49	M
18G	1:05:24	1:13:32	M
18G	1:33:06	2:18:17	M
18G	1:12:01	1:27:20	A
18G	1:35:19	2:51:37	A
18G	10:10:00	8:00:41	A
18H	1:14:53	1:25:35	A
18H	0:52:25	1:09:34	A
18H	1:15:09	1:46:33	A

Fuente: Sección de Inventario y Avalúo Técnico (SIAT) de la EEQ.

### 11.3.3. Cálculo de los índices globales (FMIK, TTIK) y energía no suministrada.

Los índices globales en los primarios de la subestación se calculan de acuerdo con las ecuaciones, Ec. (2) y Ec. (3) del apartado 8.5.8, estos, de manera anual, debido a que el ARCONEL realiza el control de dichos índices cada año. Las tablas siguientes muestran los resultados de los índices globales de ciertos meses con sus respectivos parámetros previos a su obtención para el año 2019.

Tabla 20. Índices globales, Alimentador 18A, mes de junio.

ALIMENTADOR			Índices Calculados		Límites según la Regulación			
Tipo	Nombre	KVA inst. Mensual			Límites		Cumple	
Alta densidad	18A	28870	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
Fallas Internas Tipo	$\sum KVA f_{si} A_j$	$\sum (kVA f_{si} A_j * T_{f_{si} A_j})$						
NO PROGRAMADAS	28870	28870*1,097500	1	1,097500	6	8	SI	SI
PROGRAMADAS								
TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO	28870	28870*1,097500	1	1,097500	6	8	SI	SI

Fuente: Los postulantes.

**Tabla 21.** Índices globales, Alimentador 18C, mes de junio.

ALIMENTADOR			Índices Calculados		Límites según la Regulación			
Tipo	Nombre	KVA inst. Mensual			Límites		Cumple	
Alta densidad	18C	34152,5						
Fallas Internas Tipo	$\sum KVA f_{si} A_j$	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
NO PROGRAMADAS	34152,5	34152,5*0,134167	1	0,134167	6	8	SI	SI
PROGRAMADAS								
TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO	34152,5	4582,138468	1	0,134167	6	8	SI	SI

Fuente: Los postulantes.

**Tabla 22.** Índices globales, Alimentador 18F, mes de abril.

ALIMENTADOR			Índices Calculados		Límites según la Regulación			
Tipo	Nombre	KVA inst. Mensual			Límites		Cumple	
Alta densidad	18F	11335						
Fallas Internas Tipo	$\sum KVA f_{si} A_j$	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
NO PROGRAMADAS	11335	11335*0,118056	1	0,118056	6	8	SI	SI
PROGRAMADAS								
TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO	11335	1338,16476	1	0,118056	6	8	SI	SI

Fuente: Los postulantes.

**Tabla 23.** Índices globales, Alimentador 18G, mes de marzo.

ALIMENTADOR			Índices Calculados		Límites según la Regulación			
Tipo	Nombre	KVA inst. Mensual			Límites		Cumple	
Alta densidad	18G	29247,5						
Fallas Internas Tipo	$\sum KVA f_{si} A_j$	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
NO PROGRAMADAS	-	-	-	-	-	-	-	-
PROGRAMADAS	29247,5	29247,5*1,066111	1	1,066111	6	8	SI	SI
TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO	29247,5	31181,08147	1	1,066111	6	8	SI	SI

Fuente: Los postulantes.

**Tabla 24.** Índices globales, Alimentador 18G, mes de octubre

ALIMENTADOR			Índices Calculados		Límites según la Regulación			
Tipo	Nombre	KVA inst. Mensual			Límites		Cumple	
Alta densidad	18G	29292,5						
Fallas Internas Tipo	$\sum KVA f_{si} A_j$	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
NO PROGRAMADAS	29292,5	29292,5*1,474722	1	1,474722	6	8	SI	SI
PROGRAMADAS								
TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO	29292,5	43198,29419	1	1,474722	6	8	SI	SI

**Fuente:** Los postulantes.

Se procedió al cálculo de los índices globales de los alimentadores primarios 18A, 18C, 18F y 18G, debido a que estos contaban con la información necesaria para dicho análisis, es decir cantidad de kVA instalados, los kVA fuera de servicio y duración de las fallas respectivamente, además, se deduce que debido a que los índices globales no excedieron los valores límites establecidos según la Regulación 005/18, no se procede al cálculo de energía no suministrada para los primarios de la subestación.

#### 11.4. Índices de confiabilidad en el punto de carga barras de 22,8 kV.

Una vez establecido las causas básicas en los alimentadores primarios de estudio, se efectúa los cálculos de disponibilidad e indisponibilidad forzada respectivamente, para ello, primero se recopila información con todas las fallas mayores a 3 minutos ocurridas en el periodo de análisis, una vez contabilizadas se calcula la tasa de falla y tasa de reparación mediante la ecuación 6 y 8.

**Tabla 25.** Tasa de falla y Tasa de reparación.

Primario	T de falla	T de reparación	Número de fallas	$\lambda$ (f/año)	$\mu$ (r/año)
18A	1:10:57	4:59:47	2,00	0,00206186	1,92
18B	11:16:22	4:20:27	4,00	0,0028169	4,42
18C	1:03:14	3:48:39	4,00	0,00310078	5,04
18D	9:06:38	6:13:13	11,00	0,01383648	8,49
18E	2:42:38	9:22:51	4,00	0,00441989	2,05
18F	3:38:18	9:10:26	6,00	0,00566038	3,14
18G	8:59:49	6:04:48	11,00	0,00738255	8,68
18H	1:15:10	5:05:47	3,00	0,0027907	2,83

**Fuente:** Los postulantes.

Luego se procede a la obtención de los tiempos medios de falla y operación para luego calcular la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzada, de manera analítica, dando como resultado los siguientes valores.

**Tabla 26.** Tiempos medios de falla, reparación, disponibilidad e indisponibilidad forzada.

Primario	# Equipos que salen de servicio	m (MTTF)	r (MTTR)	MTBF	A	U
18A	194	485	0,52045718	485,520457	0,99892804	0,00107196
18B	284	355	0,22608507	355,226085	0,99936355	0,00063645
18C	258	322,5	0,1984809	322,698481	0,99938493	0,00061507
18D	159	72,2727273	0,11780829	72,3905356	0,9983726	0,0016274
18E	181	226,25	0,48858507	226,738585	0,99784516	0,00215484
18F	212	176,666667	0,31853781	176,985204	0,9982002	0,0017998
18G	298	135,454545	0,11515152	135,569697	0,99915061	0,00084939
18H	215	358,333333	0,3539159	358,687249	0,9990133	0,0009867

**Fuente:** Los postulantes.

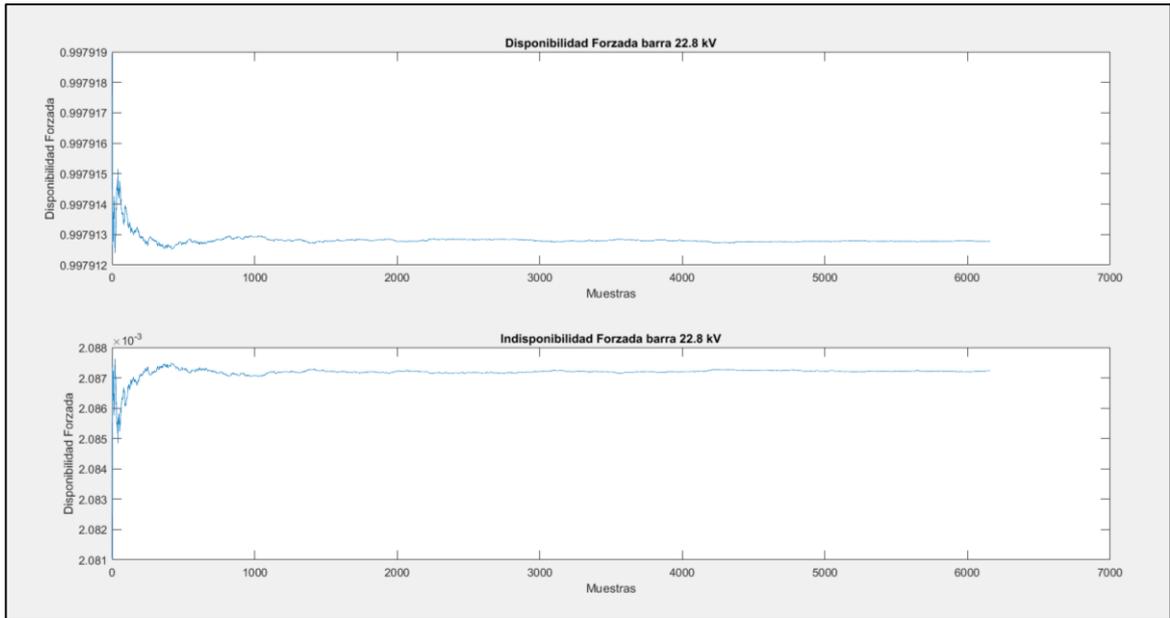
La tabla 26. Indica que el Primario 18 G muestra una disponibilidad forzada de 0,99915061 y una indisponibilidad forzada de 0,00084939, siendo el que mayor disponibilidad presenta, por consecuencia una indisponibilidad más baja que todos los alimentadores primarios en estudio.

### 11.5. Simulación de Monte Carlo.

Para el caso de la simulación de monte Carlo se ha considerado ingresar un límite de confianza del 96% para obtener un error de 0,02648756 % y un periodo de análisis de 5 años con la finalidad de corroborar los resultados con la aplicación del método anterior; se sabe que el comportamiento de variables generadas aleatoriamente es caótico por ejemplo al realizar los cálculos de la disponibilidad forzada para un elemento vs el tamaño de la muestra o número de simulaciones se tiene como resultado una variación, los mismos que después de aplicar la ecuación 26 se toma el resultado de la suma de la iteración  $i$  considerando sus resultados anteriores y dividirlo para la cantidad de simulaciones es decir para  $i$ .

Luego de considerar el criterio establecido anteriormente para determinar la media aritmética se tiene como resultado las gráficas de la figura 15, en donde sí se podrá concluir un resultado que no tienda comportarse de forma caótica.

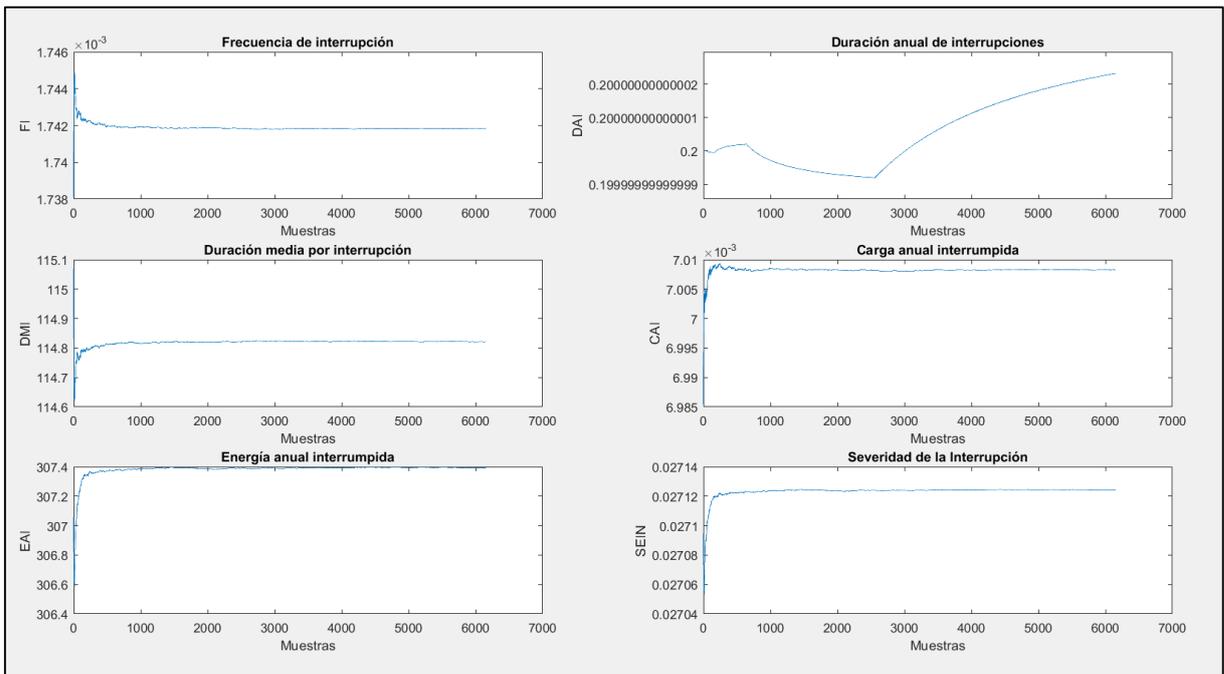
**Figura 15.** Gráfica de resultados para la Disponibilidad e Indisponibilidad Forzada.



**Fuente:** Los postulantes.

En la figura 15., se puede observar los resultados de la simulación de Monte Carlo para la disponibilidad forzada, para el caso de la barra 22,8 kV se tiene que existe un comportamiento muy aleatorio en las primeras 300 simulaciones y apenas se empieza a estabilizar a partir de la simulación número 1000, dando como resultado 0,99915061 en la iteración 6160.

**Figura 16.** Índices de confiabilidad para puntos de carga (Primario 18G).



**Fuente:** Los postulantes.

En la figura 17., se muestra las gráficas de los principales índices de confiabilidad para los puntos de carga, para este caso se ha escogido la barra de 22,8 kV debido a que presenta mayores ventajas cuando se realice el estudio de confiabilidad en los primarios de la subestación, para la mayoría de índices se observa un comportamiento aleatorio hasta la iteración 400 y es a partir de aquí cuando se empieza a estabilizar, a diferencia del DAI que empieza a estabilizarse en la iteración 6000 para cada simulación puesto que el periodo de análisis son 5 años considerando la ecuación 12, dicho esto cada DAI se comporta de manera similar para todos los componentes tal y como se observa en los gráficos siguientes; además cada uno de estos índices determinados en la barra de 22,8 kV de los primarios restantes se observa en el anexo 6.

A continuación, a manera de ejemplo se encuentran detallados los resultados para la última iteración para el primario 18H, donde se observa que para en el caso del DMI empieza a estabilizarse en la iteración 6160.

```

-----
Tiempo de simulación:          6.817117e-02 minutos
Periodo de simulación:        5 años
Nivel de Confianza:           96
Número de iteraciones (muestras): 6160
Porcentaje de error:          2.648756e-02
Resultados.-
-----

```

	ALIMENTADOR
U	2.084386e-03
A	9.979156e-01
Q	2.084385e-03
R	9.979156e-01
FI	1.811896e-03
DAI	2.000000e-01
DMI	1.103822e+02
CAI	7.352566e-03
EAI	3.222004e+02
SEIN	2.843078e-02

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos de U, A, e índices en el punto de carga en la barra de 22,8 kV de la última iteración, es decir en la 6160, son similares a los calculados de manera analítica, variando una cantidad mínima, en la siguiente tabla se realiza una comparación de cada resultado para todos los alimentadores primarios en estudio.

**Tabla 27.** Comparación de resultados (A) y (U).

Primario	Cálculo de manera analítica		Simulación de Monte Carlo	
	A	U	A	U
18A	0,99892804	0,00107196	0,9989520	0,001048046
18B	0,99936355	0,00063645	0,9992999	0,0007001392
18C	0,99938493	0,00061507	0,9993383	0,0006617266
18D	0,9983726	0,0016274	0,9984499	0,001550122
18E	0,99784516	0,00215484	0,9979536	0,002046397
18F	0,9982002	0,0017998	0,9981162	0,001883761
18G	0,99915061	0,00084939	0,9991011	0,0008989189
18H	0,9990133	0,0009867	0,9988189	0,001181077

**Fuente:** Los postulantes.

De acuerdo con la tabla 27., el alimentador primario 18G presenta una mayor indisponibilidad forzada y una baja disponibilidad forzada, por ende, se evidencia que dicho alimentador tiene mayor probabilidad de fallar en un periodo de tiempo determinado.

**Tabla 28.** Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18A,18B,18C).

Indicadores	Simulación de Monte Carlo		
	18A	18B	18C
<b>FI (Interrupción/año)</b>	1.847753e-03	1.706884e-03	1.701190e-03
<b>DAI (h)</b>	2.000000e-01	2.000000e-01	2.000000e-01
<b>DMI (h)</b>	1.082403e+02	1.171733e+02	1.175655e+02
<b>CAI (MW)</b>	6.281519e-03	9.251208e-03	6.049182e-03
<b>EAI (MWh)</b>	2.753632e+02	4.064955e+02	2.652668e+02
<b>SEIN</b>	2.884230e-02	3.472184e-02	2.734032e-02

**Fuente:** Los postulantes.

**Tabla 29.** Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18D,18E,18F).

Indicadores	Simulación de Monte Carlo		
	18D	18E	18F
<b>FI (Interrupción/año)</b>	1.831019e-03	1.839987e-03	1.784163e-03
<b>DAI (h)</b>	2.000000e-01	2.000000e-01	2.000000e-01
<b>DMI (h)</b>	1.092295e+02	1.086973e+02	1.120981e+02
<b>CAI (MW)</b>	6.142768e-03	6.160944e-03	6.012436e-03
<b>EAI (MWh)</b>	2.697289e+02	2.705437e+02	2.635255e+02
<b>SEIN</b>	2.454937e-02	3.443774e-02	2.972828e-02

**Fuente:** Los postulantes.

**Tabla 30.** Comparación de resultados de índices de confiabilidad en el punto de carga, (18G, 18H).

Indicadores	Simulación de Monte Carlo	
	18G	18H
<b>FI</b> (Interrupción/año)	1.692749e-03	1.874446e-03
<b>DAI (h)</b>	2.000000e-01	2.000000e-01
<b>DMI (h)</b>	1.181518e+02	1.066989e+02
<b>CAI (MW)</b>	6.774661e-03	6.561862e-03
<b>EAI (MWh)</b>	2.969606e+02	2.877571e+02
<b>SEIN</b>	2.620364e-02	3.182027e-02

Fuente: Los postulantes.

De acuerdo con las tablas anteriores., las variaciones que presentan no soy muy grandes y no están alejadas del cálculo determinísticos ya que para la simulación de Monte Carlo se toman valores de tiempos de falla mayores a 3 minutos de acuerdo a la Regulación 005/18 y tiempos reparación comprendidas desde junio del 2014 a junio del 2020, pero al no presentarse fallas mayores a 3 minutos en el año 2020 se consideró hasta el 2019, es decir el periodo de análisis es de 5 años. Los resultados obtenidos mediante el método de Monte Carlo que toma de manera aleatoria un valor de cualquier año pero que se encuentre dentro del rango establecido anteriormente.

Los resultados finales de la simulación de Monte Carlo serían más probables de ocurrir puesto que se acerca más a la realidad, tomando valores aleatorios para tiempos de operación y falla.

### 11.6. Simulación de Monte Carlo para una proyección de 3 años.

El método de Monte Carlo al ser una técnica de simulación iterativa, se predice la evolución de índices de confiabilidad en la barra de 22,8 kV, en este caso se ha efectuado también el análisis de confiabilidad para el periodo 2020-2023, donde sus valores obtenidos se resumen en la tabla 31., y sus gráficas pueden ser visualizadas para todos los alimentadores primarios en el anexo número 6.

**Tabla 31.** Índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8 kV).

Indicadores	Alimentadores primarios				
	18A	18B	18C	18D	18E
<b>FI</b> (Interrupción/año)	1.047587e-03	1.063902e-03	1.000079e-03	1.021393e-03	1.021982e-03
<b>DAI (h)</b>	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01
<b>DMI (h)</b>	1.060640e+02	1.044375e+02	1.111026e+02	1.087842e+02	1.087214e+02
<b>CAI (MW)</b>	3.579126e-03	5.603403e-03	3.658069e-03	3.603587e-03	3.246755e-03
<b>EAI (MWh)</b>	2.820545e+02	4.418293e+02	2.889647e+02	2.842034e+02	2.573305e+02
<b>SEIN</b>	2.954317e-02	3.773997e-02	2.978281e-02	2.586677e-02	3.275581e-02

Indicadores	Alimentadores primarios		
	18F	18G	18H
<b>FI (Interrupción/año)</b>	9.433665e-04	1.048482e-03	1.059303e-03
<b>DAI (h)</b>	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01
<b>DMI (h)</b>	1.177817e+02	1.059735e+02	1.048910e+02
<b>CAI (MW)</b>	3.146434e-03	4.164228e-03	3.844120e-03
<b>EAI (MWh)</b>	2.479259e+02	3.287664e+02	3.036192e+02
<b>SEIN</b>	2.796848e-02	2.901017e-02	3.357431e-02

**Fuente:** Los postulantes.

## 12. IMPACTOS.

Mediante la investigación correspondiente al análisis de confiabilidad en el sistema primario de la subestación Cristianía de acuerdo a la función objetiva planteada, se puede incluir algunos aspectos tanto en los económico, técnico, ambiental y social debido a que al obtener parámetros de disponibilidad e indisponibilidad forzada permite determinar que primario posee mayor probabilidad de falla, y al ser detectados a tiempo se disminuye la probabilidad de desconexiones a usuarios de medio y bajo voltaje en un periodo de análisis para cumplir mestas de calidad de servicio técnico en la Empresa Eléctrica Quito.

### **Impacto económico.**

El ubicar qué primarios poseen un mayor número de fallas, donde los parámetros de disponibilidad e indisponibilidad forzada se ven afectados, permite reducir costos de equipos, herramientas, así como también el transporte del personal de mantenimiento hacia la zona de falla, al ser detectados en el menor tiempo permite distribuir las inversiones en equipos de protección, crucetas, aisladores y demás equipos que conforman los primarios de manera más óptima.

### **Impacto técnico.**

Dicho impacto hace referencia al rendimiento del sistema primario de la subestación Cristianía, al producirse una falla, cuyo tiempo en reestablecer el servicio sea en el menor tiempo posible y de menor duración, donde los protocolos de mantenimiento se direccionan hacia las zonas con primarios más propensos a fallar para asegurar el nivel de seguridad de líneas de medio y bajo voltaje y también proporcionando seguridad al personal de mantenimiento.

**Impacto ambiental.**

Disminución de accidentes de los animales como los pájaros, menor probabilidad de quema accidental de bosques secos debido a chispas, producto de cortocircuitos por fallas permanentes en la red.

**Impacto social.**

Este impacto hace referencia a la reducción de número de usuarios de medio y bajo voltaje afectados por la interrupción del suministro eléctrico en eventos de fallas aleatorias.

### **13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **13.1. CONCLUSIONES.**

- En el estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, los resultados obtenidos dependen en su mayoría del método o técnica que se utilice, esto debido a que existen sucesos de manera aleatoria; se emplea la técnica determinística de reducción de redes como la mejor opción ya que se adapta a la configuración de la subestación Cristianía, puesto que permite aproximar la tasa de falla y reparación a un equivalente ya sea en serie o en paralelo, considerándose como un único bloque permitiendo el analizar y obtener índices de confiabilidad de manera eficaz y en menor tiempo.
- Los datos seleccionados para el estudio de confiabilidad fueron clasificados considerando su origen y causa, dando prioridad a aquellas interrupciones no programadas con una duración mayor a 3 minutos, teniendo en cuenta como parámetro de control lo establecido en la Regulación de ARCONEL No. 005/18, “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”. Considerando los índices globales, es decir, por toda la subestación, los alimentadores primarios de la Subestación Cristianía, cumplen con los valores establecidos en la regulación 005/18, con el valor de 6 para la Frecuencia media de interrupción (FMIK) y de 8 para el Tiempo total de interrupción (TTIK). Por esta razón, el cálculo de la energía no suministrada en el periodo 2014-2019, no fue necesaria, ya que el índice mencionado, es calculado y verificado de manera anual por la ARCONEL. Es así como se demuestra que la Empresa Eléctrica Quito cumple con la normativa vigente para el periodo 2014-2020, en los alimentadores primarios de la Subestación Cristianía.
- La simulación de Monte Carlo ha facilitado la obtención de los índices de confiabilidad en el punto de carga de los alimentadores de la subestación, existiendo variaciones pequeñas con respecto a los valores de disponibilidad e indisponibilidad forzada, la probabilidad en el que se encuentre operando los alimentadores primarios y también su probabilidad de falla, debido a que el periodo de análisis es el mismo; las variaciones más prominentes se observan en el caso del indicador EAI del alimentador 18G.

#### **13.2. RECOMENDACIONES.**

- Los Sistemas Eléctricos de Distribución, al encontrarse expuestos a fallas independientemente de las razones que sean originadas pueden ser analizados mediante modelos, los mismos que al utilizar la probabilidad sus resultados son distintos por lo cual se recomienda determinar la confiabilidad de un sistema eléctrico a partir del análisis de

características y propiedades de al menos dos técnicas que permitan comprobar los resultados del análisis, como se especifica en el presente proyecto.

- El análisis de confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Distribución, debe enfocarse a determinar las acciones que lleven a cumplir a cabalidad los índices de calidad de servicio a los usuarios y a la vez evitar penalizaciones y sanciones por el ente regulador ARCONEL. Para las empresas eléctricas de distribución, es indispensable planificar un estudio sistematizado y permanente del estado de las redes de distribución.
- El algoritmo que utiliza el Método de Monte Carlo para realizar la simulación, puede ser aplicado a otro sistema de distribución sin inconveniente alguno. Lo esencial para su aplicación es contar con una base de datos actualizada que incluya la mayor cantidad de información detallada. Con los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo en el punto de carga, se abre nuevas brechas para el análisis de sistemas de subtransmisión y subestaciones; es recomendable utilizar métodos estocásticos, como el planteado en este estudio, pues mediante la generación de fallas de manera aleatoria en varios puntos de carga, y la aplicación de flujos de potencia probabilísticos con la ayuda de la herramienta Matpower de Matlab, se obtiene información determinante para plantear mejoras a las redes en estudio.

## 14. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] L. F. Restrepo B y L. J. González, «La Historia de la Probabilidad,» *Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias*, vol. 16, n° 1, pp. 83-87, 2003.
- [2] W. Denson, «The History of Reliability Prediction,» *IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY*, vol. 47, n° 3, pp. 321-328, 1998.
- [3] L. A. Escobar R, E. R. Villa D y C. S. Yañez, «CONFIABILIDAD: HISTORIA, ESTADO DEL ARTE Y DESAFIOS FUTUROS,» *DYNA*, vol. 70, n° 140, pp. 5-21, 2003.
- [4] G. A. Gómez Ramírez, «Evolution an Trends of Indexes of Reliability in Electrical Systems of Power,» *Tecnología en Marcha*, vol. 29, n° 2, pp. 3-13, 2016.
- [5] «Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-87, n° 5, pp. 1318-1323, 1968.
- [6] P. W. Cash y E. C. Scott, «Security of Supply in Planning and Operation of European Power Systems Part II,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-88, n° 1, pp. 12-31, 1969.
- [7] IEEE Power Systems Relaying Commitee, «Distribution Protection and Restoration Systems: Design Verification by Reliability Indices,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 93, n° 2, pp. 564-570, 1974.
- [8] E. Sierra y S. Lajes, «Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución,» *Ingeniería Energética*, vol. XXXI, n° 3, pp. 42-48, 2010.
- [9] B. Roy y A. Ronald N., *Reliability Evaluation of Power Systems*, vol. II, New York: Springer Science+Business Media, 1992, pp. 11-12.
- [10] R. Baeza G., J. Rodríguez P. y J. L. Hernández S, «EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN,» *REVISTA FACULTAD DE INGENIERÍA, U.T.A. (CHILE)*, vol. XI, n° 1, pp. 33-39, 2003.
- [11] C. J. ZAPATA y V. D. GÓMEZ, «VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS UTILIZANDO SIMULACIÓN DE MONTECARLO,» *Scientia et Technica*, vol. XII, n° 32, pp. 67-72, Diciembre 2006.
- [12] A. GARCÉS, O. GÓMEZ CARMONA y A. GONZÁLEZ ARIAS, «MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS,» *Scientia et Technica*, vol. XIV, n° 38, pp. 59-64, 2008.
- [13] I. Gondres Torné, R. Báez Prieto, S. Lajes Choy y A. d. C. Serpa, «Determinación de la confiabilidad en interruptores de potencia: caso de estudio,» *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. XXI, n° 2, pp. 271-278, 2013.
- [14] L. Gregory, *Computational Intelligence in Reliability Engineering, Evolutionary Techniques in Reliability Analysis and Optimization*, Haifa: Sp ringer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007, p. 237.
- [15] H. Hashemi-Dezaki, H. Askarian-Abyaneh y H. Haeri-Khiavi, «Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS),» *Journal of Applied Research and Technology*, vol. XIII, n° 3, pp. 416-424, 2015.

- [16] Y. Salgado Duarte y A. M. delCastillo Serpa, «Método heurístico para la evaluación de la confiabilidad en un subsistema de líneas de transmisión,» *Ingeniería Energética*, vol. XXXVII, n° 1, pp. 3-14, 2016.
- [17] A. L. López Pereira, «Impact of Smart Grids on The Reliability of Distribution Systems,» *Revista Técnica "energia"*, vol. 14, n° 1, pp. 184-193, 2018.
- [18] L. A. Chusin Cayo y B. S. Escobar Guanoluisa, *Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida*, Quito: EPN, 2015.
- [19] T. A. M. Pérez, *Estudio para la implementación de un sistema de manejo de información técnica para la operación y mantenimiento de subestaciones de TRANSELECTRIC S.A.*, Quito, 2004.
- [20] J. A. Y. Morón, *Sistemas de Distribución*, México: Reverté Ediciones S.A., 2009.
- [21] J. L. Mirez Tarrillo, «Matlab/Simulink and Renewable Energy,» 11 05 2015. [En línea]. Available: <https://jmirez.wordpress.com/2015/05/11/j774-sistema-de-suministro-de-electricidad/>. [Último acceso: 27 05 2020].
- [22] L. D. Duchicela Garzón, *Diseño y análisis técnico económico de la red de distribución eléctrica subterránea de la AV. Manuel Córdova Galarza para la Empresa Eléctrica Quito*, Quito: EPN, 2015.
- [23] B. V. Freire Villacís, *Análisis técnico de la operación del alimentador N°2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.*, Quito: EPN, 2012.
- [24] J. M. Nieto Puga y L. O. Sancán Narváez, *Levantamiento de la distribución eléctrica de la parroquia GUALE-PAJÁN.*, Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, 2013.
- [25] V. A. Gómez, R. A. Peña y C. Hernández, «Identificación y Localización de Fallas en Sistemas de Distribución con Medidores de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica,» *SciELO*, vol. 23, n° 2, pp. 109-116, 2012.
- [26] *Directorio de Arconel, Calidad del Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*, Quito-Ecuador: Arconel, 2018.
- [27] C. S. Acosta Manzano y E. R. Reyes Garcés, *Evaluación de la calidad del servicio técnico de la Empresa Eléctrica Quito S.A.*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [28] C. L. Tapia Taramuel, *Estudio de la confiabilidad en los alimentadores de la subestación Cayambe*, Ibarra: Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [29] A. Chodhury y D. Koval, *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*, New York: IEEE, 2009.
- [30] J. C. Orjuela, *La confiabilidad en los sistemas eléctricos*, Lima: Schneider Electric, 2008.
- [31] L. A. Chusin Cayo y B. S. Escobar Guanoluisa, «Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con penetración de Generación Distribuida,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2015.
- [32] J. L. Zaruma Villamarín y D. A. Blacio Loaiza, *ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.*, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [33] L. C. Piñeros Vergara y D. A. Castaño Alzate, «Estudio de Confiabilidad del sistema de Distribución de Pererira usando el método de Simulación de Monte Carlo,» Universidad Tecnológica de Pererira, Pereira, 2003.

- [34] L. F. Tacle Mora, Estudio de confiabilidad en la subestación Quevedo de CNEL EP. Unidad de Negocio Santo Domingo, Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi, 2019.
- [35] D. A. Gutiérrez Rodas, «Diseño e implementación de una herramienta de software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación de Montecarlo,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- [36] R. Billinton y W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, New York: Springer Science+Business Media, LLC, 1994.

## 15. ANEXOS

**Anexo 1:** Historial de interrupciones en Primarios desde el 2014 al 2020.

Primario	Fecha Falla	Tipo Desconexión	Denominación	Básica	Duración
G	06/14/14	A	Animales	20	0,02
E	06/29/14	M	Programadas	93	0,03
D	07/04/14	A	Animales	20	0,04
F	07/04/14	A	Terceros	31	0,03
F	07/05/14	A	Terceros	31	0,63
B	07/07/14	A	Otras causas	81	0,05
C	07/07/14	A	Otras causas	80	0,02
C	08/09/14	A	Propias de la red	49	0,02
H	08/13/14	A	Propias de la red	49	0,06
G	08/19/14	A	Animales	20	0,01
C	08/31/14	A	Otras causas	81	0,02
H	09/02/14	A	Terceros	31	0,03
D	09/04/14	A	Animales	20	0,93
D	09/04/14	A	Animales	20	0,03
D	09/07/14	A	Otras causas	81	0,02
A	09/08/14	A	Otras causas	81	0,09
B	09/13/14	A	Otras causas	81	0,01
H	09/13/14	A	Otras causas	81	0,01
B	09/15/14	A	Otras causas	81	1,98
B	09/15/14	A	Otras causas	81	0,04
A	09/17/14	A	Propias de la red	49	0,04
F	10/05/14	A	Otras causas	81	0,13
E	10/15/14	A	Otras causas	81	0,11
G	11/20/14	A	Otras causas	81	0,03
A	12/04/14	A	Propias de la red	49	0,03
G	12/15/14	A	Animales	20	0,03
C	12/21/14	A	Propias de la red	49	0,05
D	12/28/14	A	Otras causas	81	0,01
F	01/06/15	A	Propias de la red	49	0,04
G	01/08/15	A	Otras causas	81	0,01
A	01/14/15	A	Terceros	31	0,03
H	01/23/15	A	Propias de la red	48	0,38
H	01/23/15	A	Propias de la red	48	0,03
D	01/24/15	A	Terceros	35	2,17
D	02/07/15	A	Condiciones climaticas	1	0,02
D	02/09/15	A	Terceros	31	0,05
D	02/18/15	A	Otras causas	81	0,24
D	02/20/15	A	Animales	20	0,03
G	04/30/15	A	Animales	20	0,03
C	05/04/15	A	Terceros	31	0,23
B	05/05/15	A	Condiciones climaticas	1	0,03
B	05/23/15	M	Programadas	90	8,91
B	06/01/15	A	Medio ambiente	19	0,29
E	06/04/15	A	Terceros	31	0,19

D	06/11/15	A	Propias de la red	49	0,26
D	06/16/15	A	Terceros	32	0,08
D	06/25/15	A	Otras causas	81	0,05
A	07/02/15	A	Propias de la red	49	0,03
G	07/25/15	A	Propias de la red	49	0,6
B	07/25/15	A	Propias de la red	49	0,09
C	10/09/15	A	Propias de la red	49	0,03
B	10/24/15	A	Otras causas	81	0,03
E	11/30/15	A	Propias de la red	49	1,31
C	12/22/15	A	Propias de la red	49	0,63
E	12/23/15	A	Otras causas	81	0,02
H	01/08/16	M	Programadas	93	0,04
A	01/13/16	A	Condiciones climaticas	1	0,03
D	01/21/16	A	Terceros	31	0,03
A	02/10/16	A	Propias de la red	49	0,02
B	02/21/16	A	Condiciones climaticas	1	0,02
D	03/04/16	A	Propias de la red	49	0,05
E	03/06/16	M	Programadas	91	0,04
D	04/06/16	M	Propias de la red	51	0,03
G	04/30/16	A	Otras causas	81	0,03
D	05/13/16	A	Otras causas	81	0,03
F	06/02/16	A	Terceros	31	0,03
D	06/09/16	A	Animales	20	0,03
F	08/22/16	A	Otras causas	81	0
D	08/27/16	A	Medio ambiente	19	0
F	08/27/16	A	Propias de la red	49	0
A	09/17/16	A	Otras causas	81	0
F	09/24/16	A	Terceros	31	1,28
D	10/01/16	A	Condiciones climaticas	1	0
H	10/12/16	A	Condiciones climaticas	1	0
G	10/23/16	A	Condiciones climaticas	1	0
H	12/02/16	A	Condiciones climaticas	1	0
G	12/30/16	A	Otras causas	81	0
G	01/03/17	A	Propias de la red	49	1,31
G	01/03/17	M	Programadas	91	0,37
D	01/22/17	A	Medio ambiente	19	0
A	02/08/17	A	Animales	20	0
F	03/15/17	A	Animales	20	0,64
B	03/26/17	A	Otras causas	81	0
F	03/28/17	A	Medio ambiente	15	0,84
G	04/15/17	A	Otras causas	81	0
D	05/04/17	A	Propias de la red	49	0
E	06/04/17	A	Propias de la red	49	1,09
D	06/04/17	A	Propias de la red	49	0,32
F	06/18/17	A	Propias de la red	49	0
D	06/29/17	A	Propias de la red	49	0,75
D	06/29/17	A	Propias de la red	49	0
G	07/24/17	M	Propias de la red	51	0,75
F	08/02/17	A	Terceros	31	0
B	09/29/17	A	Propias de la red	49	0

B	10/27/17	A	Animales	20	0
C	11/14/17	A	Condiciones climaticas	1	0,02
F	12/02/17	M	Programadas	93	0,05
G	12/15/17	A	Propias de la red	49	0
G	01/12/18	A	Terceros	31	0,45
C	02/01/18	A	Animales	20	0,03
G	02/10/18	M	Programadas	91	0,43
G	02/10/18	A	Propias de la red	49	0
H	03/08/18	A	Propias de la red	49	0,82
E	03/08/18	A	Propias de la red	49	0,03
G	03/09/18	A	Condiciones climaticas	5	0
H	03/31/18	A	Condiciones climaticas	1	0
F	04/04/18	A	Condiciones climaticas	1	0
G	04/14/18	A	Condiciones climaticas	1	0
D	06/12/18	A	Propias de la red	49	2,22
A	07/03/18	A	Terceros	31	0
G	07/19/18	M	Programadas	91	0,81
G	07/19/18	A	Propias de la red	49	0
G	07/19/18	A	Propias de la red	49	0
B	09/03/18	A	Terceros	31	0
G	10/22/18	A	Animales	20	1,19
F	11/14/18	A	Terceros	31	0
F	11/16/18	M	Propias de la red	51	0,01
D	12/09/18	A	Propias de la red	49	2,04
F	12/25/18	A	Animales	20	0
F	12/31/18	A	Condiciones climaticas	5	0
F	12/31/18	A	Condiciones climaticas	5	0
B	01/01/19	A	Propias de la red	49	0
G	01/19/19	A	Terceros	31	0,48
F	01/25/19	A	Animales	20	0
D	02/20/19	A	Animales	20	0
G	03/18/19	M	Programadas	91	1,07
G	03/18/19	A	Propias de la red	49	0
F	03/24/19	A	Otras causas	81	0
F	04/04/19	A	Propias de la red	49	0,12
G	04/18/19	A	Animales	20	0
G	05/19/19	A	Medio ambiente	18	1,55
F	06/03/19	A	Condiciones climaticas	5	0
C	06/04/19	A	Otras causas	81	0,06
C	06/08/19	A	Propias de la red	54	0,13
A	06/11/19	A	Animales	20	1,1
A	06/11/19	A	Propias de la red	49	0
F	06/27/19	A	Otras causas	81	0
A	01/02/20	A	Terceros	31	0
F	05/14/20	A	Animales	20	0
G	06/18/20	A	Terceros	31	0
H	03/03/20	A	Animales	20	0

### Anexo 2: Clasificación de interrupciones (CIER)

Los presentes códigos de calificación corresponden a las desconexiones que ocurren en los componentes.

#### A. Según el origen.

<b>Código</b>	<b>Denominación</b>
1	Interconexión o Externa al Sistema
2	Generación del Sistema
3	Transmisión del Sistema
4	Subtransmisión y Distribución Primaria del Sistema
5	Distribución secundaria

#### B. Según las causas.

<b>Código</b>	<b>Interrupciones forzadas</b>
0	Condiciones Climáticas
1	Medio Ambiente
2	Animales
3	Terceros
4	Propias de la Red
6	Fabricación
7	Generación o sistemas desconectados
8	Otras causas

<b>Código</b>	<b>Interrupciones programadas</b>
9	Programadas

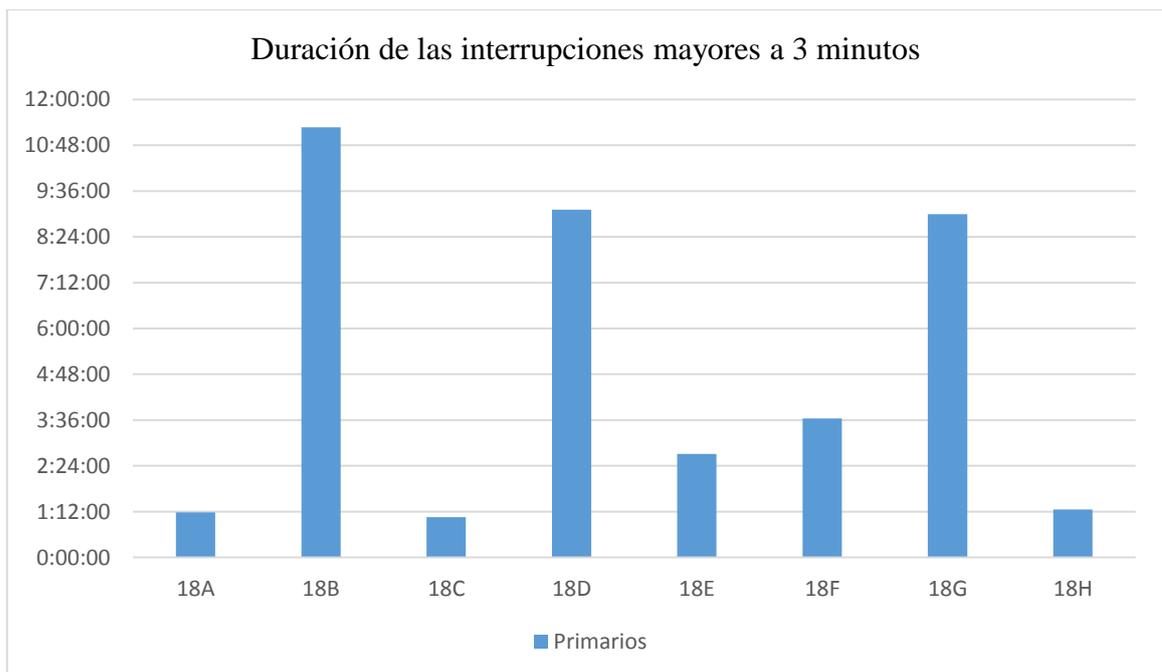
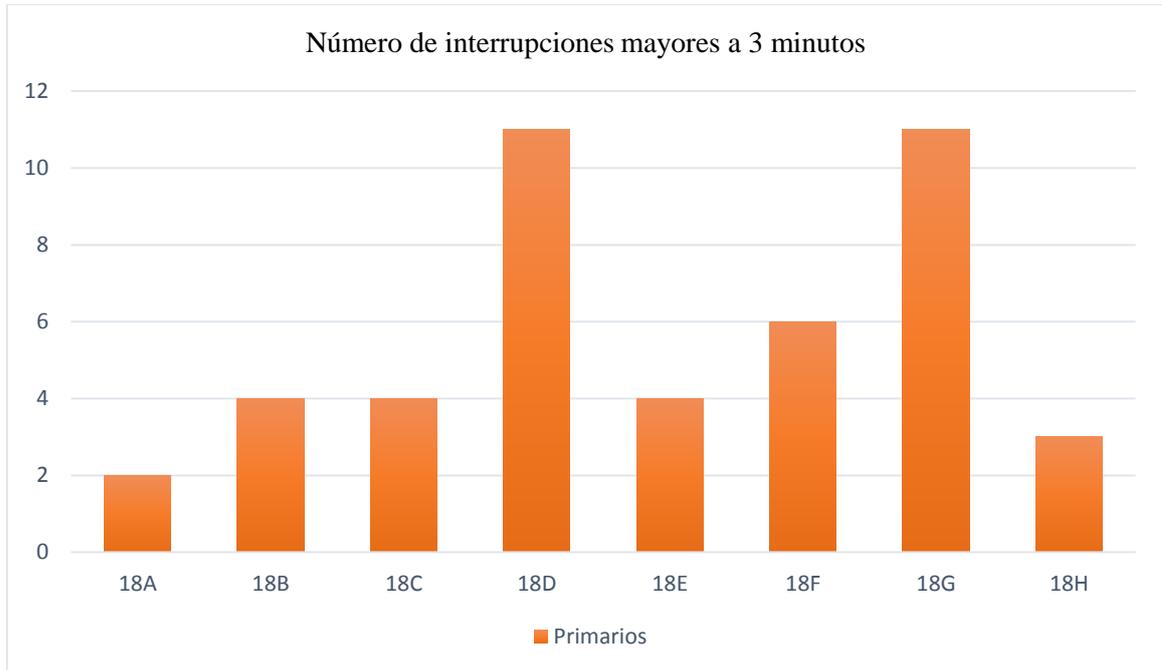
#### C. Según causas básicas.

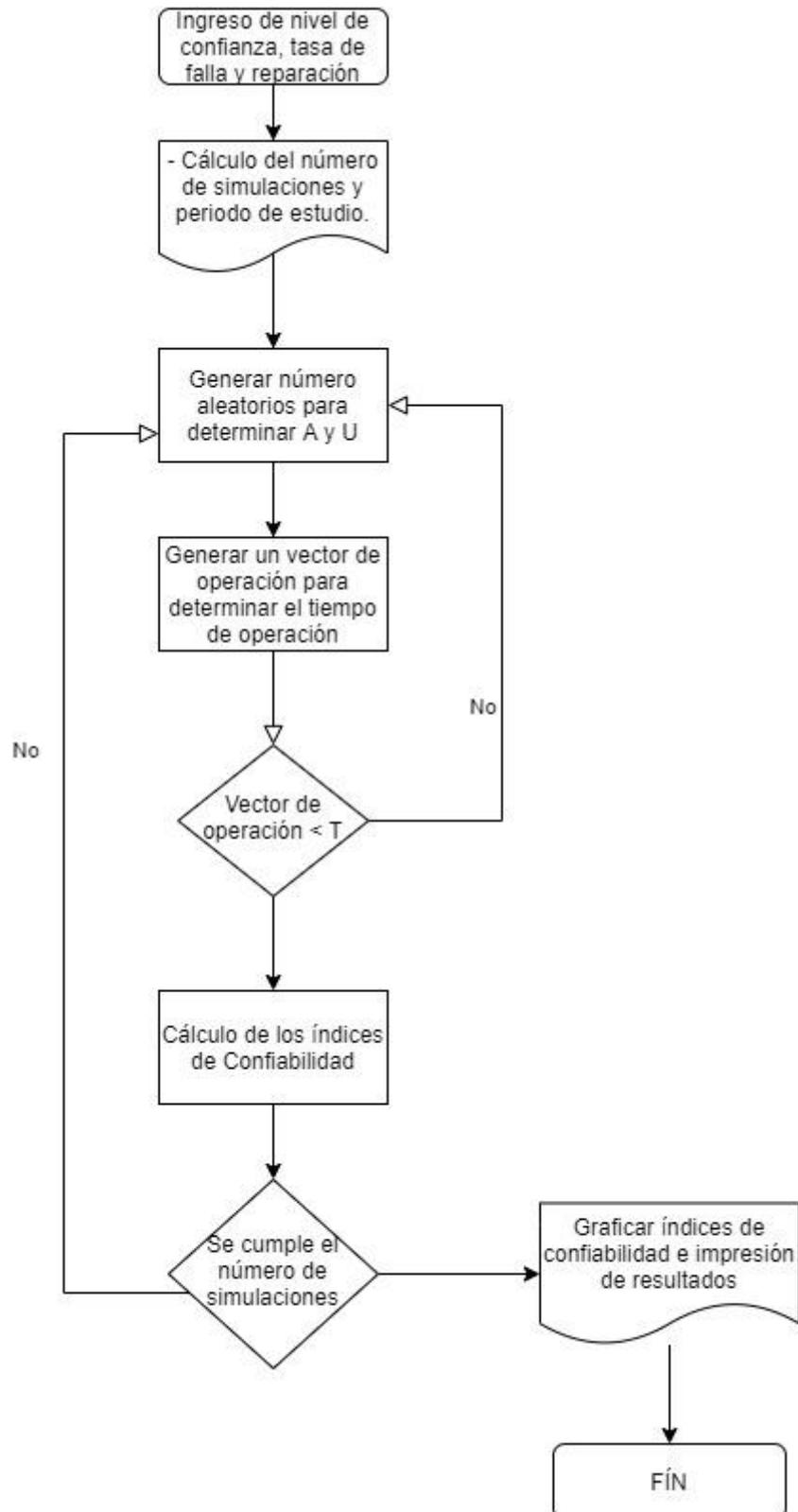
<b>Código 0</b>	<b>Condiciones climáticas</b>
01	Descargas Atmosféricas (Rayos)
02	Lluvia
03	Nieve o granizo
04	Hielo
05	Viento Fuerte
06	Neblina
07	Calor Solar (líneas se expanden)
<b>Código 1</b>	<b>Medio ambiente</b>
10	Depósito Salino
11	Contaminación Industrial
12	Corrosión
13	Vibración
14	Incendio no ocasionado por fallas
15	Deslizamiento de tierra o excavación
16	Inundación

17	Terremoto
18	Arboles (sin incluir podas)
19	Materiales llevados por el viento, cometas
<b>Código 2</b>	<b>Animales</b>
20	Pájaros
21	Insectos
22	Otros animales
<b>Código 3</b>	<b>Terceros</b>
30	Daños o interferencia intencional
31	Daño o interferencia accidental de particulares (Excp.35)
32	Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas de servicio público o sus contratistas
33	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores de otros concesionarios.
34	Error de operación en equipamientos, instalaciones de consumidores o de otros concesionarios
35	Choques de vehículos
<b>Código 4</b>	<b>Propias de la red</b>
40	Problemas en trabajos en líneas energizadas
41	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas, de la misma (excluye causa 40).
42	Errores en supervisión de la operación del sistema
43	Circuito de distribución incorrectamente identificado por personal de operación.
44	Condiciones anormales de operación (sobrecarga, oscilación de potencia, falta de tensión, etc.)
45	Instalación o construcción deficiente
46	Aplicación incorrecta de equipamientos
47	Diseño o proyecto inadecuado
48	Protección, medición, supervisión (operación inadecuada, falla de equipamiento, ruidos, armónicas, etc.) errores de cableado y/o protección, errores de relación, de calibración y aplicación de ajuste, etc.
49	Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)
50	Defectos, fallas o mantenimiento inadecuado de líneas de distribución.
51	Maniobras sin tensión por seguridad o características restrictivas del equipamiento.
52	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
53	Problemas en circuitos de control (fortuitos).
54	Errores en la operación de equipamiento.
55	Elementos de maniobra incorrectamente identificado.
<b>Código 6</b>	<b>Fabricación</b>
60	Falla den el proyecto del fabricante
61	Falla en materiales
62	Falla de montaje en fabrica
<b>Código 7</b>	<b>Otros sistemas</b>
70	Falla en el sistema de alimentación externa a la empresa (baja frecuencia)

72	Desconexión deliberada (manual o automática) debido a problemas en generación Restricción de carga
73	Otra distribuidora
74	Transmisor
75	Generador
76	Otros
<b>Código 8</b>	<b>Otras causas</b>
80	No clasificadas
81	No determinadas, causa desconocida
<b>Código 9</b>	<b>Programadas</b>
90	Programadas por ampliaciones o mejoras, remodelación de redes
91	Programadas para reparaciones (Mantenimiento Correctivo)
92	Programadas para mantenimiento Preventivo (mantenimiento de disyuntores, otros)
93	Programadas propias no clasificadas, transferencia de carga

**Anexo 3:** Primarios con (interrupciones > a 3 min) desde junio del 2014 a junio del 2020.



**Anexo 4:** Diagrama de flujo de la Simulación de Monte Carlo.

## Anexo 5: Resumen de código de Matlab para la ejecución de la simulación de Monte Carlo.

```

%%Simulación de Monte Carlo para determinar índices de Confiabilidad
t=input('Ingresar el Periodo de análisis en años : ')
clear all
tic % Inicia el temporizador para contabilizar el de
tiempo de ejecución del código
p=input('Ingresar nivel de confianza (0-100)-> ');
P=p/100;
Nm=round((0.5/(1-P).^2)*(3*(1+(P/2))).^2); %Cálculo del número de muestras o
simulaciones
t=6; %Periodo de análisis en años (lo
establece el usuario)
T=6*8760; %Cálculo para el periodo de
análisis (horas)
error=3*((P+1)/2)*sqrt(0.5/(Nm)); %Cálculo del error
Aln=xlsread ('Potencias.xlsx',1,'C4:E82'); %Encontrando potencias en la base
de datos

% Se determina la potencia máxima de la base de datos
[u,v]=size(Aln);
Alnmax=Aln(1,1);
for i=1:u
    for j=1:v
        if Aln(i,j)>Alnmax
            Alnmax=Aln(i,j);
        end
    end
end
end

tfalla=0.00903164; %f/año
trep=4.14; %r/año
r=1; %Contador
for i=1:Nm
%% Determinación de tiempos de falla y operación
a1=1; %Contador
a2=0; %Contador
a3=0; %Contador
% Determinando los tiempos de falla y operación
while max(max(a3))<T
U1 = rand(); % Genera Números aleatorios para U
tf1(al)=- (1/tfalla)*log(U1);
A1 = rand(); % Genera Números aleatorios para A
top(al)=- (1/trep)*log(A1);
dim1=length(tf1)+length(top)-1;
dim2=length(tf1)+length(top);
a2(1:2:dim1)=tf1;
a2(2:2:dim2)=top;
temp=repmat([0 cumsum(tf1+top)],2,1)+repmat([tf1
0],2,1)+[zeros(1,length(top)+1);top 0];
a3=reshape(temp(:,1:end-1),1,[]);
filas = randi([1 length(Aln)],1);
columnas = randi([1 3],1);
Alnmc(al)=Aln(filas,columnas);
al=al+1;
end
%% Barra 22.8 kV Alimentadores
% Media aritmética del valor de cada iteración (para corrección de la simulación)
lp=length(top)/sum(top); % Tasa de falla promedio
rp=sum(tf1)/length(tf1); % Tasa de reparación promedio
mp=1/lp;
up=1/rp;
Ual(r)=mp/(rp+mp); % Indisponibilidad Forzada promedio
Aal(r)=rp/(rp+mp); % Disponibilidad Forzada promedio
Q(r)=Ual(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(T/8760))));
R(r)=Aal(1,r)-((lp/(lp+up))*(exp(-(lp+up)*(T/8760))));
NI=length(tf1); % Número de interrupciones
TI=sum(tf1); % Tiempo de Interrupción

```

```

HPA=sum(tf1)*t; % Horas Promedio al año
PINp=sum(Alnmc)/1000; % Potencia Interrumpida
FIp(r)=NI/HPA; % Frecuencia de interrupciones promedio
DAIp(r)=TI/HPA; % Duración anual de interrupciones promedio
DMIp(r)=TI/NI; % Duración anual de interrupciones promedio
CAIp(r)=PINp/HPA;
EAIp(r)=(PINp*TI)/HPA;
SEINp(r)=EAIp(1,r)/Alnmax;
% Calculos finales de los indices de confiabilidad
Ut(r)=sum(Ual)/length(Ual);
At(r)=sum(Aal)/length(Aal);
Q1(r)=sum(Q)/length(Q);
R1(r)=sum(R)/length(R);
FI(r)=sum(FIp)/length(FIp);
DAI(r)=sum(DAIp)/length(DAIp);
DMI(r)=sum(DMIp)/length(DMIp);
CAI(r)=sum(CAIp)/length(CAIp);
EAI(r)=sum(EAIp)/length(EAIp);
SEIN(r)=sum(SEINp)/length(SEINp);
r=r+1;
end
x1=0:(length(At)-1);

% Gráficas de la disponibilidad forzada
figure('Name','Resultados','NumberTitle','off');
s(1)=subplot(2,1,1);
plot(x1,At)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
title(s(1),'Indisponibilidad Forzada barra 22.8 kV')
s(2)=subplot(2,1,2);
plot(x1,Ut)
xlabel('Muestras')
ylabel('Disponibilidad Forzada')
title(s(1),'Disponibilidad Forzada barra 22.8 kV')
title(s(2),'Indisponibilidad Forzada barra 22.8 kV')
% Gráficas de Indices de confiabilidad Barra 22.8kV
figure('Name','Indices de Confiabilidad Barra 22.8kV','NumberTitle','off');
s(3)=subplot(3,2,1);
plot(x1,FI)
xlabel('Muestras')
ylabel('FI')

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

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

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

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

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

```

```

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

tiempo = (toc)/60;

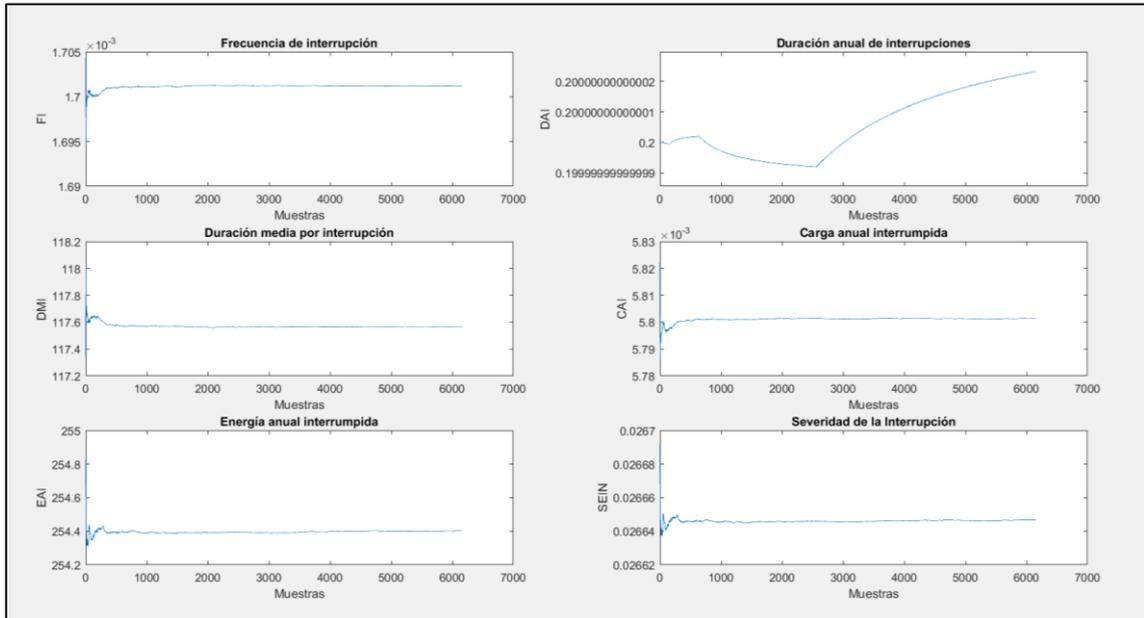
%% Impresión de resultados
fprintf('=====
==\n');
fprintf('
                UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\n');
fprintf('=====
==\n');
fprintf('
                Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas\n');
fprintf('
                Carrera de Ingeniería Eléctrica\n');
fprintf('-----
--\n');
fprintf('PROGRAMA PARA CALCULAR INDICES DE CONFIABILIDAD POR EL MÉTODO DE MONTE
CARLO\n');
fprintf('
                EN LA S/E CRISTIANÍA PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO
\n');
fprintf('-----
--\n');
fprintf('\n');
fprintf('
                AUTORES:\n');
fprintf('
                DAYANA RIVERA           \n');
fprintf('
                VICTOR SISA\n');
fprintf('-----
--\n');
fprintf('Tiempo de simulación:           %d minutos\n', tiempo);
fprintf('Periodo de simulación:         %d años\n', t);
fprintf('Nivel de Confianza:             %d\n', p);
fprintf('Número de iteraciones (muestras): %d\n', Nm);
fprintf('Porcentaje de error:           %d\n', error);
fprintf('\n');
fprintf('Resultados.-\n');
fprintf('-----
--\n');
fprintf('
                ALIMENTADOR           \n');
fprintf('U           %d\n', Ut(1, length(At)));
fprintf('A           %d\n', At(1, length(At)));
fprintf('Q           %d\n', Q1(1, length(At)));
fprintf('R           %d\n', R1(1, length(At)));
fprintf('FI          %d\n', FI(1, length(At)));
fprintf('DAI         %d\n', DAI(1, length(At)));
fprintf('DMI         %d\n', DMI(1, length(At)));
fprintf('CAI         %d\n', CAI(1, length(At)));
fprintf('EAI         %d\n', EAI(1, length(At)));
fprintf('SEIN        %d\n', SEIN(1, length(At)));

```

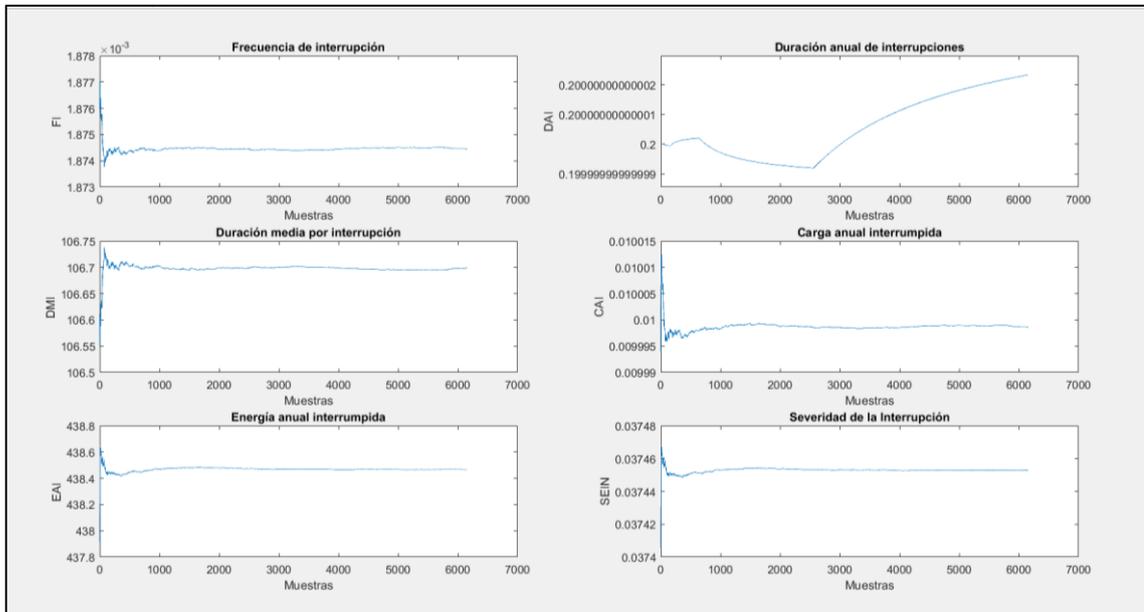
## Anexo 6: Gráficas de índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8kV)

- Para el año 2019.

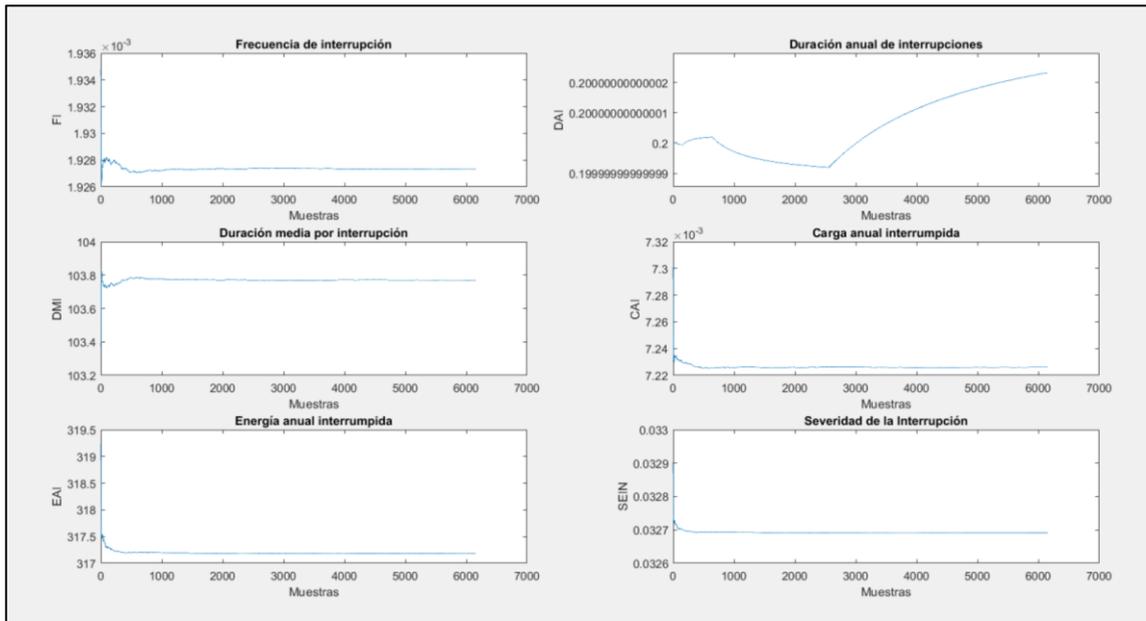
### Primario 18A



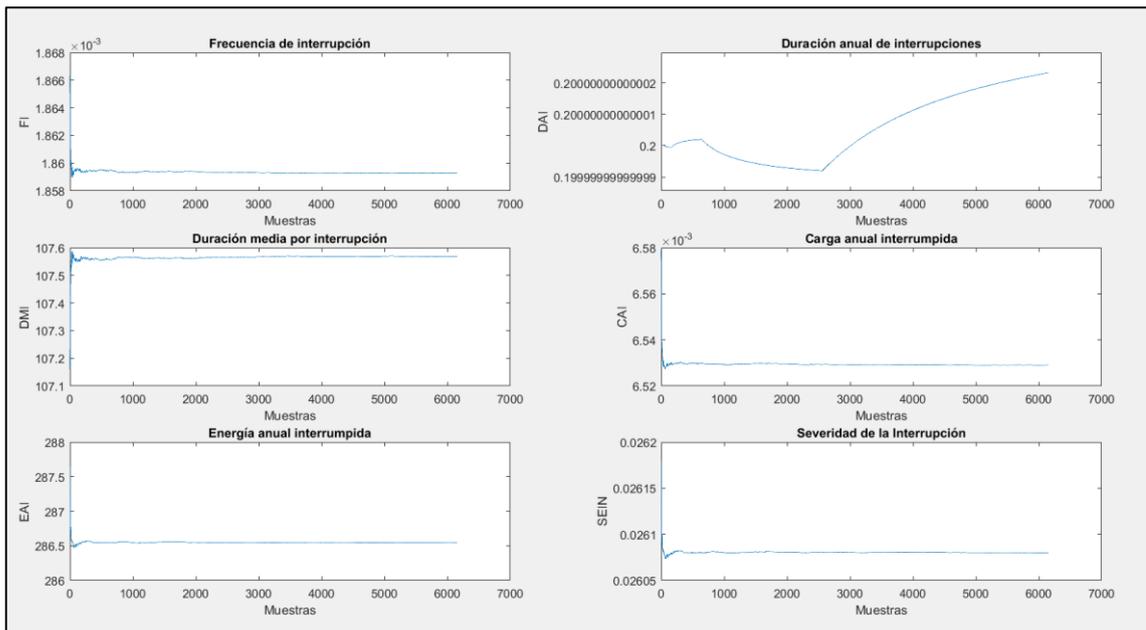
### Primario 18B



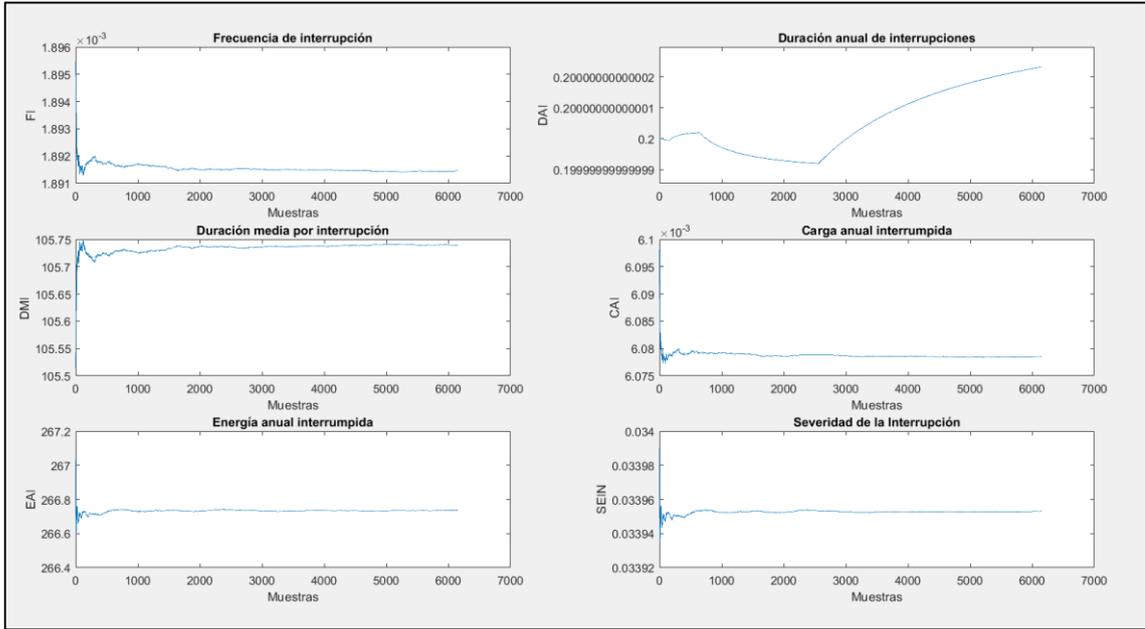
## Primario 18C



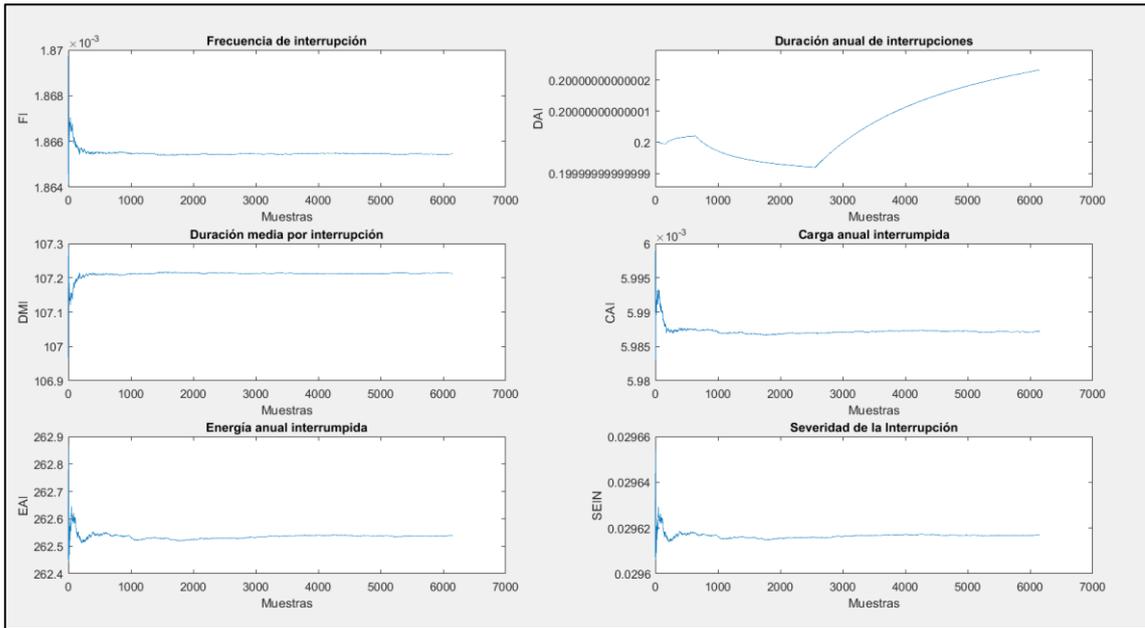
## Primario 18D



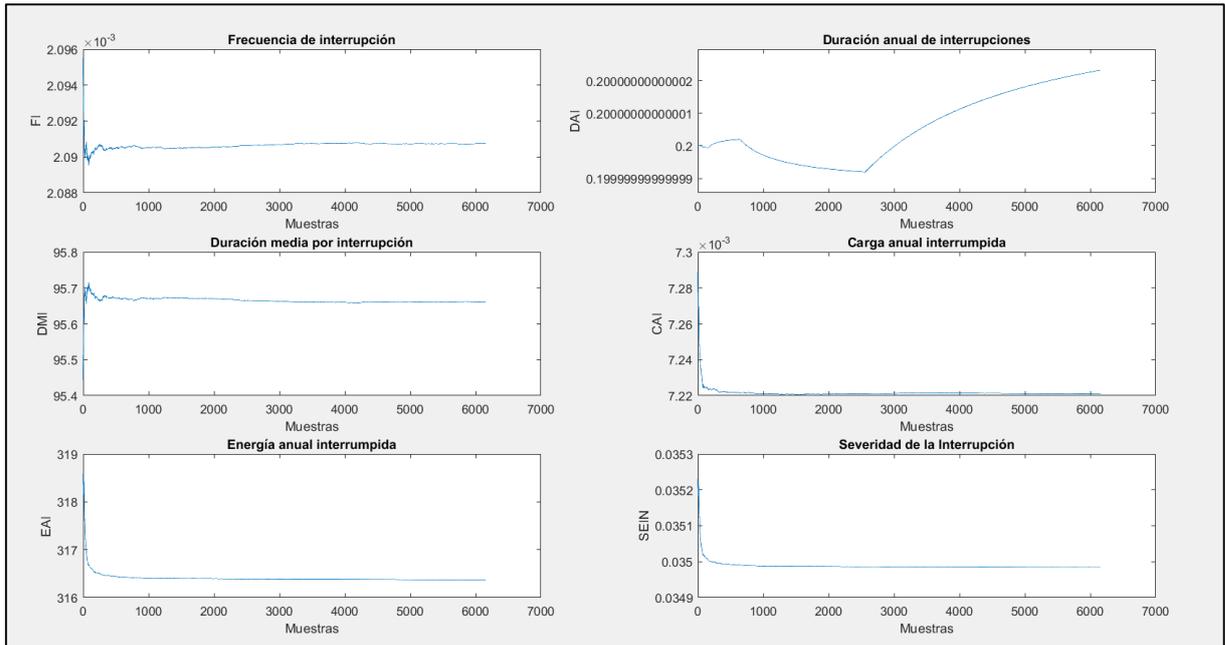
Primario 18E



Primario 18F

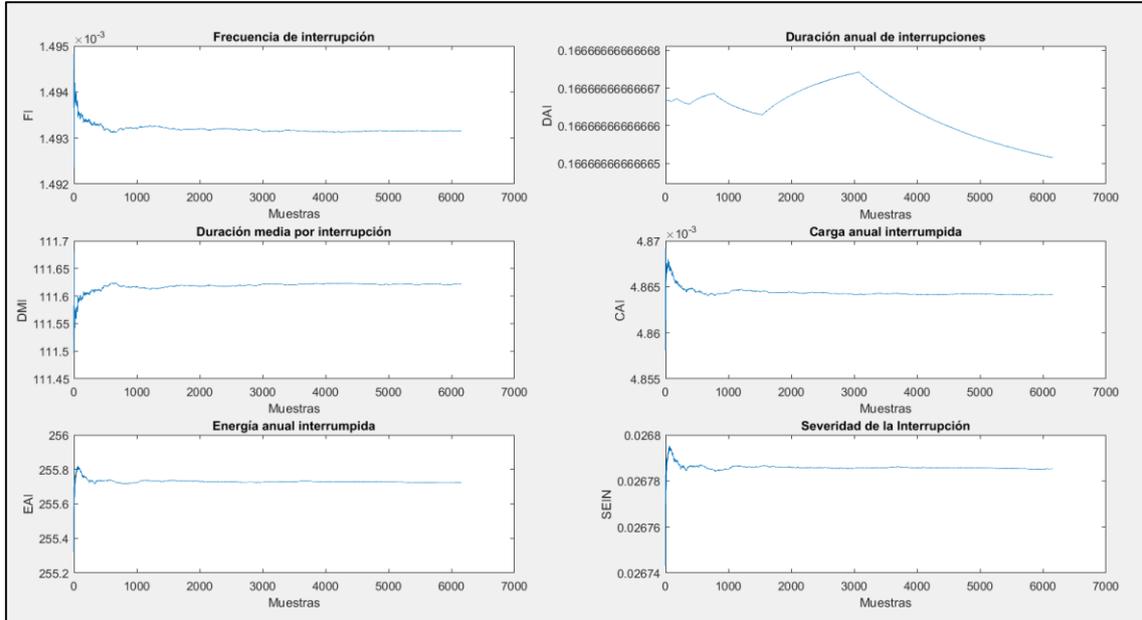


## Primario 18H

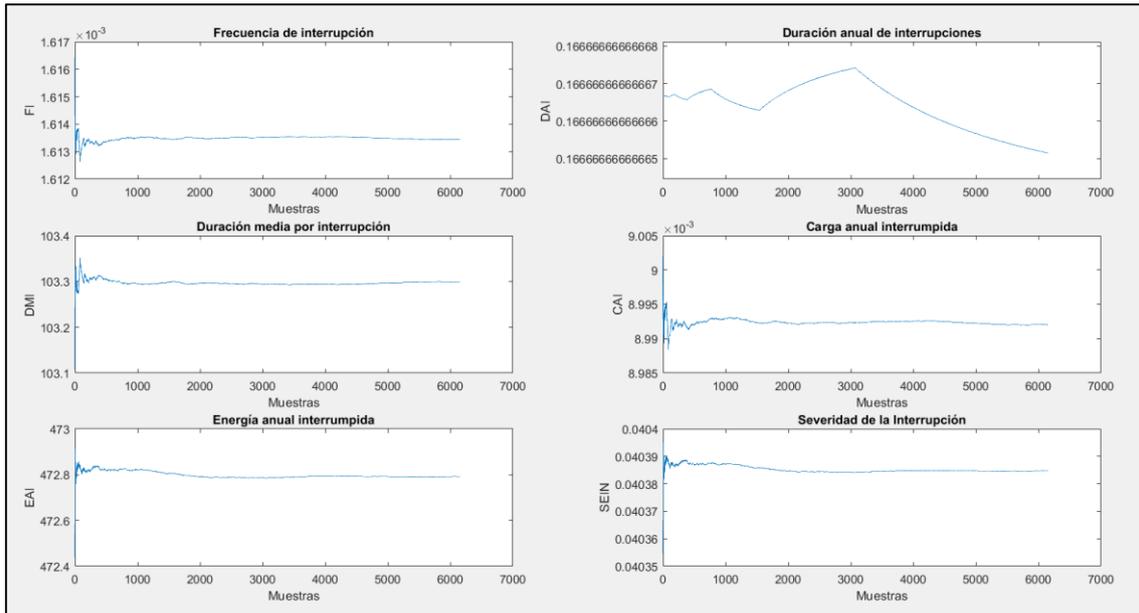


- Para el año 2020.

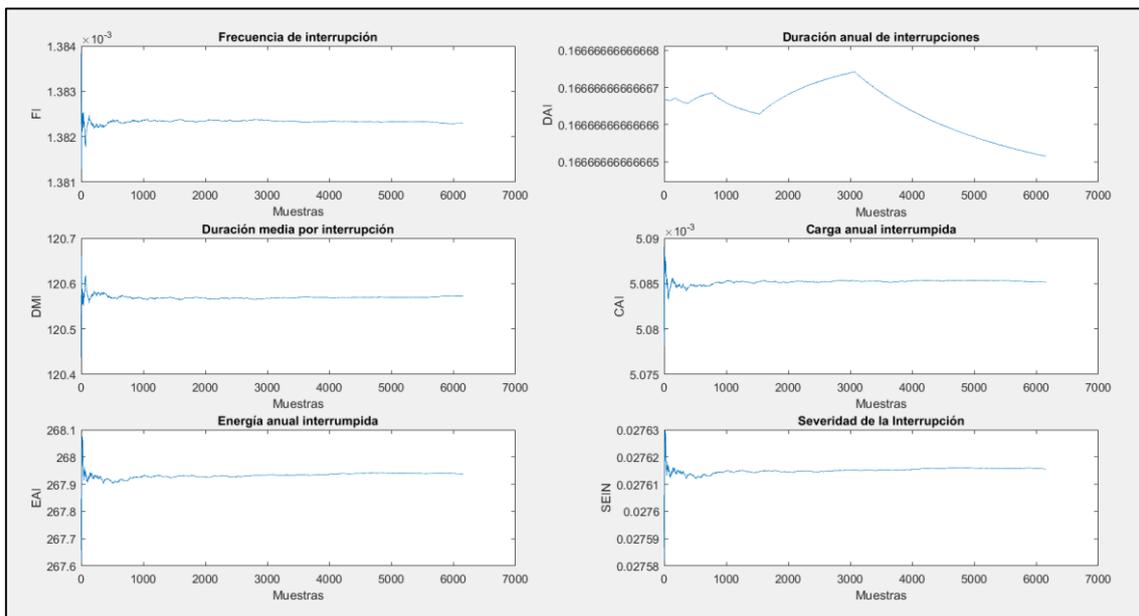
## Alimentador 18A



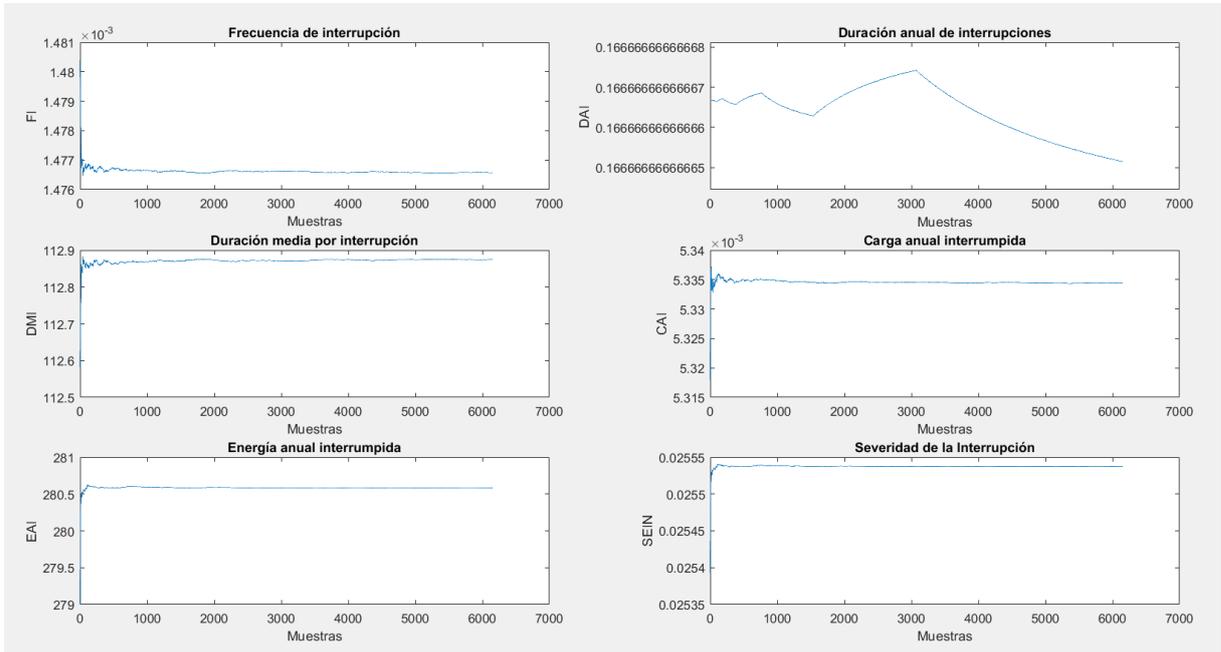
## Alimentador 18B



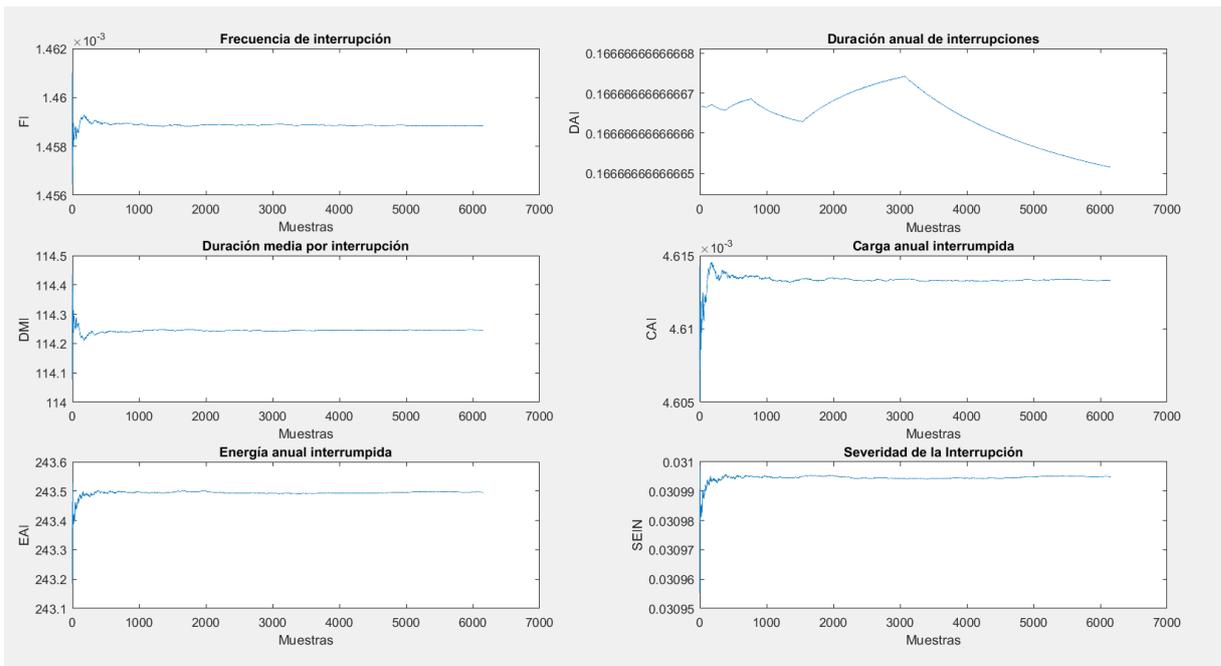
## Alimentador 18C



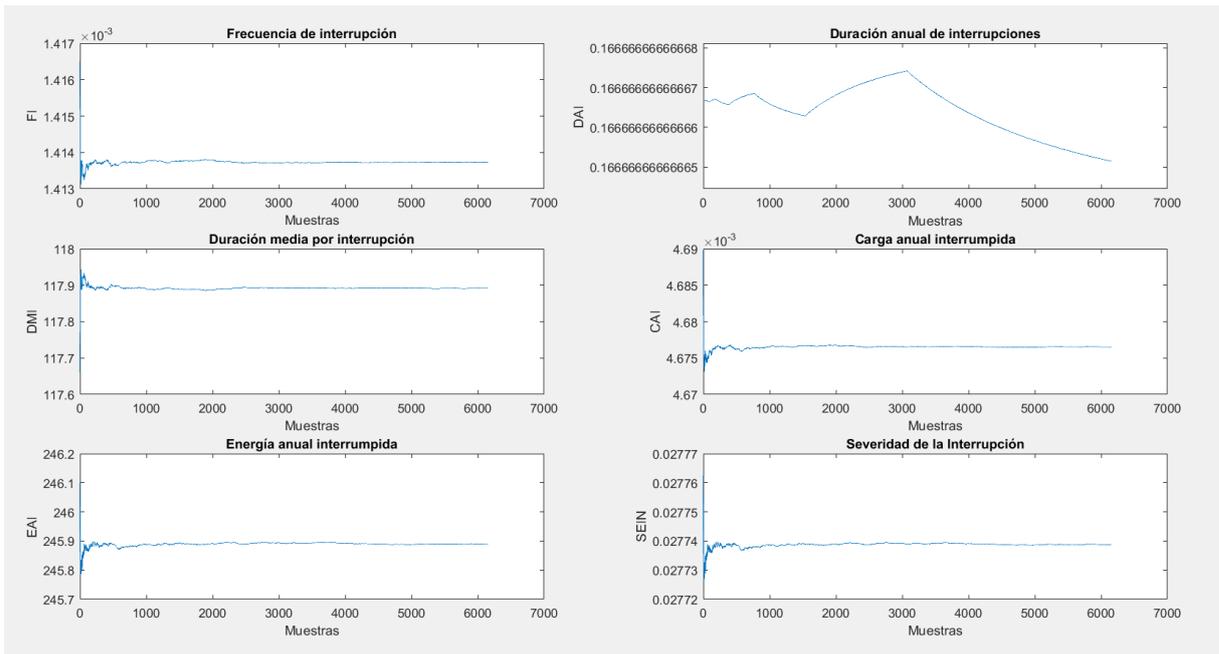
Alimentador primario 18D



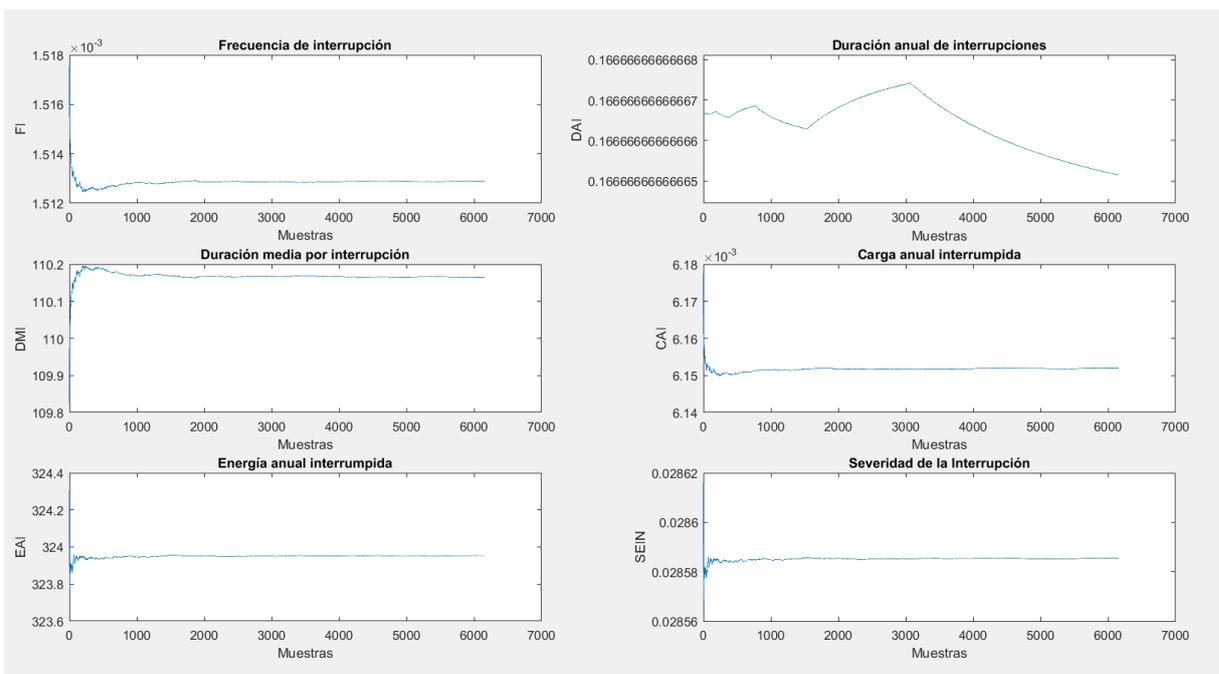
Alimentador primario 18E.



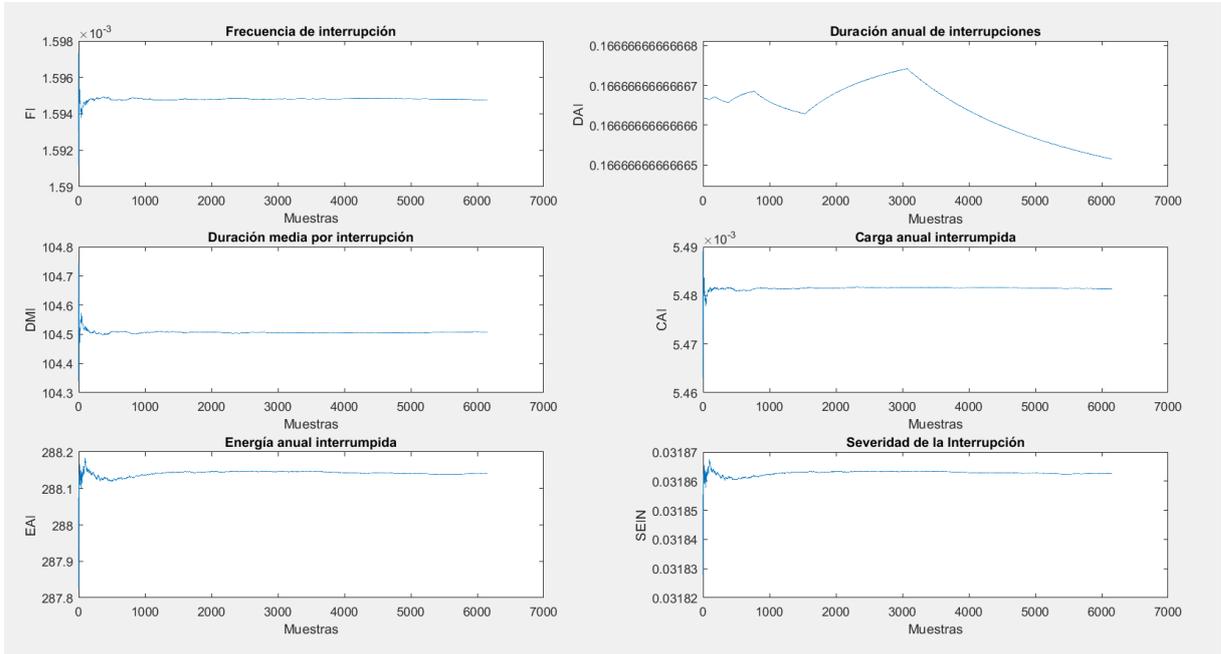
Alimentador primario 18F.



### Alimentador primario 18G.

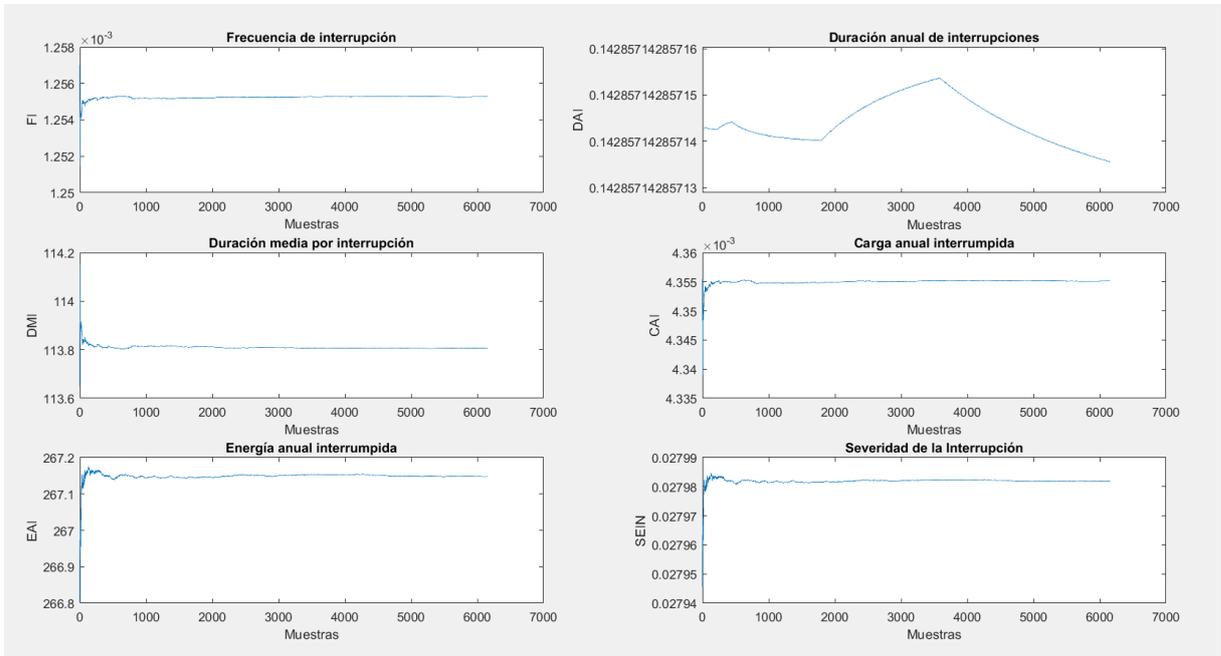


Alimentador primario 18H.

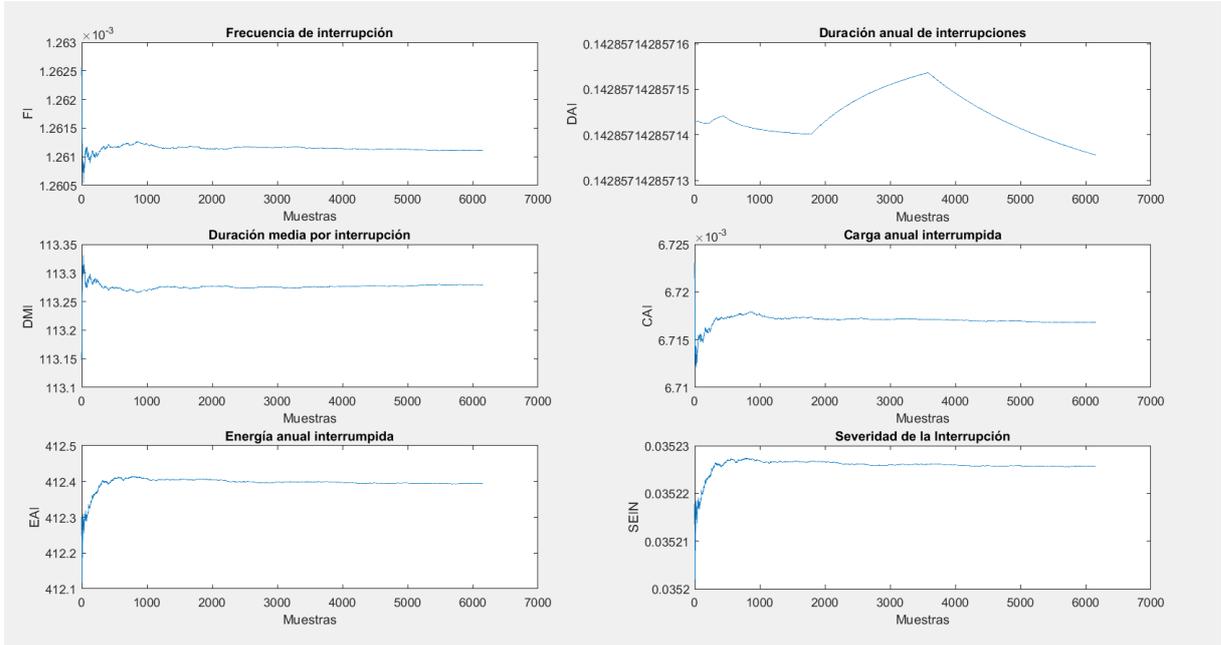


- Para el año 2021

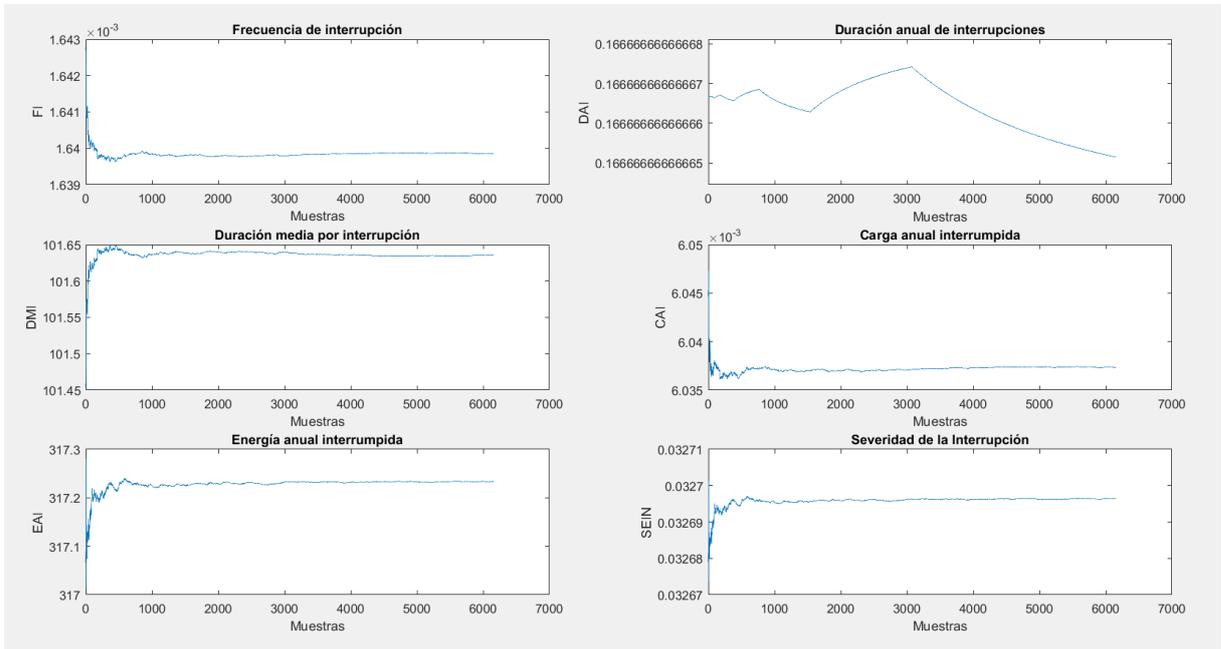
Alimentador primario A.



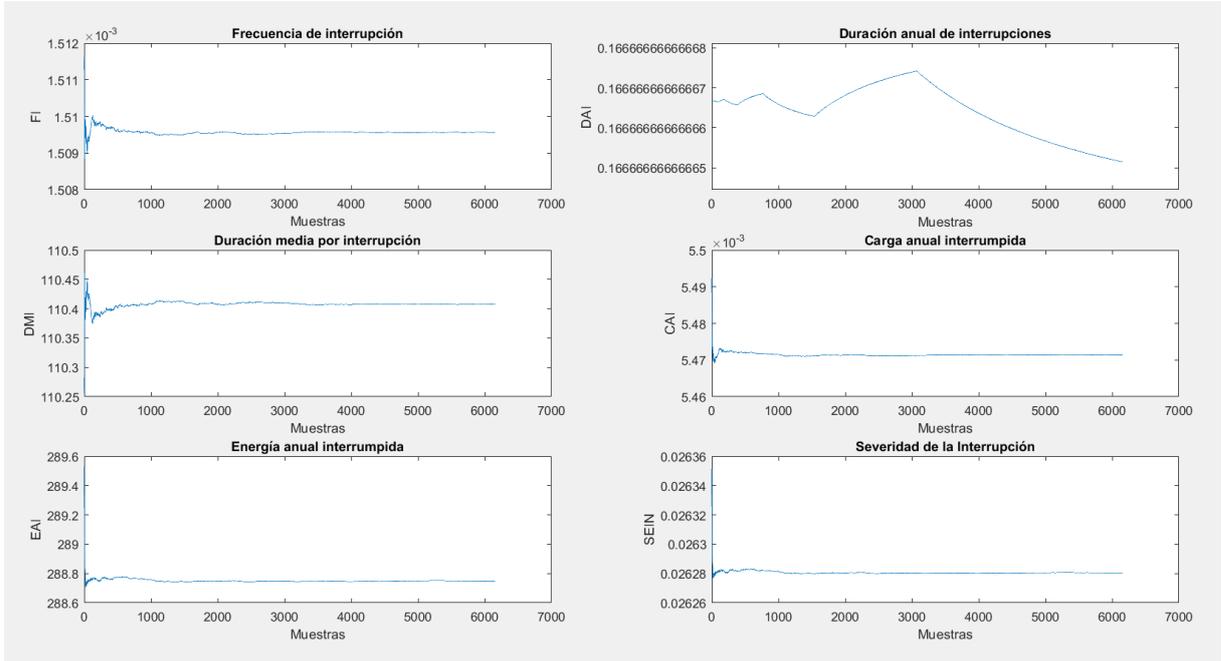
### Alimentador primario 18B



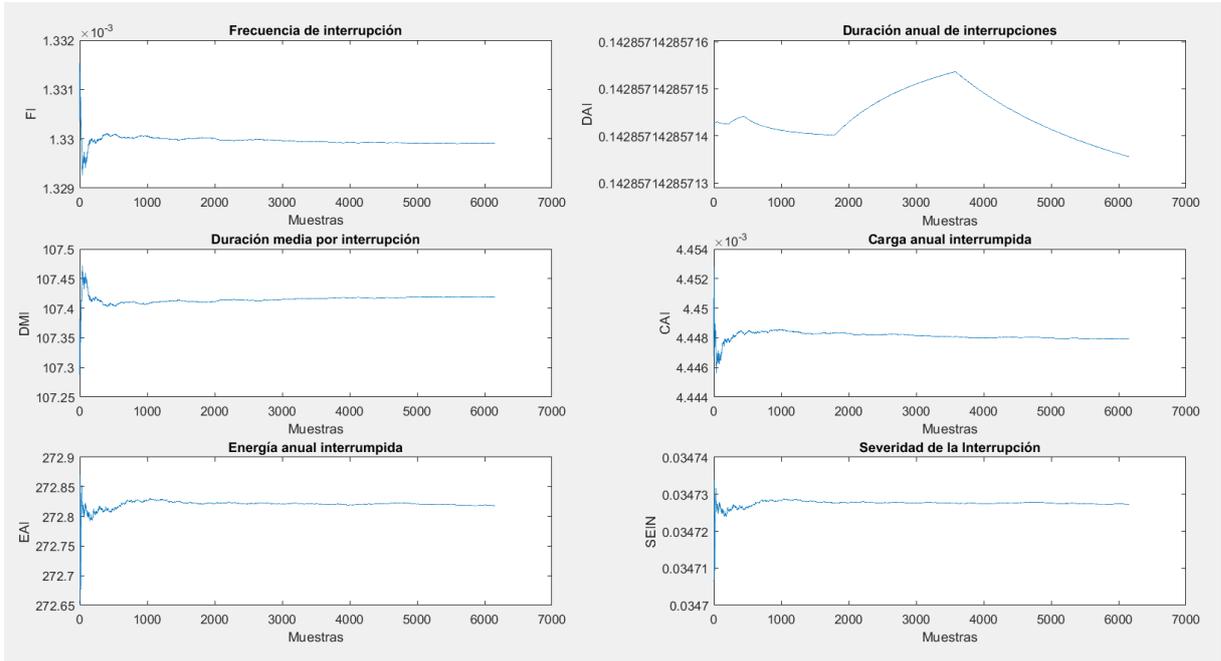
### Alimentador primario 18C



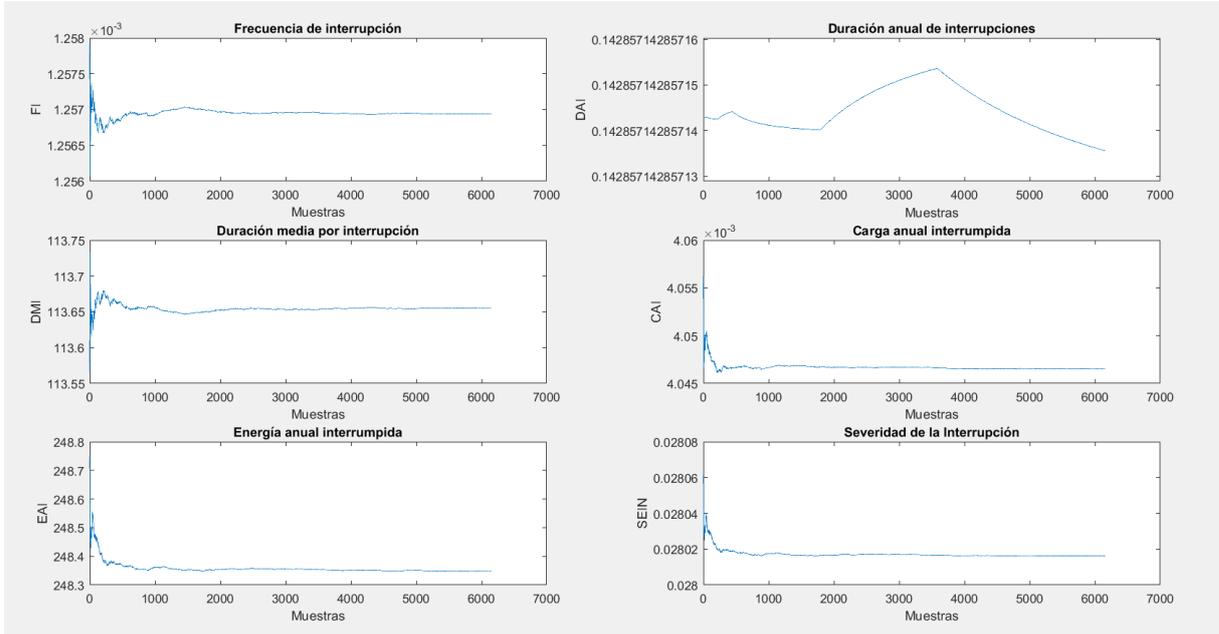
Alimentador primario 18D



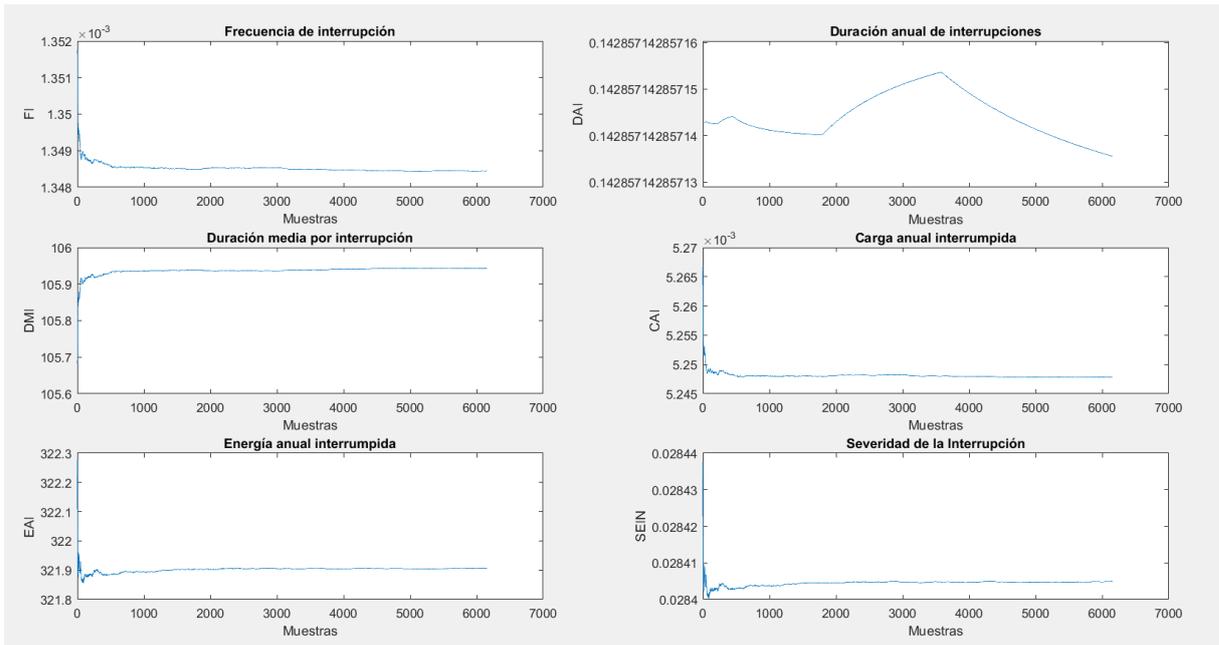
Alimentador primario 18E



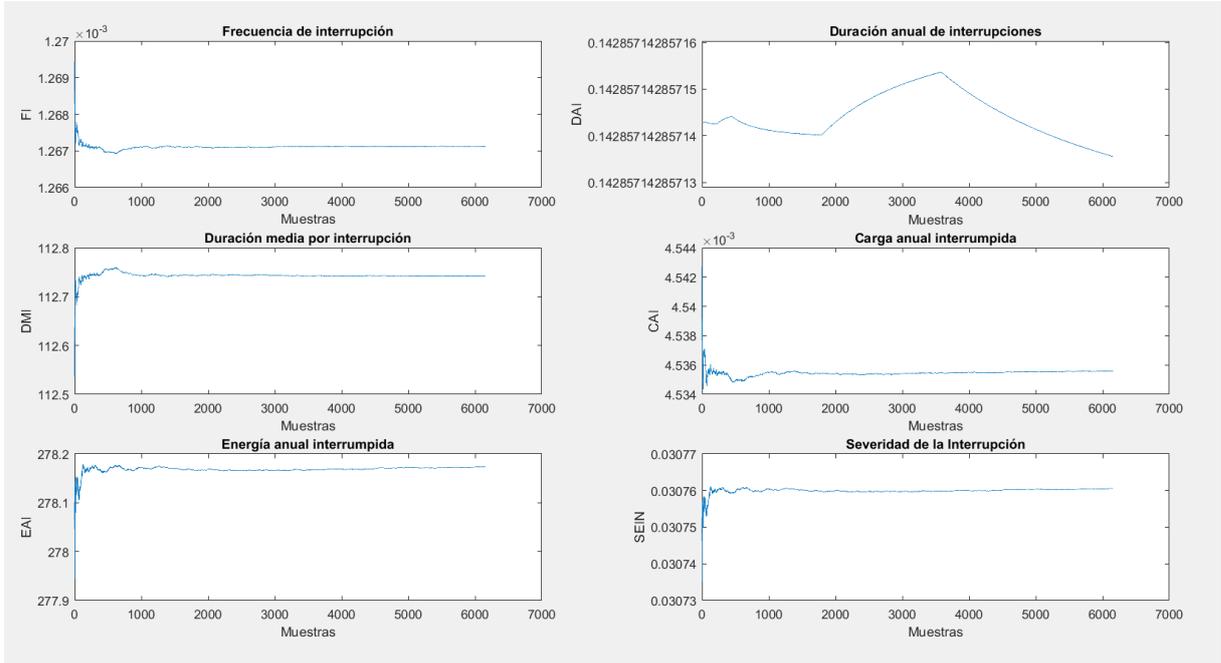
## Alimentador primario 18F



## Alimentador primario 18G

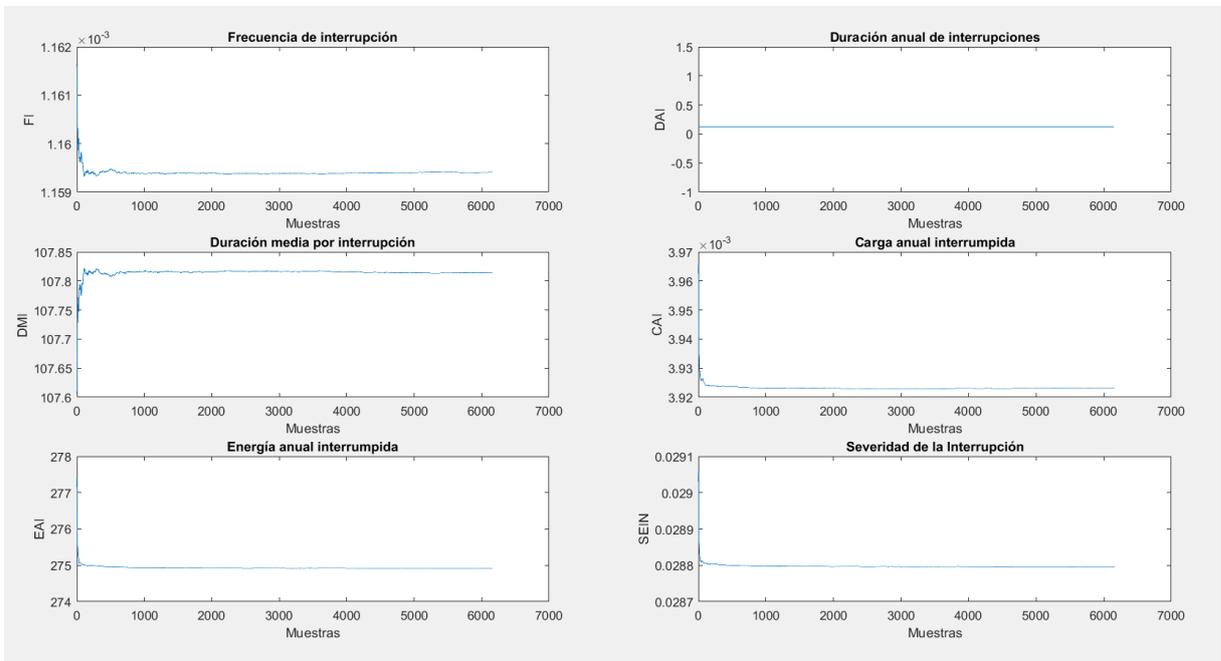


Alimentador primario 18H

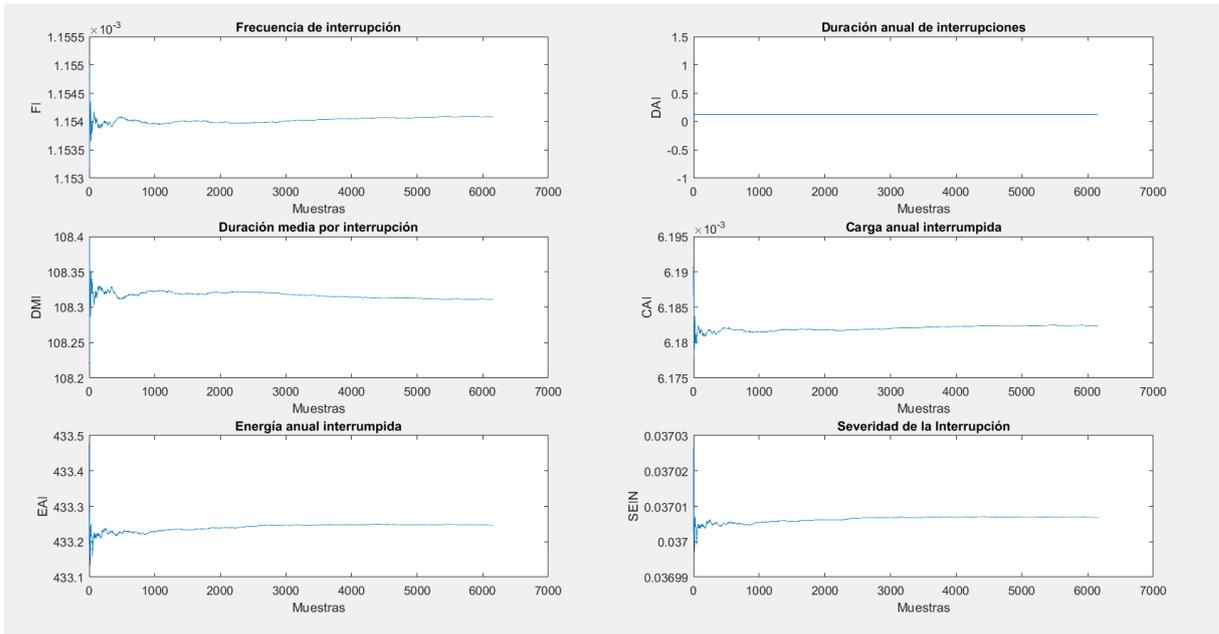


- Para el año 2022.

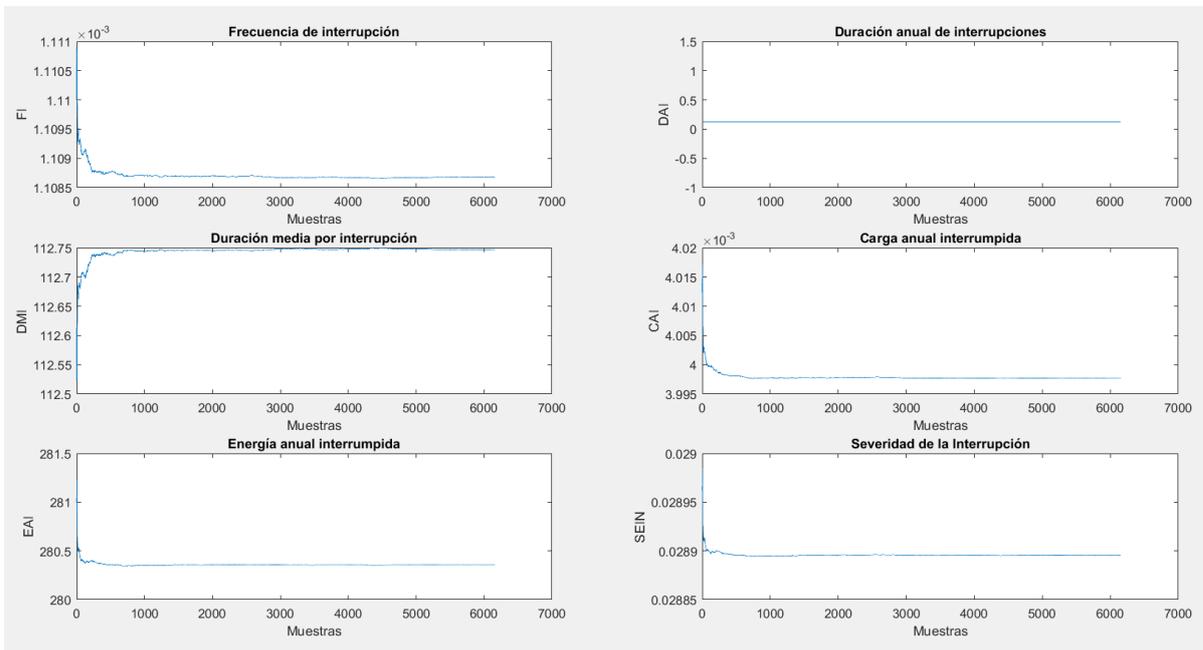
Alimentador primario 18A.



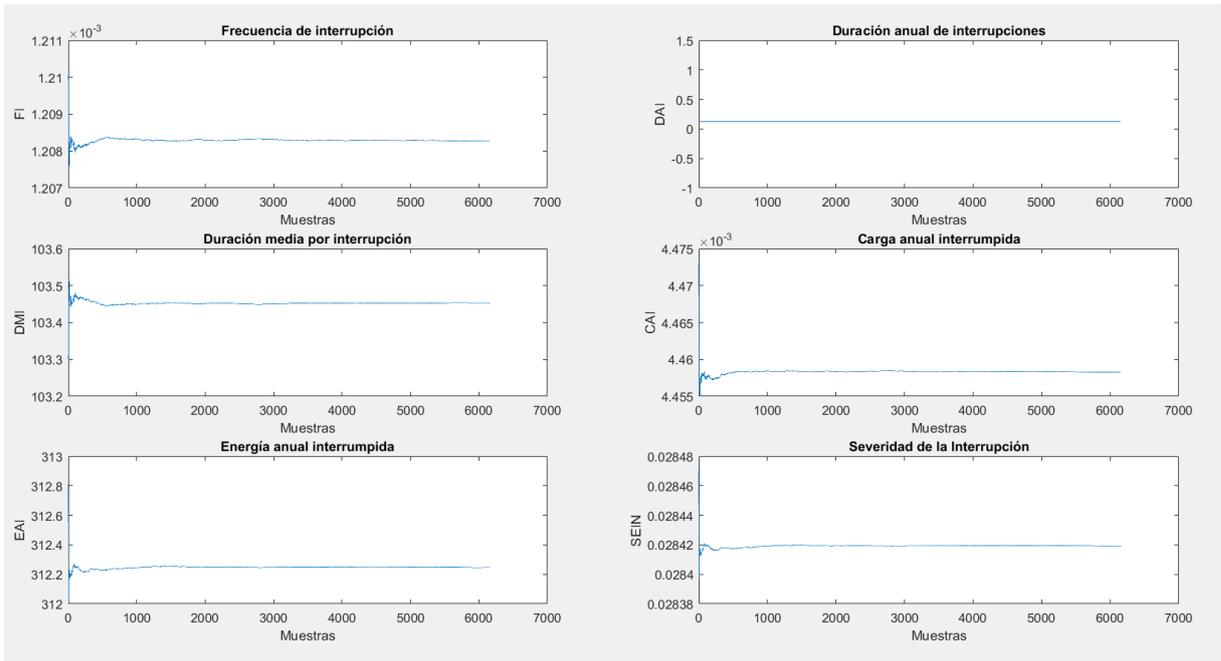
## Alimentador primario 18B.



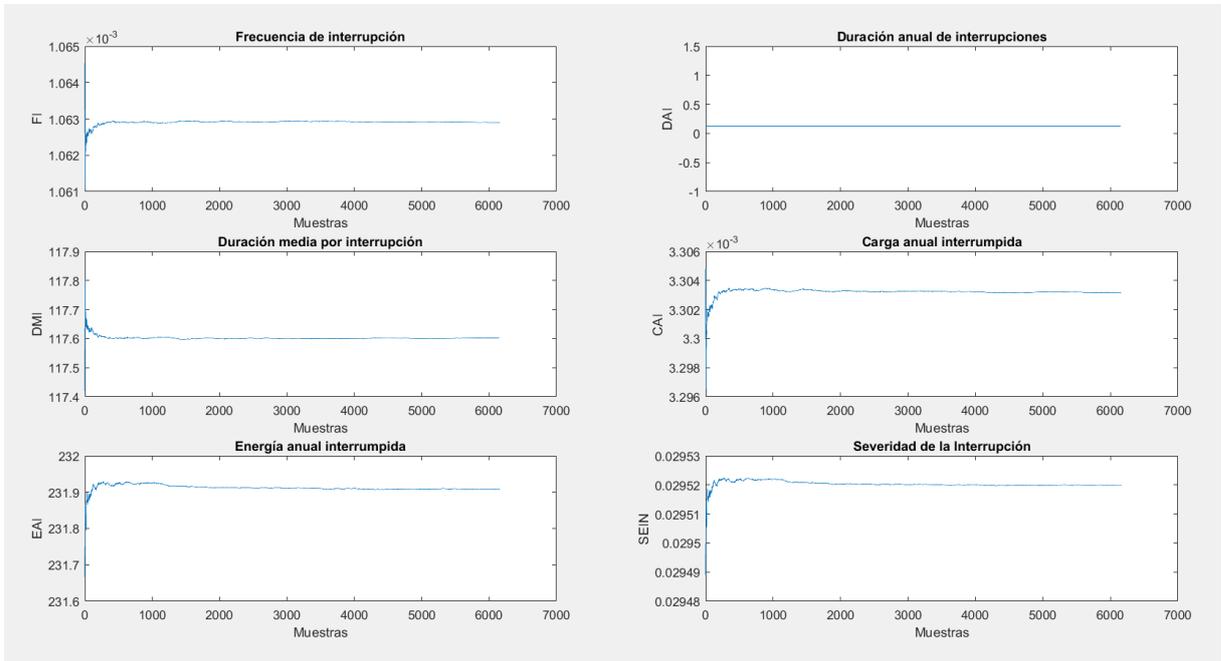
## Alimentador primario 18C.



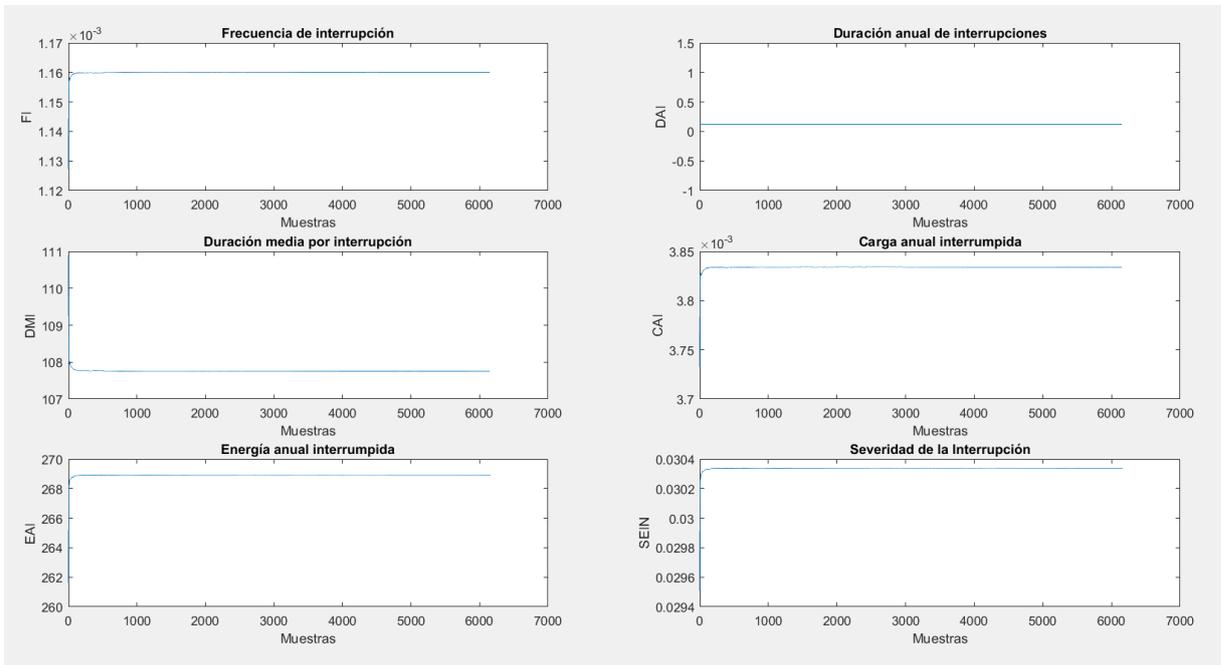
Alimentador primario 18D.



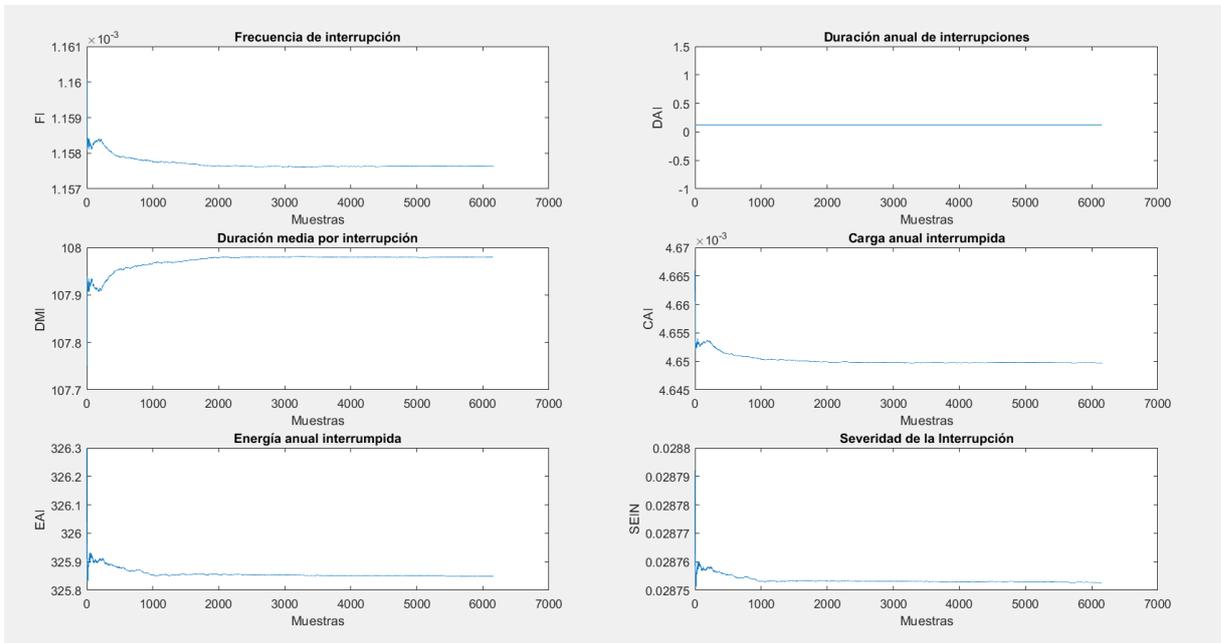
Alimentador primario 18E.



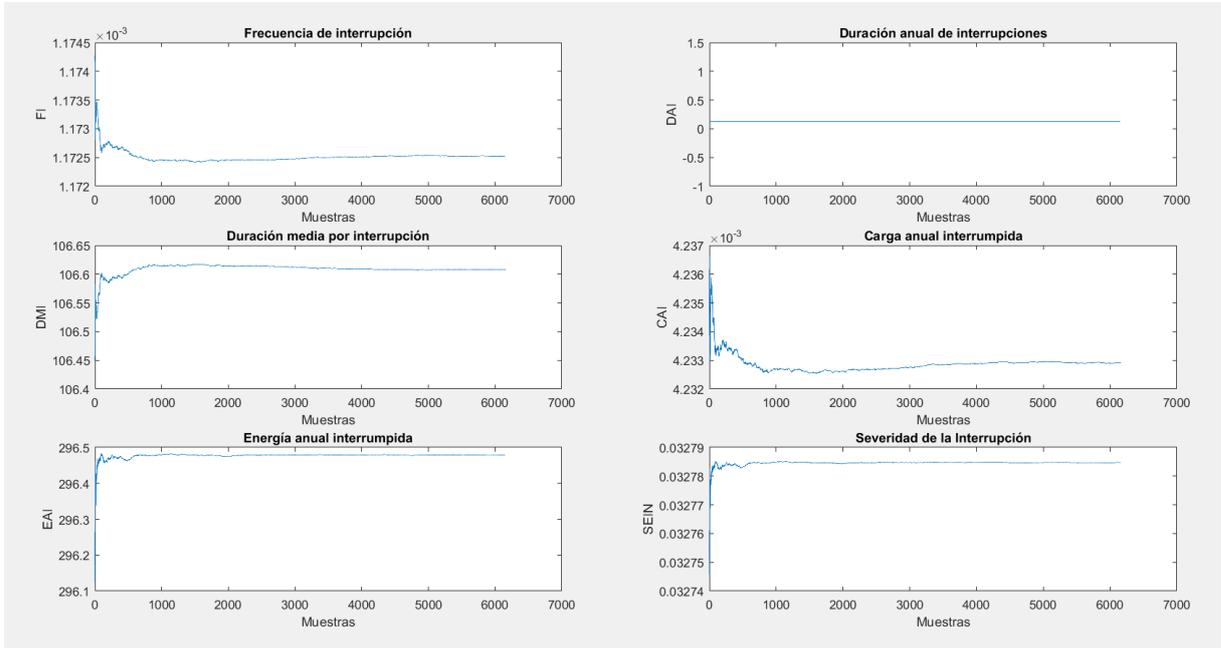
Alimentador primario 18F.



Alimentador primario 18G.

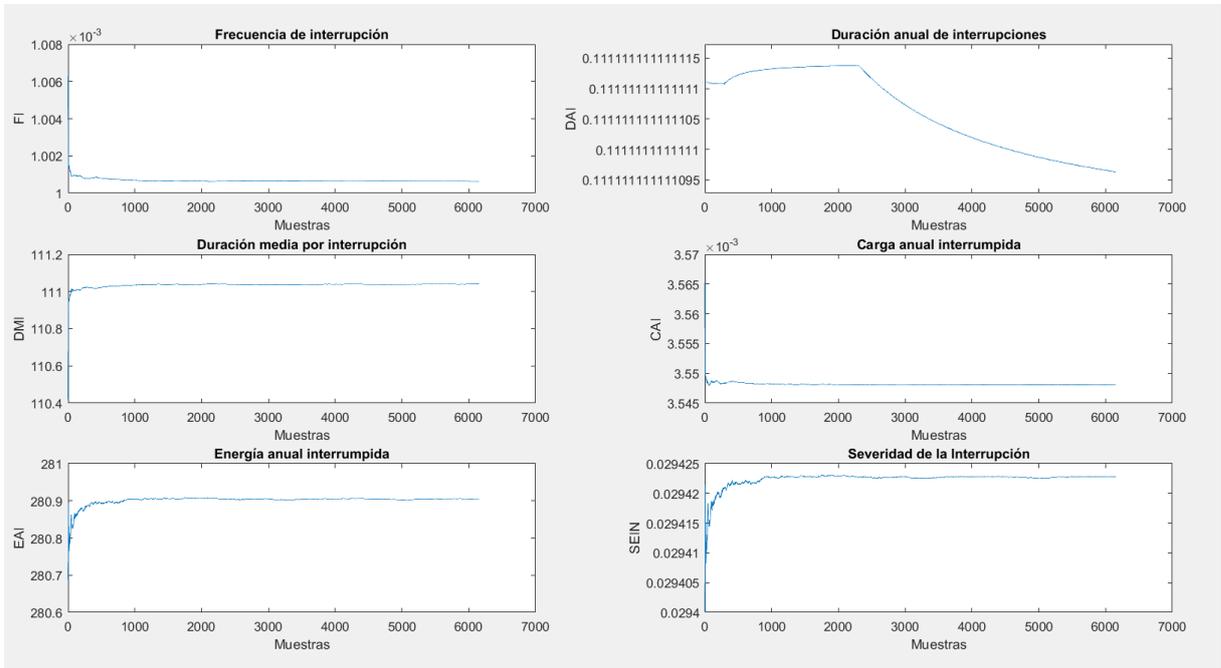


Alimentador primario 18H.

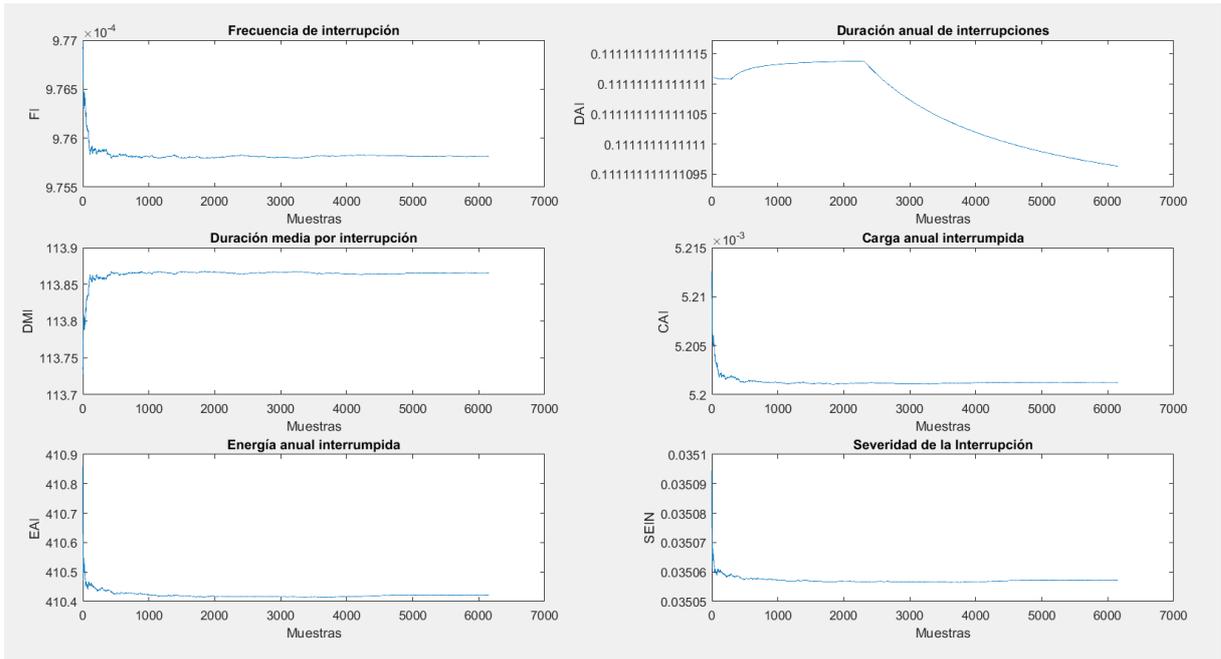


- Para el año 2023.

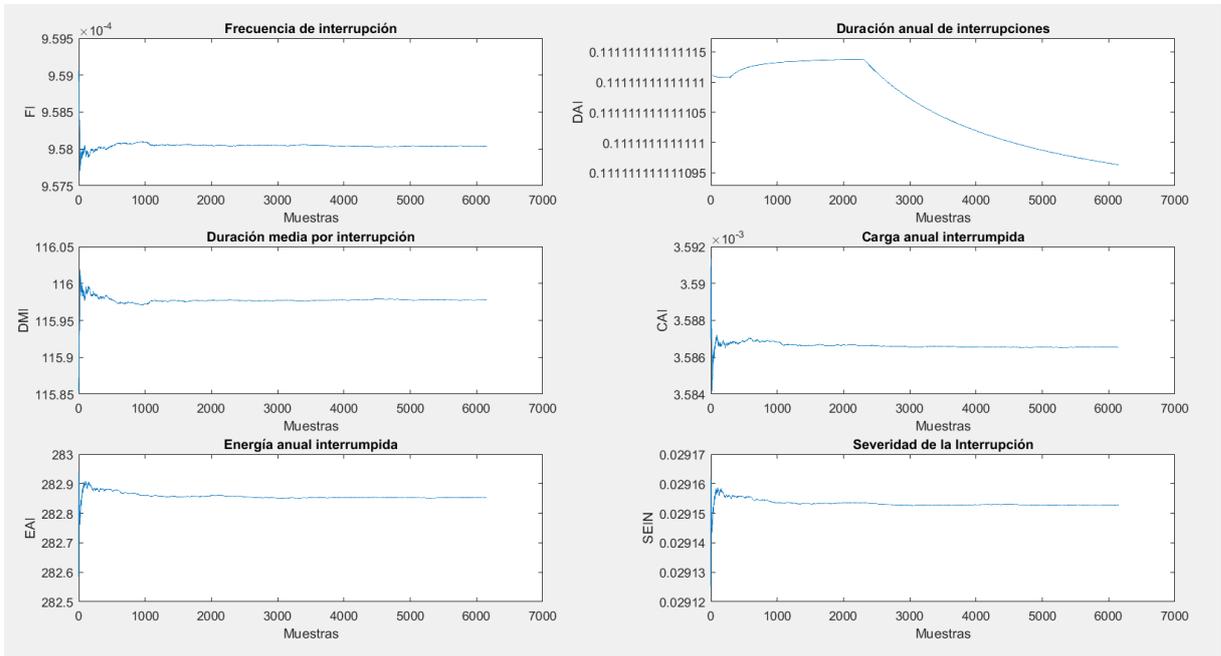
Alimentador primario 18A.



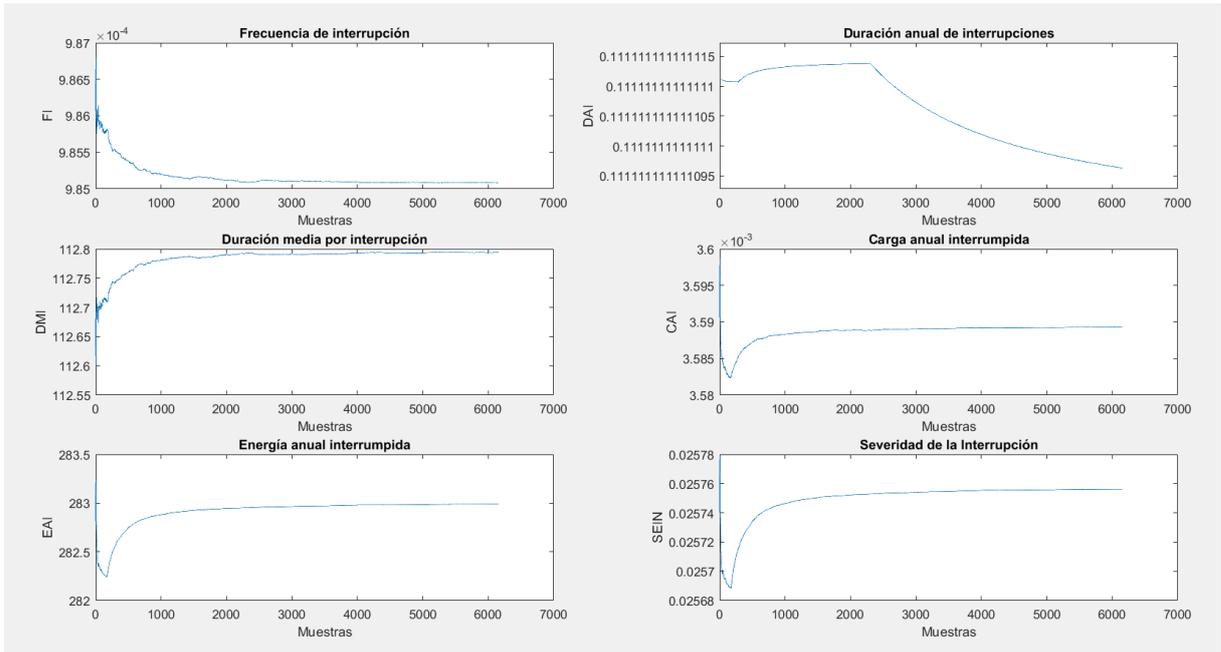
Alimentador primario 18B.



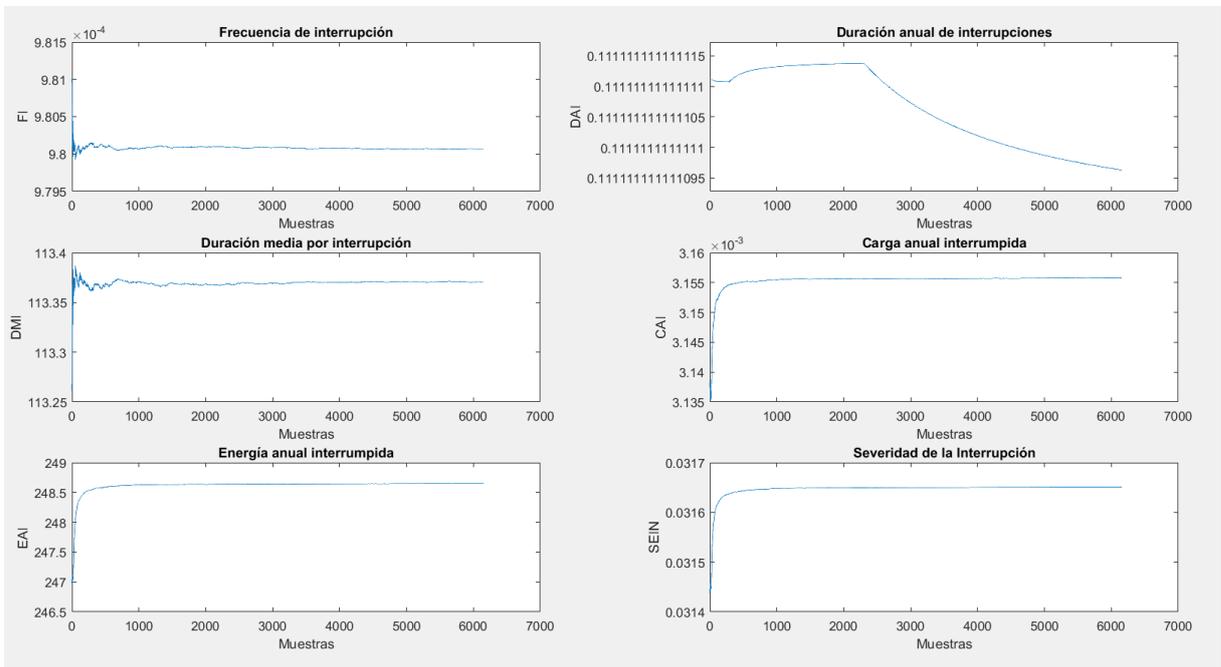
Alimentador primario 18C.



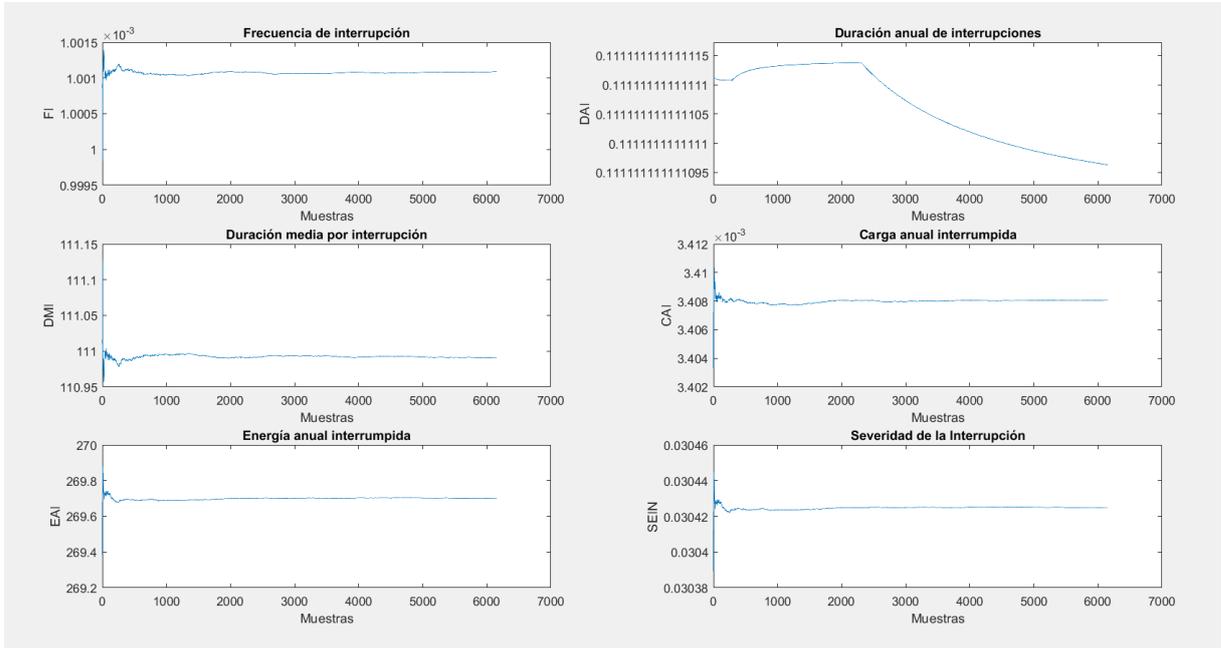
Alimentador primario 18D.



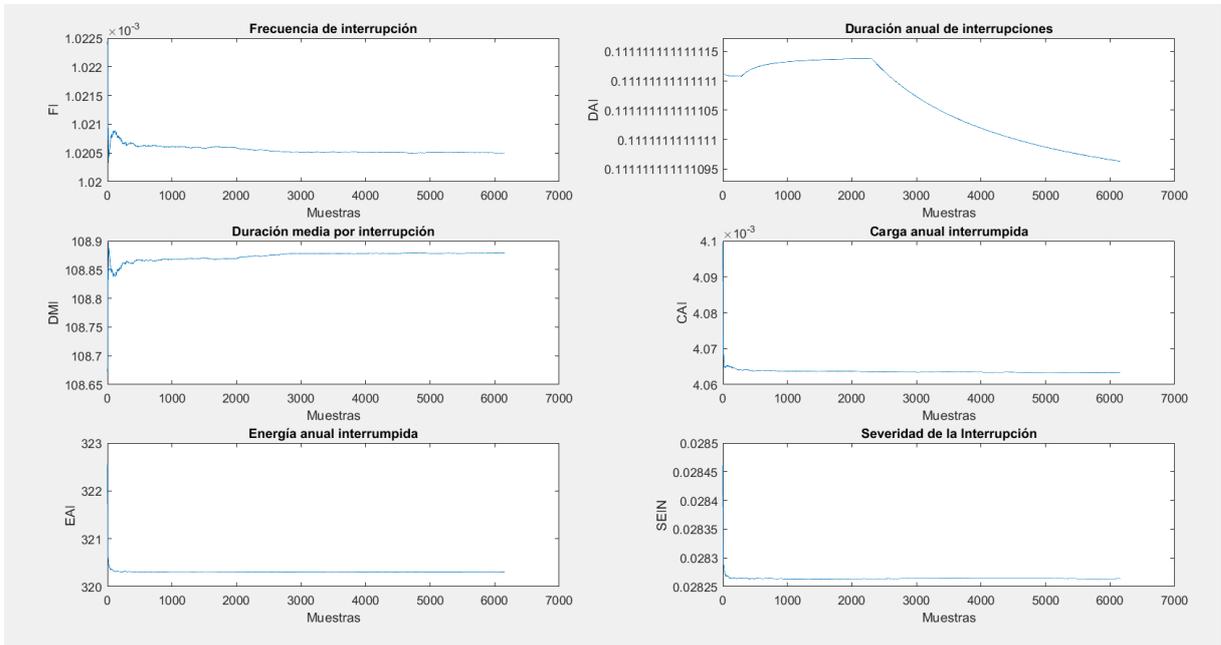
Alimentador primario 18E.



Alimentador primario 18F.



Alimentador primario 18G.



## Alimentador primario 18H.

