



Ubicación Óptima de Reconectores en el Alimentador Primario «G» de la Subestación Cristianía Perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito

Optimal Location of Reclosers in the Primary Feeder «G» of the Cristianía Substation Belonging to Empresa Eléctrica Quito

Victor Sisa | [iD](#) Universidad Técnica de Cotopaxi (Ecuador)

Diego Jiménez | [iD](#) Universidad Técnica de Cotopaxi (Ecuador)

Carlos Quinatoa | [iD](#) Universidad Técnica de Cotopaxi (Ecuador)

ARTICLE HISTORY

Received: 10/01/2023

Accepted: 02/05/2023

PALABRAS CLAVE

Distribución, confiabilidad, continuidad, reconector, calidad.

RESUMEN

Actualmente, el consumidor final es más exigente con la calidad del servicio eléctrico, esto conlleva que se deba recurrir a equipos eficientes o elementos que optimicen el servicio eléctrico; asimismo, se debe introducir mejores equipos de protección y maniobra en las redes eléctricas para reducir el número de usuarios afectados. Existen varias alternativas para mejorar la continuidad de los servicios eléctricos, una de ellas es la denominada reconexión del servicio eléctrico, ya que se ha observado en varios estudios que el 85% de los errores de las redes de distribución no son permanentes, después de un tiempo determinado se ha omitido el error, es decir, se despeja la falla. Con el objetivo de garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica hacia los usuarios, en el presente trabajo se analiza la ubicación óptima de equipos reconectores en el sistema de distribución eléctrica.

KEY WORDS

Distribution, reliability, continuity, recloser, quality.

ABSTRACT

Currently, the final consumer is more demanding with the quality of the electrical service, this implies that efficient equipment or elements that improve the electrical service must be used, protection and maneuver equipment must be introduced each time in the electrical networks to reduce the number of affected users. There are several alternatives to improve the continuity of electrical services, one of them is the so-called reconnection of electrical service, since it has been observed in several studies that 85% of the errors in the distribution networks are not permanent, after a time determining the error has been omitted, that is, the fault is cleared. With the objective of guaranteeing the continuity and reliability of the electrical energy supply to the users, in the present work the optimal location of recloser equipment in the electrical distribution system is analyzed.

I. INTRODUCCIÓN

Según [1], existen varios eventos no planeados en las variables para la operación del sistema de distribución denominadas fallas, dichas fallas pueden alterar el equilibrio del sistema eléctrico [2], interrumpiendo la continuidad del servicio eléctrico, las mismas que pueden causar grandes pérdidas tanto a la distribuidora como a los clientes, ya sean estos de tipo residencial, comercial, industrial, entre otros [3].

Las desconexiones que se presentan en los alimentadores primarios a causa de las fallas temporales o permanentes, se ven reflejadas en los índices de confiabilidad, [4] dichas desconexiones generan incomodidad, perjuicios económicos, cortes de energía eléctrica, daños graves tanto a personas y equipos como la falta de eficiencia y calidad al suministrar el servicio de energía eléctrica, por ello es necesario un análisis de las desconexiones

en la cabecera del alimentador primario «G» de la subestación 18 «Cristianía» y la evaluación de la ubicación óptima de los reconectores, ya que están íntimamente relacionados con su actuación [4].

Lo que se pretende obtener es la reducción al mínimo de las interrupciones del servicio, mejorar los índices de confiabilidad y proporcionar un servicio óptimo de calidad y continuidad, generando así beneficios notables tanto para los usuarios como para la distribuidora [5], además puede ser replicado en otros alimentadores primarios con el fin de cumplir con la satisfacción del cliente, contribuir al desarrollo del sector eléctrico y la edificación del buen vivir [5].

Según [6], la confiabilidad del servicio eléctrico y el sistema de protecciones son dos aspectos que van estrechamente unidos para un óptimo funcionamiento del sistema de distribución, cuando se presentan fallas en los primarios, las fallas se reflejan en los reportes que la distribuidora presenta al ente regulador [7], la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), en los índices de calidad, además de registrar pérdidas energéticas y pérdidas económicas para la distribuidora [8], también presenta pérdidas para los usuarios en sus distintos niveles: residencial, comercial e industrial. Las interrupciones del servicio, así como el aumento de demanda eléctrica, son aspectos que han experimentado cambios en los niveles de confiabilidad [9], así también se debe considerar el impacto que esto produce en los usuarios y en la empresa distribuidora, esto evidencia la necesidad de evaluar tanto el sistema de reconectores como los índices de calidad en la subestación 18 Cristianía de la Empresa Eléctrica Quito [10].

El proyecto consiste en el análisis tanto del sistema de ubicación de reconectores actual como de los índices de calidad, con el fin de incorporar mejoras en el sistema de distribución, por ende, minimizar las pérdidas que se generan a causa de las desconexiones del alimentador primario «G» en la subestación 18 Cristianía, las cuales se ven reflejadas en los índices [11].

En el presente proyecto se realizará un estudio de flujo de carga eléctrica dentro del alimentador primario «G» de la subestación 18 Cristianía con la ayuda del software CYME en donde se calcularán índices de potencia y energía, así como los orientados al consumidor [12], siendo estos el SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI, ENS, entre otros, dando mayor énfasis al NIEPI (FMIK) y el TIEPI (TTIK) que permite la regulación 002/20 de la ARCERNNR [13], institución que rige al sector eléctrico en el Ecuador, que establece límites para estos indicadores a nivel de medio voltaje. Así también, se realizará una reconfiguración de la red de medio voltaje mediante la ubicación

óptima de los reconectores del mencionado alimentador primario [14].

1.1. 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» [14].

1.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución (SED) forman parte fundamental del sistema de suministro energético debido a que su función es la de 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» [15].

Los SED parten desde las redes del sistema de subtransmisión, 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 [16]. En la figura 1 se indica la localización del sistema de distribución en un SEP (ver Figura 1).

1.3. CONFIABILIDAD APLICADA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La confiabilidad es la posibilidad o capacidad de un definido factor, elemento o sistema de llevar a cabo una determinada funcionalidad bajo las condiciones y fronteras para las cuales ha sido diseñado e instalado, todo lo mencionado en un período de tiempo dado. Un equipo es confiable una vez que funciona cada vez que es necesario y hace el trabajo para el cual se lo instaló [17].

Un término que es primordial tener presente es la totalidad de la disponibilidad de la red eléctrica, la cual tiene relación con la disposición que posee un sistema o factor para que se encuentre rápidamente listo para llevar a cabo su respectiva labor o funcionalidad [18].

Para efectuar el análisis de confiabilidad se debería tener conocimiento de diversos componentes, como la causa, el tiempo solicitado para hacer la compostura, la proporción de conjuntos fallados en un espacio de tiempo y el impacto que se produce en otros recursos debido a una falla [19].

Figura 1.

Sistema de distribución dentro del sistema eléctrico de potencia

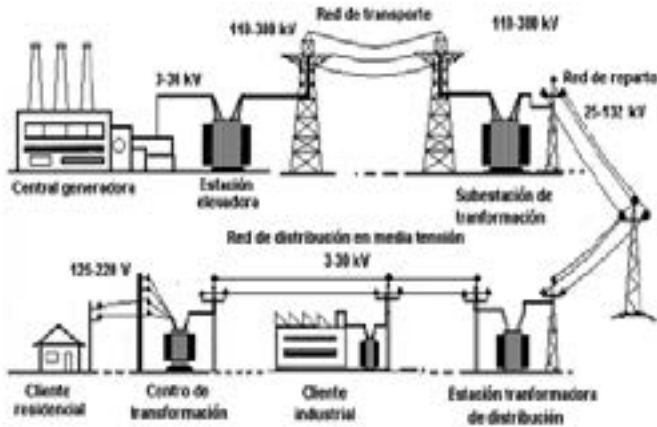
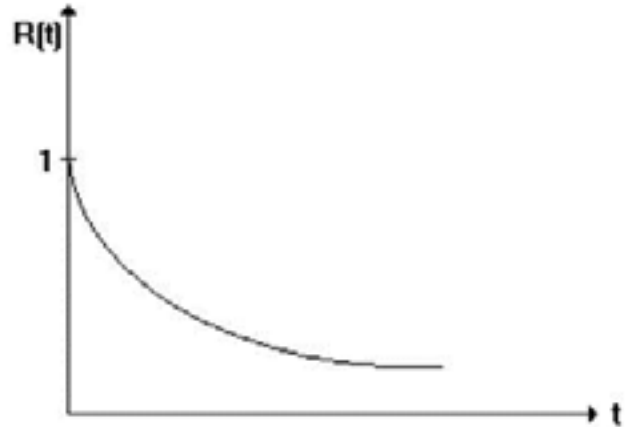


Figura 2.

Función de confiabilidad



El grado de confiabilidad que un sistema requiere debería ser predeterminado conforme con la criticidad de las cargas del mismo, y se tiene que establecer en estudios que contemplen las necesidades o propiedades del proceso en términos de disponibilidad, estabilidad, mantenimiento y confiabilidad [20].

A la confiabilidad es viable verla como una funcionalidad, la cual expresa una posibilidad de sobrevivencia en funcionalidad del tiempo que avanza, o sea que para la situación de un equipo o un sistema esta funcionalidad se la puede representar como una exponencial decreciente. Una vez que se tiene un elemento sin falla, se plantea que dicho equipo es cien por ciento confiable [20]. En la figura 2 se muestra la capacidad de confiabilidad, la misma que va decreciendo acorde pasa el tiempo (ver Figura 2).

En los sistemas eléctricos de configuración radial, un elemento fundamental es la confiabilidad que poseen estos sistemas, debido a que si se presenta una falla en un definido componente [21], esto puede significar que se deje sin abastecimiento de energía a uno o más clientes de una red. Por esta razón el valor y la necesidad de evaluar la confiabilidad de un sistema o factor con el cálculo de los índices, pues por medio de estos se tiene la posibilidad de ofrecer varias alternativas para el mejoramiento en la calidad del servicio para el consumidor [21].

1.4. ÍNDICES ORIENTADOS A LA POTENCIA Y ENERGÍA

Estos índices ayudan a visualizar parámetros como la potencia y la energía que se deja de servir a los usuarios cuando se muestra una interrupción [22].

C_m : Este índice muestra la carga media en cada punto de carga. Se lo calcula dividiendo la energía total kWh para un determinado tiempo. Su unidad es kW.

$$C_m = \frac{\text{Energía total}}{\text{Tiempo}} = f_c \times D_{max} \quad (1)$$

ENS: Por sus siglas en inglés *energy not supplied*. Con este índice se obtiene la cantidad de energía que no es servida a causa de una interrupción. La unidad es kWh/año.

$$ENS = \sum C_m \times U_i \quad (2)$$

Siendo:

U_i = Indisponibilidad de cada elemento

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

$$FMIK_{Aj} = \frac{kVA_{fsi Aj}}{kVA_{inst Aj}} \quad (3)$$

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».

TTIK: Representa la proporción de tiempo promedio en horas, en que cada kVA [22] nominal instalado no estuvo en operación a lo largo de un período de control así sea mensual o anual. Se calcula de la siguiente forma:

$$TTIK_{Aj} = \frac{(kVA_{fsi Aj}) \times (T_{fsi Aj})}{kVA_{inst Aj}} \quad (4)$$

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».

2. MÉTODO

2.1. MÉTODOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD

Los diferentes procedimientos de confiabilidad mencionan cuantitativamente la porción o el grado aceptable de fallas que se generan, los mismos que tienen la posibilidad de clasificarse en procedimientos de simulación estocástica y los procedimientos de estudio [23]. Entre los procedimientos más conocidos de simulación estocástica está el procedimiento de Monte Carlo; entre los procedimientos de estudio se hallan los procesos consecutivos de Markov y los de redes con sus aproximaciones [24].

2.2. TASA DE FALLAS APLICADA A TRAMOS DEL ALIMENTADOR

La tasa de falla para tramos de un alimentador se la establece dependiendo de los datos disponibles [25], una vez que se cuenta con el historial de fallas en un tramo personal o con una estimación, en donde se debería tener en cuenta el sistema completo.

$$\lambda = b \times l \left(\frac{\text{falla}}{\text{año}} \right) \quad (5)$$

$$b = \left(\frac{\text{falla}}{\text{año}} \right) \quad (6)$$

En donde se tiene que:

b = número de fallas por kilómetro por año

l = longitud de la línea de interés

m = cantidad de fallas

L = longitud total de las líneas expuestas a falla en km

T = período de estudios en años

2.3 Tiempos de interrupción

Para un tramo de un alimentador primario, el tiempo de interrupción depende del factor de defensa que esté vinculado a la interrupción [26], además de las ocupaciones que se toman para reanudar el servicio eléctrico, como es la situación de maniobras de transferencia, reparaciones, traslado de personal y de grupos, entre otros.

Tiempo de conocimiento de la falla T_c : El tiempo de entendimiento de la falla es el lapso que va a partir de que se genera la falla y el servicio de fluido eléctrico es interrumpido, hasta el momento en el cual los operadores del sistema se informan de esa falla.

Tiempo de preparación T_p : Cuando se produce una falla en un sistema eléctrico, los operadores informan al personal que va a reparar dicha falla, pero para esto se necesita los materiales necesarios antes de iniciar las labores de localización de la falla. A este tiempo que transcurre se lo denomina tiempo de preparación.

Tiempo de localización T_L : Al producirse una falla es necesario el traslado del personal hasta el sitio donde se manifestó la falla y hacer las pruebas correctas con el objeto de ubicar el punto preciso donde se manifestó, al tiempo que conlleva hacer aquellas ocupaciones se le menciona como tiempo de localización [27].

Tiempo de maniobra para la transferencia T_t : Es el tiempo que se requiere para efectuar las maniobras necesarias para la transferencia, con la finalidad de restablecer el fluido de energía eléctrica tomando en cuenta únicamente los tramos en que esto es posible [28].

Una vez que se genera la falla, dependiendo del tamaño de esta, ciertos tramos o todo el alimentador queda sin servicio, pero es viable que con maniobras se pueda restaurar el fluido de energía a un conjunto o tramos del alimentador.

Tiempo de reparación T_r : A ese intervalo de tiempo en el que el personal de la organización de distribución se toma en hacer los trabajos de reparación y/o sustitución de los recursos que poseen la falla, se le llama tiempo de reparación.

2.4. ESTADOS Y SU CLASIFICACIÓN

La conducta de un definido tramo del alimentador, una vez que se muestra una falla en otro tramo, dependerá del tipo de custodia que se tiene vinculada a dicho tramo y de las diversas posibilidades o vías auxiliares de ingesta de suministro de energía eléctrica.

Normal: Una vez que un tramo de un alimentador i , se especifica como en estado usual, supone que dicho tramo no se ve perjudicado en su operación por cierta falla de un elemento o factor j [29].

Restablecible: Este estado sugiere que el servicio en un definido tramo puede retornar a su estado de normalidad, pero esto debería darse anterior a que sea reparado el tramo fallado, considerando que el mismo debería ser apartado [30].

No restablecible: En este estado se hallan los tramos que no tienen la posibilidad de ser restablecidos luego de la ocurrencia de la falla y que no tienen la posibilidad de ser transferidos llevando a cabo las maniobras primordiales [31]. Se debe tomar en consideración que para ciertos tramos del alimentador, una vez que la suspensión de servicio es voluntaria, esa desconexión no perjudicará a otro tramo [32].

Transferible: Un tramo de un alimentador entra en estado transferible una vez que sea viable hacer las maniobras elementales para reenergizar el mismo, anterior a componer el sector que tuvo la falla [33].

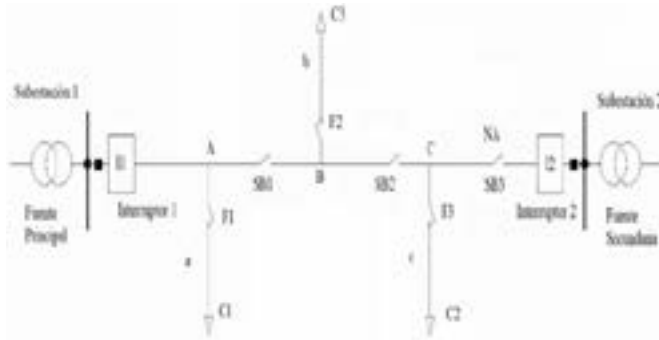
Tabla 1.

Nomenclatura para los estados de un tramo

Estado	Nomenclatura
Normal	N
Restablecible	R
No Restablecible	I
Transferible	T
No transferible con J	J

Figura 3.

Ejemplo de sistema eléctrico de distribución

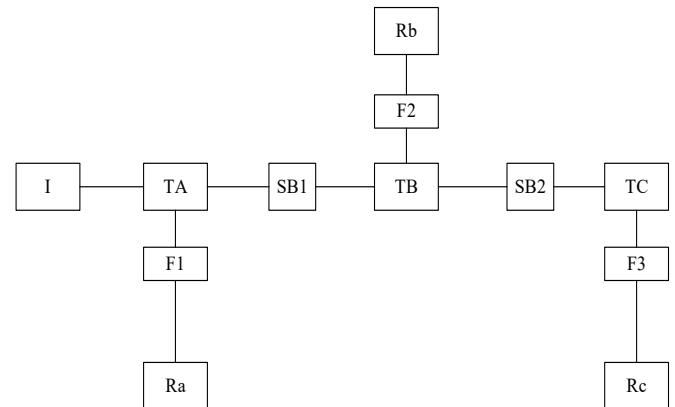
**Tabla 2.**

Tiempos de interrupción totales

Tipo de Tramo	Frecuencia	Tiempo
Normal	0	0
Restablecible	λ	$TC + TL + TP$
Transferible	2λ	$TC + TL + TP + Tt + Tv$
No Restablecible	λ	$TC + TL + TP + Tr$

Figura 4.

Representación en tramos del alimentador



En donde se tiene que: I = Fuente principal, TA = Tramo A, TB = Tramo B, TC = Tramo C, SB1 = Seccionador barra 1, SB2 = Seccionador barra 2, F1 = Fusible 1, F2 = Fusible 2, F3 = Fusible 3, Ra = Ramal a, Rb = Ramal b, Rc = Ramal c

No restablecible con espera: Para un tramo en el cual pasa la falla, dicho tramo está en este estado una vez que anterior a su compostura se debe llevar a cabo una cierta maniobra (ver Tabla 1).

2.5. INDISPONIBILIDAD DE UN ELEMENTO

Para un componente cualquiera, el tiempo total de interrupción se lo calcula sumando todos los tiempos de interrupción que se poseen a causa del número de fallas contribuidas por cada factor, los mismos que se indican en la columna de la matriz de estados de la misma forma que ya se lo detalló anteriormente (ver Tabla 2).

Valoración de una red

El sistema eléctrico que se observa en la figura 3, es un ejemplo de un alimentador primario de distribución para una mejor comprensión. Para este análisis, se supone que la fuente (es decir, la subestación) está continuamente disponible con una tasa de fallas de nula o cero (ver Figura 3).

Se realiza la representación topológica del sistema de distribución radial en tramos divididos para los

componentes de protección y/o maniobra, tal como se observa en la figura 4 (ver Figura 4).

Posteriormente se hace la caracterización de cada tramo o ramal presente en el alimentador con su respectiva información. En la tabla 3 se detalla la longitud de todos los tramos del alimentador, las tasas de falla de los mismos, así como los tiempos de interrupción, los cuales se los recibe de los registros o datos históricos de la compañía distribuidora de energía o por medio del respectivo cálculo con la ecuación de tasa de falla aplicada a tramos del alimentador (ver Tabla 3).

En la tabla 4 se representa la matriz de estado, la misma que representa los estados que toma cada uno de los tramos del alimentador cuando se presenta una determinada falla. El análisis que se debe realizar para la construcción de esta matriz de estados (ver Tabla 4).

Una vez realizada la matriz de estados, se prosigue a descubrir la matriz de las tasas de fallas, en donde de consenso al estado que tiene todos los tramos se asigna la respectiva tasa de falla.

La matriz de tasa de fallas se la muestra en la tabla 5, la misma que tiene el mismo orden de la matriz de estados. En esta tabla además se muestra la tasa de falla total para cada tramo que se tiene en el alimentador. Los datos se muestran en horas/año (ver Tabla 5).

Tabla 3.

Detalle del alimentador tomado como ejemplo

Tramo	Longitud	b (fallas/km-año)	Tasa de Fallas (fallas/año)	Tiempos de Interrupción (minutos)					Tiempos Reparación (horas)	
				Tc	Tl	Tp	Tt	Tr	I(2λ)	R(λ)
TA	2,5	0,2	0,5	25	50	15	25	180	4,50	1,50
TB	3	0,2	0,6	25	50	15	25	180	4,50	1,50
TC	1,8	0,2	0,36	25	50	15	25	180	4,50	1,50
Ra	2	0,3	0,6	25	50	15	25	90	3,00	1,50
Rb	2,8	0,3	0,84	25	50	15	25	90	3,00	1,50
Rc	0,8	0,3	0,24	25	50	15	25	90	3,00	1,50

Tabla 4.

Matriz de estados para el alimentador

Matriz de Estados						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	I	I	I	I	I	I
TB	R	I	I	R	I	I
TC	R	R	I	R	R	I
Ra	N	N	N	I	N	N
Rb	N	N	N	N	I	N
Rc	N	N	N	N	N	I

Tabla 5.

Matriz de tasa de fallas para el alimentador

Matriz de Tasa de Fallas						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
TB	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
TC	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Ra	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24

Tabla 6.

Matriz de tiempos de reparación para el alimentador

Matriz de tiempos de reparación						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
TB	1,50	4,50	4,50	1,50	4,50	4,50
TC	1,50	1,50	4,50	1,50	1,50	4,50
Ra	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00

Tabla 7.

Matriz de indisponibilidades para el alimentador

Matriz de indisponibilidades						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
TB	0,90	2,70	2,70	0,90	2,70	2,70
TC	0,54	0,54	1,62	0,54	0,54	1,62
Ra	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72

En la tabla 6 se muestra la matriz de tiempos de composición, la misma que se la prepara con base en la tabla de tiempos de reparación totales. Al igual que para la anterior matriz, además se muestra el tiempo de composición. La unidad de los datos presentados en la tabla es horas (ver Tabla 6).

Se obtiene la matriz de indisponibilidad anual del componente del alimentador primario de distribución, esta matriz se la presenta en la tabla 7, los datos se presentan en horas/año (ver Tabla 7).

Con los valores totales de todas las matrices ya detalladas antes, se hace los cálculos de los índices que permiten mirar la confiabilidad que tiene el alimentador tomado como ejemplo. En la tabla 8 se muestra el resumen de los valores totales de la tasa de falla, tiempo de composición y la indisponibilidad (ver Tabla 8).

En la tabla 9 se presentan los datos del alimentador con su respectiva energía consumida en un mes y la potencia instalada para cada uno de los tramos que tiene el mismo (ver Tabla 9).

Con los datos comerciales del alimentador, tomado como ejemplo, y las fronteras de confiabilidad se hace el cálculo de los índices de confiabilidad por medio de las interrelaciones para hallar el índice FMIK, el cual se muestra en la tabla 10 y con la ecuación para obtener el índice de energía no suministrada (ENS), el mismo que se puede mirar en la tabla 11 (ver Tablas 10 y 11).

Valoración de una red con reconector

En el sistema de distribución que se tienen en la figura 5 se realiza la aplicación de la metodología que se expli-

Tabla 8.

Resumen de los parámetros en valores totales

Tramo	T	rT	UiT
TA	1,46	2,53	3,69
TB	1,46	3,76	5,49
TC	1,46	4,50	6,57
Ra	2,06	2,67	5,49
Rb	2,3	3,48	8,01
Rc	1,7	4,29	7,29

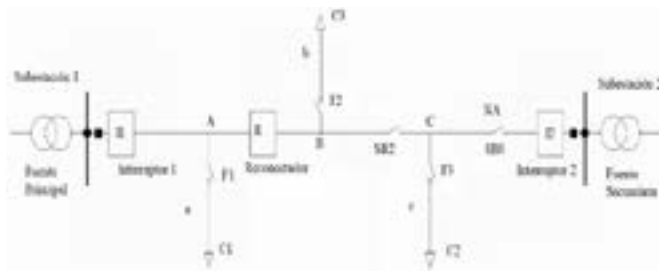
Tabla 10.

Frecuencia media de interrupción por KVA

Tramo	FMIK
TA	0
TB	0
TC	0
Ra	0,549
Rb	0,920
Rc	0,567
Total	2,036

Figura 5.

Alimentador con la implementación de un reconectador



có anteriormente, pero en este caso se realiza la implementación de un reconectador ubicado entre el tramo A y tramo B. Al igual que para el caso anterior, la fuente de alimentación de energía eléctrica (subestación) se la considera como continuamente disponible, es decir, que tiene una tasa de fallas cero o nula (ver Figura 5).

En el alimentador, con el reconectador (R1) ya incorporado, se procede a la representación topológica del sistema de distribución en tramos divididos por los componentes de protección y/o maniobra, tal como se observa en la figura 6 (ver Figura 6).

Los datos del alimentador son los mismos que se presentan en la tabla 12, por lo que se procede a realizar la elaboración de la matriz de estado (ver Tabla 12).

Tabla 9.

Datos comerciales del alimentador

Tramo	Potencia Instalada KVA	Energía Consumida KWh/mes
TA	0	0
TB	0	0
TC	0	0
Ra	200	12.600
Rb	300	27.000
Rc	250	16.200
Total	750	55.800

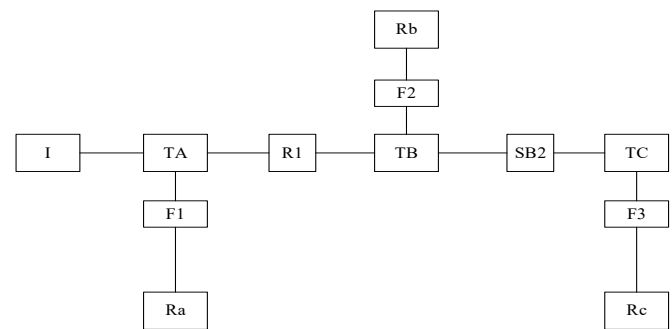
Tabla 11.

Energía no suministrada

Tramo	ENS kWh/año
TA	0
TB	0
TC	0
Ra	96,08
Rb	300,38
Rc	164,03
Total	560,48

Figura 6.

Representación en tramos del alimentador primario con reconectador



Con la matriz de estados, se continúa con la obtención de la matriz de tasas de fallas. La misma que se muestra en la tabla 13 (ver Tabla 13).

En la tabla 14 se muestra la matriz de tiempos de reparación de cada componente al producirse una falla, al igual que en la tabla 13 se detalla los tiempos totales de reparación (ver Tabla 14).

Con las relaciones de la indisponibilidad de un elemento, se realiza el cálculo para obtener la matriz de indisponibilidades anuales para cada elemento del alimentador primario de ejemplo, la misma que se puede observar en la tabla 15 (ver Tabla 15).

Como ya se lo realizó para el caso en el que no se disponía del reconectador, se toman los valores totales de

Tabla 12.

Matriz de estados para el alimentador primario con reconector

Matriz de estados						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	I	I	I	I	I	I
TB	N	I	I	N	I	I
TC	N	R	I	N	R	I
Ra	N	N	N	I	N	N
Rb	N	N	N	N	I	N
Rc	N	N	N	N	N	I

En la matriz de estados se tiene que:

N = Normal

I = No restablecible

R = Restablecible

Tabla 14.

Matriz de tiempos de reparación para el alimentador con reconector

Matriz de tiempos de reparación						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
TB	0,00	4,50	4,50	0,00	4,50	4,50
TC	0,00	1,50	4,50	0,00	1,50	4,50
Ra	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00

Tabla 16.

Resumen de los parámetros en valores totales con un reconector

Tramo	T	rT	UIT
TA	0,50	4,50	2,25
TB	1,46	3,76	5,49
TC	1,46	4,50	6,57
Ra	1,10	3,68	4,05
Rb	2,30	3,48	8,01
Rc	1,70	4,29	7,29

cada una de las matrices ya realizadas del ejemplo del alimentador primario (ver Tabla 16).

Con los datos de la potencia instalada y la energía consumida que se encuentran en la tabla 17 se realiza el cálculo de la energía no suministrada, la frecuencia media de interrupción por kVA (ver Tablas 17 y 18).

Al hacer la comparación de valores de los índices que se calcularon en las tablas 10 y 11 con las tablas 17 y 18, se puede mirar evidentemente que una vez que se hace la utilización del reconector, la energía que no se suministra al producirse una falla y la frecuencia de interrupción por kVA (FMIK) se reduce.

Se debe tener presente que el precio de la energía que no se suministra es mucho más grande al precio de la energía que sí es suministrada, por esta razón la importancia

Tabla 13.

Matriz de tasa de fallas para el alimentador con reconector

Matriz de tasa de fallas						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
TB	0,00	0,60	0,60	0,00	0,60	0,60
TC	0,00	0,36	0,36	0,00	0,36	0,36
Ra	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24

Tabla 15.

Matriz de indisponibilidades para el alimentador primario con reconector

Matriz de indisponibilidades						
Tramo	TA	TB	TC	Ra	Rb	Rc
TA	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
TB	0,00	2,70	2,70	0,00	2,70	2,70
TC	0,00	0,54	1,62	0,00	0,54	1,62
Ra	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00
Rb	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	0,00
Rc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72

Tabla 17.

Energía no suministrada (ENS) en el alimentador primario con la incorporación del reconector

Tramo	ENS kWh/año
TA	0
TB	0
TC	0
Ra	70,88
Rb	300,38
Rc	164,03
Total	535,28

de hallar alternativas para el mejoramiento de las redes de distribución a fin de reducir este índice de confiabilidad.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El alimentador de 22,8 kV en la red de medio voltaje, denominado primario «G» de la subestación Cristianía, correspondiente al área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, ubicado en la parte norte del Distrito Metropolitano de Quito, fue elegido para la aplicación del método de ubicación óptima de reconectores. La información sobre el alimentador primario seleccionado se obtiene mediante el sistema de información geográfica GIS, sistema ADMS y el programa de análisis de redes de

Tabla 18.

Frecuencia media de interrupción por KVA con la incorporación del reconector

Tramo	FMIK
TA	0
TB	0
TC	0
Ra	0,293
Rb	0,920
Rc	0,567
Total	1,780

Figura 8.

Diagrama del alimentador primario «G» Cristianía en tramos



distribución CYMDIST, los datos fueron proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito. A continuación se muestran los detalles del mencionado alimentador.

Características:

Empresa distribuidora: Empresa Eléctrica Quito

Ubicación subestación: norte de Quito

Tipo de usuario: residenciales e industriales

Nivel de voltaje: 22,8 kV

Denominación: Primario «G» Cristianía

Longitud: 8352,47 metros

Número de usuarios: 982

Tramos: 34

Seccionadores instalados: 6 dispositivos

Capacidad conectada en transformadores de distribución: 4122,50 kVA

Carga: 1100,55 kVA

Tasa de falla por km: $b = 0,23$

La figura 7 muestra la configuración del alimentador «G» Cristianía, el cual, según el método de investigación, tiene 34 tramos, y los mismos tramos corresponden a posibles posiciones para la instalación de re conectadores (ver Figura 7).

Figura 7.

Alimentador primario «G» de la subestación Cristianía



La figura 8 muestra la descripción topológica del alimentador y sus secciones, dividido por componentes o elementos de protección. Los elementos de protección y maniobra se consideran totalmente confiables, por lo que solo se dan los datos relativos a las partes correspondientes. Además, en caso de falla, los consumidores o usuarios conectados a la misma parte deben verse igualmente afectados (ver Figura 8).

3.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Después de las explicaciones de los capítulos anteriores, se busca las diversas matrices necesarias para determinar la confiabilidad de un sistema de distribución. Estas matrices son:

- Matriz de estado
- Matriz de tasa de tasa de fallas
- Matriz de tiempos de reparación
- Matriz de indisponibilidades anuales

Las tablas 19 y 20 muestran en detalle los datos técnicos, parámetros de confiabilidad, longitudes de cada tramo y datos comerciales del alimentador primario «G» de la subestación Cristianía. Estos datos se utilizaron para cal-

Tabla 19.*Datos comerciales y técnicos del primario «G» Cristianía*

TRAMO	P. ACTIVA P (kW)	P. REACTIVA Q(kVAR)	P. APARENTE S(Kva)	ENERGÍA (kWh)	CAPACIDAD (Kva)	CLIENTES
T1	0	0	0,00	0	0	0
T2	0	0	0,00	0	0	0
T3	125,65	6,15	125,80	15640	150	45
T4	5,21	2,95	5,99	965	25	2
T5	7,81	3,68	8,63	18524	75	55
T6	110,88	31,82	115,36	60509	500	25
T7	5,18	3,13	6,05	2362	25	20
T8	15,08	5,82	16,16	891	50	8
T9	0	0	0,00	0	0	0
T10	15,34	5,7	16,36	8970	37,5	35
T11	0	0	0,00	0	0	0
T12	0	0	0,00	0	0	0
T13	30,66	9,87	32,21	15634	100	50
T14	15,81	4,94	16,56	6234	775	25
T15	25,54	4,11	25,87	11132	100	30
T16	111,95	25,7	114,86	45135	600	40
T17	24,72	8,44	26,12	4514	125	33
T18	0	0	0,00	0	0	0
T19	51,55	26,69	58,05	25556	300	76
T20	22,02	3,25	22,26	0	75	2
T21	0	0	0,00	0	0	0
T22	10,8	1,66	10,93	5045	50	22
T23	29,08	5,5	29,60	10060	125	50
T24	85,95	15,16	87,28	82308	400	66
T25	9,91	3,34	10,46	26	15	2
T26	5,46	2,76	6,12	1520	37,5	8
T27	0	0	0,00	0	0	0
T28	35,12	9,88	36,48	5513	150	35
T29	67,81	25,66	72,50	23453	200	50
T30	35,24	8,9	36,35	13916	200	77
T31	86,09	20,89	88,59	2000	250	28
T32	59,3	15,65	61,33	15554	200	45
T33	55,5	14,78	57,43	15467	300	56
T34	20,05	7,98	21,58	15643	75	46
Total	1067,71	274,41	1108,93	406571	4940	931

cular la matriz y el índice de confiabilidad utilizando los procedimientos descritos anteriormente.

Los datos comerciales y técnicos del primario se obtuvieron mediante la ayuda del área comercial, control de calidad, control del producto y departamento técnico de las pérdidas. La tabla 19 proporciona una descripción

general de los parámetros de confiabilidad para cada sección del alimentador primario «G» Cristianía.

Los cálculos realizados para la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico, modeló el enclavamiento como componente ideal, ya que el tiempo de falla del elemento debido a un mantenimiento adecuado es de aproximadamente diez años (ver Tabla 19).

Tabla 20.*Datos de confiabilidad del primario «G» Cristianía*

Tramo	Longitud	b (fallas/km-año)	Tasa de Fallas (fallas/año)	Tiempos de Interrupción (horas)				Tiempos Reparación (horas)	
				Tc	Tp	Tl	Tr	I(2λ)	R(λ)
T1	1817,500	0,240	0,436	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T2	204,400	0,240	0,049	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T3	440,760	0,240	0,106	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T4	373,780	0,240	0,090	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T5	246,960	0,240	0,059	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T6	509,860	0,240	0,122	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T7	70,330	0,240	0,017	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T8	525,350	0,240	0,126	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T9	10,790	0,240	0,003	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T10	101,300	0,240	0,024	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T11	44,380	0,240	0,011	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T12	55,870	0,240	0,013	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T13	500,420	0,240	0,120	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T14	201,350	0,240	0,048	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T15	200,160	0,240	0,048	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T16	165,970	0,240	0,040	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T17	167,020	0,240	0,040	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T18	30,810	0,240	0,007	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T19	50,300	0,240	0,012	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T20	21,530	0,240	0,005	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T21	50,320	0,240	0,012	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T22	56,060	0,240	0,013	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T23	300,440	0,240	0,072	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T24	150,380	0,240	0,036	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T25	55,500	0,240	0,013	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T26	93,800	0,240	0,023	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T27	100,470	0,240	0,024	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T28	100,810	0,240	0,024	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T29	150,680	0,240	0,036	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T30	202,870	0,240	0,049	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T31	352,840	0,240	0,085	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T32	327,370	0,240	0,079	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T33	305,710	0,240	0,073	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050
T34	171,380	0,240	0,041	0,550	0,500	1,000	1,500	3,550	2,050

Los tiempos y las tasas de falla para diferentes secciones del alimentador primario «G» se obtuvieron de una base de datos de informes de fallas procesadas recopilados durante un período de cinco años. Esta base de datos es mantenida por el centro de control de la Empresa Eléctrica Quito. Los datos técnicos y comerciales de los alimentadores se obtuvieron del departamento comercial,

control de calidad del producto y departamento técnico de pérdidas.

En todos los cálculos realizados para evaluar la seguridad del sistema eléctrico, se modeló el enclavamiento como un componente ideal, ya que el tiempo de falla del elemento debido a un mantenimiento adecuado es de aproximadamente diez años (ver Tabla 20).

Tabla 23.
Matriz de tiempos de tiempos de reparación del primario «G» Cristianía

Tramo	Tramo1	Tramo2	Tramo3	Tramo4	Tramo5	Tramo6	Tramo7	Tramo8	Tramo9	Tramo10	Tramo11	Tramo12	Tramo13	Tramo14	Tramo15	Tramo16	Tramo17	Tramo18	Tramo19	Tramo20	Tramo21	Tramo22	Tramo23	Tramo24	Tramo25	Tramo26	Tramo27	Tramo28	Tramo29	Tramo30	Tramo31	Tramo32	Tramo33	Tramo34			
Tramo 1	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55

Tabla 24.
Matriz de indisponibilidades del primario «G» Cristianía

Tramo	Tramo1	Tramo2	Tramo3	Tramo4	Tramo5	Tramo6	Tramo7	Tramo8	Tramo9	Tramo10	Tramo11	Tramo12	Tramo13	Tramo14	Tramo15	Tramo16	Tramo17	Tramo18	Tramo19	Tramo20	Tramo21	Tramo22	Tramo23	Tramo24	Tramo25	Tramo26	Tramo27	Tramo28	Tramo29	Tramo30	Tramo31	Tramo32	Tramo33	Tramo34			
Tramo 1	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55

corresponde a 7.0 y el valor para ENS corresponde a 6000 kWh/año, ambos índices son proporcionales, lo que significa que una disminución en uno conduce a una disminución en el otro. El número y ubicación de los reconectores a instalar en el sistema eléctrico seleccionado depende de la disminución de los indicadores de confiabilidad y de los costos de los componentes mencionados, incluyendo su instalación y comunicación. Una evaluación de seguridad realizada en un sistema eléctrico sin un interruptor automático instalado servirá como base para observar la diferencia en la energía no entregada (Δ ENS) cuando se incluye un interruptor automático. El valor base es $ENS=3015,496$ kWh/año (ver Tabla 27).

En la tabla 27 se puede observar que la energía no suministrada se puede utilizar en todas las posiciones posibles del reconector, donde la reducción máxima de energía no suministrada del valor base, cuando el reconector está en el tramo 7, es un valor de 2091,83 kWh/año, la diferencia con el indicador base es de 923,67 kWh/año. Además, también se puede ver diferentes valores del índice FMK. Al introducir el primer reconector automático en el sistema eléctrico, se aplica el mismo procedimiento para los siguientes reconectores automáticos, pero teniendo en cuenta que el valor base de la energía no suministrada es la energía obtenida utilizando el interruptor automático del tramo 7. Los resultados obtenidos para la segunda posición del interruptor para

Tabla 25.*Parámetros de confiabilidad obtenidos del primario «G» Cristianía*

Tramo	λ_1	Ut
T1	1,81	5,01
T2	1,81	5,01
T3	1,81	5,01
T4	1,81	5,01
T5	1,81	5,01
T6	1,81	5,01
T7	1,81	5,25
T8	1,81	5,25
T9	1,81	5,25
T10	1,81	5,37
T11	1,81	5,37
T12	1,81	6,00
T13	1,81	6,00
T14	1,81	6,21
T15	1,81	6,21
T16	1,85	5,15
T17	1,85	5,15
T18	1,81	5,01
T19	1,82	5,05
T20	1,81	5,16
T21	1,81	5,16
T22	1,81	5,16
T23	1,81	5,16
T24	1,81	5,06
T25	1,81	5,25
T26	1,83	5,33
T27	1,81	5,37
T28	1,81	5,37
T29	1,84	5,50
T30	1,81	6,00
T31	1,81	6,00
T32	1,81	6,00
T33	1,81	6,00
T34	1,81	6,21

Tabla 27.*Ubicación del primer reconector en el primario «G» Cristianía*

Tramo	ENS	Δ ENS	FMIK	Δ FMIK
Base	3015,496	-----	1,815	-----
Tramo 2	2640,930	374,566	1,618	0,197
Tramo 3	2622,660	392,836	1,579	0,236
Tramo 4	2456,810	558,686	1,370	0,445
Tramo 5	2434,650	580,846	1,362	0,453
Tramo 6	2147,540	867,956	1,305	0,510
Tramo 7	2091,830	923,666	1,258	0,557
Tramo 8	2102,270	913,226	1,267	0,548
Tramo 9	2227,430	788,066	1,342	0,473
Tramo 10	2230,140	785,356	1,344	0,471
Tramo 11	2248,100	767,396	1,337	0,478
Tramo 12	2258,770	756,726	1,344	0,471
Tramo 13	2545,920	469,576	1,552	0,263
Tramo 14	2629,350	386,146	1,616	0,199
Tramo 15	2793,600	221,896	1,731	0,084
Tramo 16	2874,190	141,306	1,784	0,031
Tramo 17	2874,190	141,306	1,784	0,031
Tramo 18	2836,210	179,286	1,763	0,052
Tramo 19	2874,190	141,306	1,784	0,031
Tramo 20	2844,190	171,306	1,765	0,050
Tramo 21	2708,370	307,126	1,673	0,142
Tramo 22	2822,120	193,376	1,750	0,065
Tramo 23	2750,170	265,326	1,702	0,113
Tramo 24	2806,020	209,476	1,736	0,079
Tramo 25	2822,090	193,406	1,754	0,061
Tramo 26	2874,190	141,306	1,784	0,031
Tramo 27	2768,600	246,896	1,727	0,088
Tramo 28	2692,890	322,606	1,742	0,073
Tramo 29	2874,190	141,306	1,784	0,031
Tramo 30	2768,190	247,306	1,723	0,092
Tramo 31	2440,300	575,196	1,553	0,262
Tramo 32	2710,800	304,696	1,693	0,122
Tramo 33	2728,290	287,206	1,701	0,114
Tramo 34	2758,360	257,136	1,707	0,108

Tabla 26.*Índices de confiabilidad del primario «G» Cristianía*

Índices de Confiabilidad		
Índice	FMIK	ENS
Unidades	Falla/kVA*año	kWh/año
Valor	1,815	3015,496

Tabla 28.*Ubicación del segundo reconector en el primario «G» Cristianía*

Tramo	ENS	Δ ENS	FMIK	Δ FMIK
Base	2091,830	-----	1,258	-----
Tramo 2	1995,870	95,960	1,205	0,053
Tramo 3	1992,540	99,290	1,195	0,063
Tramo 4	1948,650	143,180	1,143	0,115
Tramo 5	1994,320	97,510	1,189	0,069
Tramo 6	2000,900	90,930	1,209	0,049
Tramo 7	1991,830	100,000	1,188	0,070
Tramo 8	1984,390	107,440	1,251	0,007
Tramo 9	2081,250	10,580	1,239	0,019
Tramo 10	2081,330	10,500	1,239	0,019
Tramo 11	2020,460	71,370	1,183	0,075
Tramo 12	2022,430	69,400	1,184	0,074
Tramo 13	1871,800	220,030	1,138	0,120
Tramo 14	2017,140	74,690	1,202	0,056
Tramo 15	2065,760	26,070	1,242	0,016
Tramo 16	1891,830	200,000	1,258	0,000
Tramo 17	1991,830	100,000	1,258	0,000
Tramo 18	1979,780	112,050	1,253	0,005
Tramo 19	1991,830	100,000	1,258	0,000
Tramo 20	1987,780	104,050	1,255	0,003
Tramo 21	1991,950	99,880	1,163	0,095
Tramo 22	1995,700	96,130	1,241	0,017
Tramo 23	1999,750	92,080	1,192	0,066
Tramo 24	2049,600	42,230	1,226	0,032
Tramo 25	2077,670	14,160	1,253	0,005
Tramo 26	1991,830	100,000	1,258	0,000
Tramo 27	1951,420	140,410	1,244	0,014
Tramo 28	2065,020	26,810	1,248	0,010
Tramo 29	2000,830	91,000	1,258	0,000
Tramo 30	2057,070	34,760	1,242	0,016
Tramo 31	1999,120	92,710	1,196	0,062
Tramo 32	2028,110	63,720	1,231	0,027
Tramo 33	2033,140	58,690	1,234	0,024
Tramo 34	2056,160	35,670	1,234	0,024

Tabla 29.*Ubicación de los reconectores en el primario «G» Cristianía*

Dispositivo	Tramo de ubicación	ENS	FMIK	Δ ENS
BASE	1	3015,50	1,815	-----
Reconector 1	7	2091,83	1,258	923,67
Reconector 2	13	1991,83	1,188	1023,67
Reconector 3	5	1871,8	1,138	1143,70

energías no suministradas se pueden apreciar en la tabla 28, donde la posición del segundo interruptor se da en el tramo 13. Aquí se logra una diferencia de energía de 220,03 kWh/año en comparación con otro valor de referencia, logrando reducir el índice de FMIK en 1,138 (ver Tabla 28).

La tabla 29 muestra una descripción general de la energía no suministrada cuando se implementan reconectadores en diferentes partes del alimentador primario «G» Cristianía. Como se puede observar en esta tabla 29 el valor de ΔENS disminuye a medida que aumenta el número de interruptores, es decir, el mayor efecto se produce cuando se instala el primer interruptor, y disminuye a medida que aumenta el número (ver Tabla 29).

3.3. ASPECTOS ECONÓMICOS

En la mayoría de los análisis relacionados con la mejora, desarrollo, introducción de nuevos equipos y operación más eficiente en el sector eléctrico, es de suma importancia conocer las estimaciones o aproximaciones de la energía no suministrada a los usuarios. Este valor varía dependiendo de la industria que se analice. Se pueden utilizar tres métodos para estimar estos valores:

- Basado directamente en los resultados reales
- Métodos de análisis indirectos
- Sondeo directo a través de encuestas

Para estimar los valores de ENS con base en los resultados reales, se obtiene la siguiente relación.

$$CENS = \frac{\text{Costos económicos directos(USD)} + \text{Costo sociales indirectos}}{\text{Energía no suministrada (MWh)}}$$

Donde:

Costes económicos directos: pérdida de producción, desperdicio de materias primas, daños en equipos o instalaciones, pérdida de ventas, entre otros.

Costos sociales indirectos: impacto en la salud y seguridad humana, daños a la propiedad y al medio ambiente, pérdida de alumbrado público, costos de emergencia, entre otros.

Según un estudio realizado por la ARCONEL, [27] con base en las condiciones anteriores, el valor de la energía no suministrada se estima en 3533 USD/MWh, este costo solo se utiliza como referencia para estudios de expansión o planificación, y para sancionar a las empresas eléctricas.

Para instalar un reconectador, debe incluir la inversión en el componente descrito más el costo de su instalación, que incluye el costo de ingenieros, electricistas, mano de obra y comunicación con el centro de control. Debido a la alta rigidez dieléctrica, los reconectadores casi no requieren mantenimiento, como es el caso cuando el reconectador cuenta con sistema de aislamiento en

SF6. Así, la inversión presupuestada total es de unos USD 17.000 (valor proporcionado por la EEQ).

Usando los valores anteriores, realice un análisis de los beneficios financieros de implementar un reconectador. Estas ventajas se muestran en la tabla 30 (ver Tabla 30).

A partir de la tabla 30 se muestra que el beneficio económico aumenta con el número de reconectadores instalados, pero este beneficio no aumenta linealmente. Por lo tanto, la introducción del primer reconectador tiene el mayor impacto en toda la red de distribución, es decir, ayuda a reducir la energía no entregada.

Dado que los beneficios económicos no aumentan linealmente, el flujo de caja se realiza utilizando sus respectivos índices para observar la cantidad de reconectadores que se deben instalar en el sistema para que sea rentable, dado que los interruptores tienen una vida útil de 20 años (valor proporcionado por el fabricante) (ver Tabla 31).

Basado en flujos de caja de la tabla 31, se puede calcular una evaluación económica que indica si la inversión requerida para mejorar la seguridad del sistema eléctrico mediante la instalación de reconectadores para reducir la energía desconectada es económicamente rentable (ver Tabla 32).

La instalación del reconectador es ventajosa si el índice TIR es superior al 10% y el tiempo de amortización es inferior a la vida útil del equipo, para el presente caso, 20 años.

La tabla 32 muestra la cantidad óptima de reconectadores a instalar en el alimentador seleccionado, es decir, instalar uno o dos interruptores brindará beneficios económicos, mientras que instalar un tercer interruptor requiere inversión.

Tabla 30.*Beneficio económico con la implementación de reconectores*

Número	Tramo	Δ ENS	Δ ENS Acumulada	Costo ENS	Beneficio
Reconector 1	7	923,67	782,36	3.533	2764,08
Reconector 2	13	1023,67	1002,39	3.533	3541,44
Reconector 3	5	1143,70	1121,6	3.533	3962,61

Tabla 31.*Flujo económico con la implementación de reconectores*

Años	Reconector 1			Reconector 2			Reconector 3		
	Ingresos	Gastos	Flujo Neto	Ingresos	Gastos	Flujo Neto	Ingresos	Gastos	Flujo Neto
0		16000	-16000		32000	-32000		48000	-48000
1	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
2	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
3	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
4	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
5	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
6	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
7	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
8	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
9	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
10	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
11	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
12	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
13	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
14	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
15	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
16	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
17	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
18	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
19	2764,08		2764,08	3541,44		3541,44	3962,61		3962,61
20	3564,08		3564,08	4341,44		4341,44	4762,61		4762,61

Tabla 32.*Índices económicos con la implementación de reconectores*

Reconector	TIR (%)	Pay Back	Rentable
Reconector 1	16,50%	8,01	SI
Reconector 2	10,20%	16,17	SI
Reconector 3	5,41%	29,47	NO

4. CONCLUSIONES

Con este estudio se demuestra que la instalación de dos reconectores en el alimentador primario «G» mejora la confiabilidad del sistema eléctrico en un 34,80% con el valor del FMIK.

Con la ubicación óptima de reconectores, se puede observar que el efecto en la reducción de la energía no

suministrada baja de 3015,50 kWh/año en el caso base a 2091,83 kWh/año cuando se implementa el primer reconector y 1991,83 kWh/año cuando se instala un segundo reconector. Por tanto, se puede concluir que entre más reconectores sean instalados este valor seguirá disminuyendo, sin embargo, en la práctica no se puede instalar una gran cantidad de reconectores debido a la coordinación de protecciones.

Se ha demostrado que, para aumentar la confiabilidad de un determinado sistema eléctrico, se debe aumentar la inversión en el mismo. Por cada reconector a instalar se debe ocupar un presupuesto de USD 17.000. Esto sugiere que se debe encontrar un nivel o equilibrio entre la inversión realizada y los beneficios de reducir la energía no entregada, que puede ser muy confiable, pero costosa. Al realizar la instalación de dos re conectadores en el alimentador primario «G» de la subestación Cristianía se ve una reducción del valor del FMIK de 1,81 a 1,18 que corresponde a una mejora del 34,80%.

Este estudio muestra el impacto de la reparación, la ubicación y el tiempo de entrega en las evaluaciones de confiabilidad del sistema de distribución, por lo que se deben desarrollar planes o estrategias para reducir el tiempo de restablecimiento de energía eléctrica, por lo cual se sugiere instalar equipos re conectadores que permitan una rápida resolución de problemas.

La instalación de re conectadores en el sistema de distribución incide directamente en la reducción de la energía no entregada, reduciendo en un 33,94% los kWh/año, pero el valor de dicha reducción depende de la ubicación del re conectador, por lo que es necesario buscar el lugar óptimo para la máxima reducción, así como también la coordinación con otras medidas de seguridad es importante ya que garantiza que se interrumpa un número mínimo de usuarios en caso de existir fallas en el sistema eléctrico de distribución.

REFERENCIAS

- [1] L. F. Restrepo B y L. J. González, «La historia de la probabilidad», *Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias*, vol. 16, n.º 1, pp. 83-87, 2003.
- [2] W. Denson, «The history of reliability prediction», *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 47, n.º 3, pp. 321-328, 1998.
- [3] L. A. Escobar, E. R. Villa y S. Yáñez, «Confiabilidad: historia, estado del arte y desafíos futuros», *DYNA*, vol. 70, n.º 140, pp. 5-21, 2003.
- [4] G. A. Gómez Ramírez, «Evolution and trends of indexes of reliability in electrical systems of power», *Tecnología en Marcha*, vol. 29, n.º 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 2 PAS-87, n.º 5, pp. 1318-1323, 1968.
- [6] P. W. Cash and 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 2 PAS-88, n.º 1, pp. 12-31, 1969.
- [7] 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.º 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.º 3, pp. 42-48, 2010.
- [9] 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.
- [10] J. A. Y. Morón, *Sistemas de Distribución*, México: Reverte Ediciones S. A., 2009.
- [11] 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].
- [12] 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.
- [13] B. V. Freire Villacís, Análisis técnico de la operación del alimentador n.º 2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S. A., Quito: EPN, 2012.
- [14] J. M. Gers, *Distribution system analysis and automation*, London: United Kingdom, 2014.
- [15] J. C. Orjuela, «Schneider Electric», 2008. [En línea]. Available: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Confiabilidad-sistemas-electricos.pdf>.
- [16] M. Mago, V. L., J. Olaya y D. Subero, «Determinación de la confiabilidad o tiempo promedio entre fallas en transformadores de distribución», *Ingeniería UC*, pp. 3-4, 2014.
- [17] I. M. C. Garcés, «Evaluación de confiabilidad de re conectadores en sistemas eléctricos de distribución radial», Guayaquil, 2015.