

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ANÁLISIS MULTICRITERIAL PARA LA ÓPTIMA UBICACIÓN DE SWITCH
EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL**

**AUTOR:
MARIO DIVALDO VINUEZA CARRILLO**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, Julio del 2017

Mario Divaldo Vinueza Carrillo

**ANÁLISIS MULTICRITERIAL PARA LA ÓPTIMA UBICACIÓN DE SWITCH
EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Mario Divaldo Vinueza Carrillo (A'1983-M'06). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Nacional Mejía, obteniendo la especialización en Físico- Matemáticas. Recibió el título de Tecnólogo Electromecánico en la Escuela Politécnica Nacional en 2010. Egresado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen las siguientes áreas: energía renovable, optimización de sistemas de distribución, calidad energética.

mvinuezac@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila (A'1981-M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador.

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2017 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “*Análisis multicriterial para la óptima ubicación de switch en redes eléctricas de distribución radial*” realizado por Mario Divaldo Vinueza Carrillo, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2017



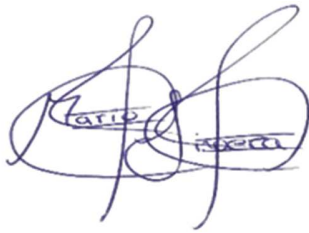
Alexander Águila Téllez

Cédula de identidad: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Mario Divaldo Vinueza Carrillo, con documento de identificación N° 1714503768, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*Análisis multicriterial para la óptima ubicación de switch en redes eléctricas de distribución radial*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



.....
Nombre: Mario Divaldo Vinueza Carrillo
Cédula: 1714503768
Fecha: Quito, Julio 2017

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	1
1. INTRODUCCIÓN	2
2. ÓPTIMA UBICACIÓN DE RECONECTADORES	5
2.1 Datos de entrada.....	6
2.2 Ubicación de reconectores.....	6
2.3 Solución del modelo matemático	7
3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	7
3.1 Función objetivo	7
3.2 Restricciones	8
3.3 Metodología	9
3.4 Algoritmo de optimización	10
4. CASO DE ESTUDIO	10
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	14
6. REFERENCIAS	15
6.1 Estado del Arte	19

INDICE DE FIGURAS

1. Óptima Ubicación de Reconectores.	5
2. Seccionamiento de circuito.	7
3. Sistema de prueba 12 secciones.	10
4. Ubicación de posibles puntos de protección.	11
5. Presentación de resultados.	13
6. Variación indicador SAIFI.	13
7. Comportamiento normal de la red.	13
8. Perturbación en la red.	14

INDICE DE TABLAS

1. Características eléctricas del alimentador.	11
2. Tasa de fallas del sistema.	11
3. Ubicación óptima de dispositivos de protección.	11
4. Respuesta para indicador SAIFI.	13
5. Matriz de estado del arte.	21
6. Resumen e Indicadores del estado del arte.	21

ANÁLISIS MULTICRITERIAL PARA LA ÓPTIMA UBICACIÓN DE SWITCH EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

Resumen

El presente artículo establece una modelación matemática de optimización, para mejorar el índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema SAIFI, que representa un indicador de confiabilidad aplicado a los sistemas de distribución. El objetivo consiste en maximizar la continuidad de servicio eléctrico en circuitos de distribución con una topología netamente radial, basado en un análisis multicriterial óptimo para la ubicación de reconectores. El estudio se focaliza en la implementación de un modelo de optimización a ser resuelto mediante el software Algebraic Modeling System (GAMS), aplicando la programación no lineal entera mixta, estableciendo la ubicación óptima de elementos de protección en un circuito de distribución de doce barras tomando como caso de estudio.

La metodología describe la factibilidad de ubicar dispositivos de protección de forma óptima desde el punto de vista técnico, económico y de operabilidad, considerados en la planificación y en el diseño de los alimentadores primarios; con el objeto de minimizar las interrupciones de servicio y la energía no suministrada.

Palabras Clave: confiabilidad, optimización, programación no lineal entera, protecciones.

Abstract

The present article establishes a mathematical optimization model to improve the system average interruption frequency index SAIFI, an indicator of reliability applied to the distribution systems. The objective is to maximize the continuity of electrical service in distribution circuits with a purely radial topology, based on an optimal multicriterial analysis for the location of reclosers. The study focuses on the implementation of an optimization model to be solved using the Algebraic Modeling System (GAMS) software, applying the entire nonlinear mixed programming, establishing the optimal location of protection elements in a distribution circuit of twelve bars taking like a case of study.

The methodology describes the feasibility of locating protection devices optimally from the technical, economic and operability point of view, considered in the planning and design of the primary feeders; with the object to minimize interruptions of service and energy not supplied.

Keywords: reliability, optimization, Non-linear programming, protections.

1. Introducción

Los sistemas de distribución forman parte importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que estos permiten trasladar la electricidad a los abonados y usuarios, manteniendo estándares de seguridad, calidad y confiabilidad; y son además, una parte muy importante de las inversiones que se necesitan para la prestación del servicio público estratégico de energía eléctrica [1]. Un Sistema de Distribución esta compuesto de los siguientes componentes:

- Las subestaciones principales de distribución: que permiten la conexión con el sistema de transmisión;
- Las líneas de sub-transmisión, en alto voltaje, que permiten transportar la electricidad desde las subestaciones principales a las subestaciones de distribución.
- Las subestaciones de distribución; que permiten disminuir el voltaje de sub-transmisión (alto voltaje), al voltaje de los alimentadores primarios (medio voltaje).
- Los alimentadores primarios: que permiten llevar la electricidad desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores de distribución, en medio voltaje.
- Los transformadores de distribución: que cambian el voltaje desde el nivel de alimentadores primarios (medio voltaje), hasta el voltaje de operación (bajo voltaje) de las redes secundarias.
- Las redes secundarias: que permiten llevar la electricidad desde los transformadores de distribución hasta los usuarios y permiten el suministro al servicio de alumbrado público.
- Las acometidas y los medidores: permiten trasladar y medir la electricidad respectivamente entregada a los sitios de consumo

de cada uno de los usuarios [2]

La confiabilidad de los sistemas eléctricos forma parte fundamental para la planificación de los sistemas eléctricos de distribución [3]-[4], en este contexto, la creciente demanda de energía, el deterioro de infraestructuras y el crecimiento continuo de las redes eléctricas son factores que influyen en la confiabilidad del sistema [5], con este antecedente, el mercado eléctrico se encuentra sujeto a entidades de regulación que vigilan el cumplimiento de estándares respecto a la calidad de servicio [6]-[7]; controlando parámetros de operación para llegar a dar un servicio continuo de electricidad satisfaciendo las necesidades de los usuarios, aspecto por el cual las empresas de distribución han fomentado e invertido recursos para suplir ciertas contingencias que se presentan en el día a día para evitar posibles desprendimientos de carga.

Básicamente, los sistemas de distribución operan en una topología radial mayoritariamente [8]-[9]-[10], a menor escala en sistemas en anillo y en ocasiones débilmente malladas, por esta razón, las empresas de distribución centran sus esfuerzos para analizar el comportamiento adecuado del flujo de carga [11] en redes de distribución radial, basándose en ciertos criterios como es el desequilibrio de circuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos [12] en derivaciones primarias, lo cual perjudica la eficiencia energética de los circuitos de distribución.

En nuestro país, por varios años, uno de los factores adversos que afectaron la gestión técnica y económica de las empresas eléctricas de distribución fueron las elevadas pérdidas de energía eléctrica [13], haciendo imperativa una reducción drástica de las pérdidas, particularmente de las comerciales.

Las pérdidas no técnicas [14] enfatizan un grave problema para las empresas de distribución, mitigando ciertos factores

como es el hurto de energía y algunas actividades ilícitas que perjudican tanto a las empresas distribuidoras en la parte económica y a los circuitos del sistema en la parte técnica, llevando a una alta descompensación del mismo [15]-[16], razón por la cual identificar un nivel optimizado de protecciones reviste singular relevancia.

A partir del año 2001, está en vigencia en el Ecuador la Regulación No. CONELEC 004/01 [17] emitida por el ente regulador CONELEC (hoy ARCONEL), cuyo objetivo es establecer los niveles de calidad del servicio eléctrico de distribución y los medios de evaluación aplicables a las empresas distribuidoras, las cuales tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los consumidores ubicados en su zona de concesión.

Los aspectos de calidad considerados en la Regulación [17] son: la Calidad del Producto, la Calidad del Servicio Técnico y la Calidad del Servicio Comercial:

Dentro de la Calidad del Producto se consideran: a) el nivel de voltaje b) las perturbaciones de voltaje y c) el factor de potencia. Dentro de la Calidad del Servicio Técnico, se tienen: a) la frecuencia de las interrupciones y, b) la duración de interrupciones. Dentro de la Calidad del Servicio Comercial, se involucran: a) la atención de solicitudes, b) la atención de reclamos y, c) los errores en medición y facturación.

Para los propósitos del presente trabajo, se hace énfasis en los parámetros de calidad del servicio técnico establecidos en la Regulación 004/01.

Considerando un sistema de distribución radial, su operatividad y futura expansión dependerá de su carga y su posterior crecimiento, aspecto por el cual toma particular relevancia el análisis del tipo eléctrico, tal como el estudio de flujo de carga de la red del sistema de distribución que viene a ser

un factor determinante en la correcta operación del sistema [5]-[18]. No obstante es requirente también analizar aspectos que afectan la pérdida de circuitos tales como configuración óptima de la red, carga desequilibrada e impedancias de la línea no balanceadas. El balanceo de las fases y la reconfiguración de la red [19] pueden eliminar las condiciones de sobrecarga, el equilibrio de las cargas de alimentación, reducir pérdidas del circuito y mejorar el perfil de voltaje simultáneamente [20]-[21]-[22]-[23]. Para minimizar la tasa de fallas dentro de los sistemas de distribución y poder brindar una mayor seguridad en los sistemas de distribución, es necesario determinar una óptima coordinación de protecciones con una alta gama de tecnologías y dispositivos presentes en el medio, con los cuales se podrá fortalecer al sistema evitando ciertas contingencias perjudiciales para el sistema, además que el esquema de protecciones debe ser capaz de detectar y localizar todo tipo de falla [24]. Los equipos que son considerados para el despeje y reconexión, por ser normalmente utilizados en sistemas de distribución son: fusibles, reconectadores y relés [25].

En el mercado existe una variedad de fusibles tomando como parámetros relevantes la velocidad de respuesta, frente a situaciones similares como son corrientes de corto circuito iguales, en el caso de fusibles que tienen la misma capacidad para soportar corriente de carga permanente. Bajo este contexto, se puede describir que los fusibles más lentos son del tipo "T", tanto que los más rápidos en operar son los tipos "K".

Por su parte los dispositivos de protección denominados como reconectadores utilizados en el medio son del tipo "W, R, RX, VW y VVV", estos equipos trabajan con voltajes típicos de sistemas de distribución,

puede monitorizar directamente la corriente de falla y su operación tiene relación directa con la corriente de cortocircuito que debe interrumpir y el voltaje mínimo que puede soportar. Estos equipos normalmente se encuentran aguas arriba de los fusibles, es decir, su ubicación es cercana a las subestaciones de distribución o de subtransmisión [26].

La configuración relacionada a la protección de un circuito alimentador sugiere que, a la salida de la subestación se dispone de un relé, es decir que se encuentra lo más alejado de la carga respecto a otros dispositivos de protección ya mencionados. Su instalación se rige bajo tres curvas características en función del tiempo de operación como son: extremadamente inverso, medianamente inverso e inversos [25]-[26].

La ubicación de todos los dispositivos de protección segmentando desde el lado de la carga de un sistema de distribución, deberá respaldar al equipo de protección que se encuentra próximo aguas arriba de cualquier otro dispositivo de protección [27].

Existen alternativas muy prácticas pero a la vez conllevan analizar el tema económico, como es preceder de dos o varias fuentes de alimentación que entregará una mayor redundancia [28] para los circuitos primarios, es evidente que bajo esta premisa se garantizará el servicio continuo del suministro eléctrico, reduciendo los niveles o tasas de fallo dentro del sistema.

La combinación de sistemas de control y adquisición de datos, precisa la automatización de los sistemas de distribución en todo el sistema utilizando técnicas de estado en redes de telecomunicaciones y tecnologías de integración, la amplia tecnología disponible en el mercado a través de redes inteligentes permite reconfigurar

automáticamente las redes de distribución [29]-[30]-[31]-[32] optimizando recursos de maniobra.

Dentro de los sistemas eléctricos, enfocados básicamente en el área de distribución lo que se busca es dar una mayor fiabilidad al sistema analizando aspectos técnicos y económicos, donde bajo los indicadores de confiabilidad se podrá determinar la ubicación de dispositivos adicionales de protección o a su vez se podrá realizar una evaluación profunda proponiendo soluciones que corresponden a un análisis multicriterial para la ubicación de reconectores [33]-[34].

De esta manera, se puede realizar una reconfiguración de red eléctrica, donde las fallas sean temporales o permanentes podrán ser aisladas, repercutiendo en la minimización de costos para las empresas de distribución [35].

Para efectos de ubicar este trabajo dentro de un contexto accesible y bajo los antecedentes detallados anteriormente, lo que se busca es utilizar los indicadores de confiabilidad a fin de mejorar la confiabilidad del sistema a través de un modelo de optimización. Estos indicadores describen en promedio las veces que fue afectado el suministro eléctrico y su duración, es decir la frecuencia y duración de la falla [6]. Bajo este antecedente los indicadores más relevantes para cada una de estas categorías son: SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema), que indica el número medio de interrupciones por cada consumidor servido por unidad de tiempo, se mide en (1/año), CAIDI (índice de duración de interrupciones promedio, por cliente interrumpido), indica la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado se mide en (horas/año), CAIFI

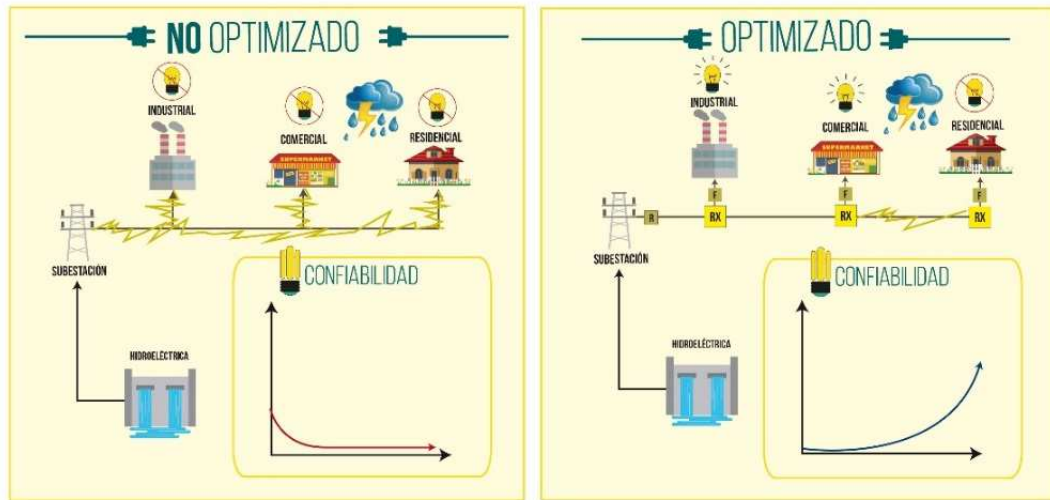


Figura 1. Óptima Ubicación de Reconectadores.

(índice de frecuencia de interrupción media del cliente), indica el número medio de interrupciones por consumidor afectado, se mide en (1/año), SAIDI (índice de duración de la interrupción media del sistema), representa la duración promedio de cada interrupción por cada consumidor servido por unidad de tiempo, se mide en (hora/año), MAIFI (índice de frecuencia de interrupción media momentánea), indica la frecuencia promedio de las interrupciones momentáneas, se mide en(1/año), ENS (energía no suministrada), indica la cantidad de energía en KWh que quedo fuera de servicio a causa de interrupciones, se mide en (KWh/año) [36]-[37], etc.

Para el caso de estudio del presente trabajo empleamos el indicador SAIFI, que figura como el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, es decir, indica la frecuencia con que el cliente medio experimenta una interrupción permanente durante un periodo de tiempo definido [38].

El tema central tratado en este trabajo es buscar un modelo de optimización, que cumpla de manera estricta los requisitos técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad, establecidos en la normativa vigente; y, sobre esa base, identificar las mejores opciones técnicas que permitan ubicar elementos

de protección a fin de que el SAIFI sea reducido.

A fin de resolver el problema de optimización, se empleó el Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS), conocido comúnmente como GAMS, que es un software de alto nivel para programación matemática y optimización. Consiste de un lenguaje compilador y de “solvers” integrados de alto desempeño. Se usa para modelar problemas de optimización tanto lineales, no lineales o de enteros mixtos. Con base a los aspectos técnicos que considera el modelo de optimización, el modelo fue implementado y resuelto en GAMS, empleando para el efecto la Programación No Lineal Entera Mixta, determinando, para un sistema de distribución de doce barras, la ubicación óptima de los elementos de protección (reconectadores y fusibles), a fin de minimizar el tiempo de interrupción despejando la falla de manera rápida, lográndose una reducción del indicador de confiabilidad SAIFI.

2. Óptima ubicación de reconectadores

Con los antecedentes expuestos en el numeral anterior, se realiza una modelación del sistema, a fin de

satisfacer el lugar óptimo y el tipo de dispositivo que se deberá ubicar, basados en un análisis multi criterio buscando compensaciones amplias, acogiendo el SAIFI como indicador de confiabilidad [39], y las restricciones operacionales asociadas a los sistema de distribución radial, lo cual dan paso para que el sistema opere de manera satisfactoria dentro de las funciones para las que fue diseñado en un tiempo estimado.

La metodología propuesta en este trabajo admite encontrar de forma óptima elementos finitos como es el caso de dispositivos reconectores, que se ubicaran en lugares donde se alcanzaran mejores beneficios técnicos, reduciendo de esta manera la energía no suministrada a los usuarios, permitiendo realizar ciertas inversiones que logren la mejora de SAIFI [6]-[37]-[39]-[40].

Un análisis multi criterio permite representar una configuración entre el circuito alimentador y su sistema de protección, a fin de obtener una mayor fiabilidad con base a la valoración de un indicador de confiabilidad. Bajo este perfil se podrá elegir varios métodos de análisis para la ubicación óptima de reconectores como cadenas de Markov, método de Montecarlo y fronteras Pareto-óptimos [41]-[42]-[43]-[44], para el caso particular se ha elaborado un modelo de optimización basado en una función objetivo para minimizar el SAIFI, determinando la cantidad y ubicación de elementos de protección a ser implementados en una red de distribución.

El índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (SAIFI), permite a las empresas distribuidoras del suministro eléctrico evaluar constantemente la calidad media del sistema [45], y se representa según [46]-[47]:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in L} \lambda_i N_i}{N_T} \quad (1)$$

Donde:

L: representa el conjunto de todas las secciones

λ_i : tasa de falla en el tramo i

N_i : número de clientes en el tramo i

N_T : número de clientes total en el sistema

La tasa de falla cuantifica las veces que en promedio operan alguno de estos dispositivos de protección, siendo las anomalías más comunes cortocircuitos, sobrecarga en las líneas, descargas atmosféricas, operación y mantenimiento, etc. Se puede evaluar por registros históricos en un tramo determinado o una estimación para un sistema completo [48], la evaluación se hace conforme lo siguiente:

$$\lambda = bxl \quad (1/\text{año}) \quad (2)$$

$$b = \frac{m}{LxT} \quad (1/\text{Km-año}) \quad (3)$$

Donde:

m: cantidad de fallas

L: longitud total de las líneas expuestas a fallas, en Km

T: periodo de evaluación, años

b: número de fallas, por Km por año

l: longitud del tramo

2.1 Datos de entrada

Para la determinación del modelo matemático se requiere información del sistema eléctrico tal como: topología de la red, identificar las posibles ubicaciones de los elementos de protección y maniobra, longitud del circuito, número de clientes, carga conectada y energía consumida. Cada tramo será evaluado su frecuencia y duración de fallas que serán calculados a través de (2) y (3) o a través de registros históricos que manejan las empresas de distribución.

2.2 Ubicación de reconectores

Con la información obtenida se realiza una evaluación técnica, considerando

cuales son los tramos de mayor tráfico e incidencia a tal punto que se podrá evaluar los puntos débiles del alimentador. De esta manera, se verificará la posición en la cual minimiza la energía no suministrada, considerando las características de los tramos. Para el efecto se fracciona el circuito del alimentador como sección principal y ramales asociados. Los ramales se seccionan en tres clases (figura 1): Clase 1: representa un tramo de red con carga considerable, es factible la instalación de reconector; Clase 2: representa un tramo con carga mediana, puede ser considerado para la instalación de reconector dependiendo el usuario; Clase 3: representa un tramo de red pequeño, donde no es factible la instalación de un reconector por su alto costo.

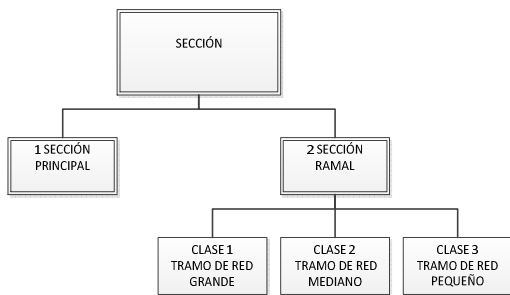


Figura 2. Seccionamiento de circuito.

2.3 Solución del modelo matemático

El modelo matemático de optimización considera una función objetivo y las restricciones detalladas en el numeral 3.2.

De esta manera, se soluciona el problema para ubicar reconectores de forma óptima y eficiente en lugares decisivos, buscando mejorar indicadores de confiabilidad que en este caso es SAIFI.

Para el análisis de este trabajo se enfocara en un sistema de prueba utilizado en [49] que permitirá validar resultados. Esta información conlleva a la descripción general del alimentador que se presenta en la tabla 1, de la

misma manera se presenta en un diagrama unifilar, como se muestra en la figura 3, y el cálculo de la tasa de fallas tanto transitorias como permanentes del alimentador, como se presenta en la tabla 2.

3. Formulación del Problema

3.1 Función objetivo

El modelo de optimización tiene como objetivo la ubicación óptima de dispositivos de protección, que minimicen el índice de confiabilidad SAIFI, tomando en consideración las tasas de fallas tanto temporales como permanentes, es decir, reducir las tasas de fallas es directamente proporcional a reducir el indicador SAIFI. Para su modelación, se emplean las siguientes ecuaciones.

El indicador SAIFI podrá ser expresado como en (1) en el caso que pertenezca a la sección principal, caso contrario se representa como en (4):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i \in L} \lambda_i N_i}{N_T} = \frac{\sum_{q=1}^{\alpha+\beta+1} A_q}{N_T} \quad (4)$$

Donde:

q : representa la sección (1 sección principal y 2 ramales)

α : número de ramal clase 1

β : número de ramal clase 2

A_q : representa el número de clientes tanto de la sección principal y ramales

La variable N_i representa los usuarios de la sección i , N_T representa el total de usuarios correspondientes al alimentador y λ_i representa la tasa de fallas neta en la sección i , es decir representa la sumatoria en su totalidad de la tasa de fallas a partir de la subestación hasta la sección del alimentador, por lo que se representa como A_q según (5):

$$A_q = A_{q1} + A_{q2} + A_{q3} \quad (5)$$

Donde:

q_n : indica número de posibles puntos de ubicación en el alimentador principal

λ_{qi} : fallas permanentes en el tramo i

γ_{qi} : fallas temporales en el tramo i

N_{qj} : representa el número de clientes en la sección j o q incluyendo todos los laterales conectados a la sección principal

1,2: para reconector y fusible respectivamente

Se podrá llegar a una simplificación en la ecuación (5) tomando las siguientes estimaciones:

- i. Para el caso de la sección principal el dispositivo a instalar es netamente trifásico, es decir para reconectores, por tal motivo la instalación de fusibles se descarta, para el efecto la función Aq_1 corresponde a la expresión (6):

$$Aq_1 = \sum_{i=2}^{qn} \lambda_{qi} \sum_{j=1}^{qn} N_{qj} \prod_{k=j+1}^i X_{qk1}$$

Con $q=1$ (6)

- ii. De la misma manera, para el caso de ramales el dispositivo a instalar corresponde a un fusible, por tal motivo la instalación de reconectores se descarta, para el efecto la función Aq_2 corresponde a la expresión (7):

$$Aq_2 = - \sum_{i=1}^{qn} \lambda_{qi} X_{qi2} \sum_{j=1}^{qn} N_{qj}$$

Con $q=1$ (7)

- iii. Para el caso de ramales se puede llegar a una simplificación siempre que se instale un fusible en cada tramo, determinando la siguiente expresión (8):

$$Aq_3 = \sum_{i=1}^{qn} (\lambda_i + \gamma_i) \sum_{j=1}^{qn} N_{qj}$$

Con $q \in \alpha+2 \dots \alpha+\beta+1$ (8)

Con base a lo citado, la función objetivo corresponde a (9):

$$SAIFI = \frac{(Aq_1 + Aq_2 + Aq_3)}{N_T} \quad (9)$$

3.2 Restricciones

Según el análisis desarrollado en este artículo, la topología del sistema siempre será de tipo radial y no variará. Ahora lo que se busca es determinar las restricciones que están sujetas al sistema a nivel eléctrico y de seguridad. Para el efecto es necesario considerar una adecuada coordinación en el sistema de protecciones.

En el caso que se instalen reconectores en serie, se tomará una adecuada consideración para garantizar un óptimo comportamiento de estos dispositivos, y en el caso que se instale en ramales se precisara una adecuada coordinación de protecciones. Adicional no se deberá instalar reconectores luego de un fusible.

Para optar por una coordinación de protecciones entre dos puntos k y j , se debe mencionar restricciones de coordinación tanto para dispositivos monofásicos y trifásicos:

Coordinación para dispositivos trifásicos:

$$X_{qk1} + X_{qj1} \geq 1 \quad (10)$$

Coordinación para dispositivos monofásicos:

$$X_{qk2} + X_{qj2} \geq 1 \quad (11)$$

En cuanto las restricciones concerniente a la topología del sistema, se considera los puntos donde alcanza la mayor tasa de fallas temporales y

fallas permanentes. Es decir, se tomará en cuenta en el momento que exista una mayor incidencia de fallas temporales se dispondrá ecuaciones que faculten la instalación de reconectores, y para cuando exista una alta tasa de fallas permanentes se dispondrá la instalación de fusibles. Este es un claro indicador para mejorar SAIFI.

En una sección de tipo ramal y clase 1, los dispositivos trifásicos o monofásicos deberán ser instalados en las derivaciones:

$$X_{q11} + X_{q12} = 1$$

$$\text{donde } q \in \{2..\alpha+1\} \quad (12)$$

Indistintamente de la ubicación se dispondrá de la instalación de un solo tipo de dispositivo (13):

$$X_{qi1} + X_{qi2} \leq 1$$

$$\text{donde } i \in \{2..q_n\}, q \in \{2..\alpha+1\} \quad (13)$$

A fin de que el optimizador determine el dispositivo de protección adecuado, se establecen variables binarias, bajo las cuales según el resultado del optimizador indica la ubicación y el tipo de elemento a situar en tramos preestablecidos (14):

$$\sum R_{(i,j,k)} \quad (14)$$

$$\sum F_{(i,j,k)} \quad (15)$$

Donde:

i: 1 representa la sección principal, diferente a uno se asocia a un ramal

j: representa número de tramos de la red dentro de la sección principal o ramales

k: representa (1) reconector, (2) fusible

Mediante la lógica binaria establecida, las variables en las restricciones antes mencionadas, garantiza que el

optimizador seleccione el tipo de protección que cumpla tanto la función objetivo como las restricciones planteadas.

Los tramos del alimentador se describen como conductores separados por algún dispositivo de protección o maniobra, que pueden ser, fusibles o reconectores.

3.3 Metodología

Para determinar la ubicación óptima de elementos de protección (reconectores y fusibles) en circuitos de distribución radial, se presenta la metodología descrita en los siguientes pasos:

a. Datos de entrada

Recopilación de la información referente a la topología de la red, es decir información completa del alimentador como: diagrama unifilar, longitud de los tramos, número de usuarios, tipo de carga, energía mensual consumida.

b. Tasa de Fallas

Determinación de la tasa de fallas transitorias o permanentes para cada tramo de la red. Para el efecto del presente trabajo se utilizó la metodología determinada en [49].

c. Determinación de variables para encontrar la ubicación de dispositivos de protección

Con la información preliminar del alimentador se determina las variables binarias que establecen la ubicación de dispositivos de protección de conformidad a lo señalado en el numeral anterior.

d. Función Objetivo

Determinar la función objetivo descrita como ecuación (1) y (9) dependiendo de la sección principal o ramal de la red.

e. Restricciones

Fijar un conjunto de restricciones en el sistema, acogiéndose al numeral (3.2)

f. Solución matemática

Resolver el modelo matemático usando GAMS, determinando la ubicación más óptima de los dispositivos de protección.

g. Análisis de resultados

Evaluar los resultados obtenidos por optimizador, considerando para el efecto la realidad operativa del sistema sin la ubicación de los elementos de protección.

3.4 Algoritmo de optimización

Con base a la metodología planteada, se determina un algoritmo de solución, a fin de que el modelo de optimización minimice el indicador de confiabilidad SAIFI.

Algoritmo de optimización
<p>Paso 1. Datos de entrada</p> <ul style="list-style-type: none"> - Configuración_ topología de la red - Tasa de falla permanente y transitoria <p>Paso 2. Determinación de variables</p> <ul style="list-style-type: none"> - Variable binaria para ubicar reconector <p>R(i,j,k) i= se asocia a la sección principal j= número de tramo de la red k= ubicación de un reconector</p> <ul style="list-style-type: none"> - Variable binaria para ubicar fusible <p>F(i,j,k) i= se asocia a un ramal j= número de tramo de la red k= ubicación de un fusible</p> <p>Paso 3 Problema de optimización en GAMS</p> <ul style="list-style-type: none"> Set Condiciones iniciales Set Variables binarias $U_{GDij} \in \{0,1\}$ Set Restricciones <ul style="list-style-type: none"> Máximo de re conectadores a ubicarse Máximo de fusibles a ubicarse Coordinación de re conectadores tramo principal Máximo de re conectadores en serie Instalación de fusibles en tramo principal no es válida

Instalar fusible o re conector en cada ramal

Paso 4. Optimización determinación óptima del equipo de protección (Reconector, Fusible) a fin de minimizar SAIFI

Paso 5 Análisis de resultados

Fin

4. Caso de Estudio

El caso de estudio que se utiliza corresponde a un sistema de prueba de un circuito de distribución radial, el cual se emplea para validar la metodología propuesta:

Para representar estas variables se propone identificar por tres subíndices, que corresponden a identifican el tipo y ubicación de los elementos de protección. Es decir el subíndice inicial corresponde a la sección principal, de ser diferente a uno corresponde un ramal del sistema. El segundo subíndice indica el número de tramo correspondiente a la sección principal o ramal según sea el caso. Y el tercer subíndice identifica dos posibilidades: (1) para re conector y (2) para fusible.

a. Datos de entrada

En la figura 3 representa el diagrama unifilar del circuito de prueba, para este caso la sección principal corresponde a los tramos 1-6-8-9-11-12. Su primer ramal corresponde al tramo 2, el segundo ramal corresponde a los tramos 3-4-5, el tercer ramal corresponde al tramo 7 y su cuarto ramal corresponde al tramo 10. En la tabla 1 indica la información del sistema.

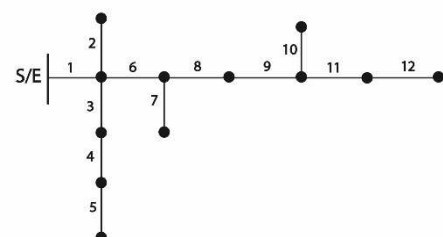


Figura 3. Sistema de prueba 12 secciones.

Tramo	km	Emensual (kWh)	# Usuarios	Carga(kW)	Carga (kVA)
1	3,76	93.345,00	541,00	129,65	162,06
2	2,19	25.358,00	158,00	35,22	44,02
3	3,15	72.630,00	244,00	100,88	126,09
4	5,78	8.056,00	67,00	11,19	13,99
5	8,69	7.267,00	64,00	10,09	12,62
6	5,17	36.536,00	41,00	50,74	63,43
7	1,42	8.523,00	28,00	11,84	14,80
8	6,62	69.403,00	120,00	96,39	120,49
9	3,54	9.734,00	50,00	13,52	16,90
10	1,95	8.054,00	54,00	11,19	13,98
11	7,38	26.182,00	161,00	36,36	45,46
12	3,07	42.700,00	40,00	59,31	74,13

Tabla 1. Características eléctricas del alimentador

b. Tasa de Fallas

Calculamos la tasa de fallas permanentes y transitorias para cada uno de los tramos del sistema. Esta información se representa en la tabla 2.

Tramo Red	λ_{qi}	γ_{qi}	N_{qi}	L_{qi} (kVA)
11	0,55	2,36	541,06	162,06
12	1,82	7,45	40,61	44,02
13	0,18	1,45	119,53	126,09
14	0,55	3,82	49,83	13,99
15	0,55	3,82	160,50	12,62
16	0,10	1,09	40,44	63,43
21	0,55	7,64	158,00	120,49
31	0,91	5,82	28,28	14,80
41	0,36	1,45	53,94	16,90
51	2,18	5,45	244,39	13,98
52	1,09	2,18	67,06	45,46
53	0,36	3,64	64,11	74,13

Tabla 2. Tasa de fallas del sistema

c. Determinación de variables para encontrar la ubicación de dispositivos de protección

Para representar estas variables se propone identificar por tres subíndices que identifican el tipo y ubicación de los elementos de protección, de conformidad a lo establecido en el numeral 3.2.

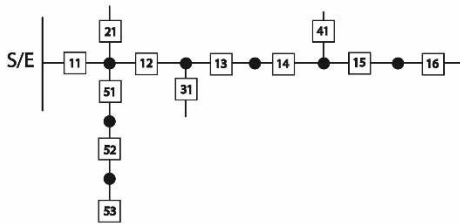


Figura 4. Ubicación de posibles puntos de protección

d. Función Objetivo

Con base a la función objetivo y a las restricciones asociadas al estudio, se determina que el problema de optimización corresponde a una Programación No Lineal Entera Mixta que por sus siglas en ingles se lo conoce

como MINLP. A continuación, se presenta de forma general el problema de optimización a ser resuelto.

$$SAIFI = \frac{(Aq_1 + Aq_2 + Aq_3)}{N_T}$$

Que se encuentra sujeto a las siguientes restricciones:

e. Restricciones

Primera Restricción: se dispone la instalación de dos reconectores, representando de la siguiente manera:

$$\left(\begin{array}{l} X_{121} + X_{131} + X_{141} + X_{151} + X_{161} + \\ X_{212} + X_{312} + X_{411} + X_{511} + X_{521} + X_{531} \end{array} \right)$$

$$\leq 2$$

Segunda Restricción: para la ubicación de fusibles no se establece un límite:

$$X_{212} + X_{312} + X_{412} + X_{512} + X_{522} + X_{532} \leq 6$$

Tercera Restricción: la coordinación de reconectores para los tramos 13-14 y 15-16 no es factible:

$$X_{131} + X_{141} \leq 1$$

$$X_{151} + X_{161} \leq 1$$

Cuarta Restricción: dentro de la sección principal la instalación de fusibles es descartada:

$$X_{122} + X_{132} + X_{142} + X_{152} + X_{162} = 0$$

Quinta Restricción: puede instalarse sea un fusible o un reconector en todos los ramales:

$$X_{211} + X_{212} = 1$$

$$X_{311} + X_{312} = 1$$

$$X_{411} + X_{412} = 1$$

$$X_{511} + X_{512} \leq 1$$

$$X_{521} + X_{522} \leq 1$$

$$X_{531} + X_{532} \leq 1$$

$$X_{511} + X_{521} + X_{531} \leq 1$$

$$X_{512} + X_{522} + X_{532} \leq 1$$

Sexta Restricción: los reconectores máximos en serie es dos, por lo tanto:

$$X_{121} + X_{131} + X_{411} \leq 2$$

$$X_{121} + X_{141} + X_{411} \leq 2$$

f. Solución matemática

Con el objeto de resolver el problema de optimización planteado, se usa el software GAMS, el cual a través de la adquisición de datos del circuito, características de las líneas y los tipos de protección planteados, resuelve el modelo de optimización antes indicado, realizando para el efecto lo que se conoce como flujo óptimo; para así determinar una coherente y óptima ubicación de dispositivos de protección que se deberá implementar en el circuito alimentador.

Dada la enorme capacidad que brinda GAMS, para el problema de optimización planteado se considera un sistema radial; el cual, mediante la optimización definirá el lugar más óptimo para ubicar dispositivos de protección, a fin de evaluar la robustez del modelo planteado.

g. Análisis de resultados

Para el efecto se ha simulado un flujo de potencia de carga radial, que corresponde al caso de estudio, empleando el software Power Factory de Digsilent; y, para verificar la bondad del modelo desarrollado, se resuelve el problema de optimización mediante el uso de GAMS, considerando la función objetivo y las restricciones planteadas en el estudio.

Con los parámetros y criterios antes indicados, se aplicó el modelo matemático de optimización mediante la programación no lineal entera mixta, a fin de determinar la ubicación óptima de los dispositivos de protección a ser implementado en la red.

Variables	Estado
R121	0
R131	1
R141	0
R151	0
R161	0
R211	0
R311	0
R411	0
R511	1
R521	0
R531	0
F212	1
F312	1
F412	1
F512	0
F522	0
F532	1
F122	0
F132	0
F142	0
F152	0
F162	0

Tabla 3. Ubicación óptima de dispositivos de protección

La tabla 3 representa los resultados obtenidos mediante el software GAMS, que de acuerdo a la representación de sus variables se propone identificar por tres subíndices que identifican el tipo y ubicación de los elementos de protección. Donde el subíndice inicial corresponde a la sección principal, de ser diferente a uno corresponde a ramales del sistema. El segundo subíndice indica el número de tramo correspondiente a la sección principal o ramales según sea el caso. Y el tercer subíndice identifica dos posibilidades: (1) para reconector , (2) para fusible. Generando resultados de los lugares óptimos que requieren la implementación de dispositivos de protección. Acogiéndose a la opción de estado (1) ubicación de protección y (0) se asocia a posiciones en la red que no se instala ningún tipo de protección.

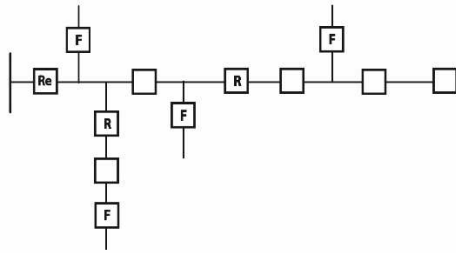


Figura 5. Presentación de resultados

La figura 5 permite identificar la ubicación óptima de reancladores y fusibles, partiendo de las consideraciones iniciales que indicaba doce posibles puntos de ubicación. En conformidad a la metodología propone la ubicación de seis elementos, para llegar a mejorar el indicador SAIFI. A la salida de la subestación, es decir en el punto 11 se sugiere la instalación de un relé. Para las posiciones 13 y 51 ubica la instalación de reancladores, y en las posiciones 21, 31, 41 y 53 ubica instalación de fusibles. Adicional referente a los puntos en blanco se asocian a posiciones de la red que no se ubicará elementos de protección. Bajo este perfil de ubicación óptima, el reanclador ubicado para el punto 13 facultada despejar las fallas asociadas en el alimentador principal. El reanclador ubicado en 51 ejecuta una función importante, dado que en este tramo de la red, su tasa de fallas tanto transitorias como permanentes refleja una alta incidencia, ante esto se tienen la seguridad que se despejarán las mismas de forma eficaz. La asignación para ubicar fusibles en los puntos mencionados, avalan la eficiencia del sistema.

Estrategia de solución	Ubicación de dispositivos		SAIFI
	RECONECTADOR	FUSIBLE	
NO OPTIMIZADO	-----	-----	3,85
OPTIMIZADO	13-51	21-31-41-53	2,44

Tabla 4. Respuesta para indicador SAIFI

Aplicando el modelo de optimización, obtenemos las respuestas de acuerdo a la tabla 4, se resuelve el problema mediante el uso de GAMS.

La tabla 4 presenta resultados del indicador SAIFI, antes de optimizar y posterior ya optimizado el sistema, para la ubicación óptima de dispositivos de protección.



Figura 6. Variación indicador SAIFI

La figura 6 presenta la variación del indicador SAIFI, de acuerdo a la ubicación óptima de dispositivos de protección.

Como se puede observar en la figura 7 durante un comportamiento normal en la red, todos los usuarios son atendidos de manera satisfactoria.

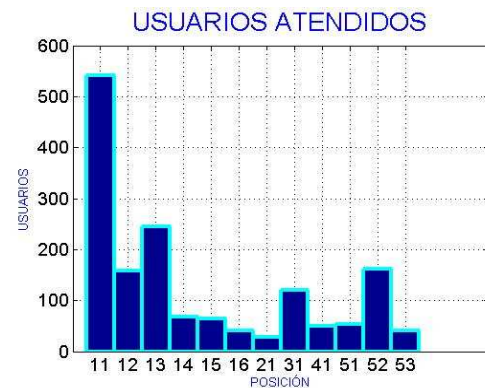


Figura 7. Comportamiento normal en la red

Conforme varía el tiempo se simula una falla dentro del circuito en la posición 13 figura 4, punto donde acorde a la optimización quedo indicado la instalación de un dispositivo de protección (reanclador) figura 5. Se puede observar la afectación en la red para los usuarios de los tramos comprendidos 13,14,15,16,41.

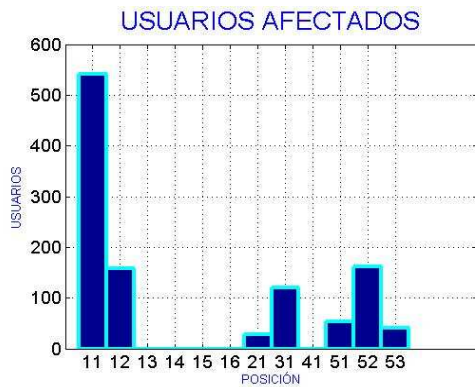


Figura 8. Perturbación en la red

La afectación dentro del sistema estima que un 30% de los abonados queda sin suministro eléctrico, en la figura 8 se puede apreciar los usuarios que salieron de servicio

5. Conclusiones y Recomendaciones

El presente trabajo se enfoca en un análisis multi criterio, el cual utilizó un método de optimización para ubicar adecuadamente dispositivos de protección dentro de un circuito netamente radial, y de esta manera mejorar indicadores de confiabilidad que en nuestro caso hace referencia a SAIFI (índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema).

La solución obtenida indica el mejoramiento respecto a la calidad de servicio, obtenida a partir de la instalación de estos dispositivos de protección, por lo tanto eleva la calidad del suministro eléctrico hacia los usuarios, mejorando indicadores de confiabilidad para las empresas encargadas de la distribución de energía, que maximizan sus beneficios económicos al minimizar los tiempos de interrupción del servicio y por ende la energía no suministrada.

Dada la optimización obtenemos resultados que ubican dispositivos de protección en lugares óptimos, de la misma manera se determina valores marginales para cada asignación, lo cual representa la posibilidad de excluir

alguna de las restricciones para poder mejorar la función objetivo.

Para lograr una asignación óptima de protecciones dentro de un alimentador primario como caso de estudio, considera, entre otros aspectos las características más representativas del sistema como: topología de la red para seccionar los tramos que conforman el circuito, identificar elementos de protección y maniobra, longitud del circuito, número de clientes, carga conectada y energía consumida. Siendo la tasa de fallas y demanda máxima criterios para probar el rendimiento de la optimización para encontrar la factibilidad de solución.

Este trabajo se soporta en el análisis de la literatura técnica más actualizada, que tiene relación con la planificación y con el diseño de las redes eléctricas, como complemento se ha investigado y aplicado las más modernas herramientas de análisis multi criterio y de optimización disponibles en el mercado.

Los resultados que se muestran permitirán indicar una mejor aproximación a la realidad nacional, con sustento en análisis técnicos, económicos y de optimización; lo cual incidirá en mejorar la solvencia técnica, económica y financiera de las empresas de distribución en nuestro país y por ende en la mayor satisfacción del usuario final.

Se motiva a las instituciones educativas para que socialicen y pongan al debate sus trabajos de investigación; y en esta forma puedan ser considerados como referencias o, como referentes, para la actualización de las normas y procedimientos vigentes o, para la creación de otras más apropiadas según sea el caso.

6. Referencias

- [1] G. G. T. García, “Escuela Politécnica Nacional,” pp. 1–7, 2009.
- [2] J. Patricio and V. Molina, “SEDE-QUITO,” 2015.
- [3] K. Prakash and M. Sydulu, “An Effective Topological and Primitive Impedance based Distribution Load Flow Method for Radial Distribution Systems,” no. April, 2008.
- [4] G. Carpinelli, S. Khormali, and F. Mottola, “Demand Response and Energy Storage Systems : an Industrial Application for Reducing Electricity Costs . Part I: Theoretical Aspects,” pp. 167–172, 2014.
- [5] Y. M. Ding, S. H. Hong, and X. H. Li, “A demand response energy management scheme for industrial facilities in smart grid,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 2257–2269, 2014.
- [6] J. Vasco and a Aguila, “Design of Automatic Reclosing Scheme in Distribution Feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans. (Volume 13 , Issue 8)*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [7] B. Daryanian, R. E. Bohn, and R. D. Tabors, “Optimal demand-side response to electricity spot prices for storage-type customers,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 897–903, 1989.
- [8] R. T. Bhimarasetti and A. Kumar, “A new contribution to distribution load flow analysis for radial and mesh distribution systems,” *Proc. - 2014 6th Int. Conf. Comput. Intell. Commun. Networks, CICN 2014*, pp. 1229–1236, 2015.
- [9] M. T. Hagh and T. Ahamadzadeh, “Load Flow Analysis of Radial and Weakly Meshed Distribution Systems including Distributed Generations,” no. October, pp. 1–6, 2014.
- [10] S. Chandramohan, R. P. K. Devil, and D. B. Venkatesh, “India, 1-13,” no. 1, pp. 148–151, 2005.
- [11] V. V. S. N. Murty, B. Ravi Teja, and A. Kumar, “A contribution to load flow in radial distribution system and comparison of different load flow methods,” *2014 Int. Conf. Power Signals Control Comput. EPSCICON 2014*, no. January, pp. 8–10, 2014.
- [12] a Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [13] Conelec, “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano - Folleto resumen.” p. 54, 2011.
- [14] J. A. Porras, H. O. Rivera, F. D. Giraldo, and B. S. A. Correa, “Identification of non-technical electricity losses in power distribution systems by applying techniques of information analysis and visualization,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 3, pp. 659–664, 2015.
- [15] X. Long, S. Member, and Y. W. Li, “A New Technique to Detect Faults in De-Energized,” vol. 5, no. 3, pp. 1–6, 2011.
- [16] J. G. Roos and I. E. Lane, “Industrial power demand response analysis for one-part real-time pricing,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 13, no. 1, pp. 159–164, 1998.
- [17] “Regulacion No. CONELEC 004-01 Calidad del Servicio Electrico de.pdf.” .

- [18] M. S. Thomas, R. Ranjan, and N. Malik, "Deterministic load flow algorithm for balanced radial AC distribution systems," *2012 IEEE 5th Power India Conf. PICONF 2012*, 2012.
- [19] B. Venkatesh, R. Ranjan, and H. B. Gooi, "Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 260–266, 2004.
- [20] F. Castillo, a Aguila, J. González, and S. Member, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [21] B. B. Navarro, I. B. N. C. Cruz, and B. M. Malquisto, "Radial network reconfiguration and load balancing for loss minimization using genetic algorithms," *TENCON 2012 IEEE Reg. 10 Conf.*, pp. 1–6, 2012.
- [22] P. Ravindran, K. R. Das, and A. S. Mohan, "Flexible demand response in smart grid based Automatic Generation Control," *2014 Int. Conf. Green Comput. Commun. Electr. Eng.*, pp. 1–6, 2014.
- [23] R. Tanaka, S. Sekizaki, I. Nishizaki, and T. Hayashida, "The multi-objective optimization of Distribution System management in deregulated electricity market," pp. 155–160, 2015.
- [24] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain, and M. a. Abusara, "An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 669–677, 2013.
- [25] I. Standard, "International Standard," *Ergonomics*, vol. 111, 2007.
- [26] Y. Jos and R. T. Castillo, "No Title."
- [27] M. El-moghazi, J. Whalley, and J. Irvine, "International Spectrum Management Regime: A Case of Regulatory Lock-in for the Developing Countries?," pp. 1–21, 2012.
- [28] V. Spitsa, X. Ran, R. Salcedo, S. Member, J. F. Martinez, R. E. Uosef, F. De León, and S. Member, "On the Transient Behavior of Large-Scale Distribution," vol. 3, no. 2, pp. 887–896, 2012.
- [29] D. Torres Riascos, E. Inga Ortega, and A. Aguila Tellez, "Advanced metering infrastructure for microgeneration in rural zones using TV white spaces based on spectrum opportunistic," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3813–3819, 2015.
- [30] N. K. C. Nair and D. L. P. Jenkins, "IEC 61850 enabled automatic bus transfer scheme for primary distribution substations," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1821–1828, 2013.
- [31] D. Eryilmaz, T. Smith, S. Dhople, E. Wilson, and J. Schmitt, "Demand response for industrial-scale energy users in midwest ISO: A dynamic programming approach for curtailing energy use," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, 2014.
- [32] R. Ruiz, a. Adeva, R. Cespedes, and P. Gomez, "New distribution automation and management of Empresa Electrica de Quito," 2008

- IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA*, pp. 1–6, 2008.
- [33] R. Bupasiri, N. Wattanapongsakorn, J. Hokierti, and D. W. Coit, “Optimal electric power distribution system reliability indices using binary programming,” *Annu. Reliab. Maintainab. Symp. 2003.*, pp. 556–561, 2003.
- [34] S. Billinton, R. and Jounawithula, “Optimal Switching Devices Placement in Radial Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 4, pp. 1646–1651, 1991.
- [35] H. G. Sarmiento, C. Palmira, and L. E. Matías, “Reconfiguring A Primary Industrial Network Based On Reliability Studies Miguel Vega Link to,” *Science (80-)*, pp. 1095–1099, 2002.
- [36] J. Zaruma Diego Blacio, J. Luis Zaruma Villamarín Diego Armando Blacio Loaiza DIRECTOR, and I. Modesto Salgado, “Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centrosur,” pp. 1–159, 2012.
- [37] H. Hashemi, H. Askarian, a. Agheili, S. H. Hosseinian, K. Mazlumi, H. Nafisi, J. W. Hagge, and L. L. Grigsby, “Optimized investment to decrease the failure rate of distribution lines in order to improve SAIFI,” *PEOCO 2010 - 4th Int. Power Eng. Optim. Conf. Progr. Abstr.*, no. June, pp. 64–69, 2010.
- [38] I. International, E. Safety, and S. Coordinating, *IEEE Standards*, vol. 2002, no. January. 2003.
- [39] M. A. Velásquez, N. Quijano, and Á. I. Cadena, “Multi-Objective Planning of Recloser-Based Protection Systems on DG Enhanced Feeders,” pp. 2012–2014, 2015.
- [40] R. Rq, O. Lvwxwlrq, and M. Gonzalez, “Improvement of Saidi and Saifi Reliability Indices Using a Shunt Circuit-Breaker in Ungrounded MV Networks Improvement of Continuity Supply depending on method of assessment after five years of Restricted operation mode: extinction of only fugitive groun,” vol. 5, pp. 3–6.
- [41] F. J. Pazos, J. Amantegui, and H. Gago, “Differentiated Monitoring Strategies for Application in Large Electrical Networks,” pp. 225–230.
- [42] A. Rodriguez, A. Ord????ez, and H. Ordo???ez, “Energy consumption optimization for sensor networks in the IoT,” *2015 IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. COLCOM 2015 - Conf. Proc.*, 2015.
- [43] K. Sebaa, “Cross-entropy approach for computing a pareto fronts,” *Proc. - UKSim 15th Int. Conf. Comput. Model. Simulation, UKSim 2013*, pp. 61–66, 2013.
- [44] U. T. Ram and H. T. Hern, “Efficiency analysis of load flow methods for balanced radial distribution systems,” no. 1, 2013.
- [45] G. D. Ferreira, A. S. Bretas, and G. Cardoso, “Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices,” *Mod. Electr. Power Syst.*, pp. 1–8, 2010.
- [46] A. E. D. C. Tio and R. D. Mundo, “A Binary Programming Model for Reliability Optimization Considering Fuse-blow and Fuse-save Schemes.”

- [47] E. Zambon, D. Z. Bossois, B. B. Garcia, and E. F. Azeredo, “A Novel Nonlinear Programming Model for Distribution Protection Optimization,” vol. 24, no. 4, pp. 1951–1958, 2009.
- [48] “Evaluacion de Confiabilidad y ubicacion optima de reconectadores en sistemas electricos de distribucion radial,” 2015.
- [49] F. Soudi and K. Tomsovic, “Optimal trade-offs in distribution protection design,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 2, pp. 292–296, 2001.

6.1 Estado del Arte

ANÁLISIS MULTICRITERIAL PARA LA ÓPTIMA UBICACIÓN DE SWITCH EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

ITEM	DATOS		REFERENCIA	TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA											
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO		Indicadores de Confiabilidad "ESTADO DEL ARTE"	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	CONSUMO	FALLAS	PERDIDAS	CAPACIDAD DE EXPANSIÓN	RECONFIGURACIÓN DE RED	COSTOS	MEJORAMIENTO PERFIL SAIFI	MINIMIZAR PERDIDAS	REDUCIR TASA DE FALLAS	CONTINUIDAD DE SERVICIO	OPTIMIZACIÓN	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	TRASCENDENCIA DE LA CARGA	TOPOLOGÍA DEL SISTEMA	LIMITACIÓN DE PROTECCIONES	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	TIPO Y UBICACIÓN ÓPTIMA	MINLP	ALGORITMO, DE OPTIMIZACIÓN	MINIMIZAR TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	SEGURIDAD	PARÁMETROS DE CALIDAD SAIFI	FIABILIDAD	COSTOS			
1	2014	A New Contribution to Distribution Load Flow Analysis for Radial and Mesh Distribution Systems	✗														✗					✗										
2	2006	Interactive System for Placement and Coordination of Overcurrent Protective Devices		✗								✗	✗		✗	✗					✗		✗							✗		
3	2015	Identification of Non-Technical Electricity Losses in Power Distribution Systems by Applying Techniques of Information Analysis and Visualization					✗					✗																				
4	2008	An Effective Topological and Primitive Impedance based Three Phase Load Flow Method for Radial Distribution Systems		✗													✗															
5	2015	Design of Automatic Reclosing Scheme in Distribution Feeders				✗							✗	✗			✗								✗							
6	2014	Load Flow Analysis of Radial and Weakly Meshed Distribution Systems including Distributed Generations						✗	✗																							
7	2014	A Contribution to Load Flow in Radial Distribution System and Comparison of Different Load Flow Methods		✗			✗	✗				✗																				
8	2015	Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems					✗					✗																				

Tabla 5. Matriz de estado del arte

Tabla 6. Resumen e Indicadores del estado del arte

