

**ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y SIMULACIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y SIMULACIÓN**

**AUTOR:
FABRICIO JAVIER VILLACRES QUISHPE**

**DIRECTOR:
ESTEBAN MAURICIO INGA ORTEGA**

Quito, Noviembre 2018

Fabricio Javier Villacres Quishpe

**ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y
SIMULACIÓN**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito- Ecuador 2018

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Fabricio Javier Villacres Quishpe (Y'1990 – M'11). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Don Bosco” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el óptimo despliegue de redes de distribución eléctrica soterrada basado en técnicas heurísticas y simulación.

fvillacres@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Esteban Mauricio Inga Ortega (Y'1976-M'08). Esteban Inga es investigador científico en la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito. En el año 2001 se gradúa de Ingeniero Electrónico en la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Cuenca. En el año 2008 recibió su Maestría en Educación y Desarrollo Social por la Universidad Tecnológica Equinoccial, a inicio del año 2017 recibe su grado de Magíster en Ingeniería por la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín –

Colombia y en Noviembre de 2017 obtiene su grado de Ph.D de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín – Colombia con mención de honor Magna Cum Laude otorgado cuando la tesis supera las expectativas de lo planteado en el proyecto, por concepto unánime de los jurados, y se demuestra producción científica. Es coordinador del grupo de investigaciones en redes eléctricas inteligentes de la Universidad Politécnica Salesiana, miembro activo de IEEE e investigador acreditado en el Senescyt. einga@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

©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Esteban Mauricio Inga Ortega declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y SIMULACIÓN* realizado por Fabricio Javier Villacres Quishpe, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Noviembre del 2018



.....

Esteban Mauricio Inga Ortega

Cédula de identidad: 0102116043

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Fabricio Javier Villacres Quishpe, con documento de identificación N° 1721768065, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Óptimo despliegue de redes de distribución eléctrica soterrada basado en técnicas heurísticas y simulación”, 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.

Firma



.....
Nombre: Fabricio Javier Villacres Quishpe

Cédula: 1721768065

Fecha: Quito, Noviembre 2018

1. ÍNDICE GENERAL

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Introducción | 13 |
| 2 | Marco teórico | 15 |
| 2.1 | Redes eléctricas de distribución | 15 |
| 2.2 | Redes eléctricas soterradas | 15 |
| 2.3 | Redes eléctricas inteligentes resilientes | 16 |
| 3 | Formulación del problema | 16 |
| 4 | Resultados | 19 |
| 4.1 | Optimización de recursos en redes eléctricas de distribución mediante el software MATLAB | 19 |
| 4.2 | Flujo de potencia y análisis eléctrico de la red de medio voltaje mediante el software Cymdist | 27 |
| 5 | Conclusiones | 29 |
| 6 | Trabajos futuros | 29 |
| 7 | Referencias | 29 |
| 7.1 | Matriz de Estado del Arte | 35 |
| 7.2 | Resumen de indicadores | 39 |

2. ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Óptimo despliegue de una red eléctrica soterrada..... | 14 |
| Figura 2. Ecuador, Quito Tennis. Óptimo despliegue de transformadores de distribución en redes eléctricas soterradas | 20 |
| Figura 3. Distancias máximas, medias y mínimas del conductor en la red de bajo voltaje. | 20 |
| Figura 4. Cargabilidad y número requerido de transformadores de distribución ensayado en diferentes escenarios..... | 21 |
| Figura 5. Máxima caída de voltaje desde cada transformador de distribución hacia el usuario más distante en la red de bajo voltaje..... | 25 |
| Figura 6. Caída de voltaje desde la subestación hacia los primarios de los transformadores de distribución..... | 28 |
| Figura 7. Corriente que atraviesa por los conductores soterrados en la red primaria. | 28 |
| Figura 8. Perfil de potencia aparente desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria..... | 29 |
| Figura 9. Perfil de potencia reactiva desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria..... | 29 |

3. ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Variables utilizadas..... | 19 |
| Tabla 2. Parámetros de simulación..... | 19 |
| Tabla 3. Rendimiento del Algoritmo PREDS..... | 23 |
| Tabla 4. Parámetros de Simulación ingresados en el Software Cymdist..... | 27 |
| Tabla 5. Matriz de estado del arte | 35 |

ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y SIMULACIÓN

Resumen

La introducción de nuevas cargas a los sistemas eléctricos de distribución convencionales provoca sobrecarga en los equipos eléctricos de potencia. Esta sobrecarga hace que la vida útil de los transformadores de distribución, conductores eléctricos, protecciones, etc., disminuya de manera considerable, además, la confiabilidad y estabilidad del sistema comienza a verse afectada. Por lo tanto, mediante la presente investigación se busca dar solución al problema de planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución. En consecuencia, el presente artículo se enfoca en el desarrollo de un modelo capaz de seleccionar la ubicación óptima de transformadores de distribución considerando los porcentajes permitidos de caída de voltaje establecido en la literatura, desde el secundario del transformador de distribución hacia el usuario más alejado, de tal manera que, se logre satisfacer de servicio eléctrico cumpliendo estándares de calidad. Además, se proporcionará la mejor topología mediante la aplicación de teoría de grafos, la misma que, garantizará observabilidad de restricciones, tales como: capacidad de cada transformador y cobertura del servicio eléctrico. Al referirnos al término capacidad se hace referencia al número máximo de usuarios permitido para formar parte de un conglomerado, de tal manera que, mediante esta restricción se limita la potencia en kVAs máxima que deberá emplazarse por cada agrupación. Por otro lado, al referirnos al término cobertura hacemos referencia a la distancia máxima permitida desde el transformador hacia el usuario más alejado. Otro aporte fundamental que sugiere la presente

Abstract

The introduction of new loads to conventional electrical distribution systems causes overload in electrical power equipment. This overload causes the useful life of distribution transformers, electrical conductors, protections, etc., to decrease considerably, in addition, the reliability and stability of the system begins to be affected. Therefore, by means of the present investigation, it is sought to solve the problem of planning and dimensioning of distribution electric networks. Consequently, this article focuses on the development of a model capable of selecting the optimal location of distribution transformers considering the permitted percentages of voltage drop established in the literature, from the secondary of the distribution transformer to the furthest user, in such a way that, it is possible to satisfy electric service fulfilling quality standards. In addition, the best topology will be provided through the application of graph theory, which will guarantee observability of restrictions, such as: capacity of each transformer and electric service coverage. When referring to the term capacity, reference is made to the maximum number of users allowed to be part of a conglomerate, in such a way that, by means of this restriction, the maximum power in kVAs that should be allocated to each group is limited. On the other hand, when referring to the term coverage we refer to the maximum distance allowed from the transformer to the furthest user. Another fundamental contribution suggested by the present investigation is to work through the segmentation of the scenario, which will allow us to determine the number of

investigación es trabajar mediante la segmentación del escenario, lo que, nos permitirá determinar el número de alimentadores de acuerdo al número de segmentaciones, además, permitirá iniciar el despliegue de manera controlada, es decir, se podrá iniciar por sectores el despliegue, de tal manera que, nos permita escalabilidad en cuanto al incremento de usuarios. En consecuencia, el presente modelo contempla el desarrollo de una heurística capaz de ejecutar procesos de planeación geolocalizada, considerando escalabilidad de usuarios. El óptimo despliegue de transformadores de distribución con su respectiva topología se obtiene mediante el software Matlab y, la validación del mismo, mediante la simulación de un flujo de carga usando el software Cymdist.

feeders according to the number of segmentations, in addition, it will allow to initiate the deployment in a controlled manner, that is, it can be initiated by sectors the deployment, in such a way that, allows us scalability in terms of the increase of users. Consequently, the present model contemplates the development of a heuristic capable of executing geolocated planning processes, considering user scalability. The optimal deployment of distribution transformers with their respective topology is obtained by means of the Matlab software and, the validation of it, by simulating a load flow using the Cymdist software.

Palabras Clave: Optimización, Planeación, Redes de distribución, Geolocalización, Dimensionamiento.

Keywords: Optimization, Planning, Distribution networks, Geolocation, Sizing.

1 Introducción

El uso de la energía eléctrica a nivel mundial es de mucha importancia para el desarrollo. El esfuerzo de muchos investigadores se centra en el problema del dimensionamiento óptimo de redes eléctricas de distribución [1]–[5].

El problema a tratar en el presente artículo, es considerado como un problema combinatorio denominado NP-Complete [6]–[10]. Con la presente investigación no solo se contribuirá al diseño óptimo en redes eléctricas de distribución soterrada, sino que también, al identificar la ruta mínima por que la que se hará el tendido de la red eléctrica paralelamente se obtiene la ruta mínima posible para efectuar el tendido de redes de comunicación.

De esta manera, se pretende migrar de redes eléctricas convencionales a redes eléctricas inteligentes, para ello, se debe dotar de inteligencia al sistema eléctrico tradicional. En consecuencia, en la actualidad se está integrando sistemas robustos de comunicación bidireccional [11], de tal manera que, se pueda controlar, supervisar y monitorear el estado de la red eléctrica de distribución. Por lo tanto, en [12], [13] se expone la necesidad de implementar redes robustas heterogéneas de comunicación en sistemas eléctricos de distribución con la finalidad de optimizar la potencia generada, puesto que, esta energía no es posible almacenarla.

A mayor conocimiento del estado de la red eléctrica tradicional mayor será la capacidad de enfrentar los problemas de gestión de demanda eléctrica en redes de distribución. Estos problemas son cada vez más notables debido al incremento de las cargas, ya sea, por la inserción de nuevos equipos eléctricos a la red o

por el incremento de usuarios residenciales, comerciales o industriales. Además, este incremento se justifica por la introducción de nuevos métodos de cocción (por inducción), calefacción, refrigeración y la introducción de vehículos eléctricos al sistema de distribución convencional [14]. Por lo tanto, es de mucha importancia construir redes eléctricas modernas que, no solo garantice un servicio de calidad y la continuidad del mismo, sino que, garantice contribuir de manera significativa al concepto de redes eléctricas de distribución modernas.

Por lo tanto, en el presente artículo se ha dedicado todo esfuerzo en construir un modelo heurístico de planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrado, capaz de garantizar, el abastecimiento de energía eléctrica a todos los consumidores (residenciales, comerciales e industriales) y capaz de soportar las nuevas cargas en el mercado eléctrico [15]–[18]. Mediante el soterramiento de la red de medio y bajo voltaje, no solo contribuye a mejorar el ambiente visual, sino que, una red soterrada es más robusta y segura frente a desastres naturales que una red aérea [19]–[21], de tal manera que, permite integrar el concepto de una red eléctrica resiliente con porcentajes altos de seguridad y eficiencia energética.

La metodología propuesta en el presente artículo utiliza técnicas de clusterización [22]–[26], con enfoques, fuera de lo tradicional como lo son k-means y k-medoids. La aplicación de estos métodos tradicionales de clusterización son ineficientes para planeación de redes eléctricas de distribución, debido a que, reduce el escenario en la búsqueda de posibles soluciones, de

tal manera que, es probable perder la mejor solución al problema de planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución. Una vez identificado los clústeres se procede, mediante el algoritmo de Dijkstra, a construir arboles de mínima expansión en dos momentos [27]–[32]: uno para la red de medio voltaje y otro para la red de bajo voltaje. Una vez identificada la ruta del ducto soterrado, por la que pasará la red de medio voltaje, se emplazarán los transformadores según las coordenadas obtenidas como solución por el modelo propuesto. Es de mucha importancia citar que, se puede contemplar el tendido de fibra óptica por el mismo ducto soterrado, de tal manera que puedan complementarse con los sistemas eléctricos de distribución, haciendo posible la introducción de los nuevos conceptos de redes eléctricas soterradas de distribución mediante la inclusión de redes heterogéneas de comunicación alámbrica.

El sistema de distribución contempla una topología tipo árbol, que, en redes eléctricas de distribución está directamente asociada a una red radial. Un árbol se construye mediante matrices binarias de conectividad, en la cual, se establece la dirección de cada uno de las rutas que formaran la red radial. La característica principal de un árbol de mínima expansión es que conecta todos sus vértices con el menor número de aristas posibles sin formar bucles o anillos, es decir, si disponemos de n usuarios a desplegarse, el número mínimo de aristas es $n - 1$. En consecuencia, entiéndase por vértices a los primarios de los transformadores y a las barras de la subestación, las aristas forman la topología geolocalizada [33] de conexión y la relación de conectividad que debe existir entre vértices o

primarios de los transformadores y barras de la subestación.

Además, una vez creada la topología mediante el software Matlab de la red eléctrica de distribución, se llevará a cabo, un proceso de simulación mediante el software Cymdist, en el cual, se analizará el comportamiento de la red eléctrica y se determinará la viabilidad de implementar el mapa de ruta propuesto por el modelo como solución en el presente artículo. En la Figura 1 se presenta la arquitectura para un despliegue óptimo de una red eléctrica de distribución soterrada.

De aquí en adelante, la presente investigación se organiza de la siguiente manera: en la sección II se hace una breve descripción del método empleado para dar solución al problema de planeación de redes eléctricas de distribución analizando las propiedades topológicas. En la sección III presentamos la formulación del problema, mientras que, en la sección IV presentamos el análisis de los resultados. Finalmente, en la sección V concluimos el presente artículo.

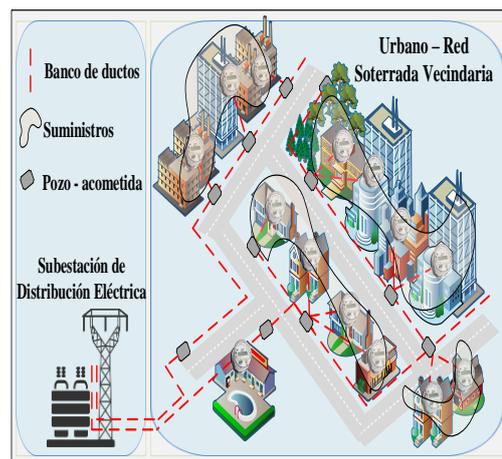


Figura 1. Óptimo despliegue de una red eléctrica soterrada.

2 Marco teórico

2.1 Redes eléctricas de distribución

La planeación de sistemas eléctricos de potencia es un importante tema a estudiar. En el presente artículo se analizará sistemas de medio voltaje (MV) y bajo voltaje (BV). Para garantizar la operatividad y seguridad energética en sistemas eléctricos de potencia es de mucha importancia determinar la localización, tipos de transformadores de distribución a desplegarse en el área estudiada y la ruta de los alimentadores que energizaran a los primarios de los transformadores de potencia. En la actualidad varios métodos han sido empleados para dar solución al problema de planeación de redes eléctricas de distribución, tales como: recocido simulado, algoritmo del sistema de colonia de hormigas, algoritmo de búsqueda tabú, programación dinámica, algoritmo genético y estrategias de evolución [34]–[38]. Sin embargo, los métodos citados únicamente fijan su atención en sistemas de MV, dejando menor importancia, a sistemas de BV. Se debe tener presente que, las principales pérdidas asociadas a los sistemas eléctricos de distribución se dan en redes eléctricas de BV. En el presente artículo, analizaremos la ubicación de los transformadores de distribución, ruta de los alimentadores y análisis de caída de voltaje en los secundarios de los transformadores de distribución.

El método aplicado en el presente artículo deberá introducir múltiples restricciones, tales como: distancias máximas permitidas desde los secundarios de los transformadores de distribución hacia los usuarios más alejados (cobertura), capacidades (KVAs) tanto de la subestación y transformadores de distribución, mismos que, dependerán de la demanda

tipo, restricción de seguimiento de vías disponibles para la formación de los árboles de mínima expansión.

En [39]–[45] se plantean métodos de clusterización y construcción de árboles de mínima expansión como herramientas indispensables en procesos de optimización y planeación.

2.2 Redes eléctricas soterradas

El diseño y planeación de redes eléctricas soterradas proporcionan seguridad y confiabilidad frente a desastres naturales como, por ejemplo, terremotos [46]–[50].

Además, una de las características fundamentales de ciudades modernas es la presentación visual urbana de la ciudad a la que se pertenece. Por lo tanto, la planeación de redes eléctricas soterradas, no solo contribuye a disponer de redes eléctricas robustas, sino que, contribuye a la modernización de las ciudades y al aumento de la confiabilidad en redes eléctricas tradicionales de distribución. A medida que incrementa la demanda eléctrica paralelamente lo hacen otros servicios, tales como, servicio telefónico, televisión por cable, internet por fibra óptica, etc., lo cual, hace que la imagen urbana se deteriore debido al entrecruzamiento de redes eléctricas aéreas primarias, secundarias, arrendamiento de postes para la integración de servicio telefónico, a esto se suma, la cercanía de los postes a las construcciones, lo cual, no solo causa contaminación visual, sino que, se torna peligroso para los habitantes cercanos a las redes eléctricas de distribución.

Por lo tanto, la contribución de este artículo es proporcionar seguridad y confiabilidad energética con niveles adecuados de imagen urbana reduciendo el impacto medio ambiental.

Las ventajas que se evidencian en redes eléctricas soterradas advierten que: los alimentadores primarios y

secundarios, ramales, interruptores, seccionadores y de más equipos de distribución eléctrica, se encuentran bajo tierra, por ejemplo, los conductores se hallan en ductos o directamente enterrados, los transformadores, interruptores, seccionadores, etc., en cámaras que pueden encontrarse en edificios o centros comerciales o bien bajo tierra.

2.3 Redes eléctricas inteligentes resilientes

Redes eléctricas inteligentes son posibles mediante infraestructuras de medición avanzada, tecnologías de almacenamiento y sistemas de información, lo que hace posible, el intercambio de información entre el estado actual de los sistemas de distribución y los centros de control. Para ello, la integración de infraestructuras de medición avanzada en sistemas eléctricos de potencia cada vez se torna indispensable debido al incremento de la demanda requerida por los usuarios [51]–[55]. De esta manera, la asignación de recursos para satisfacer la demanda se torna viable con altos índices de seguridad y calidad. Varios estudios se han llevado a cabo para dotar a sistemas eléctricos de inteligencia. Una red eléctrica inteligente con procesos de control, supervisión y monitoreo hace que se pueda predecir la demanda y permite a las empresas administradoras del recurso energético tomar decisiones acertadas, en cuanto, al despacho económico de energía. Las implementaciones de sistemas confiables de comunicación en redes eléctricas de distribución son cada vez más necesarias para poder gestionar adecuadamente el recurso energético generado. Por lo tanto, es necesario implementar aparatos capaces de alimentar de información al sistema de comunicaciones, lo cual es posible, con

la integración de medidores inteligentes capaces de recolectar información (potencia activa, reactiva) de cada usuario y transmitir a puntos de agregación de datos (UDAPs) para su posterior paso de información a los centros de control [56], [61], los cuales se encargarán de gestionar y actuar sobre cada cliente [62],[63]. Por lo tanto, el presente modelo ha sido diseñado con miras a procesos de planeación óptima dando cabida a la integración de redes confiables de comunicación híbrida mediante la utilización del mismo ducto soterrado, por el cual, pasará las redes eléctricas de distribución. Esto permitirá minimizar costos de manera significativa mediante la gestión adecuada en el dimensionamiento de equipos y rutas mínimas de expansión de la red. El mirar de manera conjunta a sistemas eléctricos de distribución y sistemas confiables de comunicación hace que las redes eléctricas se tornen robustas y resilientes, lo cual, contribuye a la seguridad energética [64],[68].

3 Formulación del problema

Este artículo presenta una heurística para encontrar el tamaño (capacidad) cantidad y ubicación óptima de transformadores de distribución en redes eléctricas soterradas en medio y bajo voltaje, además, se identifica la mejor ruta que deberá seguir la red de medio voltaje.

El problema es formulado como un problema NP-Complete. La topología analizada en los primarios de los transformadores de distribución sigue una configuración radial o tipo árbol con alimentadores de servicio, los cuales, son conductores que conectan a los primarios de los transformadores. El objetivo es minimizar los costos totales de la red eléctrica de distribución que se dividen en: gastos de capital y los gastos operativos. Los gastos operativos son aquellos gastos que generan

beneficios futuros y los gastos operativos son inversiones relacionadas a los costos de los conductores, accesorios de potencia, interruptores, etc.

La metodología propuesta constará de varias etapas, las cuales, dan confiabilidad al modelo planteado. La primera etapa es la construcción de la arquitectura, la cual, consiste en definir las configuraciones de las líneas y luego asignar la subestación o las subestaciones de servicio, según los requerimientos de la red eléctrica de distribución. El número de alimentadores dependerá del total de la potencia máxima consumida y del máximo consumo autorizado por la línea de alimentación. Una vez que se define la configuración de las líneas eléctricas, se les atribuyen las cargas, por lo tanto, cada línea de alimentación está representada por su conjunto de cargas conectadas y su respectiva subestación de servicio. Por lo tanto, el vector solución está dado por el conocimiento del valor en MVAs de la subestación, ruta y longitudes que sigue la red de medio y bajo voltaje, potencia máxima demandada por los usuarios en cada transformador de distribución y el número de transformadores de potencia a emplazarse en el área geolocalizada analizada en la presente investigación.

La disposición de las cargas a lo largo de cada línea de alimentación, hará que la heurística propuesta, busque conectar todas las cargas de cada línea a un costo mínimo. El punto de arranque para la búsqueda de la mejor solución inicia con la identificación de cada conglomerado. Una vez identificado los conglomerados y su red de baja tensión se realiza el tendido de la red de media tensión para abastecer de potencia a los primarios de los transformadores de distribución.

En el presente artículo se resuelve el problema planteado mediante técnicas de clusterización, además se usa, el algoritmo de Dijkstra bajo conceptos de teoría de grafos para encontrar las rutas de costo mínimo que darán origen a las redes de medio y bajo voltaje. Este método nos permitirá establecer escenarios de operación que podrían no ser el más eficiente, por lo que, una vez obtenido el mapa de ruta de las redes de medio y bajo voltaje se procederá a simular dicha red mediante el software Cymdist para validar su operación.

Por lo tanto, la construcción de la arquitectura consiste en determinar el vector solución, el cual, está estrechamente relacionado con el costo total de la red eléctrica de distribución. Además, la longitud de los conductores tiene un ligero impacto en las pérdidas técnicas. En consecuencia, la función objetivo elegida para evaluar el vector solución es la longitud total de las líneas eléctricas de la red tanto en medio como en bajo voltaje. Para el cálculo de la distancia en sistemas geolocalizados utilizamos la ecuación de Haversine, la misma que, contempla la curvatura de la tierra y los resultados están expresados en kilómetros. En la ecuación 1 se expresa la formulación de Haversine para encontrar la distancia de un punto a otro en sistemas geolocalizados.

$$D = 2 * R_t * asin * \sqrt{\sin^2\left(\frac{\Delta lat}{2}\right) + \cos(lat1) * \cos(lat2) + \sin^2\left(\frac{\Delta lon}{2}\right)} \quad (1)$$

Dónde:

D =Distancia [km].

lat = Latitud.

lon = Longitud.

$lat1$ = Coordenadas latitud.

$lon1$ = Coordenadas longitud.

$lat2$ = Coordenadas latitud.

$lon2$ =Coordenadas longitud.

Δlat =Diferencia coordenadas latitud.

Δlon =Diferencia entre las longitudes.
 $R_t = 6372.7955$ [km].

En consecuencia, mediante la ecuación 2 se presenta:

$$C_s = \sum_{i=1}^n C_{p_i} * C_f \quad (2)$$

Dónde:

C_s = Capacidad de la subestación.
 C_{p_i} =Capacidad parcial de cada usuario residencial.
 n =Número de usuarios residenciales emplazados.
 C_f =Factor de multiplicación proyección crecimiento futuro.

Con la ecuación 3 se restringe el número de elementos máximos que pueden pertenecer a un conglomerado.

$$Cap_c = \sum_{z \in R} z \leq m; \forall m, m \in R \quad (3)$$

Dónde:

Cap_c =Posiciones de los elementos que pertenecerán al conglomerado.
 m =Variable ingresada por teclado longitud del vector en cada conglomerado.
 z =Variable de verificación.

$$R_c = \sum_{z \in R} z \leq r; \forall z, r \in R \quad (4)$$

Dónde:

R_c =Restringe la distancia máxima admisible.
 r =Distancia máxima permitida.

Una vez identificado los grupos y las cargas de cada uno de los usuarios a la red eléctrica de distribución, se procede a determinar la carga de cada uno de los transformadores mediante la ecuación 5. los mismos que, dependerán

de las ecuaciones 3 y 4. Por lo tanto, la carga de cada transformador se da mediante la sumatoria de las demandas parciales de cada usuario en cada agrupación.

$$C_{t_i} = \sum_{i=1}^a Cap_c \quad (5)$$

Dónde:

C_{t_i} = Cantidad de cada transformador.
 a =Cantidad de agrupaciones encontradas.

Los mismos que, dependerán de las ecuaciones 3 y 4. Por lo tanto, la carga de cada transformador se da mediante la sumatoria de las demandas parciales de cada usuario en cada agrupación. La función objetivo puede ser representada por la siguiente expresión, en la ecuación 6, donde, las expresiones adicionadas C_{mv} , C_{bv} representan los costos de medio y bajo voltaje, los mismos que, sus valores están estrechamente relacionados con las longitudes y características del conductor. Dichas características y propiedades requeridas para el dimensionamiento del conductor se decidirán mediante el análisis con el software Cymdist considerando la arquitectura de la red cercana a la óptima encontrada por la heurística propuesta.

$$FO = \min \sum C_s + \sum Cap_c + \sum C_t + C_{mv} + C_{bv} \quad (6)$$

A continuación, se presenta el Algoritmo 1 para Planeación de Redes Eléctricas de Distribución Soterrada (PREDS), mediante el cual, damos solución al problema planteado en la presente investigación. En la Tabla 1 presentamos las variables en el presente artículo.

Tabla 1. Variables utilizadas.

| Símbolo | Descripción |
|-----------------------|--|
| δ_x, δ_y | Coordenadas abonados |
| γ_x, γ_y | Coordenadas Subestación |
| ζ_x, ζ_y | Coordenadas vías disponibles |
| Δ_c, Δ_d | Restricción: capacidad-coertura |
| sub | Capacidad subestación (MVAs) |
| Φ_i, α, t_k | Variables de verificación |
| $D_{i,j}$ | Matriz de distancias $n \times n$ |
| $\alpha_{i,j}$ | Distancia de un nodo i a un j |
| A_{gi} | Nodos conglomerado |
| β_i | Número de elementos de un conglomerado |
| $grupo_i$ | Índices de cada agrupación |
| n | Número total de nodos |
| N | Contados de nodos visitados |
| Δ_t | Número de elementos por cada agrupación |
| ρ | Posición de los transformadores por cada grupo |
| ξ_p | Árbol mínima expansión red primaria |
| ξ_s | Árbol mínima expansión red secundaria |
| $temp$ | Variable temporal |
| $carga$ | Cumulo de potencia por cada agrupación |
| $trafo$ | Capacidad del transformador de distribución (KVAs) |

y subestación

for $t_k \leftarrow \Delta_t$ **do**

$temp \leftarrow grupo(t_k) * \Delta_k$

$carga \leftarrow sum(temp)$

$trafo(t_k) \leftarrow carga$

$sub = sub + carga$

4 Resultados

En esta sección presentamos los resultados obtenidos en dos momentos. En el primer momento se hace un análisis del comportamiento del algoritmo formulado mediante el software Matlab y en un segundo momento se hace una simulación en un software especializado en redes eléctricas de distribución soterrada.

Tabla 2. Parámetros de simulación.

| | |
|----------------------|--------------------------|
| Número de usuarios | 486 Nodos/ km^2 |
| Localización | Geolocalizada |
| Capacidad clúster | 16 usuarios |
| Cobertura | 0.1 km |
| Demanda unitaria | Variable kVA |
| Segmentación (zonas) | $k = 1, 3, 5$ y 7 |
| Topología | Radial |
| Red Primaria | Trifásica desbalanceada |
| Red Secundaria | Bifásica desbalanceada |
| Cap. subestación | 4.5 MVAs |
| Voltaje MV / LV | 24.2 kV / 0.22 – 0.11 kV |

Algoritmo 1 PREDS

Paso 1: Inicialización del escenario

$[\delta_x, \delta_y] \leftarrow$ vector coordenadas abonados

$[\gamma_x, \gamma_y] \leftarrow$ vector coordenadas subestación

$[\zeta_x, \zeta_y] \leftarrow$ vector coordenadas calles

$[\Delta_c, \Delta_d] \leftarrow$ vector capacidad, cobertura

$carga \leftarrow 0; sub \leftarrow 0; \Phi_i = 1$

calcular: $D_{i,j} \leftarrow haversine(\delta_x, \delta_y)$

Paso 2: Emplazamiento de transformadores (variante Prim)

while $\Phi_i == 1$ **do**

$\alpha_{i,j} = \min(\min(D_{i,j}))$

if $\alpha_{i,j} \leq \Delta_d$ **then**

$A_{gi} = \alpha; \beta_i = longitud(A_{gi})$

while $\beta_i \leq \Delta_c$ **do**

$grupo_i = [grupo A_{gi}]$

$N = [N \beta_i]$

if $N == n$ **then**

$\Phi_i = 0$

$\alpha = 0$

Paso 3: Verificación de grupos incompletos y reasignación de agrupaciones.

Paso 4: MST red primaria y secundaria

$\Delta_t = longitud(grupo_i)$

$\rho \leftarrow$ encontrar posición de transformador

$\xi_p \leftarrow$ encontrar MST red primaria

$\xi_s \leftarrow$ encontrar MST red secundaria

Paso 5: Dimensionamiento de transformadores

Mediante la Tabla 2 se presentan los parámetros de simulación, con los que, el modelo fue evaluado.

4.1 Optimización de recursos en redes eléctricas de distribución mediante el software MATLAB

En la Figura 2 se expone el escenario geolocalizado seleccionado para el análisis y desarrollo de la presente investigación. En él podremos encontrar el vector solución, expuesto en párrafos anteriores.

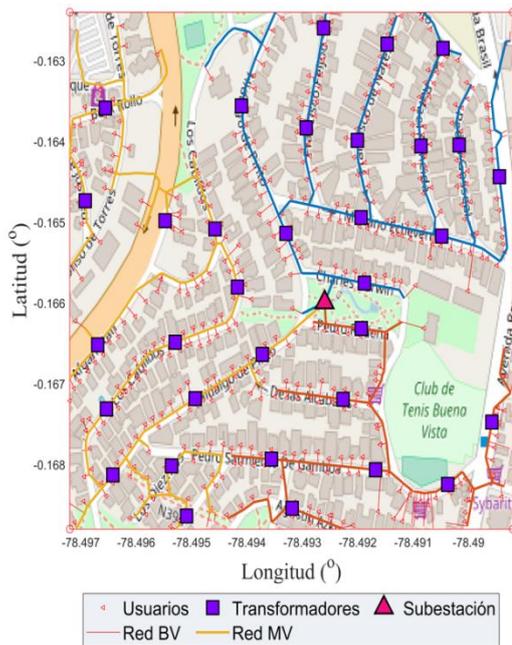


Figura 2. Ecuador, Quito Tennis. Óptimo despliegue de transformadores de distribución en redes eléctricas soterradas

El mapa corresponde a un sector residencial en el territorio ecuatoriano. De color rojo (triángulo) se puede apreciar el emplazamiento de la subestación, misma que, se ha colocado de forma arbitraria en el centro de masa en función de los usuarios. Mediante Voronoi y Delaunay se fragmenta el escenario en zonas, las mismas que, nos permitirá identificar el número de alimentadores que servirán a los primarios de los transformadores de distribución. De color rojo, naranja y azul se encuentra el conjunto solución del banco de ductos. Dicha ruta, además, servirá para identificar el recorrido de cada uno de los alimentadores que darán servicio eléctrico a los primarios de los transformadores de distribución en la red de medio voltaje. Otro dato de mucha importancia es que mediante la topología obtenida se puede pensar en la inclusión de reconectores, los cuales, darán mayores garantías de continuidad del servicio eléctrico frente a condiciones de fallas de

ciertos tramos de la red secundaria, por lo que, se puede aumentar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico frente a eventos de fallas, permitiéndonos suspender el servicio eléctrico a un número mínimo requerido hasta poder brindar solución ante dicha eventualidad en la red eléctrica. Al identificar rutas óptimas geolocalizadas para los bancos de ductos se advierte la posibilidad de incluir, por los mismos ductos, redes de comunicaciones, de tal manera que, se pueda introducir el concepto de redes eléctricas inteligentes.

La ubicación de los transformadores de distribución se encuentra representados por cuadrados de color azul, las viviendas desplegadas en el área de interés están representadas de color rojo con blanco.

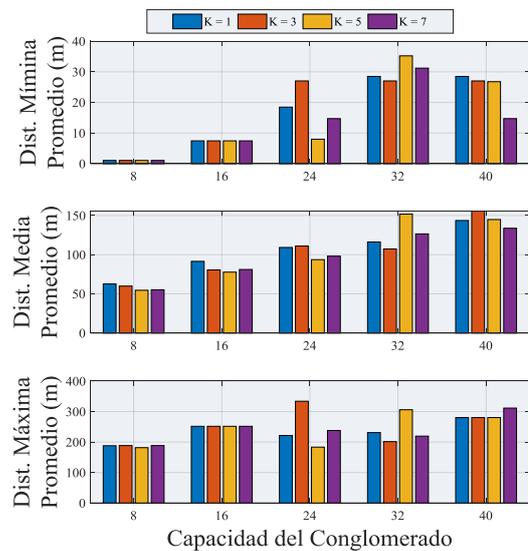


Figura 3. Distancias máximas, medias y mínimas del conductor en la red de bajo voltaje.

La Figura 3 representa los diferentes promedios de longitudes del conductor, en la red de bajo voltaje, en función de la capacidad de aglutinar usuarios en diferentes incrementos poblacionales mediante un proceso de segmentación del escenario. Se advierte que los cálculos de caída de voltaje se

realizaran con longitudes reales (no promedio) empleando la ecuación de Haversine (ver ecuación 1) obtenidas del escenario geolocalizado, por lo tanto, la métrica obtenida en la Figura 3 representa la longitud promedio que existirá en los secundarios de cada transformador al variar la capacidad de aglutinar usuarios. Para determinar la caída de voltaje, de manera técnica, nos hemos basado en la “Guía de Diseño para Redes de Distribución - Parte A” de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), la misma que, considera el calibre del conductor y la potencia que puede transportar a lo largo del tramo de la red de bajo voltaje (kVA-m).

Por otro lado, en la Figura 3 se evidencia que, a medida que la capacidad de un conglomerado aumenta, no siempre de la misma manera, aumenta las distancias que existirá en cada agrupación, lo cual, sucede por la topología de la red alcanzada por la heurística como solución cercana a la óptima en cada escenario, por lo tanto, la necesidad de reubicar los transformadores de distribución se torna necesario con la finalidad de minimizar al máximo la caída de voltaje desde el transformador de distribución hasta el usuario más alejado. De esta manera se demuestra la capacidad del modelo de modificar su topología para ajustar los resultados observando las restricciones iniciales del problema, lo cual, permitirá al diseñador evaluar el posible comportamiento de la red eléctrica de distribución en función de las distancias promedio máximas, mínimas y medias existentes en la red de bajo voltaje.

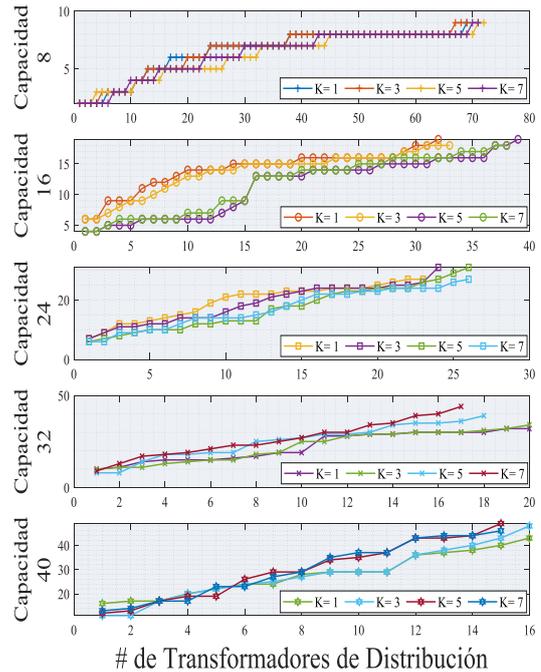


Figura 4. Cargabilidad y número requerido de transformadores de distribución ensayado en diferentes escenarios.

Mediante la Figura 4 se evidencia la funcionalidad del modelo propuesto, ya que, el número de transformadores necesarios para el emplazamiento y operatividad de la red eléctrica aumenta a medida que la capacidad disminuye, es decir, a menor número de usuarios que forman parte de un clúster mayor será la necesidad de emplazar transformadores de distribución, de tal manera que, se cumpla con el 100% de cobertura de energía eléctrica a los usuarios emplazados en el área dispuesta para el diseño. Se puede apreciar, un dato importante en la métrica expuesta en la Figura 4, puesto que, si analizamos a detalle, cada uno de los resultados, podremos evidenciar que el número final de usuarios supera el número de la capacidad ingresada como restricción del problema de planeación, es decir, si nos fijamos en la Figura 4 con capacidad de 24 usuarios máximo, por cada transformador de distribución, podremos verificar que supera el

número de usuarios solicitado como restricción del problema. En consecuencia, esto no significa que el modelo no responde adecuadamente a dicha restricción, sino que, el modelo fue concebido, de tal manera que, si un grupo no completa el número requerido de usuarios mínimo se lo denomina agrupación incompleta. Este número mínimo requerido para la habilitación de un conglomerado de usuarios responde a una restricción adicional al problema de planeación de redes eléctricas de distribución soterrada, que para el caso, dicho valor es de 25% de la capacidad (8, 16, 24, 32 y 40) ingresada por restricción en el modelo y responde a condiciones operativas, es decir, si la capacidad máxima permitida es de 24 usuarios el número mínimo permitido para formar un clúster es de mayor o igual a 6 usuarios, de tal manera que, si existen grupos de longitud menor a 6 estos son identificados por el algoritmo como agrupaciones incompletas. Estas agrupaciones de usuarios que no fueron habilitados como una agrupación independiente buscaran pasar a ser dependientes de otras agrupaciones, de tal manera que, si una agrupación cumple con el número de usuarios máximo establecido por el criterio de capacidad, aun así, el modelo permitirá agregar a dichos usuarios como parte de su conglomerado evitando así el emplazamiento de un transformador de distribución para servir a un número reducido de usuarios. En

consecuencia, si esta variable de restricción, adicional al algoritmo, es de 25% esto significa que hasta el 25% como máximo se permitirá incrementar el número de usuarios en un clúster completo, de tal manera que, si un conglomerado de 24 usuarios está próximo a un subconjunto incompleto esa agrupación podrá tener como máximo 30 usuarios (ver Figura 4 de capacidad 24).

Por lo tanto, el presente modelo evita la posibilidad de que un transformador de distribución proporcione servicio eléctrico a un número reducido de usuarios. Cabe mencionar que esta variable porcentual puede ser modificada y ajustada al requerimiento del diseñador y responderá a condiciones operativas en función de minimizar los costos, de tal manera que, se evite emplazar transformadores para grupos de usuarios de longitud inferior al 25%, lo cual, puede traducirse en costos innecesarios para la adquisición de nuevas unidades de transformación y todo el aparataje de la infraestructura que esto conlleva. Para concluir con la Figura 4, se puede apreciar que a medida que la capacidad aumenta es necesario dividir en un mayor número de sectores al escenario para lograr el mínimo número de transformadores de distribución requeridos para el emplazamiento.

Tabla 3. Rendimiento del Algoritmo PREDS.

| Capacidad c\clúster | CPU Time | # Trafos por Alimentador | Promedio usuarios c\trafo | kVAs Promedio Calculado c\trafo | % ΔV Promedio | Longitud promedio red bajo voltaje (m) |
|---------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------|---------------|--|
| k = 1 | | | | | | |
| 8 | 59.56 | [69] | 07 | 55.83 | 0.4759 | 137.89 |
| 16 | 91.1719 | [32] | 14 | 120.38 | 0.5374 | 62.66 |
| 24 | 94.4688 | [23] | 20 | 179.13 | 0.5443 | 91.49 |
| 32 | 118.9844 | [20] | 22 | 199.11 | 0.5362 | 109.22 |
| 40 | 99.6250 | [16] | 28 | 240.75 | 0.5442 | 116.80 |
| k = 3 | | | | | | |
| 8 | 62.8906 | [27 16 26] | 07 | 55.83 | 0.4523 | 59.93 |
| 16 | 77.4063 | [13 07 13] | 13 | 116.72 | 0.5620 | 80.51 |
| 24 | 96.0469 | [08 06 10] | 17 | 160.50 | 0.6178 | 111.01 |
| 32 | 92.4531 | [08 04 08] | 21 | 192.60 | 0.6240 | 107.30 |
| 40 | 113.0469 | [07 03 06] | 29 | 251.08 | 0.6656 | 155.52 |
| k = 5 | | | | | | |
| 8 | 63.7969 | [14 20 07 14 17] | 06 | 53.46 | 0.4439 | 54.58 |
| 16 | 83.9219 | [08 11 05 07 08] | 13 | 96.81 | 0.5190 | 77.71 |
| 24 | 104.8281 | [06 07 04 04 05] | 21 | 147.41 | 0.5687 | 93.66 |
| 32 | 100.1406 | [04 05 02 03 04] | 26 | 217.93 | 0.5708 | 151.75 |
| 40 | 130.8594 | [04 03 01 03 04] | 26 | 256.33 | 0.5755 | 144.85 |
| k = 7 | | | | | | |
| 8 | 66.7813 | [12 11 09 06 17 06 10] | 06 | 54.03 | 0.4410 | 55.21 |
| 16 | 86.4531 | [06 06 06 04 08 03 05] | 13 | 102.38 | 0.5509 | 81.10 |
| 24 | 82.6094 | [04 04 03 03 06 02 04] | 16 | 147.65 | 0.6284 | 98.12 |
| 32 | 108.8750 | [02 03 03 02 04 01 02] | 32 | 225.82 | 0.6392 | 126.52 |
| 40 | 103.9219 | [02 03 02 01 04 01 02] | 32 | 250.45 | 0.6782 | 129.12 |

En la Tabla 3 se presenta el rendimiento del algoritmo PREDS. Se ensayó diferentes escenarios variando k segmentaciones. La segmentación nos permitirá identificar los diferentes alimentadores que formaran parte de la red de medio voltaje. En la primera columna se muestra los escenarios ensayados en el modelo, el cual, consiste en variar la capacidad de agrupamiento. Se ha logrado un 100 % de conectividad desde los secundarios hacia los abonados de la red de bajo voltaje. En la columna 2 se expone el CPU-Time del ordenador, el cual a medida que aumenta la capacidad de agrupación, el tiempo para encontrar una solución aumenta en ciertos casos, es decir, no sigue un patrón incremental definido, sino que, es variable. Este

comportamiento responde a las diferentes topologías que el modelo obtiene como mejor solución en cada nuevo conjunto de datos ingresados como restricciones del problema. Esto demuestra que, el modelo, es capaz de reconfigurar el emplazamiento de transformadores de distribución sin presentar variaciones significativas en términos de tiempo frente al incremento de la capacidad de agrupamiento. Por lo tanto, el modelo alcanza soluciones óptimas empleando mínimos tiempos en la búsqueda de la solución cercana al óptimo local.

Mediante la columna 3 se puede identificar vectores de longitudes variables (1, 3, 5 y 7) que corresponden al número de alimentadores posibles a emplazar y los datos en cada una de las

posiciones del vector nos indica el número de transformadores de distribución en cada alimentador necesario a ser emplazado considerando su capacidad nominal y costos mostradas ya en la función objetivo (ecuación 6), se puede evidenciar los datos de transformadores estándar a ser utilizados en la Tabla 4. Otro dato de interés es que; a medida que k aumenta el número de transformadores trifásicos en cada alimentador disminuye esto sucede, ya que, el número requerido de transformadores de distribución es inversamente proporcional al número de alimentadores, dicho de otra manera, a mayor número de alimentadores se puede distribuir la demanda a cada alimentador, de tal manera que, se reduzca el número de usuarios en cada alimentador, además, la confiabilidad de la red eléctrica aumentara significativamente. Por otro lado, el número óptimo de alimentadores será un factor de mucha importancia para la minimización de la inversión inicial. El presente artículo no determina el número óptimo de alimentadores requerido para el diseño de una red de medio voltaje, esas consideraciones se las hará en futuras investigaciones.

En la columna 4 se expone el número promedio de usuarios, los cuales, no siempre es el especificado en la restricción de capacidad, debido que, el modelo dispone de una restricción adicional, la cual, nos permite identificar agrupaciones incompletas. Las agrupaciones incompletas son aquellas que son inferiores a un cierto porcentaje respecto a la capacidad ingresada como restricción, es decir, aquellas agrupaciones que no dispongan del número de usuarios necesario para considerarse como agrupación mínima requerida se denominaran agrupaciones incompletas. Una vez identificadas las agrupaciones incompletas, grupo de usuarios sin conectividad, estos

buscaran conectarse a la red de bajo voltaje más cercano, de tal manera que, logre conectividad. Esta rutina se repetirá para todos aquellos casos que se encuentren en agrupaciones incompletas. Por lo tanto, no siempre se obtendrá agrupaciones con la capacidad especificada como restricción, puesto que, al estar en la etapa de diseño es posible adicionar un porcentaje adicional de kVAs con la finalidad de reducir los costos que conlleva instalar un nuevo transformador que posiblemente tenga que servir a un solo usuario. Dicho de otra manera, se adquiere un transformador de mayor potencia, de tal manera que, sea capaz de satisfacer la demanda adicional. Esto evitara la implementación de infraestructuras adicionales para el emplazamiento de un transformador adicional. Finalmente se contribuye a la reducción significativa de costos innecesarios por el emplazamiento de un nuevo transformador de distribución y se asocia a dicho usuario a otro grupo. Por lo tanto, el modelo a más de observar la restricción de capacidad del conglomerado, en una primera etapa, es capaz de identificar aquellos usuarios que en número corresponden a un porcentaje inferior de la capacidad ingresada por teclado. Por ejemplo, sea el 25% la restricción para determinar que un grupo es incompleto con una capacidad del conglomerado ingresada por teclado de 16 usuarios; se denominará agrupaciones incompletas a aquellas agrupaciones que su longitud sea 4 usuarios. Estos usuarios buscarán unirse a otras agrupaciones cercanas en su misma área vecindaria. Finalmente, cada agrupación que no fue considerada como incompleta únicamente podrá, en el presente ejemplo, crecer en 25% la longitud de usuarios.

La potencia promedio a instalarse en cada transformador de distribución, se presenta en la columna 5 de la Tabla 3,

en la cual, se evidencia que a medida que la capacidad aumenta de la misma manera aumenta la necesidad de instalar transformadores de distribución de mayor capacidad (kVAs). El incremento de potencia requerida en kVAs para el transformador de distribución no sigue un patrón definido, es decir, la capacidad del transformador, determinado por el modelo propuesto, depende de dos variables de suma importancia: potencia demandada y la topología de la red eléctrica de distribución obtenida como resultado cercano al óptimo. Finalmente, el modelo propuesto proporciona información, tales como: la cantidad necesaria de transformadores a instalarse, el número de alimentadores, la longitud en kilómetros requerida para el soterramiento del conductor, que, en el presente escenario es de 7,46 km. Es de mucha importancia, decir que, la ruta requerida para el soterramiento del conductor, no solo será útil para el soterramiento del conductor de medio y bajo voltaje, sino que también, podrá servir para el tendido de redes de fibra óptica para la comunicación entre diferentes dispositivos electrónicos como: medidores inteligentes, integración de energías renovables y operación y supervisión entre clientes y empresas de distribución, logrando con ello, el cambio de concepto de redes eléctricas convencionales en redes eléctricas inteligentes.

Por último, en las columnas 6 y 7 de la Tabla 3 se expone la caída de voltaje promedio con su respectiva distancia promedio. El valor de caída de voltaje está calculado desde el secundario del transformador hacia el usuario más alejado. El conductor considerado para el cálculo es de calibre AWG 1/0 de capacidad de 780 kVA-m según la guía de diseño de EEQ en el apartado de redes subterráneas. Se puede identificar claramente que el porcentaje de caída de

tensión varía en función de la distancia y la potencia acumulada en todo el tramo.

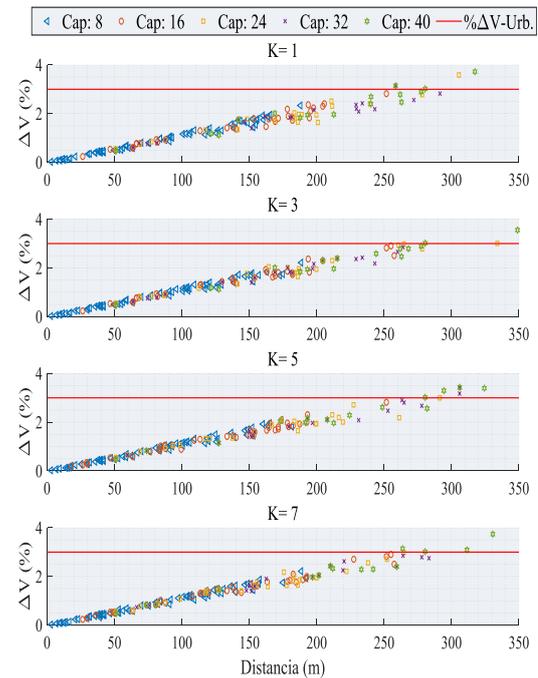


Figura 5. Máxima caída de voltaje desde cada transformador de distribución hacia el usuario más distante en la red de bajo voltaje.

En la Figura 5 se ilustra el caso más crítico en relación al porcentaje máximo de caída de voltaje desde cada secundario de los transformadores emplazados en el área analizada hacia los usuarios más distantes. El cómputo de esta métrica se realizó con la normativa de la EEQ especificada en las Normas para Sistemas de Distribución Parte A. El máximo porcentaje de caída de voltaje permitido en el secundario de transformador de distribución, expuesto en la tabla 12 de la normativa anteriormente citada, expone como valor máximo para caída de voltaje 3% en zonas urbanas y 3.5% en zonas rurales con cambiador de Taps bajo carga. Además, en la Figura 5 podemos verificar el comportamiento de la métrica de caída de voltaje en función de la segmentación del área, lo cual, nos permite visualizar cómo se comporta la red en función del incremento poblacional de usuarios observando las

restricciones consideradas en el presente modelo heurístico. En consecuencia, se puede apreciar que, a medida que aumenta la capacidad de aglutinar usuarios en un clúster, aumenta los valores de caída de voltaje esto sucede porque a medida que la capacidad aumenta las distancias incrementan, dando como resultado final, incremento de las pérdidas en el conductor por efecto Joule. Para cada valor de k (segmentaciones) el comportamiento de la caída de tensión tiene un comportamiento diferente debido a la topología alcanzada por el modelo en cada caso. Lo que sí es notorio que, cuando $k = 3$ únicamente en el escenario con $\Delta_c = 40$ supera el 3% de caída de voltaje permitido en la literatura. De tal manera que, sería posible en todos los demás casos desplegar la red secundaria. Un dato de mucho interés es que, el proceso de segmentación concebido no únicamente permite segmentar por sectores a los usuarios, sino que, permite segmentar la red con la finalidad de distribuir la carga en más de 1 alimentador desde la subestación hacia los primarios de los transformadores de distribución. Esta posibilidad de identificar alimentadores, a más de permitir distribuir a carga, servirá para aumentar la confiabilidad de la red garantizando la continuidad de servicio, puesto que, si un alimentador por alguna razón saliere de servicio mediante un reconectador, que relaciona a cada alimentador, podría brindar servicio de manera emergente hasta solucionar el imprevisto en el alimentador que salió de servicio. Por lo tanto, el presente modelo es muy prometedor, en cuanto, a la minimización de recursos empleados para el despliegue de transformadores de distribución, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico observando características de diseño como caídas de voltaje, consumo tipo por cada abonado a la red.

Finalmente, con todo el análisis previo, en cuanto al despliegue de transformadores eléctricos de distribución considerando caídas de voltaje, longitudes del conductor, capacidades de los transformadores en términos de kVA se puede determinar que en redes eléctricas de distribución no existen soluciones rígidas debido a las múltiples variables (longitud de conductores, potencias estandarizadas de los transformadores de distribución, topología de la red, distribución geográfica de los usuarios) que deben ser consideradas para optar por el mejor diseño. Por lo tanto, la presente investigación contribuye en procesos de planeación de redes eléctricas de distribución soterrada proporcionando mapas de ruta cercanos al óptimo dimensionando la potencia instalada de cada transformador de distribución (capacidad kVAs), la misma que, estará determinada por el número de usuarios y su consumo individual a lo largo del tramo (cobertura), Además, el modelo permite verificar las caídas de voltaje desde el secundario de los transformadores hacia los usuarios más alejados, de tal manera que, se pueda decir sobre la mejor topología, no solo considerando reducir al máximo el número de transformadores de distribución a desplegarse, sino que también, minimizando caídas de voltaje existentes en la red secundaria mediante la construcción de topologías adecuadas que observan restricciones.

Hasta este punto se ha evaluado el comportamiento de la heurística en diferentes escenarios o condiciones iniciales. Por lo tanto, se puede citar con seguridad que encontrar el escenario que proporcione el mejor resultado en el despliegue de transformadores de distribución para redes eléctricas soterradas depende de múltiples variables que son directamente

proporcionales al costo inicial de inversión. Por ejemplo, si queremos reducir los porcentajes de caídas de voltaje se debe emplazar mayor número de transformadores, otra alternativa es seleccionar el calibre del conductor adecuado, verificar que los transformadores no estén sobre cargados., etc. Por lo tanto, el aporte fundamental de la heurística propuesta en el presente artículo radica en la posibilidad de generar múltiples condiciones para que así el diseñador pueda evaluar y posteriormente elegir la mejor solución en tiempos reducidos considerando criterios técnicos.

A continuación, se realizará un análisis del flujo de potencia correspondiente al mapa de ruta obtenido hasta este punto de la red primaria.

4.2 Flujo de potencia y análisis eléctrico de la red de medio voltaje mediante el software Cymdist

En esta sección presentaremos el flujo de potencia correspondiente al mapa de ruta obtenido en la sección anteriormente expuesta bajo el modelado de la red con el software Cymdist.

El simulador, anteriormente citado, fue diseñado para la construcción, planeación, análisis de contingencias y optimización de redes eléctricas de distribución. Para lograr el presente objetivo asumiremos demandas tipo en kVA randómico normalizadas en un rango de 6 a 10 kVAs. Se ha elegido este tipo de distribución para representar los diferentes tipos de clientes que pueden existir desplegados en el área de interés. Cabe mencionar que el modelo es capaz de admitir, mediante un vector de cargas, el ingreso de cargas reales, el cual, su variación dependerá del sector, ciudad o país, en el que, se desee aplicar el modelo. Por lo tanto, para fines de la investigación,

se asume cargas variables normalizadas, para así, determinar el dimensionamiento de los transformadores de distribución y la potencia requerida en MVAs por parte de la subestación para satisfacer la demanda energética requerida en el área de estudio.

En la Tabla 4 se presenta el dimensionamiento óptimo calculado de la subestación y la capacidad en kVAs estandarizada requerida a instalarse en los transformadores de potencia a desplegarse en el área geolocalizada.

Tabla 4. Parámetros de Simulación ingresados en el Software Cymdist.

| Capacidad Clúster | Subestación (MVAs) | Capacidad Transformador kVAs / unidades |
|-------------------|--------------------|---|
| 16 | 4.08 | 60/2; 75/3; 100/4; 112.5/2; 125/6; 150/14; 160/1; 200/1. |

En consecuencia, queda demostrado que, con las métricas, anteriormente presentadas, el modelo es capaz de resolver el problema de ubicación de transformadores de potencia considerando restricciones de capacidad y cobertura, además, otorga cargas, que para el caso de estudio es randómico normalizada, para poder determinar el dimensionamiento de los equipos de potencia. Sabemos que dimensionando los equipos de potencia se puede determinar los costos globales de instalación de la red eléctrica de distribución.

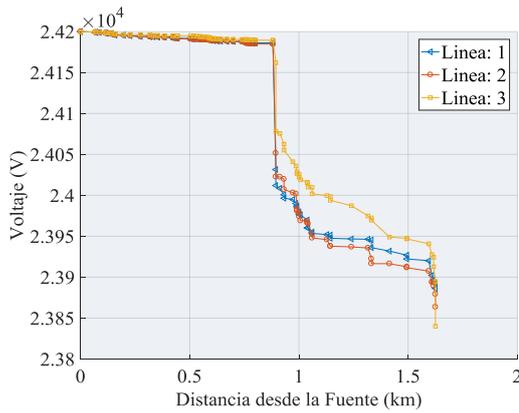


Figura 6. Caída de voltaje desde la subestación hacia los primarios de los transformadores de distribución.

Posteriormente se realizará un análisis general del comportamiento de la red de medio voltaje introduciendo las características de consumo propuestas por el modelo expuesto en la presente investigación. Este último análisis se lo llevara a cabo en el software Cymdist.

En la Figura 6 se presenta el perfil de voltaje desde la fuente hacia los primarios de los transformadores mediante el software Cymdist. La arquitectura de la red se obtuvo mediante el proceso de optimización para redes eléctricas soterradas apoyándose en el software Matlab. Mediante los valores encontrados en la simulación, considerando parámetros eléctricos del sistema, se puede apreciar en la Figura 6 que a medida que los nodos de servicio (primarios de los transformadores) se alejan de la subestación el voltaje tiende a disminuir, efecto que sucede por, pérdidas en los conductores por efecto joule y corona. Además, se puede apreciar que el porcentaje de caída de voltaje desde la fuente (subestación) no supera el 5% permitido en redes eléctricas de distribución por la literatura para redes en medio voltaje.

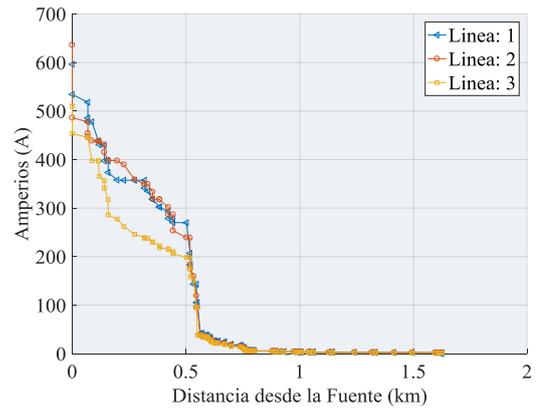


Figura 7. Corriente que atraviesa por los conductores soterrados en la red primaria.

Con la Figura 7 se puede apreciar la corriente máxima existente en cada tramo, lo cual, permitirá en la etapa de diseño tomar la mejor decisión, en cuanto, a la elección del conductor para la red de medio voltaje y sus características adecuadas para que sea capaz de transportar la energía requerida para satisfacer la demanda de los usuarios finales.

Además, la máxima corriente que circula por el circuito eléctrico de distribución (ver Figura 7) se da en la mínima distancia, es decir, la máxima corriente que atraviesa por el circuito se ve reflejado en la barra de la subestación.

En las Figuras 8 y 9 se muestra los perfiles de potencia aparente y reactiva respectivamente, la cual, corresponde a la demanda requerida en el escenario ensayado en el presente artículo. La magnitud de estas métricas dependerá de la cantidad de usuarios asociados y del tipo de carga que se conecta a la red.

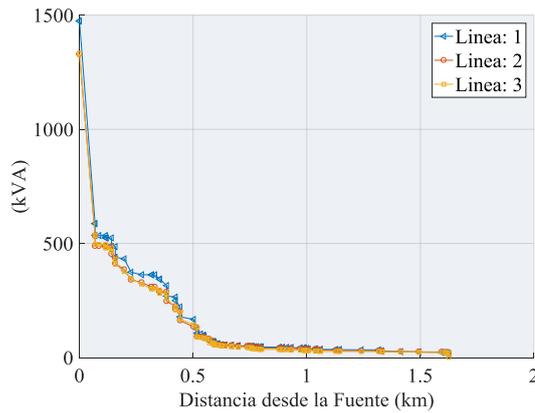


Figura 8. Perfil de potencia aparente desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria.

El factor de potencia juega un papel de mucha importancia, puesto que, cuanto más bajo sea el factor de potencia mayor será la potencia reactiva consumida, lo cual, provocará que la capacidad de transmisión de potencia se vea afectada

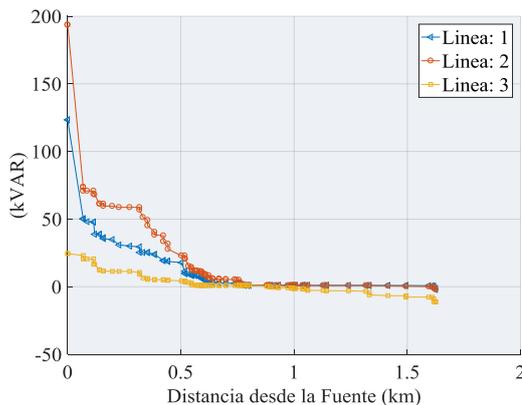


Figura 9. Perfil de potencia reactiva desde la subestación hacia los nodos de servicio en la red primaria.

5 Conclusiones

La presente investigación muestra como se ha permitido planificar redes eléctricas de distribución soterrada aplicando teoría de grafos y segmentación del escenario. La solución se da mediante procesos de clusterización y la construcción de árboles con rutas de mínima expansión. Estas rutas de mínima expansión se las construye en dos momentos: 1) ruta mínima expansión entre los primarios

de los transformadores de distribución dando origen a la red de medio voltaje bajo una topología tipo árbol que en redes eléctricas de distribución se le conoce como topología radial y 2) ruta de mínima expansión que ingresa a cada uno de los secundarios para formar la red de bajo voltaje. El modelo se define como un problema combinatorio, debido, a las múltiples variables de ingreso.

Las soluciones obtenidas son cercanas a las óptimas, puesto que, es de complejidad NP-Complete. En este tipo de problemas combinatorios carece de soluciones globales, puesto que, su complejidad aumenta exponencialmente a medida que el número de usuarios o nodos incrementa, es decir, si disponemos de $n = 486$ tendríamos n^{n-2} árboles posibles, lo que se traduce en millones de combinaciones y, lo cual, a nivel computacional se traduce a tiempo, en el que, un ordenador encuentre la solución óptima global.

6 Trabajos futuros

En futuros trabajos se incluirá flujos de potencia permitiendo así realizar un análisis más exhaustivo mostrando así pérdidas de los transformadores de distribución eléctrica en función de su capacidad nominal, además, se implementará estudios de ubicación óptima de reconectores, al igual que, el número óptimo de alimentadores requeridos, analizando costos de inversión en múltiples escenarios.

7 Referencias

- [1] Salamat Sharif, Salama, and Vannelli, "Optimal model for future expansion of radial distribution networks using mixed integer programming," *Proc. Can. Conf. Electr. Comput. Eng. CCECE-94*, pp. 152–155 vol.1, 1994.
- [2] E. Miguez, J. Cidras, E. Diaz-

- Dorado, and J. L. Garcia-Dornelas, "An Improved Branch Exchange Algorithm for Large Scale Distribution Network Planning," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 9, pp. 58–58, 2002.
- [3] A. Samui, S. Singh, T. Ghose, and S. R. Samantaray, "A Direct Approach to Optimal Feeder Routing for Radial Distribution System," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 1, pp. 253–260, 2012.
- [4] M. S. Sepasian, H. Seifi, A. Akbari Foroud, S. H. Hosseini, and E. M. Kabir, "A new approach for substation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 997–1004, 2006.
- [5] H. Max Bittel, A. T. D. Perera, D. Mauree, and J. L. Scartezzini, "Locating Multi Energy Systems for A Neighborhood in Geneva Using K-Means Clustering," *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 169–174, 2017.
- [6] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and R. Palma-Behnke, "An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks," *IEEE Int. Conf. Neural Networks - Conf. Proc.*, pp. 1744–1749, 2007.
- [7] J. Fletcher, T. Fernando, H. Iu, M. Reynolds, and S. Fani, "A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm," *2015 IEEE 24th Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 20–25, 2015.
- [8] P. Zeng, Qinyong Zhou, Z. Wu, X. Zhang, and Hao Fu, "A fast and automatic candidate lines selection approach for transmission expansion planning," in *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN)*, pp. 1–6, 2015.
- [9] E. Inga, M. Campaña, R. Hincapié, and O. Moscoso-Zea, "Optimal Deployment of FiWi Networks Using Heuristic Method for Integration Microgrids with Smart Metering," *Sensors*, vol. 18, no. 8, p. 2724, 2018.
- [10] M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, and M. R. Haghifam, "Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 52, no. 1, pp. 221–230, 2013.
- [11] H. E. Farag and S. M. Kandil, "Optimum Planning of Renewable Energy Resources in Conjunction with Battery Energy Storage Systems," in *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp. 1–6, 2015.
- [12] J. Inga, E. Inga, C. Gómez, and R. Hincapié, "Evaluación de la Infraestructura de Medición y la Respuesta de la Demanda," *Rev. Técnica Energía*, no. 12, pp. 262–269, 2016.
- [13] F. Batrinu, G. Chicco, R. Napoli, P. Postolache, M. Scutariu, and C. Toader, "Comparisons Among Clustering Techniques for Electricity Customer Classification," vol. 21, no. 2, pp. 1–7, 2006.
- [14] M. Hemphill and N. South, "Electricity Distribution System Planning for an Increasing Penetration of Plug-In Electric Vehicles in New South Wales," *Univ. New South Wales*, pp. 1–6, 2011.
- [15] G. A. Jiménez-Estévez, L. Vargas, and R. Palma-Behnke, "Genetic Algorithms and Voronoi Polygons applied to decision making in the Distribution Systems expansion

- problem,” *2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA*, pp. 1–7, 2008.
- [16] Z. Xie, X. Wu, J. Liu, Z. Gong, and Z. Hu, “Study on Automatic Routing Algorithm for Medium Voltage Powerline Communication,” 2012, no. Icsai, pp. 1577–1580.
- [17] N. Alguacil, A. Delgadillo, and J. M. Arroyo, “A trilevel programming approach for electric grid defense planning,” *Comput. Oper. Res.*, vol. 41, no. 1, pp. 282–290, 2014.
- [18] S. Najafi, S. H. Hosseinian, M. Abedi, A. Vahidnia, and S. Abachezadeh, “A framework for optimal planning in large distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 1019–1028, 2009.
- [19] W. Yuan *et al.*, “Robust Optimization Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters,” *Ieee Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016.
- [20] S. N. Ravadanegh and R. G. Roshanagh, “A heuristic algorithm for optimal multistage sizing, siting and timing of MV distribution substations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp. 134–141, 2013.
- [21] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, 2013.
- [22] G. A. Jiménez-Estévez, L. S. Vargas, and V. Marianov, “Determination of feeder areas for the design of large distribution networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 3, pp. 1912–1922, 2010.
- [23] S. Vahedi, M. Banejad, and M. Assili, “Optimal location, sizing and allocation of subtransmission substations using K-means algorithm,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015–Septe, 2015.
- [24] T. H. M. El-Fouly, H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, “A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 308–315, 2008.
- [25] G. C. Cabrera-celi and P. F. Vasquez-miranda, “Design of Secondary Circuits of Distribution Networks using Clustering and Shortest Path Algorithms,” pp. 1–6, 2017.
- [26] T. Niknama, E. T. Fard, N. Pourjafarian, and A. Rousta, “An efficient hybrid algorithm based on modified imperialist competitive algorithm and K-means for data clustering,” *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 24, no. 2, pp. 306–317, 2011.
- [27] D. P. Montoya and J. M. Ramirez, “A minimal spanning tree algorithm for distribution networks configuration,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2012.
- [28] J. Li, X. Y. Ma, C. C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, 2014.
- [29] A. Nagarajan and R. Ayyanar, “Application of Minimum Spanning Tree Algorithm for Network Reduction of Distribution Systems,” in *IEEE*, 2014.
- [30] B. C. Neagu and G. Georgescu, “Wind Farm Cable Route Optimization Using a Simple

- Approach,” *Electr. Power Eng. (EPE), 2014 Int. Conf. Expo. on, Iasi*, no. Epe, pp. 1004–1009, 2014.
- [31] H. Falaghi, C. Singh, M. R. Haghifam, and M. Ramezani, “DG integrated multistage distribution system expansion planning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 8, pp. 1489–1497, 2011.
- [32] Y. Chen, S. Wang, J. Yu, W. Li, X. Shi, and W. Yang, “Optimal weighted voronoi diagram method of distribution network planning considering city planning coordination factors,” *2017 4th Int. Conf. Syst. Informatics, ICSAI 2017*, vol. 2018–Janua, no. Icsai, pp. 335–340, 2018.
- [33] P. Balakrishna, K. Rajagopal, and K. S. Swarup, “AMI / GIS based Distribution System Load Flow for Extended Situational Awareness .,” in *IEEE*, pp. 1–6, 2014.
- [34] M. Esmaeeli, A. Kazemi, H. Shayanfar, and M. Haghifam, “Sizing and placement of distribution substations considering optimal loading of transformers,” *Int. Trans. Electr. ENERGY Syst. Int.*, 2014.
- [35] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, and F. Pilo, “A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 750–757, 2005.
- [36] M. Romero, L. E. Gallego, and A. Pavas, “Fault zones location on distribution systems based on clustering of voltage sags patterns,” *2012 {IEEE} 15th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2012.
- [37] R. Gholizadeh-Roshanagh, S. Najafi-Ravadanegh, and S. H. Hosseinian, “A framework for optimal coordinated primary-secondary planning of distribution systems considering MV distributed generation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1408–1415, 2018.
- [38] D. Hu, M. Ding, R. Bi, X. Liu, and X. Rong, “Sizing and placement of distributed generation and energy storage for a large-scale distribution network employing cluster partitioning,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 2, 2018.
- [39] M. Campaña, E. Inga, and R. Hincapié, “Optimal Placement of Universal Data Aggregation Points for Smart Electric Metering based on Hybrid Wireless,” in *CEUR Workshop Proceedings*, vol. 1950, pp. 6–9, 2017.
- [40] Inga, Esteban ; Céspedes, Sandra; Hincapié, Roberto; Andy, “Scalable Route Map for Advanced Metering Infrastructure Based on Optimal Routing of Wireless Heterogeneous Networks,” *IEEE Wirel. Commun.*, vol. 24, no. April, pp. 1–227, 2017.
- [41] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, “Optimal Geographical Placement of Phasor Measurement Units based on Clustering Techniques,” *51st Int. Univ. Power Eng. Conf.*, p. 6, 2016.
- [42] B. Canizes, H. Khodr, F. M. Dias, and M. Cordeiro, “Distribution networks planning using decomposition optimisation technique,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 12, pp. 1409–1420, 2015.
- [43] Y. Hu, Z. Chang, L. Sun, and Y. Wang, “Analysis of the shortest repaired path of distribution network based on Dijkstra algorithm,” *2009 Int. Conf. Energy Environ. Technol. ICEET*

- 2009, vol. 2, pp. 73–76, 2009.
- [44] S. N. Ravadanegh and R. G. Roshanagh, “On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 487–497, 2014.
- [45] B. Pourghebleh and N. J. Navimipour, “Data aggregation mechanisms in the Internet of things: A systematic review of the literature and recommendations for future research,” *J. Netw. Comput. Appl.*, vol. 97, pp. 23–34, 2017.
- [46] C. Mateo *et al.*, “European representative electricity distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 99, pp. 273–280, 2018.
- [47] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 121, pp. 89–100, 2015.
- [48] J. E. Parra, F. L. Quilumba, and H. N. Arcos, “Customers’ demand clustering analysis #x2014; A case study using smart meter data,” pp. 1–7, 2016.
- [49] E. U. Munir, M. Aslam, T. Shah, and M. M. Rafique, “An advanced heterogeneity-aware centralized energy efficient clustering routing protocol for wireless sensor networks,” *Int. Green Comput. Conf.*, pp. 1–10, 2014.
- [50] C. B. Donadel, J. F. Fardin, and L. F. Encarnação, “Electrical distribution network operation with a presence of distributed generation units in a Pre Smart Grid environment using a clustering-based methodology,” *Energy Syst.*, vol. 6, no. 4, pp. 455–477, 2015.
- [51] E. M. Rodríguez-Herrera, M. A. Angamarca-Guamán, E. M. Inga-Ortega, E. M. Rodríguez-Herrera, M. A. Angamarca-Guamán, and E. M. Inga-Ortega, “Optimización de cobertura para lugares georreferenciados,” *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 14, no. 2, p. 140, 2017.
- [52] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, 2006.
- [53] V. Parada, J. A. Ferland, M. Arias, and K. Daniels, “Optimization of Electrical Distribution Feeders Using Simulated Annealing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 3, pp. 1135–1141, 2004.
- [54] J. E. Mendoza, M. E. López, S. C. Fingerhuth, H. E. Peña, and C. A. Salinas, “Low voltage distribution planning considering micro distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 103, pp. 233–240, 2013.
- [55] G. Grigoras and F. Scarlatache, “Energy losses estimation in electrical distribution networks with a decision trees-based algorithm,” *2013 - 8th Int. Symp. Adv. Top. Electr. Eng. ATEE 2013*, pp. 10–13, 2013.
- [56] A. Peralta-Sevilla, E. Inga, R. Cumbal, and R. Hincapié, “Optimum deployment of FiWi Networks using wireless sensors based on Universal Data Aggregation Points,” *2015 IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. COLCOM 2015 - Conf. Proc.*, pp. 1-6, 2015.
- [57] G. Cartina, G. Grigoras, and E. C. Bobric, “Clustering techniques for energy losses evaluation in distribution networks,” *IEEE Bucharest Power Tech Conf.*, pp. 1–5, 2009.

- [58] A. Peralta, E. Inga, and R. Hincapié, "Optimal Scalability of FiWi Networks Based on Multistage Stochastic Programming and Policies," *IEEE Journals & Magazines*, vol. 9, no. 12, pp. 1172–1183, 2017.
- [59] E. Inga-Ortega, A. Peralta-Sevilla, R. C. Hincapie, F. Amaya, and I. Tafur, "Optimal Dimensioning of FiWi Networks over Advanced Metering Infrastructure for the Smart Grid," *IEEE Conferences*, pp. 30–35, 2015.
- [60] J. Inga, E. Inga, A. Ortega, R. Hincapié, and C. Gómez, "Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process," *IEEE Journals & Magazines*, vol. 15, no. 9, pp. 1684–1690, 2017.
- [61] A. Peralta, E. Inga, and R. Hincapié, "FiWi Network Planning for Smart Metering Based on Multistage Stochastic Programming," *IEEE Journals & Magazines*, vol. 13, no. 12, pp. 3838–3843, 2015.
- [62] D. Pérez, E. Inga, and R. Hincapié, "Optimal Sizing of a Network for Smart Metering," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2114–2119, 2016.
- [63] L. Qing, Q. Zhu, and M. Wang, "Design of a distributed energy-efficient clustering algorithm for heterogeneous wireless sensor networks," *Comput. Commun.*, vol. 29, no. 12, pp. 2230–2237, 2006.
- [64] V. Gouin, M. C. Alvarez-Hérault, and B. Raison, "Innovative planning method for the construction of electrical distribution network master plans," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 10, pp. 84–91, 2017.
- [65] J. E. Mendoza, M. E. López, H. E. Peña, and D. A. Labra, "Low voltage distribution optimization: Site, quantity and size of distribution transformers," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 91, pp. 52–60, 2012.
- [66] K. K. Mehmood, C. H. Kim, S. U. Khan, and Z. M. Haider, "Unified Planning of Wind Generators and Switched Capacitor Banks: A Multiagent Clustering-Based Distributed Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6978–6988, 2018.
- [67] E. Inga, I. Eléctrica, M. Campaña, I. Eléctrica, R. Hincapié, and S. Céspedes, "Optimal Placement of Data Aggregation Points for Smart Metering using Wireless Heterogeneous Networks," *IEEE Conferences*, pp. 1–6, 2018.
- [68] E. Inga, I. Eléctrica, M. Campaña, I. Eléctrica, and R. Hincapié, "Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage," *IEEE Conferences*, pp. 1–6, 2018.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 5. Matriz de estado del arte

| ÓPTIMO DESPLIEGUE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SOTERRADA BASADO EN TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y SIMULACIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|--|-------|-----------|--------------|-----------|---------------|------------|--------------------------|--------------|-----------|--------|-----------|----------------------------|--------|-----------|-----------|--------------|--------------------------------------|----------------------|--------------|----------------------------|--------------------|--------------------------|--------------|---------------|-----------|-----------|
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | TEMÁTICA | | | | | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA | | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | | | PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | |
| | | | | COBERTURA | ENRUTAMIENTO | CAPACIDAD | ESCALABILIDAD | PLANEACIÓN | CLUSTERIZACIÓN | ENRUTAMIENTO | UBICACIÓN | COSTOS | CAPACIDAD | COBERTURA | COSTOS | COBERTURA | CAPACIDAD | LOCALIZACIÓN | VÍAS DISPONIBLES | ÁRBOLES DE EXPANSIÓN | ENRUTAMIENTO | TÉCNICAS DE CLUSTERIZACIÓN | MULTIGRAFO | ALGORITMOS - HEURÍSTICOS | ENRUTAMIENTO | ESCALABILIDAD | CAPACIDAD | COBERTURA |
| 1 | 1994 | Optimal model for future expansion of radial distribution networks using mixed integer programming | 10 | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | | ☒ | ☒ |
| 2 | 2002 | An Improved Branch Exchange Algorithm for Large Scale Distribution Network Planning | 125 | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 3 | 2012 | A Direct Approach to Optimal Feeder Routing for Radial Distribution System | 42 | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 4 | 2006 | A new approach for substation expansion planning | 69 | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 5 | 2007 | An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks | 10 | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 6 | 2015 | A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm | 3 | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 7 | 2015 | A fast and automatic candidate lines selection approach for transmission expansion planning | 3 | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | ☒ |
| 8 | 2018 | Optimal Deployment of FiWi Networks Using Heuristic Method for Integration Microgrids with Smart Metering | 0 | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ |
| 9 | 2013 | Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm | 99 | | ☒ | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | ☒ |
| 10 | 2015 | Optimum Planning of Renewable Energy Resources in Conjunction with Battery Energy Storage Systems | 1 | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | |

7.2 Resumen de indicadores

