

**PLANEACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREA
USANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS Y PROCESOS DE SIMULACIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
PLANEACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREA
USANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS Y PROCESOS DE SIMULACIÓN**

**AUTOR:
ESTEBAN BLADIMIR HERRERA CISNEROS**

**DIRECTOR:
ESTEBAN MAURICIO INGA ORTEGA**

Quito, Diciembre 2018

Esteban Bladimir Herrera Cisneros

**PLANEACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREA
USANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS Y PROCESOS DE SIMULACIÓN**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2018

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Esteban Bladimir Herrera Cisneros (Y'1995-M'08). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Técnico Salesiano Don Bosco en la especialidad Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la planeación de las redes de distribución aéreas, considerando la optimización en los costos de implementación de los recursos y de operación. eherrera1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Esteban Mauricio Inga Ortega (Y'1976-M'08). 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. En Noviembre de 2017 obtiene su grado de PhD de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín – Colombia con mención de honor Magna Cum Laude. Es coordinador del grupo de investigaciones en redes eléctricas inteligentes de la Universidad Politécnica Salesiana. 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.

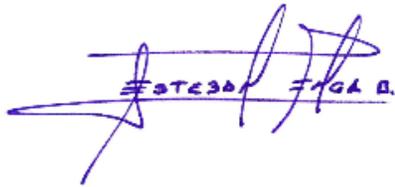
DERECHOS RESERVADOS

©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 *“Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación”* realizado por Esteban Bladimir Herrera Cisneros, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., Diciembre de 2018



.....
Esteban Mauricio Inga Ortega

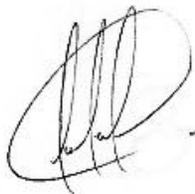
C.C.: 0102116043

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Esteban Bladimir Herrera Cisneros, con documento de identificación N° 1723873194, 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: “Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de 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.

Quito D.M., Diciembre de 2018



.....

Esteban Bladimir Herrera Cisneros

C.C.: 1723873194

1. INDICE GENERAL

Resumen	1
Abstract	1
1. Introducción	2
2. Planeación óptima de redes de distribución aérea	5
2.1 Árbol mínimo de expansión	7
2.2 Árbol mínimo de Steiner	8
2.3 Ubicación óptima de transformadores de distribución georreferenciados	8
3. Planteamiento del problema	9
4. Análisis y resultados	13
5. Conclusiones	18
6. Trabajos Futuros.....	19
7. Referencias.....	19
8. Estado del arte	25

2. INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despliegue y Enrutamiento óptimo de una red aérea de distribución eléctrica..	5
Figura 2. Eficiencia del algoritmo en el tiempo.....	13
Figura 3. Planeación y despliegue óptimo de una red aérea de distribución eléctrica.....	14
Figura 4. Planeación de una red aérea de distribución bajo diferentes condiciones de emplazamiento, 15 Trafos.....	15
Figura 5. Transformadores desplegados vs Número de usuarios	15
Figura 6. Variación de la caída de tensión vs la distancia de la ruta	16
Figura 7. Despliegue de la red aérea de distribución en Cymdist.....	16
Figura 8. Perfil de voltaje.....	17
Figura 9. Perfil de potencia de paso por los conductores en kVA	18
Figura 10. Perfil de potencia de paso por los conductores en kVAr.....	18
Figura 11. Corriente de paso en los conductores en cada fase.....	18

3. INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla de Variables de Pseudocódigos.....	10
Tabla 2. Pseudocódigo 1	11
Tabla 3. Tabla de variables para modelo matemático de optimización	11
Tabla 4. Algoritmo 1	11
Tabla 5. Pseudocódigo 2	12
Tabla 6. Condiciones iniciales	13
Tabla 7. Datos de los transformadores de distribución desplegados	17
Tabla 8. Tabla del estado del arte	25

PLANEACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREA USANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS Y PROCESOS DE SIMULACIÓN

Resumen

En este artículo se plantea un modelo de planeación para despliegue de los sistemas aéreos de distribución eléctrica, el cual permita bajo criterios heurísticos y de optimización reducir los costos asociados a los recursos empleados en la construcción de la red; muestra un despliegue óptimo de transformadores de distribución considerando restricciones técnicas y de capacidad. Se advierte que el modelo presenta un enrutamiento sobre un escenario georreferenciado con información obtenida de la plataforma OpenStreetMap, con el propósito de que la topología de la red sea bajo condiciones reales y de diseño de una ciudad; por otro lado, se hace uso del árbol mínimo de Steiner para el emplazamiento de la red aérea de distribución. Adicionalmente el modelo adjunta los principios de escalabilidad y flexibilidad, ajustando los resultados a las variaciones en distintos escenarios. En una segunda instancia con el software de simulación Cymdist se verifica el comportamiento de los parámetros eléctricos implicados en el diseño de las redes aéreas. Los resultados obtenidos presentan a las empresas de electrificación puntos de referencia para las futuras planificaciones de las redes eléctricas de distribución adaptándose a los cambios aleatorios de la demanda.

Palabras Clave: Árbol mínimo de expansión, Costos, Optimización, Planeación óptima, Teoría de grafos, Redes aéreas de distribución eléctrica.

Abstract

This article is intended a planning model for the deployment of the overhead electrical distribution systems, which allows under heuristics and optimization criteria to reduce the cost of resources associated in the construction of the network; it shows an optimal deployment of distribution transformers considering technical restriction and capacity. The model presents warm a routing on a georeferenced scenery with information from the OpenStreetMap platform, with the purpose that the topology of the net is under real condition and design of a city; furthermore, the minimum Steiner tree is used for the overhead distribution network. Additionally, the model attaches of scalability and flexibility principles, adjusting the results to variations in different scenarios. On the other hand, with Cymdist software simulation verified the electrical parameters to involved in the design of overhead network. Results obtained present for electrification companies a reference points for future planning of the electricity distribution networks, adapting to the random changes in demand.

Keywords: Minimum spanning tree, Cost, Optimization, Optimal planning, Graph theory, overhead electrical distribution network.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran divididos en tres grandes etapas: generación, transmisión y distribución. Cada una de estas etapas tiene una gran importancia en el sector eléctrico; el estudio para la planificación y expansión de dichos sistemas presentan dificultades, debido a la naturaleza combinatoria de las variables involucradas en la operación y funcionamiento del servicio de energía eléctrica. Para lo cual el siguiente documento se enfoca en presentar un análisis y modelamiento en la planeación de los sistemas distribución eléctrica, dado que estos son considerados como primer fragmento en el diseño de la planeación y expansión de los sistemas eléctricos, debido a que se encuentran directamente relacionados con los centros de carga [1]. Es importante que estos sistemas se encuentren funcionando con altos regímenes de calidad, eficiencia, confiabilidad y seguridad cumpliendo funciones de operación a un menor costo; considerando que deben respetar con la cobertura y servicio a todos los usuarios dentro de las áreas de concesión. Por lo que es de valor investigar métodos y modelos que nos permitan repotenciar todos estos indicadores mejorando los entornos y condiciones del uso de las redes de electrificación en las zonas urbanas y rurales; para el proceso en la aplicación de estos métodos en las redes de distribución eléctrica frecuentemente se emplea tres tipos de planeación: planeación de expansión, planeación de operación y planeación de construcción nueva [2], [3].

El uso de modelos matemáticos fundamentados en heurísticas [4], [5] para la planeación en sistemas de distribución eléctrica, debe considerar criterios técnicos de ingeniería y procesos de optimización [6]; distinguiendo que el problema de planear una red eléctrica de

distribución viene dado con el aumento exponencial aleatorio de la demanda eléctrica [7]; no obstante, el desarrollo de los algoritmos en la planificación de las redes de distribución aún enfrentan dificultades, debido a las particularidades combinatorias del problema, ya que se involucran muchas variables en la elaboración de dichos métodos de resolución [8].

Proyectar una construcción para el planeamiento de una red eléctrica de distribución debe considerar aspectos técnicos y topológicos, tales como: la zona geográfica de colocación de la estructura de la red y la potencia instalada de cada carga, con el fin de localizar configuraciones y trayectos óptimos para el despliegue [9]; una característica esencial en la planeación es considerar las cargas futuras que se planean conectar a la red eléctrica, lo que ocasionaría que el diseño sea dotado de cierta incertidumbre [10]. Generalmente las redes de distribución eléctrica se encuentra emplazadas de forma radial, sin embargo en muy pocas ocasiones se puede hallar topologías en forma mallada, cada una de estas dispone de ciertas ventajas y desventajas en su uso; por lo general en las redes aéreas de distribución se usa la topología tipo radial ya que por cuestiones de diseño y análisis implican una menor complejidad que su contraparte, debido a que el flujo de potencia es unidireccional y sus cálculos no presentan mayor dificultad [11].

Uno de los grandes problemas que presentan las empresas de distribución eléctrica es la obtención de información real y exacta de los sitios geográficos a la hora de realizar planes de estudio para planificar una red de distribución; para lo cual se usó la plataforma OpenStreetMap con el fin de adquirir información real, puesto que, el modelo presentado obtiene datos georreferenciados de dicha

plataforma para exponerlo a condiciones reales de enrutamiento [12].

Una herramienta adicional en el proceso de la planeación es la utilización del sistema de información geográfica (GIS), ya que este software permite administrar, gestionar y comprender los datos georreferenciados de los elementos de los sistemas de distribución, debido a que representa cada activo con una identificación permitiendo que se enlacen de manera lógica [13]. Es por ello que se ha logrado un progreso significativo en el uso de herramientas de optimización, debido a que son de gran utilidad en las empresas de servicio de energía eléctrica para que realicen modelos de planeación [14]; al implementar este tipo de software permite realizar una depuración y procesado de la materia prima en cuestión de los datos geográficos, entregando como solución puntos de referencia para proyectar una red [15].

El proceso de planificar una red de distribución eléctrica aérea minimizando los recursos y los costos de operación resulta una labor bastante enrevesada, en vista que existen múltiples soluciones considerando diferentes escenarios técnicos y económicos [16]. Lo que lleva al uso de instrumentos o técnicas de optimización, otorgando puntos de partida claves para las empresas de distribución en la planeación de la red, permitiendo economizar las inversiones requeridas para la construcción de las mismas [17]. Cabe recalcar que por la existencia de múltiples soluciones el problema en el diseño de una red viene dado por funciones no lineales, en el cual la función objetivo es la de minimizar los costos, sujeto a restricciones de la caída de tensión y el tipo de topología [18], [19]. Si bien el uso de funciones no lineales abarca una gran cantidad de soluciones, ciertos investigadores usan en sus modelos propuestas que se inclinan por funciones

lineales enteras, mixtas, dinámicas, todas estas nos pueden proporcionar soluciones cercanas a la óptima, a pesar de ello existen variaciones con el uso de algoritmo evolutivos y sistemas expertos que permiten encontrar soluciones óptimas, mejorando la aplicación en la planeación de las redes de distribución [20], [21].

Hay que considerar ciertos requerimientos debido a la gran cantidad poblacional a la que se enfrentan las empresas de distribución, para lo cual será necesario llevar a cabo agrupamientos con el fin de realizar un crecimiento controlado, permitiendo así que el despliegue de los transformadores y de las cargas se realice de la forma más óptima, para ello se emplea técnicas de clusterización; ya que estas otorgan una organización jerárquica a la topología de la red considerando que existen varias técnicas para crear un cluster [22], [23]. La aplicación de esta técnica permite a la red ser más flexible, manejable, robusta, adaptable y escalable, haciendo más simple y fácil el control de la población; aun sabiendo que no es un procedimiento para el enrutamiento, si no que consiste en agregar nodos hacia un cluster (hace referencia a los transformadores en las redes de distribución eléctrica) en el cual se logra satisfacer las características en función de la afinidad que presentan cada una [24], [25]; el objetivo principal de las técnicas de clusterización es la de formar y mantener la conexión de los clusters de una forma eficiente [26].

Para solventar las características de diseño de una red aérea de distribución eléctrica, el presente modelo se focaliza en uso de tres fases, para garantizar que se cumpla el objetivo de minimizar los costos de los recursos empleados para su despliegue [27], para lo cual en la primera fase se concentra en la capacidad de conexión simultánea de usuarios hacia los transformadores, formando los clusters de

un grupo poblacional en una zona georreferenciada, subsiguiente la segunda fase contempla la ubicación óptima de cada transformador en cada cluster, considerando como aspecto técnico el problema de la caída de tensión y por último la tercera fase consiste en el enrutamiento óptimo de la red aérea de media tensión, buscando el camino más corto respetando la caída de tensión y el costo de implementar la red; en base al uso de un árbol mínimo de expansión (MST) el cual se encuentra fundamentado en la teoría de grafos y puede resolverse por distintos algoritmos [28], [29]; con la finalidad de que la gran mayoría de los usuarios sean cubiertos y puedan conectarse a la red de distribución eléctrica [30].

Con antelación se ha explicado distintos tipos de procedimientos para la resolución de la planeación en una red de distribución eléctrica, tomando ciertos aspectos propios que constituyen el diseño de las mismas, cabe mencionar que cumplir con la cobertura de todos los consumidores es un objetivo muy importante; por lo cual en la primera fase del modelo se basa en el algoritmo de Prim, buscando formar clusters con los usuarios más cercanos a la posición en donde se colocara el transformador de distribución [31]; la técnica con la que trabaja Prim es la de encontrar nodos más cercanos referentes a la mínima distancia e interconectarlos, permitiendo que se forme un árbol mínimo, con el fin de gestionar y optimizar las cargas que se van a conectar a dicho transformador [32], [33]. Es de valor analizar otros tipos de soluciones en las cuales consideran o se encuentran basadas en modelos de eficiencia energética, ya que estos permiten limitar la cantidad de equipos que se requiere para el uso en la red; sin embargo, se tiene a delimitar la escalabilidad en cuestiones de flexibilidad de las metodologías.

Acotando que para zonas rurales existe una alta complejidad debido a la dispersión geográfica que se tiene de los usuarios frente a un área urbana [34].

Para las siguientes etapas del modelo planteado se ha implementado un algoritmo con base a otros autores, en donde se relaciona problemas de optimización con programación lineal; dado que estas posibilitan incluir ecuaciones y restricciones que permitan resolver el modelo presentado bajo el marco de programación lineal entera-mixta (MILP), permitiendo solucionar la problemática de minimizar los costos de los recursos empleados en la construcción de la red de distribución eléctrica [35], [36]. Son múltiples las restricciones que se plantean para minimizar la cantidad de transformadores que se van a requerir en el despliegue de una red aérea, el entorno geográfico, la distancia, la topología de la red y los obstáculos técnico operativos característicos de un modelo de red de electrificación aérea [37].

En la última etapa al tener la ubicación óptima de los transformadores de distribución se recurre a realizar un árbol mínimo de expansión [38], con el distintivo de que para el despliegue de la red de media tensión se hace uso de un árbol mínimo de Steiner [39]; debido a que la resolución de un árbol mínimo de expansión por puntos Steiner permite al algoritmo encontrar una solución cuasi-óptima, reduciendo las distancias de conexión en el enrutamiento de la red de distribución [40].

Otros trabajos plantean la reducción de los recursos bajo ciertas restricciones y con el uso de teoría de grafos como se observa en [41], el propósito del artículo de investigación es presentar un modelo de planeación que permita realizar un despliegue de una red aérea de distribución de forma óptima, escalable y flexible [42]; cumpliendo con las restricciones técnico-

operativas y topológicas a las que se presenta en un área de emplazamiento como se puede visualizar en la figura 1. Solventando la problemática actual en la planificación de las redes de distribución, garantizando la mayor cobertura de los

usuarios; los cuales son los requerimientos necesarios para la formación de redes inteligentes (Smart Grid) [43], [44].

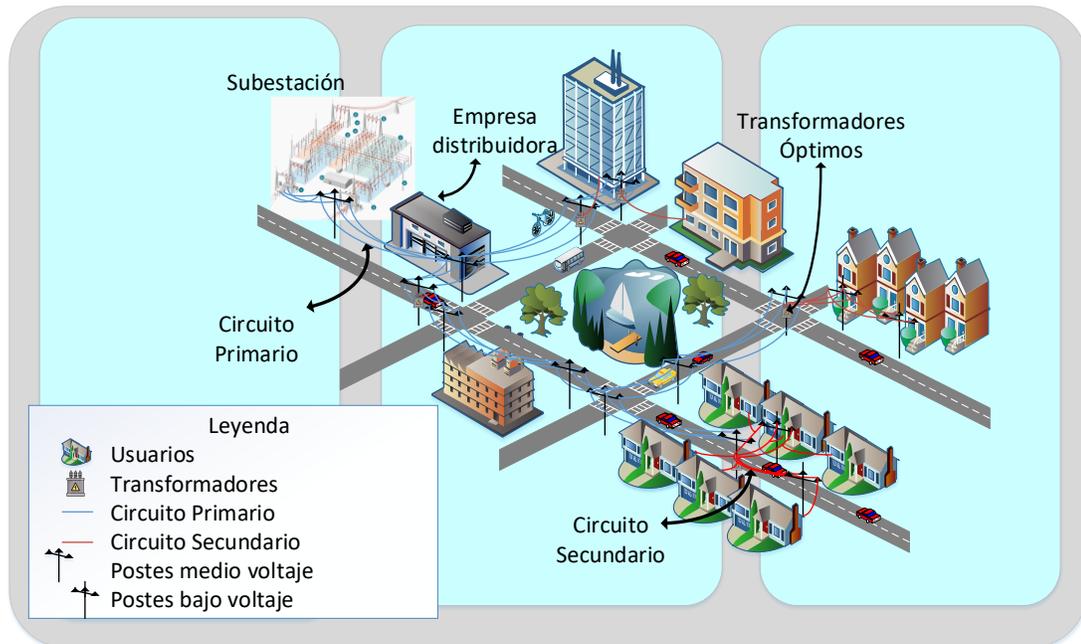


Figura 1. Despliegue y Enrutamiento óptimo de una red aérea de distribución eléctrica

Con el fin de mostrar un modelo que se ajuste a los parámetros reales existentes en el diseño de una red de distribución aérea, se usó herramientas de software y simulación Matlab y Cymdist respectivamente, para analizar los aspectos técnicos y visualizar los resultados, con el objetivo de evaluar el comportamiento de los activos desplegados en la planeación. Comprobando perfiles y caídas de tensión, flujo de corriente por los conductores y la cargabilidad de cada transformador.

En adelante el artículo se estructura de la siguiente manera; en la sección II se explica de manera detallada la literatura en la planeación de las redes aéreas de distribución. En la sección III se describe la formulación del problema de optimización para los sistemas de distribución propuesto, en la sección IV se

realiza un análisis a los resultados obtenidos en la optimización, despliegue y enrutamiento de la red de distribución. Por último, en la sección V se describe las respectivas conclusiones.

2. Planeación óptima de redes de distribución aérea

En la literatura el uso de metodologías para la planificación de una red de distribución (DNP) presentan gran importancia en las empresas de eléctricas por dos sencillas razones: el elevado costo de inversión y por la cercanía que se tiene con los usuarios; denotando que en [45], expresa que el 31% total de las inversiones en el sector eléctrico van dirigidas al mejoramiento y planificación de la red de distribución eléctrica, coincidiendo en minimizar los costos de inversión y las

perdidas sujetas a restricciones técnicas de operación; el problema de DNP sirve para encontrar de forma óptima la ubicación y la capacidad de los componentes nuevos de una red como transformadores, líneas de distribución, reconectores, capacitores, etc. Con el fin de poder abastecer a las futuras demandas que se inserten en la red, garantizando un funcionamiento seguro del sistema [46]; la mayoría de los problemas de la planificación datan en reforzar las redes existentes, no obstante se necesitan diseñar sistemas en los que se deban satisfacer la demanda a cargas nuevas considerando la inexistencia de las instalaciones, este tipo de planificación se lo llama planificación GreenField (como su nombre lo indica campo verde), ya que la empresa de distribución encargada empieza a diseñar en una zona geográfica nueva [47]. Dichas metodologías aplicadas en las redes de distribución eléctrica aérea o soterrada, presenta varios inconvenientes que impiden construir y levantar de forma óptima el emplazamiento de la red, delimitando el uso de rutas y conexiones para el despliegue, debido a restricciones técnicas y ambientales propias de una metrópoli. Para lo cual los modelos y técnicas deben adaptarse a la naturaleza general del diseño de una zona en la que va a ser implementado, amoldándose a los cambios frecuentes de una ciudad inteligente [48]; es de valor mencionar como alternativa la inserción de unidades de generación distribuida (GD) en los modelos de DNP, debido al ínfimo crecimiento que se ha dado zonas residenciales y comerciales, por lo que estos deberían ser capaces de considerar las variables asociadas a las configuraciones de la GD para realizar el enrutamiento óptimo de las redes.

Debido a la rentabilidad que tienen las redes aéreas de distribución, por su menor complejidad en el diseño técnico y su bajo

costo de implementación, convencionalmente son las más usadas, debido a que presentan mejores ventajas tales como: un único recorrido desde la subestación hasta las cargas, corrientes de cortocircuito bajas y equipos de corte y seccionamiento más simples en relación a una red soterrada [49], sin embargo dados los factores que influyen en una zona, no se puede instalar cualquier tipo de red, todo depende de cómo se encuentre constituida geográficamente; aunque estos costos podrían reducirse de manera significativa o por consecuente podrían ser eliminados, usando metodologías en las que se implemente datos geográficos y trayectos de líneas que se encuentren ya funcionales en la planificación de una red futura de distribución [50].

Como se explicó con anterioridad la topología comúnmente más usada en las redes aéreas es el tipo radial por su sencillo análisis en los parámetros técnicos y el flujo unidireccional de la potencia hacia las cargas; sin embargo, existen combinaciones que datan en el uso de topologías en anillo o en malla [51]. Para elegir dicha topología es necesario poder identificar el tipo de cargas que van a conectarse a la red de distribución, por tanto, se puede clasificarlas por estratos energéticos de bajo consumo, medio consumo y alto consumo; en las cuales se enlista cargas residenciales, pequeñas industrias, comerciales y grandes industrias respectivamente; demostrado que cuando la carga que se desea suministrar energía eléctrica es más grande el sistema debe ser confiable y robusto [52]. Estos factores permiten escoger los niveles de tensión de funcionamiento en la red tanto en MV (medio voltaje) como en BV (bajo voltaje), considerando que para las cargas residenciales el valor de tensión suministrado corresponde a 120/240 V con conexiones: monofásico y monofásico a fase partida; en cambio para clientes

industriales puede variar en valores de 127/220 V en monofásico y trifásico; o a su vez una conexión directa de la red de MV en valores de tensión de 6.3/13.2/13.8/22.8 kV [53], [54].

Para el despliegue óptimo de una red de distribución aérea se debe considerar todos los recursos asociados a la obra eléctrica y civil correspondientes al erguido de postes, estructuras metálicas, ubicación de equipos, puntas terminales, accesorios para los conductores, ubicación de transformadores, materiales de aislamiento, etc. Con la finalidad de que la planeación tome criterios de calidad de servicio y seguridad del sistema, verificando niveles de tensión, corrientes de paso y de cortocircuito, distancia de aislamiento entre fases, condiciones ambientales y mecánicas en los equipos, continuidad del servicio para preservar la vida útil y optimizar las inversiones requeridas para la construcción de la red [55], [56].

El modelado de un sistema de distribución eléctrica puede darse como un grafo definido por $G = (V, E)$, en el cual consta de todos los caminos candidatos para el ruteo de una red; dicho grafo viene expresado en el mapa georreferenciado utilizado para la planeación. V expresa el conjunto de los vértices el cual está conformado por sitios candidatos para ubicación de transformadores, subestaciones y cargas; y E denota el conjunto de enlaces (acometida al medidor inteligente del punto de la red de baja tensión) [57], [58], [59].

2.1 Árbol mínimo de expansión

En el ámbito de la matemática de teoría de grafos [60], los arboles de expansión son muy utilizados, puesto que permiten encontrar el camino más corto dentro de un conjunto de nodos en un grafo propiamente expresado [61]; para que exista un árbol mínimo de expansión se

debe cumplir con el requisito de que el número de vértices V menos uno tiene que ser igual al número de enlaces E ; el árbol de expansión originado en G no puede considerarse como único, puesto que, por distintas restricciones que se adjuntan a su generación este puede variar dependiendo de los pesos escogidos, para lo cual se tiene que un MST es la suma de todos los pesos de las líneas de un árbol creado reconociendo que su peso total obtenido es propio y no repetible [62].

Las metodologías para la resolución de los problemas de árboles mínimos de expansión se tiene dos tipos: MST fundamentado en nodos y MST fundamentado en líneas; con esquemas como el Prim y el Kruskal que permiten obtener la ruta más óptima de conexión, reduciendo la distancia y por consecuente minimizando los costos de los recursos [63]. En el presente trabajo el algoritmo de Prim se aplicó para determinar la creación de los clusters en múltiples ocasiones. Otra de las alternativas para la obtención de un MST es el uso del algoritmo de Dijkstra, diseñado por el matemático holandés E.W. Dijkstra el cual tiene una amplia aplicación por su versatilidad en encontrar la ruta más corta, bajo la hipótesis de que un óptimo local conduce a un óptimo global. Existen muchas variantes en el uso del algoritmo, sin embargo, la variante que utiliza la matriz de conectividad o adyacencia, es la usada en la planeación de las redes de distribución eléctrica debido a permite realizar un análisis con una mayor cantidad de nodos [64].

Cabe recalcar, que el MST es un algoritmo que tiene una notable importancia en la teoría de grafos, por su flexibilidad para ser usado en distintos escenarios de optimización; su aplicación en la planeación de las redes de distribución implica que se puede obtener diversos diseños en distintos arboles de expansión; ya que permite constatar que,

por la variación de pesos en la construcción del árbol, se obtiene algunos planes alternativos como referencia para la planificación del sistema de distribución en base a la función objetivo que se plantee [65].

2.2 Árbol mínimo de Steiner

El uso de la metodología correspondiente a los árboles de Steiner no implica una resolución compleja puesto que, el problema comúnmente es de tipo NP-hard, al no necesitar de un tratamiento de tiempo polinomial y al mismo tiempo requiere de muchos recursos para hallar la solución. Para comprender el objetivo del algoritmo se tiene como condición inicial un conjunto de nodos que se deben conectar con el uso de un MST; el paso posterior a encontrar el camino más corto es agregar puntos auxiliares a los nodos iniciales, dichos puntos se los conoce como puntos Steiner. Con el fin de crear estos puntos es para la obtención de un nuevo árbol llamado árbol de Steiner [39], [66], [67].

Al existir una pequeña deficiencia en los algoritmos de optimización basados en la teoría de grafos, el árbol de Steiner presenta aplicaciones en la ingeniería con la reducción de distancias, logrando una mínima ruta global. Para la resolución del árbol mínimo de Steiner se utilizan varios métodos, dependiendo de las características del problema que se desea resolver; se utilizan heurísticas determinísticas (método de la distancia más larga) para casos muy particulares, mientras que para casos más generales se resuelve a través de procesos aleatorios evolutivos (planificación jerárquica basada en análisis de topologías en las redes), un programa evolutivo mantiene un conjunto de soluciones de manera cíclica, además de ser un algoritmo probabilístico [68], [69].

2.3 Ubicación óptima de transformadores de distribución georreferenciados

Para hallar la ubicación óptima de los transformadores de distribución considerando capacidad y cobertura, es necesario recurrir a técnicas que permitan incluir las restricciones de costo y operación, tales como: técnicas basadas en análisis estadísticos y técnicas de análisis de agrupamientos. Para el presente trabajo se usó la técnica de agrupamiento o llamado de aprendizaje no supervisado, con una cierta variación en la elección del centroide, ya que no se considera el centro de masa si no bajo condiciones técnicas de caída de tensión; puesto que dicho algoritmo permite seccionar el conjunto de datos globales a grupos más pequeños en función a las semejanzas presentes en las cargas. A pesar de que la técnica no presenta dificultades en la ejecución, una de sus desventajas es que para encontrar la condición óptima es preciso realizar varias pruebas con condiciones iniciales [70]. K-Medoids puede usarse fácilmente para la ubicación óptima de los transformadores conociendo la posición georreferenciada exacta de los usuarios, debido a que es la opción más robusta de k-means y presenta varias ventajas, entre las cuales radica en que puede ser aplicado para aproximaciones generales [71], aunque el algoritmo no se vuelve confiable cuando se usa con distancias Euclidianas; y bajo condiciones adecuadas es posible que encuentre soluciones óptimas globales.

Es importante recalcar que para el trabajo propuesto todos los usuarios corresponden a un mismo uso energético, por lo que cada usuario puede ser candidato para la ubicación de los transformadores [72].

3. Planteamiento del problema

En la formulación del problema para la planeación óptima de la red de distribución aérea propuesta, se plantea el uso de un modelo matemático basado en métodos heurísticos, de tal forma que minimice el costo de los recursos empleados en el enrutamiento de dicha red, optimizando las condiciones técnicas y topológicas sobre un escenario georreferenciado. A su vez uno de los problemas que se propone es encontrar la ubicación óptima de cada transformador, mediante el concepto de caída de tensión y capacidad; en cuestión de la caída de tensión corresponde al 2.5% para niveles de bajo voltaje y del 3% para niveles de medio voltaje, dichos valores se basan en la normativa de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Para el diseño de sistemas de distribución; el cálculo se lo realiza tal y como se puede observar en la ecuación (1) considerando que el modelo despliega la red de forma trifásica se multiplica el resultado por un factor de 1.732. La capacidad de los transformadores de distribución para escoger a los distintos usuarios es variable y con fines explicativos se optó por capacidades discretas reales existentes en los transformadores trifásicos de 35, 40, 45, 50, 60 y 75. Por otro lado, se considera que la distancia mínima permitida para encontrar los usuarios más cercanos al transformador puede modificarse, permitiendo dar un mayor ajuste en la búsqueda del mejor escenario que cumpla con las condiciones de minimizar los costos por uso de los recursos solventando las exigencias técnicas y económicas de energía a los usuarios (viviendas).

$$\Delta V = e_s + IR \cos \varphi + IX \sin \varphi \dots$$
$$\dots - \sqrt{e_s^2 - (IX \cos \varphi - IR \sin \varphi)^2} \quad (1)$$

Donde:

e_s , denota el nivel de voltaje con el que se alimenta a los usuarios

I , la corriente que circula por el conductor

$\cos \varphi$, el factor de la potencia activa

$\sin \varphi$, el factor de la potencia reactiva

R , es la resistencia particular del conductor

X , la reactancia del conductor

Para obtener un valor real de porcentaje de la caída de tensión se usó la ecuación (2), con el fin de que se pueda visualizar y verificar que se cumplan con los porcentajes permitidos para el diseño de la red de distribución. En donde V expresa el nivel de voltaje que se va analizar.

$$\% \Delta V = \frac{100 * \Delta V}{V} \quad (2)$$

Dadas las condiciones de que el emplazamiento se lo realiza bajo un escenario georreferenciado donde los usuarios se encuentran asignados con coordenadas de latitud y longitud, y en la cual se necesita realizar cálculos de distancia para realizar el enrutamiento; se considera el uso de la fórmula de Haversine, debido a que esta permite realizar cálculos de manera precisa sobre una esfera haciendo referencia a la superficie terrestre.

Como datos iniciales se tiene el número de usuarios N , en donde se asocian todas las coordenadas de latitud y longitud de las viviendas y en donde se encuentra los sitios candidatos para la ubicación de los transformadores T ; como se explicó con anterioridad el modelo consta de cierta incertidumbre para la elección del sitio óptimo de colocación del transformador de distribución.

Con lo anteriormente mencionado se tiene la metodología para plantear la función objetivo que se denota en la ecuación (3), con el fin de resolver el

problema de la planeación óptima de una red aérea de distribución eléctrica.

$$Min = \sum_i^M \sum_j^M Costo_{ij} * Dist_{ij} \quad (3)$$

Donde:

$Costo_{ij}$, el costo relacionado al recorrido del punto i al punto j

$Dist_{ij}$, la distancia calculada del punto i al punto j

M, el número total de transformadores de distribución desplegados

Considerando que el modelo debe sujetarse a ciertas restricciones para cumplir con el objetivo de minimizar los costos, estas restricciones son las siguientes:

$$\sum_i Usuario_i \leq Cap_{transformador} \quad (4)$$

$$\Delta V_{trafo,i}^{cluster} \leq \Delta V_{baja\ tensión} (2,5\%) \quad (5)$$

$$\Delta V_{media\ tensión} \leq 3\% \quad (6)$$

$$Distancia_{i,j} \leq Distancia_{min} \quad (7)$$

La ecuación (4) nos indica el límite máximo de usuarios simultáneos que pueden conectarse por cada cluster que se despliega, mas no la capacidad en potencia del transformador de distribución; la ecuación (5) compromete la caída de tensión admisible para la red de baja tensión que debe existir en cada cluster, considerando la ubicación óptima del transformador; la restricción (6) denota que en el enrutamiento de la red de media tensión debe admitir un máximo del 3% en

la caída de tensión hasta el último transformador desde el enrutamiento del primero. Finalmente, la restricción (7) cumple con la condición de construir el árbol mínimo de costos bajo la distancia mínima, buscando rutas de conexión entre todos los transformadores y el grafo indexado.

Para que la ubicación de cada transformador sea la óptima se procedió a realizar el cálculo de las pérdidas en el cobre denotada en la ecuación (8) considerando la longitud del cable que parte del transformador hacia cada uno de los usuarios, para el cálculo de la corriente en el secundario; en cuestión de las pérdidas en el hierro se optó por mantenerlas constantes debido a que varían solo con la tensión; garantizando que los costos asociados al despliegue sean los mínimos.

$$P_{cu} = R * I^2 \quad (8)$$

Las variables usadas en los diferentes pseudocódigos para el modelo matemático de planeación óptima de una red aérea de distribución eléctrica se pueden observar en la tabla 1.

Tabla 1. Tabla de Variables de Pseudocódigos

X_v, Y_v	Coordenadas en latitud y longitud de todas las viviendas
X_{co}, Y_{co}	Coordenadas de los centroides en las viviendas obtenidas en la clusterización
M	Número total de las viviendas en el mapa georreferenciado
G	Matriz de conectividad
calles	Coordenadas de todos los puntos Steiner creados en las calles
nod_casas	Vector de coordenadas de los usuarios que se conectan a la red
nod_calles	Vector de coordenadas de los puntos de conexión de los usuarios a la red

Cate_m	Caída de tensión para el cálculo en el enrutamiento de la red de medio voltaje
fp	Factor de potencia
Vm	Nivel de medio voltaje
dist_n	Calculo de la distancia entre todos los nodos del grafo

Posteriormente se detalla el Pseudocódigo que permitirá encontrar la óptima planeación de una red de distribución automática, considerando la escalabilidad y conectividad de los usuarios.

Tabla 2. Pseudocódigo 1

Algoritmo para la creación de los puntos Steiner
Exportar datos de grafo georreferenciado de OpenStreetMap
Inicio:
Extraer en (X_v, Y_v) las coordenadas de las viviendas
Extraer en $(calles)$ las coordenadas de las calles
M número de viviendas del mapa
Para todo: $i \leq M$
Si: $(X_v, Y_v) <= 3$
Clusterización (X_v, Y_v)
Para todo: $a = \text{size}(X_{co}, Y_{co})$
Para todo: $b = \text{size}(calles)$
$Dist_{a,b} = (X_{co}, Y_{co}; calles)$
Fin Para
Fin Para
Si: $Dist_{a,b} \leq Dist_{min}$
Buscar $Dist_{a,b}$ en calles
nod_calles(calles)
Fin Si
Caso contrario:
Para todo: $a = \text{size}(X_v, Y_v)$
Para todo: $b = \text{size}(calles)$
$Dist_{a,b} = (X_v, Y_v; calles)$
Fin Para
Fin Para
Si: $Dist_{a,b} \leq Dist_{min}$
Buscar $Dist_{a,b}$ en calles
nod_calles(calles)
Fin Si
Fin Si
Fin Para
Fin

La respuesta que se obtendrá dependerá del mapa y escenario que se esté analizando, en la tabla 3 se muestra las variables usadas en el algoritmo de optimización, mientras que en la tabla 4 se analiza la segunda fase que explica la construcción de cada cluster, con la finalidad de que cada uno forme un circuito y a su vez indique la ubicación óptima de cada transformador.

Tabla 3. Tabla de variables para modelo matemático de optimización

$Dist_{min}$	Distancia mínima
Cap	Capacidad del transformador de distribución
Vb	Nivel de bajo voltaje
clus	Coordenadas de los circuitos
$Dist_{a,b}$	Cálculo de la distancia euclidiana
cir	Conjunto de las coordenadas de cada circuito (cluster)
max_dist	Distancia máxima para el cálculo de la caída de tensión
Dusuario	Potencia de cada usuario en kVA
DeDi	Calculo de la demanda de diseño en los bornes del transformador de distribución
Caten	Caída de tensión calculada para cada transformador desplegado en cada cluster
P_{cu}	Calculo de las perdidas en el cobre
Trafo	Conjunto de los transformadores óptimos desplegados
trafo	Coordenadas de los transformadores óptimos

Tabla 4. Algoritmo 1

Algoritmo de optimización de los recursos para el despliegue de los circuitos y ubicación óptima de los transformadores
Exportar el vector nod_calles del algoritmo 1
Inicio:
Asigna distancia mínima $\rightarrow Dist_{min}$
Asigna capacidad trafos $\rightarrow Cap$
Asigna bajo voltaje $\rightarrow Vb$
Mientras: $e=0$
Para todo: $i=Cap$
$X_{ss}, Y_{ss} = [nod_calles(1,1; 1,2)]$

```

Dista,b = (XSS, YSS; nodos_calles)
Buscar min(Dista,b) en nodos_calles
clus= {(nod_callesxj, nod_callesyj),...}
Fin Para
  cir {1, ii} = [clus]
Si: size(nod_calles) ==0
e=1
Fin Si
Fin mientras
Para todo: j=size(cir)
  Para todo: k=cir {1, j}
    max_dist (1, k) =Haversine (cir {1, j})
  Fin para
  max (max_dist)
  DeDi=Dusuario*#usuarios
  Obtener caída de tensión ecuación (1)
  Verificar Caten <= 2.5%
  Obtener pérdidas en el cobre ecuación (8)
  Verificar min (Pcu)
  Si: Caten en j ≤ 2.5% y min(Pcu)
    Buscar Caten en max_dist
    trafo (cir {1, j} (max_dist))
    Trafo= {(trafoxj, trafoyj),.....}
  Fin Si
Fin para
Fin

```

Finalmente, para la construcción de la red de media tensión se puede observar en la tabla 5, en la que consta la conexión de todos los transformadores de distribución usando el algoritmo de Dijkstra y verificando la caída de tensión.

Tabla 5. Pseudocódigo 2

```

Algoritmo para la construcción de la red de media tensión
Exportar datos de Trafo del algoritmo 2
Inicio:
Asigna medio voltaje → Vm
Para todo: h=size(nodos_calles)
Para todo: l=size(nodos_calles)
  dist_n =Haversine(nodos_calles)
  Fin para
Fin para
G (h, l) =0;
(G <= Distmin)=1
Set Algoritmo Dijkstra
Obtener caída de tensión ecuación (1)
Verificar Cate_m <= 3%
Dijkstra → Despliegue de la red de distribución aérea
Fin

```

Una vez obtenido las condiciones de emplazamiento y despliegue de la red de distribución, se hace el cálculo de la potencia de diseño del transformador, en la cual se debe considerar la demanda de diseño en los bornes del lado secundario denotado en la ecuación (9).

$$DD = \frac{DMD + D_{PT} + D_{AP}}{FP} \quad (9)$$

Donde:

DMD, Demanda Máxima Diversificada considerando el número de usuarios y la utilización de equipos eléctricos de uso general [kW]

D_{PT}, Demanda del alumbrado público [kW]

D_{AP}, Demanda de pérdidas técnicas [kW]

La DMD se obtiene dependiendo del número de clientes de se van a conectar simultáneamente a un transformador de distribución, para el caso el valor de dicha variable es de 98.8 kW considerando un total de 50 usuarios por transformador, tomando en cuenta valores de referencia mencionados en la normativa utilizada. La demanda del alumbrado público depende del proyecto que se va a realizar, las potencias nominales de las luminarias comúnmente se encuentran entre valores de: 400, 250, 150 y 100 Watts; y finalmente para el cálculo de la demanda de pérdidas técnicas se obtiene multiplicando la DMD por 3.6%.

Por otro lado, con el cálculo de la DD se procede a calcular la potencia de diseño del transformador denotada en la ecuación (10), y considerando el 90% como valor del factor de coincidencia (FC)

$$P_{diseño_{trafo}}(kVA) = DD * FC \quad (10)$$

4. Análisis y resultados

Para realizar el análisis del comportamiento del problema se ha utilizado ciertos parámetros iniciales que se pueden verificar en la tabla 6, con el fin de constatar el uso óptimo de los recursos empleados en la planificación de una red de distribución eléctrica.

Tabla 6. Condiciones iniciales

VARIABLES	Valor inicial
Capacidad por transformador (# de usuarios)	50
Usuarios totales	486
Factor de potencia	0.95
Demanda máxima unitaria de cada carga	5.65 kVA
Nivel de voltaje red de media tensión	22.8 kV
Nivel de voltaje red de baja tensión	220 V

Antes de mencionar los resultados obtenidos para la planeación óptima de una red aérea de distribución eléctrica, se puede observar en la figura 2 el rendimiento del algoritmo frente a distintos tipos de escenarios a los que se expone, considerando que cuando la densidad poblacional aumenta en el mapa del levantamiento de la obra, el tiempo de proceso por el cual el algoritmo debe pasar para la formación de los clusters (circuitos del sistema) y la elección óptima del lugar de ubicación del transformador incrementa.

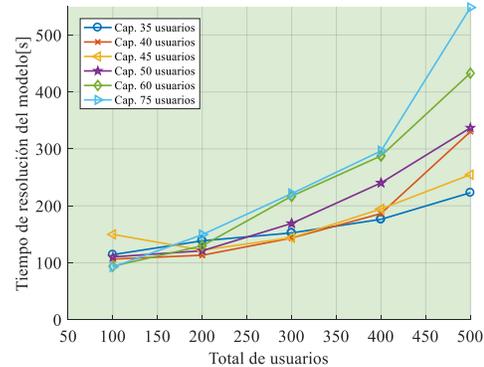


Figura 2. Eficiencia del algoritmo en el tiempo

La figura 3 representa el análisis realizado en un área urbana, permitiendo observar el resultado del modelo de planeación para el despliegue óptimo de una red de distribución aérea; para la cual se ha colocado una densidad poblacional propia del mapa de 486 usuarios considerando que la capacidad máxima admitida en el transformador es de 50 usuarios. Cabe recalcar que el uso de conexiones ortogonales de los usuarios a la red para la construcción del árbol mínimo permite al modelo minimizar el uso de conductores, es de valor mencionar que por cuestiones de limitaciones propias del mapa o ubicación de emplazamiento algunas conexiones de los usuarios a la red de distribución aún se encuentran de forma diagonal en ciertos tramos. No obstante, el modelo continúa optimizando los recursos. Los resultados aprecian que el modelo cumple con los objetivos planteados, ya que para el análisis presentado se desplegó un total de 9 transformadores óptimos.

Se aprecia que en la figura 4 el cuadrado de color azul denota la subestación embebida en el mapa considerada como un nudo infinito representativo de la red existente, la línea de color rojo expresa el enrutamiento de la red de media tensión, los cuadrados morados representan la ubicación óptima de los transformadores desplegados, los

triángulos de color rojo denotan la ubicación geográfica de los usuarios y por último los puntos Steiner visualizan la conexión de las viviendas a la red de baja

tensión, considerando que se muestran de diferentes colores, debido a que cada color identifica a su respectivo circuito o cluster.

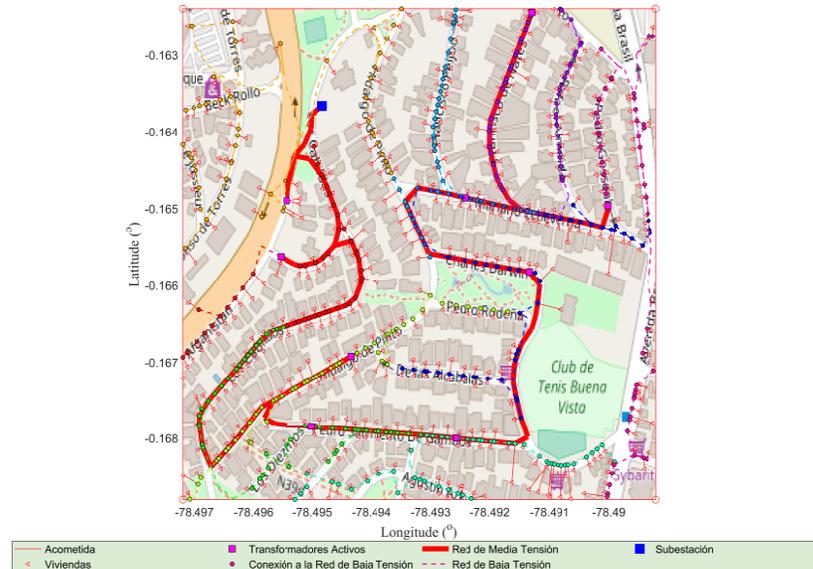


Figura 3. Planeación y despliegue óptimo de una red aérea de distribución eléctrica

En contraste con la escalabilidad y la flexibilidad que se hace presente en el artículo, se evidencia que para diferentes mapas y diferentes cantidades de usuarios la ubicación óptima de los transformadores y la construcción de la red de adaptan a las características de diseño propias de una ciudad. Para lo cual en la figura 4 se aprecia un claro ejemplo de como la planeación puede llegar a ser escalable para grupos de usuarios variantes y en

función a ello el modo en que se selecciona la creación de los clusters, incluso modificando el ruteo de la red de media tensión, para la conexión de los transformadores de distribución; la planeación se plantea bajo condiciones iniciales de 990 usuarios. Se advierte variaciones en la creación de los puntos Steiner. Por consiguiente al requerir un menor número de enlaces, la cantidad de conductor utilizado se ve reducido.

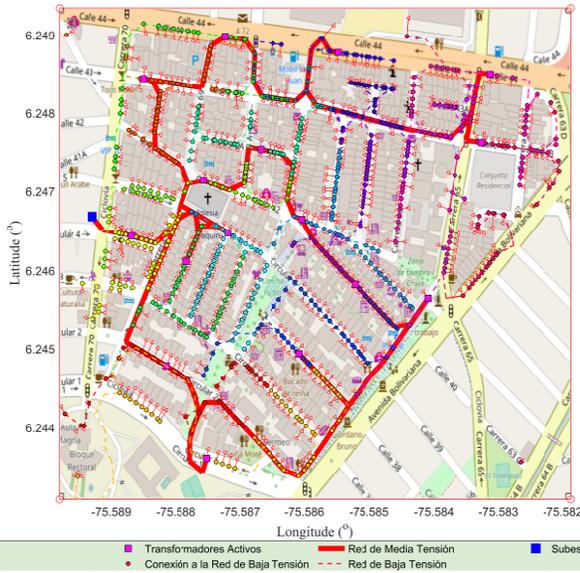


Figura 4. Planeación de una red aérea de distribución bajo diferentes condiciones de emplazamiento, 15 Trafos

Para la figura 5 se aprecia la variación del número de transformadores óptimos desplegados con el comportamiento para diferentes escenarios propuestos en la figura 2, en cada caso nos indica que mientras el número de usuarios vayan incrementándose, el número de transformadores predispuestos a entregar el suministro de energía eléctrica a cada usuario crece casi de manera lineal, para lo cual se a predispuesto capacidades con valores de 35, 40, 45, 50, 60 y 75; a su vez en cuestión de la variación de la población se tienen valores de 100, 200, 300, 400 y 500 usuarios.

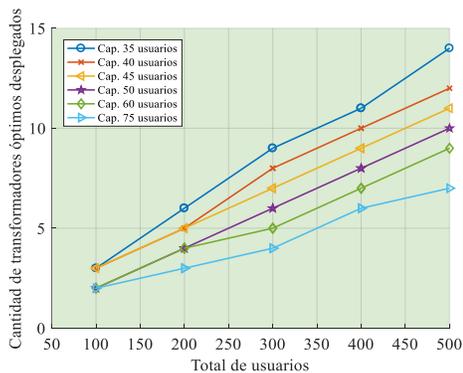


Figura 5. Transformadores desplegados vs Número de usuarios

Se advierte que los resultados obtenidos en la planeación óptima permiten establecer diferentes formas u opciones en del despliegue de las redes de electrificación aérea, destacando que por la flexibilidad de adaptación del modelo se pueden cambiar ciertos parámetros para acogerse a las medidas propias de cada país, en el diseño de las redes de distribución eléctrica para obtener resultados óptimos. Cabe mencionar que el número de transformadores de distribución que se despliegan está directamente relacionado con la capacidad que se les adjunte, ya que a una mayor capacidad la elección del modelo será la de desplegar el menor número de transformadores óptimos.

Una de las facilidades del algoritmo es la de calcular ciertos parámetros técnicos para la elección de la ubicación óptima de cada transformador en cada cluster (circuito), la caída de voltaje es un factor de análisis muy importante, por lo cual se puede apreciar en la figura 6 su comportamiento en la red de baja tensión con respecto a la distancia. El uso de diferentes gráficas para visualizar el

proceder de la variable, es por la simple razón de que, al existir pequeñas variaciones en cuestiones del porcentaje de la caída de tensión, en una sola grafica no se podría denotar dicho cambio.

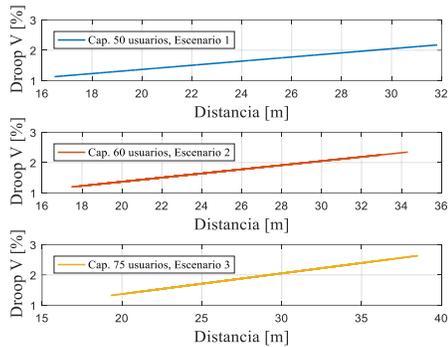


Figura 6. Variación de la caída de tensión vs la distancia de la ruta

Una vez obtenido las condiciones iniciales para la planeación por el modelo

matemático realizado en Matlab, se procedió a realizar la construcción de la red en el software Cymdist, para así poder analizar y verificar el comportamiento de todo el sistema con la creación de los circuitos y la ubicación óptima de los transformadores, tal y como se puede observar en la figura 7. El despliegue se lo hizo acorde a lo obtenido en la planeación óptima, por lo que cada color representa la formación de los circuitos con sus respectivos transformadores de distribución. Es importante recalcar que el modelo propuesto tiene la capacidad de construir de forma automática un archivo AutoCAD, bajo los conceptos de georreferenciación para su análisis en Cymdist o cualquier otro software que funcione o admita la modalidad en trabajo georreferenciado.

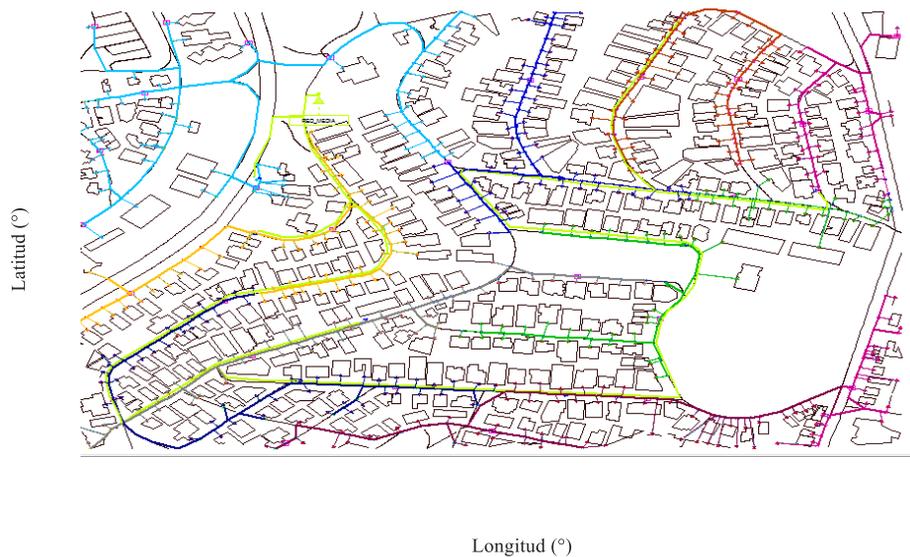


Figura 7. Despliegue de la red aérea de distribución en Cymdist

Los resultados obtenidos para el diseño de los transformadores se pueden observar en la tabla 7, verificando la potencia necesaria de los transformadores y la cargabilidad que va soportar cada uno.

Tabla 7. Datos de los transformadores de distribución desplegados

Características de Transformadores por circuito				
Transformador/Circuito	DD calculada [kVA]	Potencia de diseño calculada [kVA]	Capacidad nominal del transformador [kVA]	Cargabilidad [%]
Circuito 1	111.69	100.5	125	93.8
Circuito 2	111.69	100.5	125	76.8
Circuito 3	111.69	100.5	125	77.3
Circuito 4	111.69	100.5	125	71.7
Circuito 5	111.69	100.5	125	82.4
Circuito 6	111.69	100.5	125	76.8
Circuito 7	111.69	100.5	125	72.3
Circuito 8	111.69	100.5	125	77.9
Circuito 9	111.69	100.5	125	78.1

Cabe recalcar que en la tabla 7 por cuestiones propias de los transformadores no se pueden tener una cargabilidad baja, ya que dichos valores ocasionarían que se reduzca la vida útil y aumenten las pérdidas en el núcleo.

En la figura 8 muestra el resultado del perfil de voltaje de todo el sistema desplegado, apreciando la variación existente dentro de cada fase con respecto a la distancia, expresando que cada transformador va a experimentar un comportamiento distinto en la red de baja tensión, debido a la variación de distancia existente hacia los usuarios; esta grafica muestra información relevante aguas abajo de los transformadores de distribución ya que con ello se puede tomar pautas para la ubicación de futuras cargas con el fin de que se conserve la menor variación de voltaje entre fase y neutro.

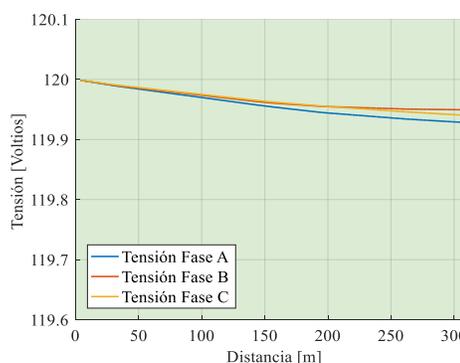


Figura 8. Perfil de voltaje

En la figura 9 se aprecia el comportamiento de la potencia en kVA que fluye por cada fase a lo largo de toda la distancia recorrida en la red, considerando la variabilidad de las cargas al conectarse a las fases de la red de baja tensión; es preciso destacar la similitud de los resultados con la figura 8 en relación a que cuando la distancia es mayor el flujo de potencia va a reducirse.

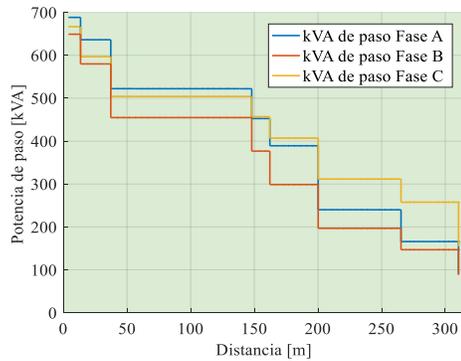


Figura 9. Perfil de potencia de paso por los conductores en kVA

Otro de los resultados obtenidos en la simulación del software Cymdist se muestran en la figura 10, que con respecto a la figura 9 esta denota el flujo de la potencia reactiva por la red de distribución. Este resultado indica cuán importante es considerar la distancia de diseño para la ubicación de las cargas.

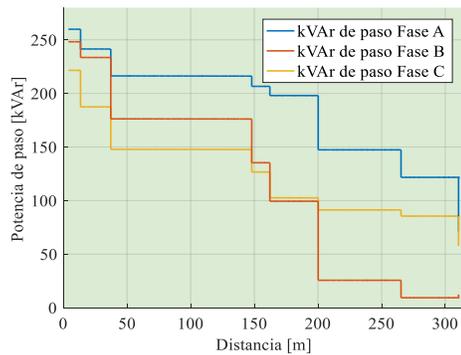


Figura 10. Perfil de potencia de paso por los conductores en kVAr

De cierta forma es necesario considerar la corriente que circula por los conductores para conocer e identificar cual es el calibre correcto que se va a utilizar en la construcción de la red; para el caso se utilizó el calibre máximo admitido; el conductor calibre 4/0 AWG para la red de baja tensión según las normas de diseño de las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A.; cabe recalcar que el modelo se adapta a las normas de construcción de cualquier ciudad o zona geográfica en donde se desea utilizar. Se

muestra en la figura 11 la variación de corriente que circula por los conductores frente a la distancia de recorrido hacia los usuarios.

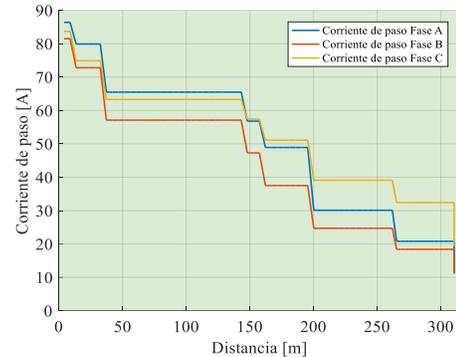


Figura 11. Corriente de paso en los conductores en cada fase

5. Conclusiones

El constante cambio de la demanda en una red de distribución eléctrica genera modificaciones en la cantidad y distribución de los usuarios para la planificación de un lugar geográfico, la posibilidad de mantener crecimientos controlados de los consumidores en la presente planeación brinda la oportunidad de evaluar diferentes panoramas a los que se enfrentan las empresas eléctricas de distribución, en la búsqueda por implementar un modelo automático para planear redes aéreas de distribución y la ventaja de encontrar soluciones cuasi-óptimas.

El algoritmo desarrollado permite ser empleado para solventar el problema en el despliegue de redes aéreas, minimizando los tiempos de diseño y con la consideración de escenarios georreferenciados brinda la oportunidad de visualizar el despliegue sobre un mapa real.

Los resultados obtenidos otorgan cierto diagnóstico en las posibles opciones de despliegue de una red aérea, optimizando los recursos que se van a emplear en el levantamiento de la obra;

además de considerar los sitios candidatos en la ubicación de los transformadores, con el objetivo de que la cobertura sea ampliada a los usuarios.

Con la implementación de un árbol mínimo de Steiner se llegó a disminuir la cantidad de conductor que se va a usar en la construcción de la red, ya que el método seleccionado inserta nuevos puntos el enrutamiento, con el propósito de minimizar los costos y eliminar los tramos o rutas innecesarios.

El modelo desarrollado obtuvo una cobertura del 93% debido a las restricciones en los vanos para evitar que la caída de tensión no supere los valores establecidos, este resultado se tomará como parte de la escalabilidad para la expansión de la red, bajo el concepto del Steiner Tree Problem se debe insertar nuevos nodos Steiner con la finalidad de lograr una cobertura total; esto se espera realizar en futuros trabajos.

6. Trabajos futuros

Se recomienda la implementación de la generación distribuida (GD), con el fin de que se pueda mejorar los índices de técnicos en el diseño de los sistemas de distribución; considerando que en tiempos futuros las metrópolis van adquiriendo este tipo de tecnologías para el abastecimiento de las propias demandas, convirtiéndolas en ciudades inteligentes.

Como sugerencia para mejorar el modelo matemático de optimización, se plantea la inserción de algunos índices de confiabilidad (FMIK, TTIK), con el objetivo de obtener más ubicaciones optimas de emplazamiento de los elementos de uso en las redes aéreas de distribución.

Los resultados obtenidos en este trabajo pueden ser puntos de partida para investigaciones en la implementación de la medición inteligente.

7. Referencias

- [1] K. Lin, X. Jing, Z. Hengjun, and W. Beibei, "Planning Method for Distribution Networks Based on Load Growth Characteristics of the Industry," no. Ciced, pp. 10–13, 2016.
- [2] 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.
- [3] G. A. Jiménez-Estevez, 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.
- [4] 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.
- [5] J. Inga, E. Inga, A. Ortega, R. Hincapié, and C. Gómez, "Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process," IEEE Lat. Am. Trans., vol. 15, no. 9, pp. 1684–1690, 2017.
- [6] R. C. Lotero and J. Contreras, "Distribution system planning with reliability," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 26, no. 4, pp. 2552–2562, 2011.
- [7] V. C. Cunha and J. R. S. Mantovani, "Planning and Project of Medium Voltage Electric Power Distribution Systems," IEEE Lat. Am. Trans.,

- vol. 14, no. 5, pp. 2298–2308, 2016.
- [8] V. F. Martins and C. L. T. Borges, “Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2164–2172, 2011.
- [9] V. Dumbrava, P. Ulmeanu, P. Duquenne, C. Lazaroiu, and M. Scutariu, “Expansion planning of distribution networks by heuristic algorithms,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, 2010.
- [10] E. G. Carrano, F. G. Guimarães, R. H. C. Takahashi, O. M. Neto, and F. Campelo, “Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 851–861, 2007.
- [11] D. Deka, M. Chertkov, and S. Backhaus, “Structure Learning in Power Distribution Networks,” *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 5870, no. c, pp. 1–1, 2017.
- [12] R. M. Capelini et al., “Methodology for Fast Location in Overhead Distribution Networks by Application of Temporary Georeferenced Fault Indicators,” 2016 IEEE Int. Conf. High Volt. Eng. Appl., pp. 6–9, 2016.
- [13] P. Balakrishna, K. Rajagopal, and K. S. Swarup, “AMI/GIS based distribution system load flow for extended situational awareness,” 2014 18th Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2014, pp. 1–6, 2015.
- [14] R. R. Puente and M. L. Cortes, “Graph-reduction algorithm for finding shortest path in Geographic Information Systems,” *Ieee Lat. Am. Trans.*, vol. 10, no. 6, pp. 2201–2208, 2012.
- [15] J. Lichtinghagen, M. Sieberichs, A. Moser, and A. Kübler, “Medium voltage network planning considering the current network and geographical restrictions,” 2017 6th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2017, pp. 689–693, 2017.
- [16] J. F. Gómez et al., “Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 996–1004, 2004.
- [17] A. Peralta Sevilla, E. Inga Ortega, and R. Hincapie, “FiWi network planning for smart metering based on multistage stochastic programming,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3838–3843, 2015.
- [18] A. H. A. Bakar, M. S. Ali, C. Tan, H. Mokhlis, H. Arof, and H. A. Illias, “High impedance fault location in 11 kV underground distribution systems using wavelet transforms,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 723–730, 2014.
- [19] M. R. Elkadeem, M. A. Alaam, and A. M. Azmy, “Improving performance of underground MV distribution networks using distribution automation system: A case study,” *Ain Shams Eng. J.*, 2016.
- [20] J. Salehi and M. R. Haghifam, “Long term distribution network planning considering urbanity uncertainties,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 321–333, 2012.
- [21] J. M. Nahman and D. M. Perić, “Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 790–795, 2008.

- [22] A. Khatami, S. Mirghasemi, A. Khosravi, and S. Nahavandi, "A New Color Space Based on K-Medoids Clustering for Fire Detection," *Proc. - 2015 IEEE Int. Conf. Syst. Man, Cybern. SMC 2015*, pp. 2755–2760, 2016.
- [23] L. Vrbsky, M. S. da Silva, D. L. Cardoso, and C. R. L. Frances, "Clustering techniques for data network planning in Smart Grids," *2017 IEEE 14th Int. Conf. Networking, Sens. Control*, pp. 7–12, 2017.
- [24] H. Ouchitachen, A. Hair, and N. Idrissi, "Improved multi-objective weighted clustering algorithm in Wireless Sensor Network," *Egypt. Informatics J.*, vol. 18, no. 1, pp. 45–54, 2017.
- [25] J. Zhou, Y. Pan, C. L. P. Chen, D. Wang, and S. Han, "K-medoids method based on divergence for uncertain data clustering," *2016 IEEE Int. Conf. Syst. Man, Cybern. SMC 2016 - Conf. Proc.*, pp. 2671–2674, 2017.
- [26] S. Cespedes, A. A. Cardenas, and T. Iwao, "Comparison of Data Forwarding Mechanisms for AMI Networks," *Innov. Smart Grid Technol. (ISGT), 2012 IEEE PES*, pp. 1–8, 2012.
- [27] E. Inga, R. Hincapié, M. Campaña, and S. Céspedes, "Optimal Placement of Data Aggregation Points for Smart Metering using Wireless Heterogeneous Networks," *IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput.*, 2018.
- [28] M. Campaña, E. Inga, and R. Hincapié, "Optimal placement of universal data aggregation points for smart electric metering based on hybrid wireless," *CEUR Workshop Proc.*, vol. 1950, pp. 6–9, 2017.
- [29] 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.
- [30] R. Wang et al., "A Graph Theory Based Energy Routing Algorithm in Energy Local Area Network," *IEEE Trans. Ind. INFORMATICS*, vol. 13, no. 6, pp. 3275–3285, 2017.
- [31] S. Dimitrijevic and N. Rajakovic, "Service Restoration of Distribution Networks Considering Switching Operation Costs and Actual Status of the Switching Equipment," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1227–1232, 2015.
- [32] T. D. Sudhakar and K. N. Srinivas, "Power system reconfiguration based on Prim's algorithm," *2011 1st Int. Conf. Electr. Energy Syst. ICEES 2011*, pp. 12–20, 2011.
- [33] A. Nagarajan and R. Ayyanar, "Application of Minimum Spanning Tree Algorithm for Network Reduction of Distribution Systems," *North Am. Power Symp. (NAPS), 2014, 2014*.
- [34] G. Cartina, G. Grigoras, E. C. Bobric, and D. Comanescu, "Improved fuzzy load models by clustering techniques in optimal planning of distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur.*, pp. 2–7, 2009.
- [35] P. Kuendee, "A Comparative Study of Mixed-Integer Linear Programming and Genetic Algorithms for Solving Binary Problems," *2018 5th Int. Conf. Ind. Eng. Appl.*, no. 1, pp. 284–288, 2018.
- [36] S. Singh, T. Ghose, and S. K. Goswami, "Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique," *IEEE Trans. Power*

- Deliv., vol. 27, no. 1, pp. 70–78, 2012.
- [37] S. Xie et al., “Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network,” *Appl. Energy*, vol. 219, no. February, pp. 207–225, 2018.
- [38] 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.
- [39] J. Naor, D. Panigrahi, and M. Singh, “Online node-weighted Steiner tree and related problems,” *Proc. - Annu. IEEE Symp. Found. Comput. Sci. FOCS*, pp. 210–219, 2011.
- [40] C. H. Liu, C. X. Lin, I. C. Chen, D. T. Lee, and T. C. Wang, “Efficient multilayer obstacle-avoiding rectilinear steiner tree construction based on geometric reduction,” *IEEE Trans. Comput. Des. Integr. Circuits Syst.*, vol. 33, no. 12, pp. 1928–1941, 2014.
- [41] E. Inga, I. Eléctrica, M. Campaña, I. Eléctrica, and R. Hincapié, “Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage,” *IEEE 1st Colomb. Conf. Appl. Comput. Intell.*, 2018.
- [42] E. Inga, S. Céspedes, R. Hincapié, and A. Cárdenas, “Scalable Route Map for Advanced Metering Infrastructure Based on Optimal Routing of Wireless Heterogeneous Networks,” *IEEE Wirel. Commun.*, vol. 24, no. April, pp. 1–8, 2017.
- [43] 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 (Switzerland)*, vol. 18, no. 8, pp. 1–21, 2018.
- [44] E. Inga-Ortega, A. Peralta-Sevilla, R. C. Hincapie, F. Amaya, and I. Tafur Monroy, “Optimal dimensioning of FiWi networks over advanced metering infrastructure for the smart grid,” *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. ISGT LATAM 2015*, pp. 30–35, 2016.
- [45] K. E. Antoniadou-Plytaria, N. C. Koutsoukis, E. S. Sergaki, and P. S. Georgilakis, “Multiyear power distribution planning considering voltage regulator placement,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2016, no. CP711, pp. 1–6, 2016.
- [46] N. Koutsoukis, P. Georgilakis, and N. Hatziaargyriou, “Active distribution network planning based on a hybrid genetic algorithm-nonlinear programming method,” *CIREC - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2065–2068, 2017.
- [47] 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.
- [48] 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*, no. Icsai, pp. 335–340, 2017.
- [49] A. Kouzou and R. D. Mohammedi, “Optimal Reconfiguration of a Radial Power Distribution Network based on Meta-heuristics

- Optimization Algorithms,” 2015 4th Int. Conf. Electr. Power Energy Convers. Syst., 2015.
- [50] H. Chunguang et al., “Distribution network island separation with distributed generation (DG) based on dynamic planning,” Proc. 2017 IEEE 2nd Adv. Inf. Technol. Electron. Autom. Control Conf. IAEAC 2017, pp. 1767–1771, 2017.
- [51] S. Yorukoglu, F. Nasibov, M. Mungan, and M. Bagriyanik, “The effect of the types of network topologies on nontechnical losses in secondary electricity distribution systems,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 52, no. 5, pp. 3631–3643, 2016.
- [52] A. Mutanen, M. Ruska, S. Repo, and P. Järventausta, “Customer classification and load profiling method for distribution systems,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 26, no. 3, pp. 1755–1763, 2011.
- [53] S. M. De Oca, P. Belzarena, and P. Monzon, “Benefits of optimal demand response in distribution networks in a competitive retail market,” 2017 Ieee Urucon, Urucon 2017, vol. 2017–Decem, pp. 1–4, 2017.
- [54] J. Rodríguez-García, C. Álvarez-Bel, J. F. Carbonell-Carretero, G. Escrivá-Escrivá, and C. Calpe-Esteve, “Design and validation of a methodology for standardizing prequalification of industrial demand response resources,” Electr. Power Syst. Res., vol. 164, no. December 2017, pp. 220–229, 2018.
- [55] 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.
- [56] F. Scenna, D. Anaut, L. I. Passoni, and G. J. Meschino, “Reconfiguration of electrical networks by an Ant Colony Optimization algorithm,” IEEE Lat. Am. Trans., vol. 11, no. 1, pp. 538–544, 2013.
- [57] E. Díaz-Dorado, J. Cidrás, and E. Míguez, “Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 3, pp. 879–884, 2002.
- [58] 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.
- [59] A. Peralta, E. Inga, and R. Hincapié, “Optimal Scalability of FiWi Networks Based on Multistage Stochastic Programming and Policies,” J. Opt. Commun. Netw., vol. 9, no. 12, p. 1172, 2017.
- [60] C. W. Mohammad, M. Shahid, and S. Zeeshan Husain, “A graph theory based algorithm for the computation of cyclomatic complexity of software requirements,” 2017 Int. Conf. Comput. Commun. Autom., pp. 881–886, 2017.
- [61] M. Mosbah, S. Arif, R. D. Mohammedi, and A. Hellal, “Optimum dynamic distribution network reconfiguration using minimum spanning tree algorithm,” 2017 5th Int. Conf. Electr. Eng. - Boumerdes, ICEE-B 2017, vol. 2017–Janua, pp. 1–6, 2017.
- [62] Y. Li and X. Chang, “A MST-based and new GA supported distribution network planning,” 2011 Int. Conf. Mechatron. Sci. Electr. Eng. Comput., pp. 2534–2538, 2011.

- [63] V. Dumbrava, C. Lazaroiu, C. Roscia, and D. Zaninelli, "Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms," 2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng., pp. 1–4, 2011.
- [64] 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.
- [65] M. Rui, Y. Kun, and C. Xingying, "Topology identification in distribution network based on power injection measurements," 2017 2nd Int. Conf. Power Renew. Energy, pp. 477–484, 2017.
- [66] M. Brazil, M. Volz, M. Zachariassen, C. Ras, and D. Thomas, "New pruning rules for the Steiner tree problem and 2-connected Steiner network problem," *Comput. Geom.*, vol. 1, pp. 1–13, 2018.
- [67] A. K. Kiefner, "Minimizing path lengths in rectilinear Steiner minimum trees with fixed topology," *Oper. Res. Lett.*, vol. 44, no. 6, pp. 835–838, 2016.
- [68] X. Han, J. Liu, D. Liu, Q. Liao, J. Hu, and Y. Yang, "Distribution network planning study with distributed generation based on Steiner tree model," 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf., vol. 1, pp. 1–5, 2014.
- [69] L. P. Zhang, Z. X. Yang, Q. Y. He, and D. M. Cai, "Immune algorithm for minimal Steiner tree problems," *Int. Conf. Adv. Mechatron. Syst. ICAMechS*, vol. 2017–Decem, pp. 110–115, 2018.
- [70] G. C. Cabrera-Celi, E. G. Novoa-Guaman, and P. F. Vasquez-Miranda, "Design of secondary circuits of distribution networks using clustering and shortest path algorithms," 2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017, vol. 2017–Janua, pp. 1–6, 2017.
- [71] 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.
- [72] C. Wang, H. Liang, X. Geng, and M. Zhu, "Multi-sensor fusion method using kalman filter to improve localization accuracy based on android smart phone," 2014 IEEE Int. Conf. Veh. Electron. Safety, ICVES 2014, pp. 180–184, 2015.

8. Estado del Arte

Tabla 8. Tabla del estado del arte

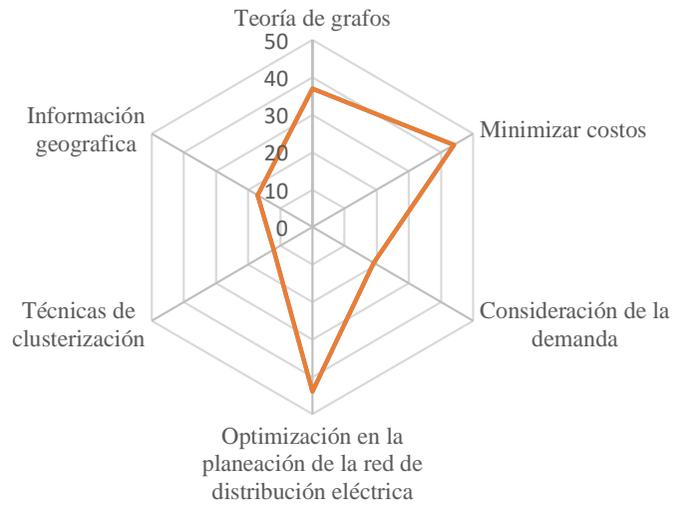
PLANEACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREA USANDO MÉTODOS HEURÍSTICOS Y PROCESOS DE SIMULACIÓN																								
ITEM	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Teoría de grafos	Minimizar costos	Consideración de la demanda	Optimización en la planeación de la red de distribución eléctrica	Técnicas de clusterización	Información geográfica	Ubicación óptima de los elementos	Creación de los circuitos secundarios	Enrutamiento de la red primaria	Pérdidas	Restricciones propias del diseño de las redes de distribución	Tipo de topología de la red	Cargabilidad de los transformadores	Modelo bajo Heurísticas	Árbol mínimo de expansión	MILP	Árbol de Steiner	Configuración óptima de la red	Expansión y planeación	Transformadores óptimos desplegados	Despliegue de la red de distribución
1	2016	Planning Method for Distribution Networks Based on Load Growth Characteristics of the Industry	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
2	2015	A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
3	2007	An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
4	2012	A Direct Approach to Optimal Feeder Routing for Radial Distribution System	30	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5	2017	Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2011	Distribution system planning with reliability	76	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
7	2016	Planning and Project of Medium Voltage Electric Power Distribution Systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
8	2011	Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties	151	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
9	2010	Expansion planning of distribution networks by heuristic algorithms	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

10	2007	Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm	56	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
11	2017	Structure Learning in Power Distribution Networks	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
12	2016	Methodology for Fast Location in Overhead Distribution Networks by Application of Temporary Georeferenced Fault Indicators	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
13	2014	AMI/GIS based distribution system load flow for extended situational awareness	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
14	2012	Graph-reduction algorithm for finding shortest path in Geographic Information Systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
15	2017	Medium voltage network planning considering the current network and geographical restrictions	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
16	2004	Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits	149	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2015	FiWi network planning for smart metering based on multistage stochastic programming	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2014	High impedance fault location in 11 kV underground distribution systems using wavelet transforms	31	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2016	Improving performance of underground MV distribution networks using distribution automation system: A case study	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2012	Long term distribution network planning considering urbanity uncertainties	15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
21	2008	Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique	74	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
22	2016	A New Color Space Based on K-Medoids Clustering for Fire Detection	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2017	Clustering techniques for data network planning in Smart Grids	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2017	Improved multi-objective weighted clustering algorithm in Wireless Sensor Network	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2017	K-medoids method based on divergence for uncertain data clustering	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2012	Comparison of Data Forwarding Mechanisms for AMI Networks	15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2018	Optimal Placement of Data Aggregation Points for Smart Metering using Wireless Heterogeneous Networks	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2017	Optimal placement of universal data aggregation points for smart electric metering based on hybrid wireless	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2012	A minimal spanning tree algorithm for distribution networks configuration	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
30	2017	A Graph Theory Based Energy Routing Algorithm in Energy Local Area Network	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2015	Service Restoration of Distribution Networks Considering Switching Operation Costs and Actual Status of the Switching Equipment	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2011	Power system reconfiguration based on Prim's algorithm	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

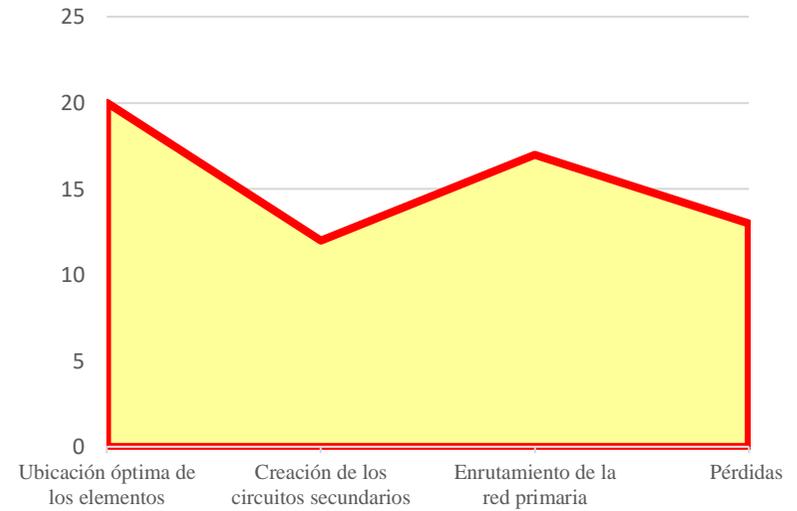
33	2014	Application of Minimum Spanning Tree Algorithm for Network Reduction of Distribution Systems	6	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	
34	2009	Improved fuzzy load models by clustering techniques in optimal planning of distribution networks	7	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	
35	2018	A Comparative Study of Mixed-Integer Linear Programming and Genetic Algorithms for Solving Binary Problems	0	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	
36	2012	Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique	15	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	✗
37	2018	Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network	3	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗	□	
38	2010	Determination of feeder areas for the design of large distribution networks	22	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	
39	2011	Online node-weighted Steiner tree and related problems	6	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗
40	2014	Efficient multilayer obstacle-avoiding rectilinear steiner tree construction based on geometric reduction	1	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	✗
41	2018	Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage	0	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	
42	2017	Scalable Route Map for Advanced Metering Infrastructure Based on Optimal Routing of Wireless Heterogeneous Networks	6	✗	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□
43	2018	Optimal deployment of FiWi networks using heuristic method for integration microgrids with smart metering construction based on geometric reduction	0	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□
44	2016	Multiyear power distribution planning considering voltage regulator placement	0	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗	□
45	2016	Optimal dimensioning of FiWi networks over advanced metering infrastructure for the smart grid	5	✗	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□
46	2017	Active distribution network planning based on a hybrid genetic algorithm- nonlinear programming method	0	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□
47	2002	An Improved Branch Exchange Algorithm for Large Scale Distribution Network Planning	62	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	✗
48	2017	Optimal Weighted Voronoi Diagram Method of Distribution Network Planning Considering City Planning Coordination Factors	0	□	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	✗
49	2015	Optimal Reconfiguration of a Radial Power Distribution Network based on Meta-heuristics Optimization Algorithms	1	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□
50	2017	Distribution network island separation with distributed generation (DG) based on dynamic planning	0	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	□	□
51	2016	The effect of the types of network topologies on nontechnical losses in secondary electricity distribution systems	2	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□
52	2011	Customer classification and load profiling method for distribution systems	78	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
53	2017	Benefits of optimal demand response in distribution networks in a competitive retail market	0	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□
54	2018	Design and validation of a methodology for standardizing prequalification of industrial demand response resources	0	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

55	2014	On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning	33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
56	2013	Reconfiguration of electrical networks by an Ant Colony Optimization algorithm	6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
57	2002	Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage	65	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
58	2014	Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search	79	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
59	2017	Optimal Scalability of FiWi Networks Based on Multistage Stochastic Programming and Policies	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
60	2017	A graph theory based algorithm for the computation of cyclomatic complexity of software requirements	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
61	2017	Optimum dynamic distribution network reconfiguration using minimum spanning tree algorithm	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
62	2011	A MST-based and new GA supported distribution network planning	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
63	2011	Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms	5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
64	2009	Analysis of the shortest repaired path of distribution network based on Dijkstra algorithm	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
65	2017	Topology identification in distribution network based on power injection measurements	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
66	2018	New pruning rules for the Steiner tree problem and 2-connected Steiner network problem	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
67	2016	Minimizing path lengths in rectilinear Steiner minimum trees with fixed topology	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
68	2014	Distribution network planning study with distributed generation based on Steiner tree model	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
69	2018	Immune algorithm for minimal Steiner tree problems	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
70	2017	Design of secondary circuits of distribution networks using clustering and shortest path algorithms	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
71	2015	Optimal location, sizing and allocation of subtransmission substations using K-means algorithm	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
72	2015	Multi-sensor fusion method using kalman filter to improve localization accuracy based on android smart phone	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
CANTIDAD:				37	44	19	44	12	17	20	12	17	13	7	26	8	12	27	10	8	42	28	8	22

TEMÁTICA



FORMULACIÓN DEL PROBLEMA



SOLUCIÓN DADA MEDIANTE

