



REVISTA INGENIO

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

Reliability analysis using the Monte Carlo method in the main feeders of the Cristianía substation belonging to Empresa Eléctrica Quito

Víctor Sisa | Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador

Carlos Quinatoa | Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador

ARTICLE HISTORY

Received: 06/11/2022

Accepted: 23/12/2022

PALABRAS CLAVE

Confiabilidad, Probabilidad, alimentadores primarios, simulación del Método de Monte Carlo.

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 junio 2014 – junio 2020 y así 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 disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) forzadas y así obtener los índices de confiabilidad en el punto de carga para el periodo 2021-2023.

KEYWORDS

Primary feeders, Probability, Reliability, Simulation of the Monte Carlo Method.

ABSTRACT

The presence of failures in the Electric Distribution System (SED) of the primary feeders of Empresa Eléctrica Quito, generated by various causes, cause interruptions in the electric supply to users, where the efficiency of the SED associated with reliability is diminished. For this reason, in the present research work, a reliability study is carried out in the primary distribution system of the Cristianía substation through the Monte Carlo Method to optimize the continuity of the electrical service, for which the information of the primary feeders is considered. In the period June 2014 – June 2020 and thus the simulation of the Monte Carlo Method is developed, considering the states of operation, based on the generation of uniformly distributed random numbers for the calculation of forced availability (A) and unavailability (U) and thus obtain the reliability indices at the load point for the period 2021-2023.

I. INTRODUCCIÓN

En el año 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 [1].

En el año 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 [2]. 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 [3], [4].

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 [5].

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 modelo 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 [6] 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 [7] 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 [8] 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 [9] 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 [10], 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 debe considerar el estudio de costo beneficio [11]. 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 [12].

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 [13] 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 Centro Sur 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 [14] 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 [15]. Dentro del estudio de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica, se ha realizado investigaciones y documentos de tesis en la Empresa Eléctrica Quito [16]. Uno de ellos en el 2015 se evalúa el estado actual de la red y cómo la penetración de la generación distribuida 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.

Regulación Vigente 002/20 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 2020, siendo ésta la regulación 00002/20 "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica".

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 como el FMIK que es la frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado y el TTIK que es el tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado, 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.

INTERRUPCIONES CONSIDERADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo con [17], 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.

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 [18], 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.
- Número de identificación de consumidores afectados por la interrupción.
- Equipos operados a causa de la interrupción.

CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES.

De acuerdo a lo emitido en la Regulación Vigente 002/20, las interrupciones son clasificadas en tres grupos (ver Tabla 1).

Tabla 1

Registro y clasificación de las interrupciones

DURACIÓN	ORIGEN	CAUSA
<i>Breves:</i> de duración ≤ 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.

INTERRUPCIONES CONSIDERADAS

En el cálculo de índices de la calidad de servicio técnico 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 [18].

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

Donde:

- **TA:** Es el tipo de alimentador y es expresado en kVA/km.
- **kVA inst Aj:** Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador "Aj", expresado en kVA.
- **km Aj:** Sumatoria de la longitud (monofásica, bifásica y trifásica) del alimentador "Aj", expresado en km.

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:

$$FMIK \text{ } Aj = \frac{kVAfsi \text{ } Aj}{kVA \text{ inst } Aj} \quad (2)$$

Donde:

- **FMIK Aj:** expresado en fallas por kVA.
- **kVAfsi 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:

$$TTIK \text{ } Aj = \frac{(kVAfsi \text{ } Aj) * (Tfsi \text{ } Aj)}{kVA \text{ inst } Aj} \quad (3)$$

Donde:

- **TTIK Aj:** expresado en horas por kVA.
- **kVAfsi Aj:** Cantidad de kVA nominales que están fuera de servicio en cada interrupción "i" en el alimentador "Aj".
- **Tfsi 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".

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 los indicadores globales (ver Tabla 2).

Tabla 2

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

Para el control y cumplimiento de los indicadores globales será por medio del ADMS (Advanced Distribution Management System), 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.

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 [19]. En base a los límites establecidos en la Regulación 002/20 para la calidad de servicio técnico en los prima-

rios, 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:

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad (4)$$

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

Entonces:

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

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.

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.

ÍNDICES DEL PUNTO DE CARGA.

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

TASA DE FALLA (λ)

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.

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

Donde:

- La (λ) se expresa en [fallas/año].

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 [19].

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

Donde:

- λ_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 (μ), siendo el inverso del tiempo de reparación.

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

Donde:

- La (μ) se expresa en [reparacion/hora].

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:

$$U = \lambda * r \quad (9)$$

Donde:

- λ : Tasa de fallas, expresado en [fallas/año].
- r : Tiempo medio de reparación, expresado en [horas/reparación].

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

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

Donde:

- λ : Tasa de fallas, expresado en [fallas/año].
- μ : Tiempo inverso de reparación, expresado en [reparacion/hora].

FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN

$$FI = \frac{NI \cdot 8760}{HPA} \quad (11)$$

Donde:

- NI: Número de interrupciones.
- 8760: número de horas al año
- HPA: horas periodo análisis

DURACIÓN ANUAL DE INTERRUPTONES

$$DAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} Tli}{HPA} * 8760 \quad (12)$$

Donde:

- Tli: Tiempo, duración en horas.

DURACIÓN MEDIA POR INTERRUPCIÓN

$$DMI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (Tli)}{NI} \quad (13)$$

Donde:

- Tli: Tiempo, duración en horas.
- NI: Número de interrupciones.

CARGA ANUAL INTERRUMPIDA

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

Donde:

- PIN: Potencia interrumpida (kW).

ENERGÍA ANUAL INTERRUMPIDA

$$EAI = \frac{\sum_{i=1}^{NI} (PIN)i * Tli}{HPA} * 8760 \quad (15)$$

Donde:

- Tli: Tiempo, duración en horas.

SEVERIDAD DE LA INTERRUPCIÓN.

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

Donde:

- EAI: Energía anual interrumpida.

2. MÉTODO

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.

MÉTODO DETERMINÍSTICO

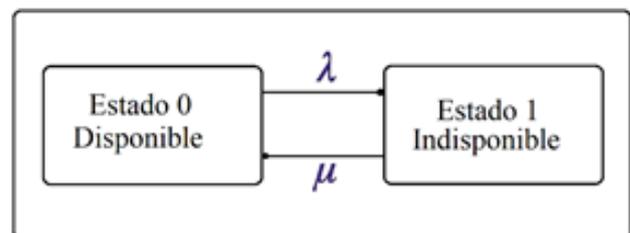
Conocido como un modelo matemático donde los valores de entrada son conocidos y los valores de salida son conocidos de manera implícita, sin considerar la existencia del azar ni el principio de incertidumbre [20]. Para realizar la evaluación de un sistema determinado se examina un número de situaciones 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.

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 1.

Figura 1

Estados para elementos de los SED's



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:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \tag{17}$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \tag{18}$$

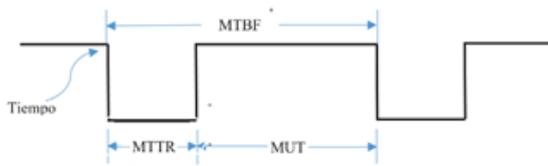
$$MTBF = MTTF + MTTR \tag{19}$$

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 2

Estados de operación de un equipo



En la figura 2, se muestra el comportamiento que posee un equipo en los estados señalados anteriormente, generalmente un equipo inicia un estado de operación, 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 (20) y (21).

$$A = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} \tag{20}$$

$$U = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} \tag{21}$$

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 [21].

MODELAMIENTO DE COMPONENTES.

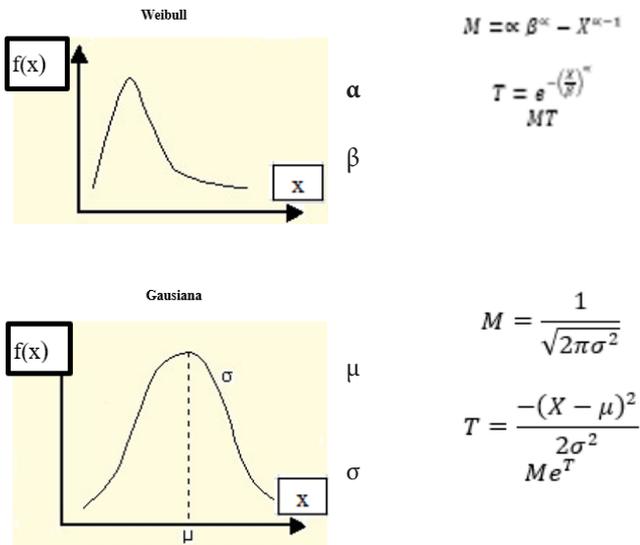
Cada uno de los componentes presenta dos estados como se muestra en la figura 3, dicho comportamiento esta descrito por la función de densidad de probabilidad para los tiempos de falla y reparación con sus respectivas funciones de distribución de probabilidad. Para determinar las funciones antes mencionadas, 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 3 para determinar cuál se ajusta a los requerimientos.
4. Establecer los parámetros de la función matemática de la que se haya elegido.

Tabla 3

Distribución de probabilidad aplicados en estudios estadísticos

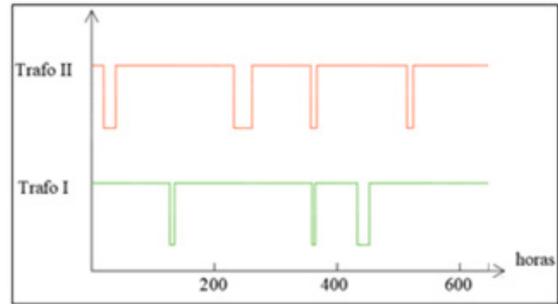
DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	PARÁMETRO	FUNCIÓN DE DENSIDAD f(x)
<p>Exponencial</p>	h	he^{-hx}
<p>Lognormal</p>	μ, σ	$M = \frac{1}{X\sqrt{2\pi\sigma^2}}$ $T = \frac{-(\ln X - \mu)}{2\sigma^2}$ Me^T
<p>Uniforme</p>	a, b	$\frac{1}{b - a}$



actual depende de los anteriores, a manera de ejemplo la figura 3, muestra los estados de operación de dos elementos basados en distribuciones de probabilidad.

Figura 3

Estados de operación mediante la simulación de Monte Carlo



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 4

Creación del vector de operación

DENOMINACIÓN	HORAS	OPERACIÓN (h)
tf	3	3
to	10	13
tf	4	17
to	30	47
tf	1	48
to	24	72
tf	2	74
to	35	109
.....
ti	i	43800

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:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (22)$$

La función de distribución de probabilidad acumulada de fallas es:

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

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.

$$t = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (24)$$

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:

$$tf = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (25)$$

$$to = -\frac{1}{u} \ln(A) \quad (26)$$

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

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

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

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 (γ) puede ser aproximado una vez se haya determinado un valor de z que esté relacionado con σ y e_{max} dada por el valor absoluto de la diferencia entre el promedio de los resultados de la simulación \hat{p}_i y una simulación específica p_i [23], expresado en la ecuación.

$$\Pr(F < z\sigma) = \gamma \quad (28)$$

Donde:

- γ : Nivel de confianza.
- \Pr : Probabilidad de un estado de operación (elementos analizados).
- F : Porcentaje de desviación.
- z : Variable definida para una distribución normal

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.

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

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

Donde:

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

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 [23].

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 [23].

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.

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 [24].

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

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, que comprende desde junio del 2014 hasta junio del 2020. A partir de dicho levantamiento de información se obtiene los índices globales (FMK y TTIK) considerando la Regulación 002/18 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.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

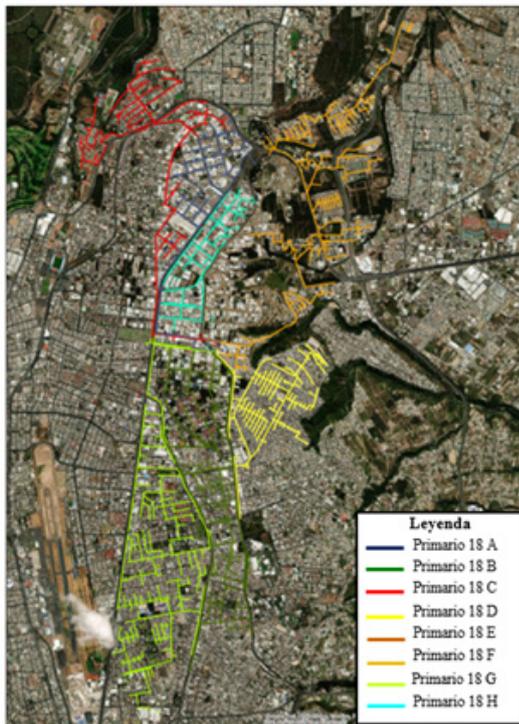
Hoy en día la EEQ, está compuesta por 69 subestaciones de distribución dentro de su área de servicio, las cuales 64 subestación están ubicadas en la Provincia de Pichincha, bajo la división geográfica indicada en la figura 4, las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo a las zonas de ubicación. 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.

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 4, proporcionada por la Sección de Inventario y Avalúo Técnico de la EEQ.

Figura 4

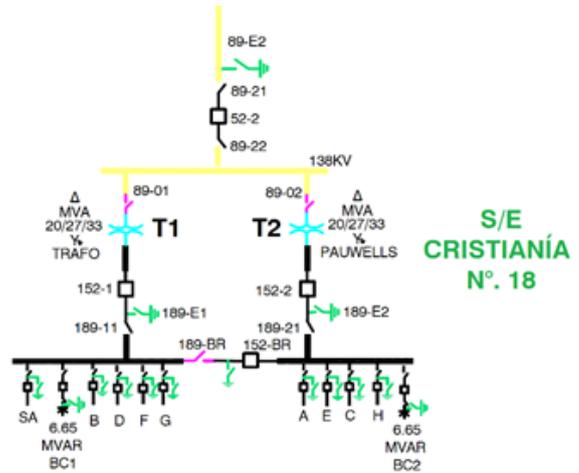
Primarios que forman parte de la subestación Cristianía



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 5, 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 5).

Figura 5

Diagrama unifilar de potencia de la subestación Cristianía



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.

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, (ver Tabla 5 hasta Tabla 12), se muestra las principales características de los primarios del mes de julio del 2020.

Tabla 5*Características del alimentador 18A, junio 2020.*

ALIMENTADOR 18A										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	10,18	1,33	13	405	148	28030	23	209	10	688

Tabla 6*Características del alimentador 18B, junio 2020.*

ALIMENTADOR 18B										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	22,3	1,71	72	2375	207	25270	23	346	9	7088

Tabla 7*Características del alimentador 18C, junio 2020.*

ALIMENTADOR 18C										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	15,23	2,04	44	1455	177	31972,5	24	281	11	2730

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

ALIMENTADOR 18D										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	14,45	0,34	98	5575	49	4157,5	10	166	2	10739

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

ALIMENTADOR 18E										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	11,42	1,22	46	1440	123	18752,5	8	213	4	1831

Tabla 10

Características del alimentador 18F, junio 2020.

ALIMENTADOR 18F										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	22,11	0,47	129	4462,5	69	6872,5	10	232	4	5094

Tabla 11

Características del alimentador 18G, junio 2020.

ALIMENTADOR 18G										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	27,31	0	43	1250	229	28092,5	18	341	8	11007

Tabla 12

Características del alimentador 18H, junio 2020.

ALIMENTADOR 18H										
Tipo	Longitud (km)	Transformadores					Seccionadores		Equipos de protección	Abonados
		Monofásicos		Trifásicos			Barra	Fusible		
Alta densidad	Red Aéreo	Red Subterráneo	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA				
	8,5	2,48	19	415	177	27950	6	235	13	666

HISTORIAL DE INTERRUPCIONES

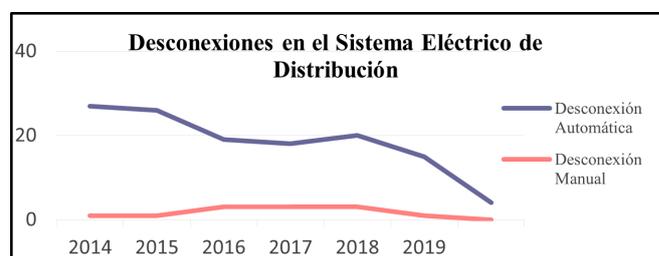
El objetivo primordial de la Empresa Eléctrica Quito es cumplir con los índices de calidad de servicio técnico establecidos en la Regulación Vigente 002/20 del ARCONEL, emitida en el año 2020, la EEQ, ejecuta mantenimientos anuales para disminuir el número de interrupciones y desconexiones en el Sistema de Distribución Primario de la subestación Cristianía, cuyas actividades han brindado mejoras en la incidencia de interrupciones en la subestación, sin embargo, 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.

(Figura 6), 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 6

Historial de desconexiones automáticas y manuales desde 2014-2019



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 Comisión de Integración Energética Regional (CIER), la (Tabla 13) muestra la frecuencia de las interrupciones con relación a la causa que lo provoca.

Tabla 13

Desconexiones por tipo de causa en la subestación Cristianía

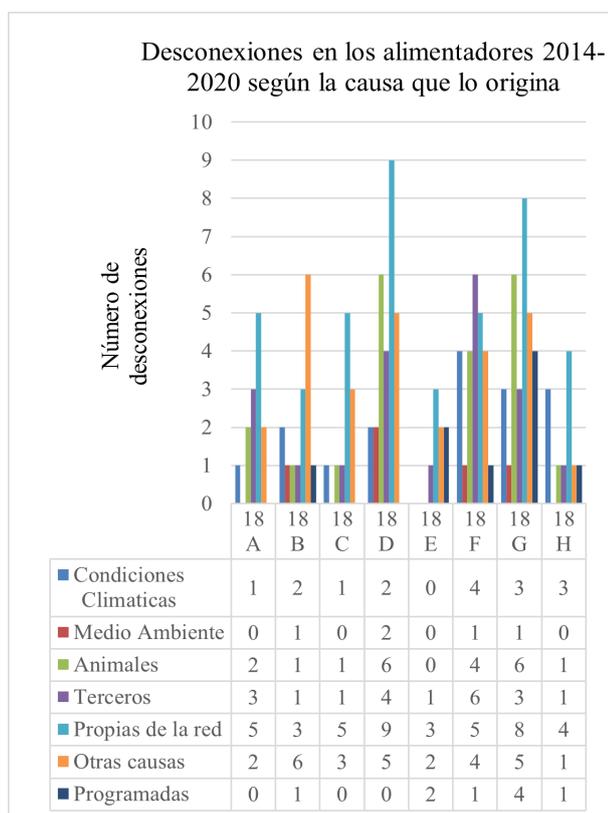
DESCONEXIÓN TOTAL PRIMARIOS SUBESTACIÓN CRISTIANÍA									
Año	A	B	C	D	E	F	G	H	No. Total de desconexiones
2014	3	4	4	5	2	3	4	3	28
2015	2	5	3	8	3	1	3	2	27
2016	3	1	0	7	1	4	3	3	22
2017	1	3	1	5	1	5	5	0	21
2018	1	1	1	2	1	6	9	2	23
2019	2	1	2	1	0	5	5	0	16
2020	1	0	0	0	0	1	1	1	4
Totales	13	15	11	28	8	25	30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

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 7).

Figura 7

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



Como se observa en la (Figura 7), 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

FRECUENCIA Y DURACIÓN DE INTERRUPCIONES

La Empresa Eléctrica Quito, en base al marco normativo de ARCONEL, apreciado en la Regulación 002/20, 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 (ver Tabla 14) 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 14

Frecuencia y duración de interrupciones mayores a 3 minutos

Primario	Fecha de Falla	Hora Inicial	Hora Final	Duración de la Falla (horas)	Tipo conexión
18A	8/9/2014	19:32:58	19:38:04	0:05:06	A
18A	11/6/2019	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	1/6/2015	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	4/6/2019	23:13:11	23:16:49	0:03:38	A
18C	8/6/2019	22:21:18	22:29:21	0:08:03	A
18C	4/5/2015	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	9/2/2015	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	11/6/2015	7:39:39	7:55:01	0:15:22	A
18D	4/6/2017	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	4/9/2014	13:33:01	14:28:47	0:55:46	A
18D	9/12/2018	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	12/6/2018	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	4/6/2015	9:19:22	9:30:50	0:11:28	A
18E	4/6/2017	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	4/4/2019	17:56:14	18:03:19	0:07:05	A
18F	5/10/2014	15:45:38	15:53:20	0:07:42	A
18F	5/7/2014	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	3/1/2017	19:21:10	19:43:19	0:22:09	M
18G	10/2/2018	11:32:01	11:57:35	0:25:34	M
18G	12/1/2018	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	3/1/2017	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	8/3/2018	11:45:12	12:34:29	0:49:17	A

Tabla 15

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

TIEMPO DE ENCONTRAR LA FALLA Y DURACIÓN DE REPARACIÓN

Considerando aquellos Primarios que presentan interrupciones mayores a 3 minutos, en la tabla 15 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.

				CÁLCULO DE LOS ÍNDICES GLOBALES (FMIK, TTIK) Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA
18G	1:05:24	1:13:32	M	Los índices globales en los primarios de la subestación se calculan de acuerdo con las ecuaciones, Ec. (2) y Ec. (3), estos, de manera anual, debido a que el ARCONEL realiza el control de dichos índices cada año. Desde la tabla 16 hasta la tabla 20, se muestran los resultados de los índices globales de ciertos meses con sus respectivos parámetros previos a su obtención para el año 2019.
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	

Los índices globales en los primarios de la subestación se calculan de acuerdo con las ecuaciones, (2) y (3), 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 16

Índices globales, Alimentador 18A, mes de junio

	TIPO	ALTA DENSIDAD	FALLAS INTERNAS TIPO	NO PROGRAMADAS	PROGRAMADAS	TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO
ALIMENTADOR	KVA inst. Mensual	28870	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	28870*1,097500		28870*1,097500
	Nombre	18A	$\sum KVA f_{si} A_j$	28870		28870
Índices Calculados			TTIK	1,098		1,098
			FMIK	1		1
Límites según la Regulación	Límites		TTIK	8		8
			FMIK	6		6
	Cumple		TTIK	SI		SI
			FMIK	SI		SI

Tabla 17

Índices globales, Alimentador 18C, mes de junio

	TIPO	ALTA DENSIDAD	FALLAS INTERNAS TIPO	NO PROGRAMADAS	PROGRAMADAS	TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO
ALIMENTADOR	KVA inst. Mensual	34152,5	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	34152,5*0,134167		4582,1384
	Nombre	18C	$\sum KVA f_{si} A_j$	34152,5		28870
Índices Calculados			TTIK	0,134167		0,134167
			FMIK	1		1
Límites según la Regulación	Límites		TTIK	8		8
			FMIK	6		6
	Cumple		TTIK	SI		SI
			FMIK	SI		SI

Tabla 18

Índices globales, Alimentador 18F, mes de abril.

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

Tabla 19

Índices globales, Alimentador 18G, mes de marzo

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

Tabla 20

Índices globales, Alimentador 18G, mes de octubre

	TIPO	ALTA DENSIDAD	FALLAS INTERNAS TIPO	NO PROGRAMADAS	PROGRAMADAS	TOTAL A NIVEL DE PRIMARIO
ALIMENTADOR	KVA inst. Mensual	2929,5	$\sum (kVA f_{si} A_j * T f_{si} A_j)$	292925*1,474722		43198,29419
	Nombre	18G	$\sum KVA f_{si} A_j$	29292,5		29292,5
Índices Calculados			TTIK	1,474722		1,474722
			FMIK	1		1
Límites según la Regulación	Límites		TTIK	8		8
			FMIK	6		6
	Cumple		TTIK	SI		SI
			FMIK	SI		SI

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 002/20, no se procede al cálculo de energía no suministrada para los primarios de la subestación.

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 y los cálculos de la indisponibilidad forzada respectivamente, para lo cual, primero se procede a recopilar 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 21

Tasa de falla y Tasa de reparación

Primario	T de falla	T de reparación	Número de fallas	λ (f/año)	M (r/año)
18A	1:10:57	4:59:47	2	0,002	1,92
18B	11:16:22	4:20:27	4	0,003	4,42
18C	1:03:14	3:48:39	4	0,003	5,04
18D	9:06:38	6:13:13	11	0,014	8,49
18E	2:42:38	9:22:51	4	0,004	2,05
18F	3:38:18	9:10:26	6	0,006	3,14
18G	8:59:49	6:04:48	11	0,007	8,68
18H	1:15:10	5:05:47	3	0,003	2,83

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 21

Tasa de falla y Tasa de reparación

Primario	# Equipos que salen de servicio	m (MTTF)	r (MTTR)	A	U
18A	194	485	0,520	0,999	0,001
18B	284	355	0,226	0,999	0,001
18C	258	322,5	0,198	0,999	0,001
18D	159	72,27	0,118	0,998	0,002
18E	181	226,25	0,489	0,998	0,002
18F	212	176,66	0,319	0,998	0,002
18G	298	135,45	0,115	0,999	0,001
18H	215	358,33	0,354	0,999	0,001

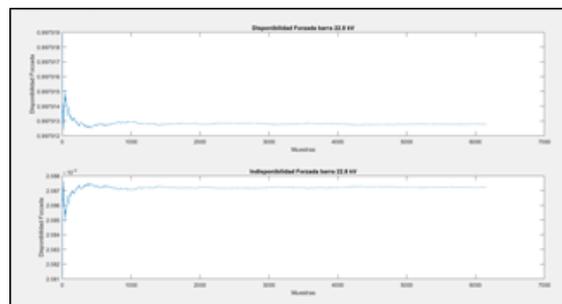
La (Tabla 22) indica que el Primario 18 G muestra una disponibilidad forzada de 0,99915061 y una indisponibilidad forzada de 0,00084939, siendo el que mayor disponibilidad presenta, por consecuencia una indisponibilidad más baja que todos los alimentadores primarios en estudio.

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 8, en donde sí se podrá concluir un resultado que no tienda comportarse de forma caótica.

Figura 8

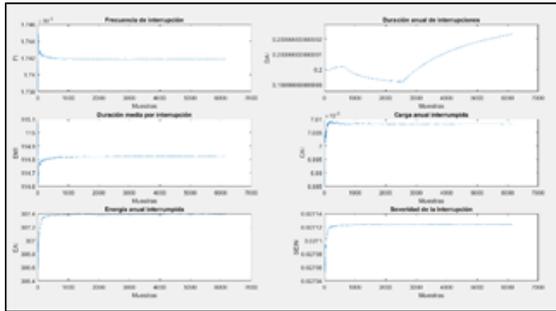
Gráfica de resultados para la Disponibilidad e Indisponibilidad



En la (Figura 8), 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 9

Índices de confiabilidad para puntos de carga (Primario 18G)



En la figura 9, 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.

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

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 23

Comparación de resultados (A) y (U)

PRIMARIO	CÁLCULO DE MANERA ANALÍTICA		SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	
	A	U	A	U
18A	0,9989	0,00107	0,998952	0,001048046
18B	0,9993	0,0006	0,9992999	0,000700139
18C	0,9993	0,0006	0,9993383	0,000661727
18D	0,9983	0,00162	0,9984499	0,001550122
18E	0,9978	0,00215	0,9979536	0,002046397
18F	0,9982	0,00179	0,9981162	0,001883761
18G	0,9991	0,00084	0,9991011	0,000898919
18H	0,999	0,00098	0,9988189	0,001181077

De acuerdo con la tabla 23, 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, esto se logró con un margen de error de 0.02647%.

Tabla 24

Índices de confiabilidad en el punto de carga, (18A,18B,18C)

Indicadores	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO		
	18A	18B	18C
FI (Interrupción/año)	1.847753e-03	1.706884e-03	1.701190e-03
DAI (h)	2.000000e-01	2.000000e-01	2.000000e-01
DMI (h)	1.082403e+02	1.171733e+02	1.175655e+02
CAI (MW)	6.281519e-03	9.251208e-03	6.049182e-03
EAI (MWh)	2.753632e+02	4.064955e+02	2.652668e+02
SEIN	2.884230e-02	3.472184e-02	2.734032e-02

Tabla 25

Índices de confiabilidad en el punto de carga, (18D,18E,18F).

Indicadores	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO		
	18D	18E	18F
FI (Interrupción/año)	1.831019e-03	1.839987e-03	1.784163e-03
DAI (h)	2.000000e-01	2.000000e-01	2.000000e-01
DMI (h)	1.092295e+02	1.086973e+02	1.120981e+02
CAI (MW)	6.142768e-03	6.160944e-03	6.012436e-03
EAI (MWh)	2.697289e+02	2.705437e+02	2.635255e+02
SEIN	2.454937e-02	3.443774e-02	2.972828e-02

Tabla 26

Índices de confiabilidad en el punto de carga, (18G, 18H)

SIMULACIÓN DE MONTE CARLO		
Indicadores	18G	18H
FI (Interrupción/año)	1.692749e-03	1.874446e-03
DAI (h)	2.000000e-01	2.000000e-01
DMI (h)	1.181518e+02	1.066989e+02
CAI (MW)	6.774661e-03	6.561862e-03
EAI (MWh)	2.969606e+02	2.877571e+02
SEIN	2.620364e-02	3.182027e-02

De acuerdo con las tablas 24, tabla 25 y tabla 26, las variaciones que presentan no son muy grandes y no están alejadas del cálculo determinístico ya que para la simulación de Monte Carlo se toman valores de tiempos de falla mayores a 3 minutos de acuerdo a la Regulación 002/20 y tiempos de 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 se acercan más a la realidad, tomando valores aleatorios para tiempos de operación y falla en los alimentadores primarios de la subestación Cristianía.

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 las tabla 27, tabla 28 y tabla 29, como primera instancia se puede apreciar que para el periodo 2023 existe reducción en interrupciones por año en comparación al año 2020.

Tabla 27

Índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8 kV)

ALIMENTADORES PRIMARIOS			
Indicadores	18A	18B	18C
FI (Interrupción/año)	1.047587e-03	1.063902e-03	1.000079e-03
DAI (h)	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01
DMI (h)	1.060640e+02	1.044375e+02	1.111026e+02
CAI (MW)	3.579126e-03	5.603403e-03	3.658069e-03
EAI (MWh)	2.820545e+02	4.418293e+02	2.889647e+02
SEIN	2.954317e-02	3.773997e-02	2.978281e-02

Tabla 28

Índices de confiabilidad en el punto de carga (barra de 22,8 kV)

ALIMENTADORES PRIMARIOS			
Indicadores	18D	18E	18F
FI (Interrupción/año)	1.021393e-03	1.021982e-03	9.433665e-04
DAI (h)	1.111111e-01	1.111111e-01	1.111111e-01
DMI (h)	1.087842e+02	1.087214e+02	1.177817e+02
CAI (MW)	3.603587e-03	3.246755e-03	3.146434e-03
EAI (MWh)	2.842034e+02	2.573305e+02	2.479259e+02
SEIN	2.586677e-02	3.275581e-02	2.796848e-02

Tabla 29

Índices de confiabilidad en el punto de carga, (18G, 18H)

SIMULACIÓN DE MONTE CARLO		
Indicadores	18G	18H
FI (Interrupción/año)	1.692749e-03	1.874446e-03
DAI (h)	2.000000e-01	2.000000e-01
DMI (h)	1.181518e+02	1.066989e+02
CAI (MW)	6.774661e-03	6.561862e-03
EAI (MWh)	2.969606e+02	2.877571e+02
SEIN	2.620364e-02	3.182027e-02

4. CONCLUSIÓN

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, debido que 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. .

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. 002/20, "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 002/20, 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, esto debido a que se utilizó un margen de error de 0,02648756 % de 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 observa en el caso del indicador EAI del alimentador 18G.

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 en 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.

REFERENCIAS

- [1] «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.
- [2] 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.
- [3] IEEE Power Systems Relaying Committee, «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.
- [4] 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.
- [5] B. Roy y A. Ronald N., Reliability Evaluation of Power Systems, vol. II, New York: Springer Science+Business Media, 1992, pp. 11-12.
- [6] 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.
- [7] 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.

- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] L. Gregory, *Computational Intelligence in Reliability Engineering, Evolutionary Techniques in Reliability Analysis and Optimization*, Haifa: Sp ringer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007, p. 237.
- [11] 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.
- [12] Y. Salgado Duarte y A. M. del Castillo 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.
- [13] L. R. Alvarado «Análisis de Confiabilidad de la Subestación Pascuales Vista desde los Elementos Primarios» *Escuela Superior Politecnica del Litoral*, 2016.
- [14] J. L. Zaruma «ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.» *Universidad de Cuenca*, Cuenca, 2012.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] *Directorio de Arconel, Calidad del Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*, Quito-Ecuador: Arconel, 2018.
- [19] C. L. Tapia Taramuel, *Estudio de la confiabilidad en los alimentadores de la subestación Cayambe, Ibarra: Universidad Técnica del Norte*, 2019.
- [20] 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.
- [21] J. M. Losilla, «Herramientas para un laboratorio de estadística fundamentado en técnicas Monte Carlo» *Universidad Autónoma de Barcelona*. España, 1994.
- [22] R. Billinton y W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: Springer Science Business Media, LLC, 1994
- [23] A. Novalés «Estimación de modelos no lineales» *Universidad Complutense de Madrid*, 2016.
- [24] R. Cervera «MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN internacional», *Universidad Complutense de Madrid*, 2014.