

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS
HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS
HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE**

**AUTOR:
CHRISTIAN ORLANDO PILLAJO SIMBAÑA**

**DIRECTOR:
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, febrero 2020

Christian Orlando Pillajo Simbaña

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Christian Orlando Pillajo Simbaña (Y'1995 – M'11). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Técnico Don Bosco” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la reubicación de transformadores de distribución, considerando una evaluación técnico-económica de su implementación. cpillajos1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989 – M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre de 2013. Además, realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. avalenzuela@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

©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE*” realizado por Christian Orlando Pillajo Simbaña, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, febrero de 2020



.....

Alex David Valenzuela Santillán

C.C.: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Christian Orlando Pillajo Simbaña, con documento de identificación N° 1723838783, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE”*, 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 digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, febrero de 2020



.....
Christian Orlando Pillajo Simbaña

C.C.: 1723838783

1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	3
2.1	Sistemas de Distribución.....	3
2.2	Transformadores de Distribución.....	5
2.2.1	Sobredimensionado	5
2.2.2	Subdimensionado	5
2.3	Pérdidas en el Transformador	5
2.3.1	Perdidas en el Cobre.....	5
2.3.2	Pérdidas en el núcleo.....	6
2.3.3	Reubicación de transformadores	6
2.4	Cargabilidad por Demanda máxima del alimentador.....	6
3	Modelo matemático del Método de Evaluación.....	7
4	Análisis y resultados	10
4.1	Caso de estudio	10
4.2	Análisis Económico	14
5	Conclusiones	16
5.1	Trabajos Futuros	16
6	Referencias	16
6.1	Matriz de Estado del Arte	20
6.2	Resumen de Indicadores	23

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Topología y principales partes del sistema de distribución	4
Figura 2. Estructura del sistema de distribución	5
Figura 3. Curva de Carga Diaria	7
Figura 4. Caso de estudio Quito-Ecuador	10
Figura 5. Red de Medio Voltaje, zona de estudio Sector el Bosque, Primario 15B	11
Figura 6. Sectorización de operación de cada transformador	11
Figura 7. Relación de Transformadores con usuarios conectados	12
Figura 8. Agrupación propuesta mediante el modelo matemático.....	12
Figura 9. Red de bajo voltaje de la red Propuesta.....	13
Figura 10. Caída de voltaje por circuito de BV generado.....	13
Figura 11. Red de medio voltaje de la red Propuesta.....	14
Figura 12. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	23
Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	24
Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte	24

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo	10
Tabla 2. Parámetros Iniciales	10
Tabla 3. Pérdidas en los Transformadores	11
Tabla 4. Estado actual de operación de los transformadores de distribución	12
Tabla 5. Cargabilidad en escenario resultante.....	12
Tabla 6. Pérdidas en Transformadores de Distribución	13
Tabla 7. Adquisición de Transformadores	14
Tabla 8. Costo de Transformadores liberados.....	14
Tabla 9. Conductores para circuitos de bajo voltaje	15
Tabla 10. Costo de protecciones de los transformadores	15
Tabla 11. Costo Conductores de medio voltaje	15
Tabla 12. Pérdidas Anuales en la Red Actual	15
Tabla 13. Pérdidas Anuales en la Red Propuesta.....	15

Tabla 14. Matriz de estado del arte20

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE

Resumen

En este artículo se presenta un modelo de reubicación de transformadores de distribución eléctrica, partiendo desde una red de distribución ya instalada, en la cual se considera que los transformadores que se encuentran dentro de la zona de estudio están funcionando por debajo de su capacidad nominal. Para realizar esta evaluación se utiliza técnicas heurísticas sujetas a criterios técnicos. Se prueba el modelo realizado en una red real, se plantea datos georreferenciados, información que se obtuvo de la plataforma OpenStreetMap, una vez evaluada la condición actual de operación del sistema de distribución, se propondrá cambios necesarios a la red que garanticen el abastecimiento de la demanda, con la cantidad y ubicación de transformadores adecuada, buscando con esto también la reducción de pérdidas técnicas. Para el despliegue de la red tanto de medio y bajo voltaje se utilizará el árbol de mínima expansión para su representación gráfica. Se analizará la factibilidad de realizar dichos cambios desde un punto de vista económico.

Palabras Clave: Sistemas de distribución eléctrica, Costos, Reubicación de transformadores, Optimización, Árbol mínimo de expansión.

Abstract

This article presents a model of relocation of electrical distribution transformers, starting from an already installed distribution network, in which the transformers within the study area are considered to be operating below their nominal capacity. To perform this evaluation heuristic techniques are used subject to technical criteria. The model made in a real network is tested, georeferenced data is proposed, information that was obtained from the OpenStreetMap platform, once the current operating condition of the distribution system has been evaluated, necessary changes will be proposed to the network that guarantee the supply of the demand, with the right quantity and location of transformers, searching the reduction of technical losses. For the deployment of the medium and low voltage network, the minimum expansion tree will be used for graphic representation. The feasibility of making such changes from an economic point of view will be analyzed.

Keywords: Electrical Distribution system, Costs, relocation of transformers, optimization, minimum spanning tree.

1 Introducción

El sistema eléctrico de potencia se encuentra compuesto por tres grandes etapas: generación, transmisión y distribución.

El adecuado dimensionamiento operación y expansión del sistema eléctrico busca la reducción de las pérdidas técnicas, además que la expansión del sistema obedezca a satisfacer de manera óptima el crecimiento de la demanda eléctrica, por medio de la implementación de elementos al sistema que justifiquen su instalación técnica y económica [1].

En el sistema eléctrico de distribución de igual manera se evalúan aspectos, tales como: área de servicio de la subestación, niveles de tensión, localización de los transformadores de distribución, capacidad, longitudes y rutas de los alimentadores primarios y secundarios, además de los diferentes niveles de cargabilidad de los distintos componentes del sistema eléctrico. Este proyecto se enfoca en la evaluación de la localización de los transformadores de distribución en la zona de estudio, presenta un modelamiento de dicha red de distribución que cumpla con los estándares de calidad, eficiencia, confiabilidad y seguridad, buscando funcionar con un costo mínimo, tomando en cuenta que la cobertura del servicio de suministro eléctrico debe ser para todos los usuarios. [2][3]. Si consideramos que entre los componentes más importantes de la red de distribución se encuentran las líneas o alimentadores, transformadores, siendo estos los cuales se encuentran subutilizados, causando que la capacidad instalada en los transformadores de distribución se encuentre desaprovechada. La importancia de una evaluación es repotenciar la utilización de los transformadores de distribución,

mejorando la utilización de las redes de electrificación que abastecen a los usuarios [4][5]. La utilización de modelos matemáticos que tienen como punto de partida fundamentos heurísticos, deben considerar aspectos técnicos, como las restricciones que tendrá dicho modelo [6]. Durante años el sistemas de distribución ha tenido un déficit en la optimización de recursos, esto debido a la expansión del sistema no planificada en base al crecimiento de la demanda y al no aprovechamiento adecuado de los componentes de distribución especialmente de los transformadores [7].

En el presente artículo de investigación se debe partir de una red de distribución ya implementada y lo que se busca es realizar una evaluación técnica económica que nos permita determinar, tanto el estado inicial de operación de los transformadores, como posteriormente con los cambios propuestos cual sería el impacto técnico y económico que estos cambios puedan ocasionar [5].

Mediante la reubicación de transformadores de distribución en la zona de estudio, contribuirá a la mejora de índices de cargabilidad de los transformadores, además de la reducción de pérdidas técnicas [8][9], de tal manera que la cobertura del servicio no se vea afectada y que la operación de la red eléctrica sea lo más eficiente posible.

Generalmente la topología de las redes de distribución eléctrica es de forma radial, la topología en forma mallada es muy escasa en parte debido a su complejidad tanto de diseño como operación, por otro lado, en redes de distribución la topología radial implica menor complejidad, ya que se tiene un flujo de potencia unidireccional, resultando que la coordinación de protecciones no representen mayor dificultad [3][10][11]. Para la dificultad que existe en la obtención de datos reales

y exactos georreferenciados de la zona de estudio se utilizó datos de OpenStreetMap, con el fin de poder evaluar al modelo bajo condiciones reales de distribución geográfica de la red en la zona de estudio [12].

Se debe tomar en cuenta la cantidad de usuarios a los cuales las empresas de distribución deben suministrar electricidad, para esto será necesario realizar agrupamientos de usuarios (demanda), que permita realizar una distribución adecuada de transformadores en base a la demanda, con el fin de abastecer a estos con la cantidad de transformadores más óptima, para esto se utilizara técnicas de clusterización [13][14]. La utilización de técnicas de clusterización nos permite concentrar la demanda de los usuarios en puntos referenciales, desde los cuales se puede generar grupos de demanda a los cuales se les asignaron un transformador, esto permitirá a la red incrementar aspectos como flexibilidad, manejabilidad adaptabilidad, y a la vez robustez [15][16]. El modelo presentado se enfoca en la reducción de la cantidad de transformadores presentes en la zona de estudio, planteándose como objetivo el de minimizar las pérdidas técnicas que presentan las redes de distribución, que resultaría en una reducción en el costo operativo de la red, para ello se tiene una primera etapa de evaluación de la actual red de distribución, determinado cual es el estado de funcionamiento de los transformadores ya existentes, posterior a esto en una segunda etapa se propone una distribución óptima de los transformadores, esto conforme a las agrupaciones (Clúster), considerando aspectos técnicos como capacidad del transformador, índice de cargabilidad del mismo, distancias máximas en la red de baja tensión (distancia máxima que existe del transformador hasta el último usuario)

[17]. Existen gran cantidad de restricciones que se pueden considerar para la reducción del número de transformadores que se utiliza en una zona para abastecer la demanda como, distribución geográfica de los usuarios, distancia en redes de BV, topología de la red, así como obstáculos técnicos operativos propios de la red [18].

Cabe recalcar que el modelo presentado se ha elaborado partiendo de trabajos de similar enfoque [19][20][21], dicho modelo fue realizado en el software Matlab, debido a que dicho programa nos permite el manejo de grandes cantidades de datos, así mismo como resultado de dicho modelo se obtendrá una representación gráfica de la ubicación georreferenciada de los transformadores, en los cuales se evalúa económicamente la viabilidad de estos cambios en la red de distribución. La reubicación de transformadores debe estar sustentado bajo criterios técnicos y respetar la topología propia de la red de distribución es decir radial, en la Figura 1 se muestra la topología típica del sistema de distribución y además los componentes típicos de la misma.

La estructura del presente documento es la listada a continuación: en la Sección II: marco teórico detallado relacionado a las redes de distribución eléctrica y transformadores de distribución. Sección III: modelado matemático del método de evaluación. Sección IV: análisis de resultados. Sección V: conclusiones y trabajos futuros. Sección VI: referencias y anexos.

2 Marco teórico

2.1 Sistemas de Distribución

Los sistemas de distribución eléctrica tienen como objetivo principal suministrar energía eléctrica a los usuarios, sean estos residenciales,

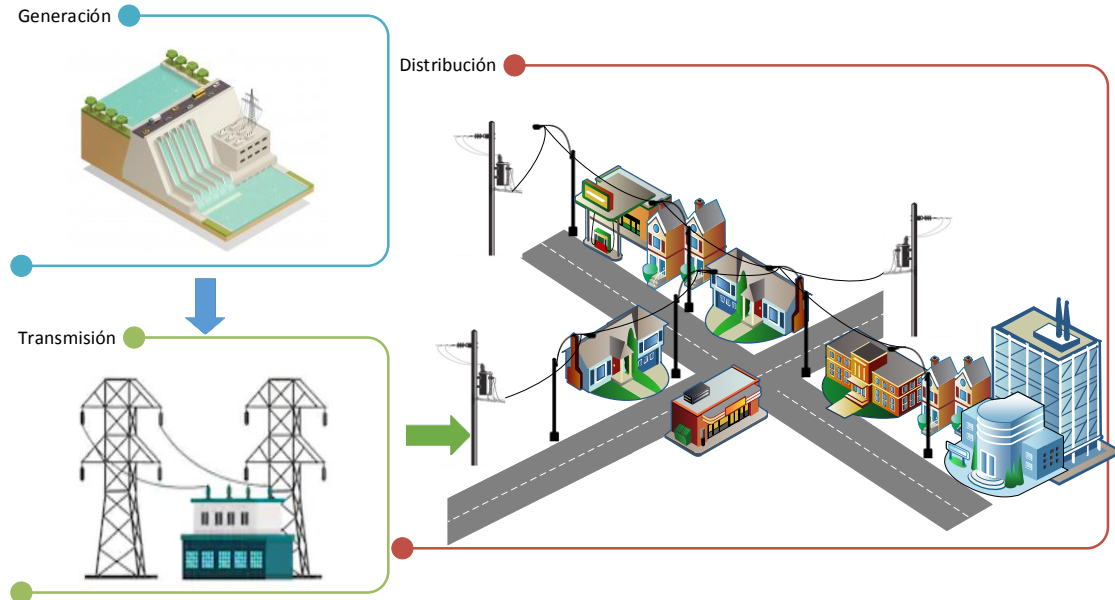


Figura 1. Topología y principales partes del sistema de distribución

comerciales o industriales, a través de los diferentes componentes principales que conforman la red de distribución. Se tienen como los principales elementos del sistema:

- a) Red Primaria (MV)
- b) Red Secundaria (BV)
- c) Transformadores de Distribución
- d) Acometidas

La red del sistema de distribución inicia con un nodo del sistema de potencia, esta subestación a su vez es el inicio de las líneas de subtransmisión, dichas líneas alimentan a las subestaciones de distribución, es aquí en donde se transforman los voltajes de subtransmisión a voltajes de distribución primaria (MV) [22], como se indica en la Figura 2.

Desde las subestaciones de distribución se inicia el sistema primario de distribución que está constituido por líneas troncales, ramales, estos alimentan a los transformadores de distribución. A partir de las subestaciones de distribución se trata en su mayor parte de un sistema de electrificación con una topología radial [23].

En los sistemas de distribución se manejan niveles de voltaje de operación tanto para la red de medio voltaje (MV), como en la de bajo voltaje (BV), tomando en cuenta que para los usuarios residenciales el suministro es de 120/240 voltaje monofásico de 3 hilos, para usuarios industriales en valores de 220/127 trifásico, para el caso de la red de medio voltaje hay niveles variados, ejemplo de esto son los siguientes valores 6,3/13,2/13,8/22,8 kV [24].

Hay que considerar que la planificación de los sistemas de distribución consiste en una expansión del sistema que garantice dentro de un escenario de tiempo el suministro eléctrico para la demanda al menor costo posible, y esto sujeto a criterios de calidad, continuidad, y confiabilidad. En el presente artículo se evaluará tanto el sistema de medio voltaje (MV), como el de bajo voltaje (BV), esto para garantizar los criterios de suministro eléctrico antes expuestos, adicionalmente estas consideraciones son de mucha importancia para determinar la ubicación de los transformadores una vez evaluada el área [25].

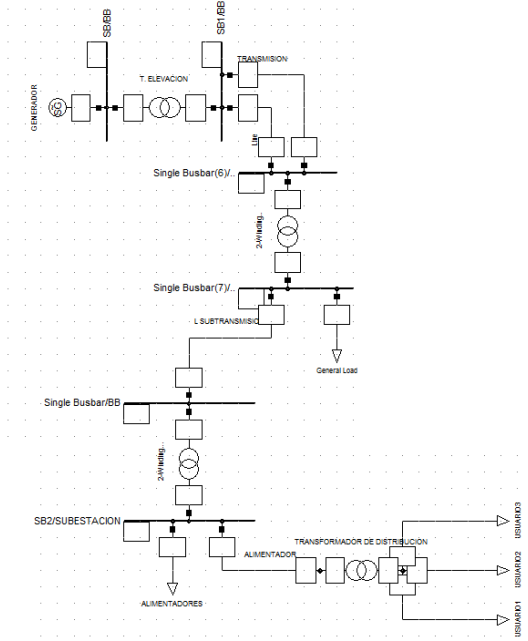


Figura 2. Estructura del sistema de distribución

2.2 Transformadores de Distribución

El transformador de distribución es el encargado de transferir energía eléctrica desde la red primaria (MV) a la red secundaria (BV), esta red a su vez tiene un voltaje nominal adecuado para la utilización por parte del usuario final.

Cabe resaltar que un porcentaje importante de las pérdidas técnicas que se pueden encontrar en un sistema de distribución pertenecen a los transformadores, por tanto se debe considerar que las pérdidas técnicas son mayores en tanto más grande sea el equipo, para ello es muy importante establecer cuáles pueden ser las pérdidas que se presenten en el transformador, así como consecuencias del funcionamiento del transformador sobredimensionado o subdimensionado [26][27].

2.2.1 Sobredimensionado

Cuando en la red existen transformadores instalados sobredimensionados, indica que la potencia instalada del equipo se

encuentra desaprovechada, este aspecto resulta en pérdidas técnicas para el sistema de distribución [28]. Los efectos que impactan a la red al tener a transformadores sobredimensionados son, aumento de las pérdidas de energía (pérdidas en el núcleo), capacidad instalada ociosa en el sistema de distribución [5][29].

2.2.2 Subdimensionado

De igual manera en una red se puede tener transformadores que se encuentren trabajando sobrecargados, lo que ocasiona para el sistema de distribución, pérdidas de energía (pérdidas en el cobre) y la reducción significativa de la vida útil del equipo al encontrarse operando sobrecargado [5][30].

2.3 Pérdidas en el Transformador

Las pérdidas que se generan en todos los transformadores son las pérdidas en el núcleo y pérdidas resistivas (pérdidas en el cobre) [31][32].

2.3.1 Pérdidas en el Cobre

Estas pérdidas se generan en los devanados del transformador debido al efecto Joule, dicho efecto se produce por la circulación de corriente a través de los bobinados primarios y secundarios. Estas pérdidas dependen del nivel de carga que existe en el transformador durante su operación [33]. Estas pérdidas se calculan por:

$$P_c = I^2 * R \quad (1)$$

$$R = r_1 + \alpha^2 r_2 \quad (2)$$

Donde:

P_c Pérdidas con carga [W]

I Valor eficaz de la corriente con carga [A]

R	Resistencia de los devanados [Ω]
r_1	Resistencia del devanado del primario [Ω]
r_2	Resistencia del devanado del secundario [Ω]
α	Relación de transformación

Las pérdidas en el cobre para cualquier condición de carga son igual a:

$$P_{C_j} = P_{C_i} \left(\frac{S_j}{S_i} \right)^2 \quad (3)$$

Donde:

P_{C_j}	Pérdidas en el cobre [W], para carga aparente S_j [VA]
P_{C_i}	Pérdidas en el cobre [W], para carga aparente S_i [VA]
S_i	Potencia aparente nominal [VA]
S_j	Potencia aparente medida [VA]

2.3.2 Pérdidas en el núcleo

Se producen por la magnetización del núcleo ferromagnético, es decir se generan en tanto el transformador se encuentre energizado, por ello a estas pérdidas se las denomina como pérdidas fijas. Cabe recalcar que las pérdidas en el núcleo se encuentran relacionadas directamente con la capacidad del transformador, es decir a mayor capacidad del transformador necesitara un núcleo de mayor tamaño, esto generará mayores pérdidas de energía [34]. Otras causas de pérdidas en el núcleo son las corrientes de Foucault [35]. Para la estimación de los valores de pérdidas de potencia y energía en el núcleo se tiene lo siguiente:

$$PP_{nucleo} = \sum P_o \quad (4)$$

Donde:

PP_{nucleo}	Pérdidas (en vacío) en el transformador [kW]
P_o	Pérdidas en vacío del transformador de distribución.

$$PE_{nucleo} = \sum P_o * t \quad (5)$$

Donde:

PE_{nucleo}	Pérdidas (en vacío) en el transformador [kWh]
P_o	Pérdidas en vacío del transformador de distribución [kW]
t	Unidad de tiempo [h]

2.3.3 Reubicación de transformadores

Es necesario establecer que la ubicación de los transformadores debe realizarse considerando su capacidad y rango de cobertura. Para el presente trabajo se empleó una técnica de agrupamiento, que se basa principalmente en la capacidad del transformador, es decir el modelo planteado en este trabajo se enfoca en la demanda que cada usuario representa para el sistema de distribución, en base a estos parámetros realizamos pequeños grupos del total de datos que se encuentren dentro de las restricciones. Para encontrar una distribución adecuada de los transformadores es necesario partir desde un punto inicial, es decir desde la red que ya se encuentra instalada [15][36].

Cuando los transformadores operan cerca de sus valores nominales, las pérdidas son muy bajas, por lo que la eficiencia del equipo aumenta [37].

2.4 Cargabilidad por Demanda máxima del alimentador

Para determinar cuál es la condición actual de operación de los transformadores, se ha empleado un método de demanda máxima de alimentador. En primera instancia se

necesita una base de datos, que especifique los transformadores presentes en el alimentador primario de estudio. Se requiere también el punto de demanda máxima, una representación gráfica de esto es la curva de demanda, perteneciente al alimentador primario de la zona de estudio, como se puede ver en la Figura 3 [38].

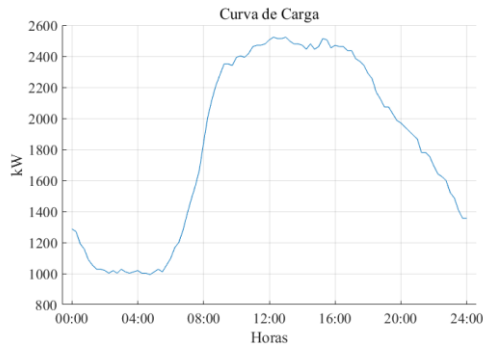


Figura 3. Curva de Carga Diaria

Se determina un factor AF (Factor de Asignación) con la ecuación (6) [38].

$$AF = \frac{Demanda_Medida}{kVA_{total}} \quad (6)$$

Donde:

Demanda_Medida Puede ser [kW] o [kVA]
kVA_{total} Es la suma de [kVA] de todos los transformadores de distribución

La carga asignada por cada transformador se determina a través de la ecuación (7) [38].

$$Dem.\ Trans = AF * kVA_{transf} \quad (7)$$

Donde:

Dem. Trans Demanda individual del transformador
AF Factor de Asignación

kVA_{transf} Capacidad real del transformador

Para el presente caso de estudio se determina que el punto máximo de la demanda es 2522 kW, demanda que pertenece al primario que conecta a los transformadores ubicados en la zona de estudio.

3 Modelo matemático del Método de Evaluación

Este artículo presenta una técnica heurística que nos permitirá encontrar la capacidad nominal, cantidad adecuada y además la ubicación óptima de los transformadores de distribución. Hay que considerar que la topología de red que está instalada en la zona de estudio es radial, tanto para la red primaria como la red secundaria.

Una vez recopilada la información de los usuarios, se realiza el cálculo de las demandas individuales de los mismos, para esto se ha utilizado normas técnicas propias de la empresa distribuidora [39].

En este caso se sabe que se trata de usuarios de tipo residencial, entonces se tiene las siguientes ecuaciones para determinar la demanda máxima coincidente o diversificada, expresada en la ecuación (8) [39].

$$DMD = (FactorM * Factor N) \quad (8)$$

Donde:

DMD Demanda máxima diversificada
FactorM Factor de coincidencia
FactorN Relación de energía consumida por mes y cliente

Hay que mencionar que los cálculos se han realizado considerando a los usuarios como clientes residenciales de estrato B,

se puede entonces determinar la demanda a considerar para el dimensionamiento de la red con la siguiente ecuación (9) [40].

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

Donde:

DD	Demanda de diseño
DMD	Demanda máxima diversificada
D_{AP}	Demanda de alumbrado publico
D_{PT}	Demanda de pérdidas técnicas resistivas
FP	Factor de Potencia (0,95)

La ecuación (10), detalla el cálculo de la demanda de pérdidas técnicas resistivas.

$$D_{PT} = DMD * 0,036 \quad (10)$$

El cálculo de la demanda es fundamental, ya que en base a los resultados obtenidos se logra determinar la capacidad del transformador, esto sujeto a las normas técnicas que emite la empresa distribuidora [39].

Una vez determinada la demanda de los diferentes números de usuarios, el modelo planteado realiza comparaciones de distancias mínimas hacia los puntos de referencia (postes), esto nos permite relacionar al usuario a su poste más cercano.

Para el cálculo de las distancias entre puntos georreferenciados utilizamos la ecuación de distancia euclidiana, esto debido a que para el análisis del caso de estudio no es necesario tomar en cuenta la curvatura de la tierra. En la ecuación (11) expresa la Formula de la Distancia Euclidiana [41]:

$$D = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} * f_c \quad (11)$$

Donde:

D	Distancia [m]
$(x_1 - y_1)$	Punto geo localizado 1
$(x_2 - y_2)$	Punto geo localizado 2
f_c	Factor de Conversión 111194,714 [m]

En este modelo matemático se resuelve el problema mediante técnicas heurísticas, en este caso con modificaciones del algoritmo Prim, dicho algoritmo se encargará de realizar las agrupaciones considerando las distancias mínimas, restringido también por aspectos técnicos, esto se realizara para determinar la nueva ubicación de los transformadores, modificando directamente la red de medio voltaje y a su vez la red de bajo voltaje, se entiende que existirá un significativo impacto en la reducción de pérdidas técnicas.

Con la ecuación (12), se busca restringir el valor máximo que puede llegar a tener el grupo, basado en la demanda.

$$Cap_g = \sum_{Cap_t \in R} Cap_i \leq Cap_t \quad (12)$$

Donde:

Cap_g	Capacidad total del grupo
Cap_i	Carga concentrada en el poste seleccionada para el grupo
Cap_t	Variable ingresada por teclado, capacidad deseada máxima de los grupos generados

Si bien para la agrupación de cargas (usuarios), en primera instancia se ha

conectado a la acometida de cada usuario con el poste más cercano, entonces se puede representar la carga de los usuarios conectados al sistema directamente desde los postes de la red. Teniendo en cuenta que la demanda total asociada al poste pertenecerá al número de usuarios que se conecten a este, se podrá realizar la agrupación de los diferentes puntos carga para determinar la capacidad que tendrá cada uno de los transformadores, esto mediante la ecuación (13), por tanto, la carga de cada transformador será el resultado de la sumatoria de las demandas de cada poste seleccionado en las diferentes agrupaciones generadas.

$$Ct_i = \sum_{i=1}^u Cap_i \quad (13)$$

Donde:

- Ct_i Capacidad del Transformador
- Cap_i Carga concentrada en el poste seleccionada para el grupo
- u Número de elementos de cada grupo

Una restricción de igual manera muy importante es la caída de voltaje en la red de baja no supere el 3%, para este caso se evaluará en cada circuito de baja generado.

$$\Delta V \text{ Bajo voltaje} \leq 3\% \quad (14)$$

La restricción mencionada en la ecuación (14), no solo ayuda a determinar las caídas de voltaje, también nos ayuda a determinar el calibre del conductor para las redes de bajo voltaje, seleccionando el calibre de conductor adecuado, y con esto calcular los costos relacionados a conductores de la red de bajo voltaje.

Un criterio que se toma en cuenta para la creación del árbol mínimo de expansión, permite la conexión entre

puntos, tomando en cuenta la ubicación más cercana entre los puntos seleccionados, sean estos perteneciente a la red de medio voltaje, como los diferentes grupos de bajo voltaje, criterio expuesto en la ecuación (15) [3].

$$Distancia_{ij} \leq Dist_{min} \quad (15)$$

Es necesario aclarar que el funcionamiento del proceso de optimización principalmente se encuentra en la función Prim modificado, dicha función no solo se encarga de generar las agrupaciones en función de distancias, adicionalmente se ha modificado de tal manera que dicho proceso de selección también sea restringido por evaluaciones de los criterios de cargabilidad, capacidad del transformador, así como la caída de voltaje en la red bajo voltaje.

La restricción de caída de voltaje está sujeta a la metodología de cálculo que proporciona la empresa distribuidora, esta metodología de cálculo considera aspectos como: demanda de diseño de los usuarios, calibre del conductor de fase, el momento [kVA-m] (especificación dependiente de cada sección del conductor utilizado), dicha especificación permite calcular posteriormente las diferentes caídas de voltaje [39].

A continuación, se mostrará en la Tabla 1 el pseudocódigo del modelo matemático de reubicación de transformadores, al que se ha incluido cálculos de pérdidas técnicas, y cálculo económico de los posibles cambios a implementar. La reducción de pérdidas técnicas se encuentra relacionadas directamente con la capacidad y ocupación de la capacidad utilizada de los mismos, es decir al optimizar los valores nominales de capacidad instalada y cantidad de transformadores, se obtendrá como resultado una reducción de pérdidas

técnicas presentes en el sistema de distribución [32].

Tabla 1. Pseudocódigo

Pseudocódigo
Paso 1: Ingreso de datos georreferenciados Open Street Map, en caso de estudio, cantidad de usuarios.
Paso 2: Se estable los postes candidatos para la red de distribución
Paso 3: Construcción de la Matriz de Conectividad, usuarios con su poste candidato más cercano
Paso 4: Ingreso al algoritmo PRIM, método de agrupamiento en base a la menor distancia entre punto y punto
Paso 5: Ingreso de variables que restringe el agrupamiento del algoritmo PRIM
Paso 6: Generación de grupos en base a: $Cap_{total} \leq Cap_t$
Paso 7: Evaluación del resultado de la agrupación $\sum FacCarg_{total} \leq FacCarg$
Paso 8: Cálculo de caídas de voltaje en tramos generados $\Delta V \text{ Bajo voltaje} \leq 3\%$
Paso 9: Verificar los postes seleccionados y volver al paso 5 hasta cumplir condiciones de carga máxima, ocupación de carga, caída de voltaje establecidas.
Paso 10: Salida de Postes Seleccionados
Paso 11: Despliegue de grupos
Paso 12: Enlace de puntos $\epsilon_{s1} \leftarrow \text{Obtiene MST de la red de bajo voltaje}$ $\epsilon_{s2} \leftarrow \text{Obtiene MST de la red de medio voltaje}$
Paso 13: Despliega red de bajo y medio voltaje
Paso 14: Cálculo del conductor para la red de bajo voltaje
Paso 15: Cálculo de pérdidas técnicas totales
Paso 16: Se determina las caídas de voltaje en los tramos de bajo voltaje generados
Paso 17: Dibujar curvas de caída de voltaje
Paso 18: Cálculo económico de los cambios propuestos
Paso 189: Dibujar escenarios resultantes para la red de medio y bajo voltaje

En la Tabla 1, de igual manera se tiene tanto la selección de conductor para la red de bajo voltaje en función de su diferente carga, además se anexa un cálculo económico de cuáles serían los costos de la implementación de transformadores nuevos, así como los costos relacionados con los conductores de la red de bajo

voltaje. Para la representación gráfica del caso de estudio, en este caso denominado enrutamiento tanto para red de medio y bajo voltaje se utilizó el algoritmo Prim, que permite encontrara el camino más corto entre los puntos candidatos para el despliegue de la red, contribuyendo así también al cumplimiento del costo más bajo [40][42][43].

4 Análisis y resultados

Para realizar las pruebas del modelo desarrollado, se emplea un sistema real de distribución, que se encuentra instalado en la zona se estudió que se muestra en la Figura 4.



Figura 4. Caso de estudio Quito-Ecuador

A este caso de estudio se ha implementado la red de distribución que actualmente se encuentra instalada, dichos datos se han obtenido del visor ARCGIS de la empresa distribuidora.

4.1 Caso de estudio

Una vez implementado el modelo matemático, para realizar la evaluación del problema, es necesario partir de parámetros iniciales como se indica en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros Iniciales

Parámetro	Valor
Usuarios Totales	529
Voltaje – Medio Voltaje	6,3 [kV]
Voltaje – Bajo Voltaje	220 [V]
Factor de Potencia	0,95

En la Figura 5, se puede apreciar la actual distribución de transformadores en la zona, al igual que la topología real de la red de medio voltaje.

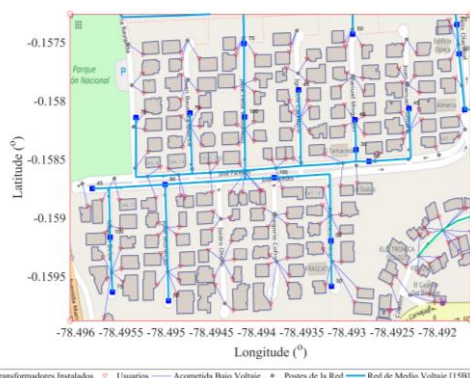


Figura 5. Red de Medio Voltaje, zona de estudio Sector el Bosque, Primario 15B

Una vez ingresados los datos pertenecientes tanto a número de usuarios, puntos referenciales de postes de la red, y la ubicación georreferenciada de los transformadores existentes en la red. En la Figura 6, se muestra las áreas en las cuales los transformadores suministran energía a los usuarios.



Figura 6. Sectorización de operación de cada transformador

En la Tabla 3, se tiene un resumen de pérdidas en los transformadores que actualmente se encuentran instalados en la red. Dichos cálculos de pérdidas utilizamos la Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2115:2004 “Segunda Revisión” [44].

Tabla 3. Pérdidas en los Transformadores

#	Capacidad Instalada [kVA]	P_o [kW]	P_{cu} [kW]	P_t [kW]
1	45	0,182	0,113	0,295
2	100	0,330	0,121	0,451
3	75	0,266	0,117	0,383
4	100	0,330	0,121	0,451
5	50	0,197	0,114	0,310
6	100	0,330	0,121	0,451
7	50	0,197	0,114	0,310
8	30	0,134	0,111	0,245
9	75	0,266	0,117	0,383
10	30	0,134	0,111	0,245
11	75	0,266	0,117	0,383
12	45	0,182	0,113	0,295
13	50	0,197	0,114	0,310
14	30	0,134	0,111	0,245
15	45	0,182	0,113	0,295
16	50	0,197	0,114	0,310
17	45	0,182	0,113	0,295
18	100	0,330	0,121	0,451
19	75	0,266	0,117	0,383
20	75	0,266	0,117	0,383
21	75	0,266	0,117	0,383
			$\Sigma =$	7,258

En un primer análisis se pudo determinar que las pérdidas del sistema de distribución, que se relacionan directamente con los transformadores llegan a un valor de 7,258 kW, entre todos los transformadores que se encuentran en la zona, tales que suman una cantidad de 21 transformadores.

A través del software Matlab se puede determinar el porcentaje de cargabilidad con el cual trabajan los transformadores, calculando cual es la demanda que se requiere según el número de usuarios, en la Tabla 4, en donde se resume la actual situación de operación de los transformadores.

En la Figura 7, se puede ver mediante un diagrama de barras la cantidad de usuarios conectados a cada transformador.

Tabla 4. Estado actual de operación de los transformadores de distribución

Área	Capacidad Instalada [kVA]	Número de Usuarios	Demand a [kVA]	Cargabilidad Actual
1	45	24	17,487	0,389
2	100	29	38,860	0,389
3	75	31	29,145	0,389
4	100	36	38,860	0,389
5	50	21	19,430	0,389
6	100	33	38,860	0,389
7	50	28	19,430	0,389
8	30	25	11,658	0,389
9	75	35	29,145	0,389
10	30	15	11,658	0,389
11	75	25	29,145	0,389
12	45	17	17,487	0,389
13	50	20	19,430	0,389
14	30	21	11,658	0,389
15	45	24	17,487	0,389
16	50	16	19,430	0,389
17	45	20	17,487	0,389
18	100	23	38,860	0,389
19	75	35	29,145	0,389
20	75	26	29,145	0,389
21	75	25	29,145	0,389

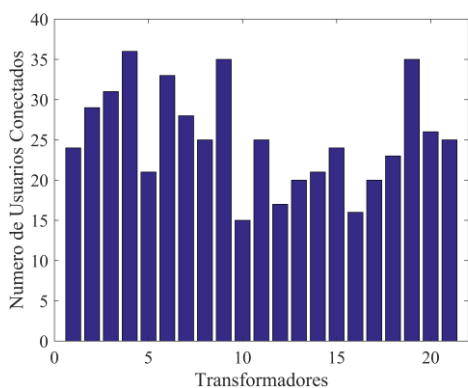


Figura 7. Relación de Transformadores con usuarios conectados

Los resultados indican en este caso, que los transformadores trabajan con un índice de cargabilidad menor al 40%, además se puede determinar que la cargabilidad promedio a la cual trabajan los transformadores que se encuentran conectados al primario 15B de la empresa eléctrica operan bajo una condición muy similar.

Con los datos obtenidos, se puede proponer ciertos cambios en la red de distribución que nos permitan mejorar los

índices de cargabilidad de los transformadores, mejorando la utilización de la capacidad instalada, además de reducir las pérdidas que presentan los transformadores en operación. Para esto se empleó el Algoritmo Prim, que para este caso nos permite realizar agrupaciones de usuarios, restringido por variables como capacidad total del grupo, cargabilidad y distancias máximas.

En la Figura 8 se muestra el escenario resultante luego de haber sometido al sistema a un proceso de agrupación.

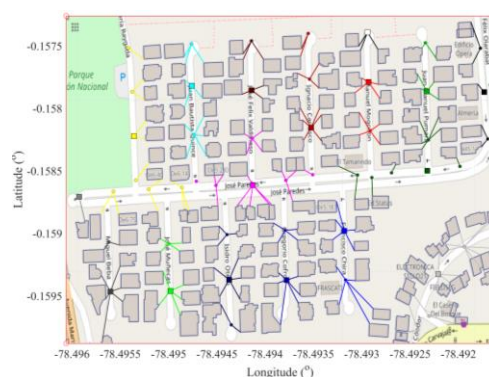


Figura 8. Agrupación propuesta mediante el modelo matemático

Hay que destacar que con esta propuesta el número de transformadores presentes en la zona se reduce significativamente de 21 previamente instalados a 16, y con esto aprovechando mejor la capacidad instalada de los transformadores. Con los cambios propuestos la cargabilidad resultante en cada uno de los transformadores se resume en la Tabla 5.

Tabla 5. Cargabilidad en escenario resultante

Grupo	Capacidad Instalada [kVA]	Demand a [kVA]	Capacidad instalada ocupada
1	100	92,663	0,927
2	75	63,368	0,845
3	112,5	105,749	0,940
4	60	51,381	0,856
5	60	52,988	0,883
6	75	63,498	0,847
7	100	91,800	0,918
8	30	24,354	0,812
9	60	50,284	0,838
10	75	61,690	0,823

Grupo	Capacidad Instalada [kVA]	Demanda [kVA]	Capacidad instala ocupada
11	75	64,181	0,856
12	75	66,977	0,893
13	45	42,012	0,934
14	75	68,101	0,908
15	15	3,772	0,398
16	45	35,442	0,788

Hay que considerar que al realizar cambios en las posiciones de los transformadores también se verá afectada la red de bajo voltaje, por tanto, en base a los grupos previamente obtenidos, se muestra el despliegue de la red de bajo voltaje, asociada a cada transformador, como se muestra en la Figura 9.

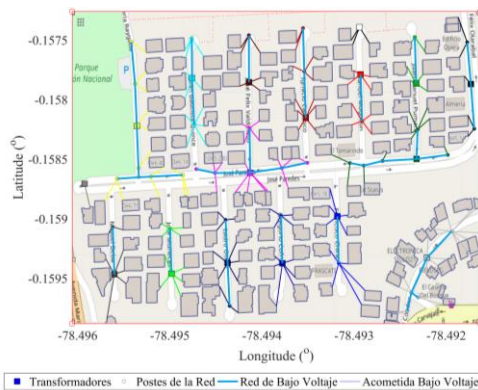


Figura 9. Red de bajo voltaje de la red Propuesta

Al igual que en un escenario inicial, es necesario calcular las pérdidas que dicha reubicación y reducción de cantidad de transformadores, representan al sistema de distribución, para lo cual en la Tabla 10 se resume cuáles serán las pérdidas que presentara cada transformador según su potencia nominal.

De igual manera una vez ya establecido como se modificaría la red de bajo voltaje se puede calcular la caída de voltaje que se presentara en los diferentes tramos de bajo voltaje, se debe considerar que se va a calcular las caídas de voltaje para cada red de bajo voltaje generada, el resultado de esto se puede observar en la Figura 10, en donde se tiene las diferentes caídas de voltaje, considerando que se

tiene como límite máximo de caída de voltaje hasta de un 3%.

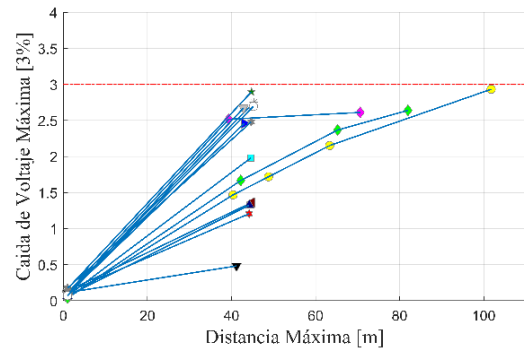


Figura 10. Caída de voltaje por circuito de BV generado

De igual manera que en el caso ya instalado, es necesario determinar las pérdidas presentes en los transformadores de la red con los cambios que se proponen, considerando que en este caso la cargabilidad de los transformadores se encuentra aprovechada de una mejor manera, en la Tabla 6 se tiene un resumen de las pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro.

Tabla 6. Pérdidas en Transformadores de Distribución

	Potencia nominal kVA	P_o [kW]	P_{cu} [kW]	P_t [kW]
1	100	0,330	0,116	0,446
2	75	0,266	0,113	0,380
3	112,5	0,361	0,117	0,478
4	60	0,225	0,112	0,337
5	60	0,225	0,112	0,337
6	75	0,266	0,113	0,380
7	100	0,330	0,116	0,446
8	30	0,134	0,109	0,243
9	60	0,225	0,112	0,337
10	75	0,266	0,113	0,380
11	75	0,266	0,113	0,380
12	75	0,266	0,113	0,380
13	45	0,182	0,111	0,292
14	75	0,266	0,113	0,380
15	15	0,080	0,108	0,188
16	15	0,080	0,108	0,188
		$\sum =$		5,572

Por último, en base a los resultados del modelo matemático, es necesario mostrar gráficamente cuales seria los cambios en la red de medio voltaje, considerando que los transformadores cambiaron de

ubicación, dichos cambios en la red se muestran en la Figura 11, red de medio voltaje para el sistema de distribución propuesto.

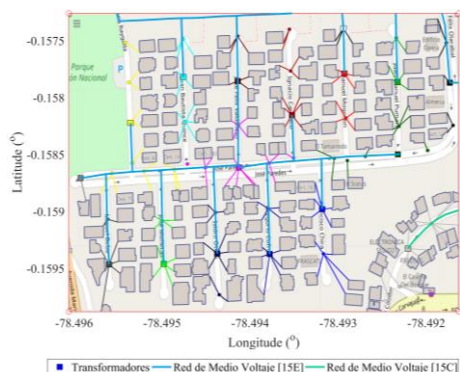


Figura 11. Red de medio voltaje de la red Propuesta

Es necesario recalcar, el resultado presentado se obtuvo luego de varias pruebas, en las que se buscaba utilizar el mayor número de transformadores que ya se encontraban instalados, es decir que la adquisición de equipos sea la menor posible, además de esto que cumpla con las normas técnicas establecidas.

4.2 Análisis Económico

Una vez determinados los posibles cambios en la red de distribución, es necesario determinar cuál sería el costo económico de realizar dichos cambios en la red. Para esto en primer lugar se determinará cual sería el costo de implementación de transformadores, de ser el caso la adquisición de nuevos equipos, o a su vez en muchos de los casos se podría reutilizar los equipos ya instalados, reduciendo el costo en la adquisición de equipos nuevos, como lo muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Adquisición de Transformadores

Transformadores [kVA]	Cantidad	Precio [\$]	Total [\$]
112,5	1	3825,71	3825,71
60	3	3045,2	9135,6
30	1	1400,77	1400,77
15	2	1142,1	2284,2
		\$	16646,28

Una vez establecido cual sería el costo de adquirir transformadores, es necesario saber el precio que adquieren los equipos que no se utilizarán en la red de distribución, y que pasarían a ser equipos que se podrían volver a instalar en futuros proyectos, estos costos se pueden resumir en la Tabla 8.

Tabla 8. Costo de Transformadores liberados

Transformadores [kVA]	Cantidad	Precio [\$]	Total [\$]
100	1	3505,21	3505,21
90	1	3016,07	3016,07
50	4	2857,86	11431,44
45	3	2500,68	7502,04
		\$	25454,76

La inversión ahorrada en transformadores tiene un valor de 12727 \$, esto considerando que al ser equipos que ya se encontraban instalados, se estima una depreciación del 50% de su precio original, esta depreciación resulta tanto del tiempo que el equipo lleva instalado, como de los mantenimientos posteriores para que los transformadores puedan ser reutilizados.

Hay que destacar que los precios que se manejan para realizar estos análisis pertenecen a precios comerciales.

Continuando con el análisis, el costo que se requiere para la adquisición de conductores necesarios para los circuitos de bajo voltaje, se muestra en la Figura 9, son absolutamente necesarios para la distribución de energía hasta el usuario final, entonces es necesario estimar el costo de inversión, si se sabe que cada circuito de bajo voltaje manejara una carga distinta, esto influenciara directamente en los diferentes calibres de conductores que se empleara, muestra de esto se tiene en la Tabla 9, mostrara tanto el tipo de cable, como la cantidad que se requiere y a su vez el precio.

Tabla 9. Conductores para circuitos de bajo voltaje

Circuito #	Calibre [AWG]	Cantidad [m]	Precio [\$]	Total [\$]
1	ACSR 3/0	101,78	1,36	415,26
2	ACSR 1/0	44,61	0,83	111,09
3	ACSR 1/0	70,60	0,83	175,80
4	ACSR 2	44,86	0,53	71,32
5	ACSR 2	44,22	0,53	70,31
6	ACSR 2	44,76	0,53	71,16
7	ACSR 2/0	81,98	1,05	258,23
8	ACSR 2	44,23	0,53	70,32
9	ACSR 1/0	43,08	0,83	107,27
10	ACSR 2	41,20	0,53	65,50
11	ACSR 2/0	45,31	1,05	142,73
12	ACSR 2	44,68	0,53	71,04
13	ACSR 2	42,87	0,53	68,17
14	ACSR 3/0	45,22	1,36	184,51
			\$	1882,73

Como se puede observar la inversión para los diferentes circuitos de bajo voltaje llegarían a un valor aproximado de 1882,73 \$.

Se debe considerar también que al existir una nueva distribución de transformadores, la red de medio voltaje presentaría cambios, para el caso de estudio si comparamos tanto la Figura 5 estado actual de la red como la Figura 11 propuesta de reubicación, se diferencia en ciertos aspectos, si bien en su mayoría la red propuesta es similar a la actual, es necesario estimar cual sería el costo que significaría extender la red de distribución a los dos transformadores que no cuentan con la cobertura del primario en la red actual, resumen de esos costos se encuentran en la Tabla 10 y 11.

Tabla 10. Costo de protecciones de los transformadores

Detalle	Cantidad	Costo [\$]	Total [\$]
Seccionador y Tirafusible	6	126,040	756,24
Protecciones baja	4	35,50	142
		\$	898,24

Al igual que para la red de baja, es necesario estimar el costo de los conductores a implementar para la red de

medio voltaje precios que se muestran la Tabla 11.

Tabla 11. Costo Conductores de medio voltaje

Circuito #	Calibre [AWG]	Cantidad [m]	Precio [\$]	Total [\$]
1	ACSR 2	75,38	0,53	119,85
2	ACSR 2	69,1	0,53	109,87
			\$	229,72

El costo que implicaría la modificación en la red de medio voltaje llegaría a un valor estimado de 1127,96 \$ (898,24+229,72), resultando este valor de inversión para la empresa distribuidora.

Una vez analizado cuales serían los costos que implicarían la implementación del sistema de distribución propuesto, es necesario evaluar cuál sería el ahorro (beneficio o perjuicio) que estos cambios en la red significarían económicamente, desde el punto de vista de las pérdidas técnicas, es decir cuál sería el precio de operación del sistema.

Para el cálculo de las pérdidas, se ha planteado un escenario de funcionamiento de un año, para el cual se tiene el siguiente resultado Tabla 12.

Tabla 12. Pérdidas Anuales en la Red Actual

	[kW]	[kWh]	Precio kWh	Total [\$]
Red Actual	7,258	63580,381	0,078	4959,27

De igual manera se debe calcular el costo de las pérdidas técnicas en transformadores en la red propuesta, para esto se tiene un resumen en la Tabla 13.

Tabla 13. Pérdidas Anuales en la Red Propuesta

	[kW]	[kWh]	Precio kWh	Total [\$]
Red Propuesta	5,572	48811,56	0,078	3807,30

Una vez calculadas las pérdidas de los dos casos, se estima que la reducción neta de pérdidas sea 14768,81 kWh, esto

representa un ahorro anual de \$ 1151,97 para la empresa distribuidora.

5 Conclusiones

El presente documento muestra la implementación del método de reubicación de transformadores basado en aspectos técnicos y previo a un análisis de cargabilidad de los transformadores que actualmente están instalados en el caso de estudio y se llega a las siguientes conclusiones.

La reubicación de transformadores, es viable, debido a que desde el punto de vista técnico resulta favorable, la reducción del número de transformadores es evidente, pasar de 21 transformadores a 16 es una notable reducción, hay que destacar que la capacidad instalada en algunos casos también se reduce, esto también resulta en la reducción de pérdidas técnicas anuales cercanas a un valor de 14768,68 kWh, esto sumado a que el suministro de energía eléctrica no se vería afectado de ninguna manera, es decir la eficiencia y confiabilidad del sistema de distribución no cambia.

Ahora, desde el punto de vista económico también existe una reducción en la inversión en la adquisición de equipos, si bien en este caso existe un grupo de transformadores a los cuales no se utilizaría, son equipos que se podrían volver a instalar en otro punto de la red de distribución según la necesidad de suministro el valor de estos equipos asciende a 12727 \$, al analizar las pérdidas técnicas de igual manera se tiene una reducción que resulta beneficiosa para la empresa de distribución que se estima tiene un valor anual de 1151,97\$. Por otro lado, la empresa distribuidora debe asumir costos de inversión, estos costos están relacionados a las modificaciones en las redes de medio y

bajo voltaje, este costo llegaría a \$ 19656,97.

5.1 Trabajos Futuros

El presente trabajo puede ser empleado para ser punto de partida para temas relacionados a:

Estimación de presupuestos para repotenciación de redes eléctricas en zonas urbanas y zonas rurales.

Estimación de presupuestos para readecuación de redes de medio y bajo voltaje en zonas con deficiencia del suministro eléctrico

6 Referencias

- [1] K. Lin, X. Jing, Z. Hengjun, and W. Beibei, "Planning Method for Distribution Networks Based on Load Growth Characteristics of the Industry," *2016 China Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. Ciced, pp. 1–5, 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," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 2015-Septe, pp. 20–25, 2015.
- [3] J. Toapanta and A. Valenzuela, "Ubicación óptima de rmu's en redes eléctricas soterradas de distribución radial usando técnicas heurísticas," 2019.
- [4] G. A. Jimenez-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.
- [5] R. H. Isaza, "Optimal relocation of distribution transformers to reduce technical losses," *Sci. Tech.*, vol. 51, no. 51, pp. 28–34, 2012.

- [6] 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.
- [7] R. Villasana, S. Member, and A. J. Urdaneta, "Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 996–1004, 2004.
- [8] M. Badr, H. E. Kassem, and S. A. Ahmed, "Reduction of energy losses in electrical distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, no. June, pp. 0176–0176, 2014.
- [9] P. Tandeaw, "Desing and Testing of Low Loss Distribution Transformer for Non linear Loading Current," *2018 Int. Electr. Eng. Congr.*, pp. 1–4, 2018.
- [10] D. Deka, S. Backhaus, and M. Chertkov, "Structure learning in power distribution networks," *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 1061–1074, 2018.
- [11] S. Caviedes and A. Valenzuela, "Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales," 2018.
- [12] R. M. Capelini *et al.*, "Methodology for fast fault location in overhead distribution networks by the application of temporary georeferenced fault indicators," *ICHVE 2016 - 2016 IEEE Int. Conf. High Volt. Eng. Appl.*, pp. 6–9, 2016.
- [13] 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.
- [14] L. Vrbský, M. S. Da Silva, D. L. Cardoso, and C. R. L. Francês, "Clustering techniques for data network planning in Smart Grids," *Proc. 2017 IEEE 14th Int. Conf. Networking, Sens. Control. ICNSC 2017*, pp. 7–12, 2017.
- [15] 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, pp. 1–5, 2015.
- [16] A. Ganan and A. Valenzuela, "Operación resiliente en redes de distribución eléctrica soterrada ante contingencias n-1 considerando criterios de calidad y confiabilidad," 2019.
- [17] S. E. G. Mohamed, J. Jasni, M. A. M. Radzi, H. Hizam, and M. Mirzaei, "Optimal allocation of sen transformer for active power loss reduction," *Conf. Proceeding - 2014 IEEE Int. Conf. Power Energy, PECon 2014*, pp. 59–64, 2014.
- [18] 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. March, pp. 207–225, 2018.
- [19] 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.
- [20] E. Inga, M. Campaña, and R.

- Hincapié, "Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage," *2018 IEEE 1st Colomb. Conf. Appl. Comput. Intell. ColCACI 2018 - Proc.*, 2018.
- [21] B. Chen, F. Wei, J. Pan, and Y. Xia, "The minimum spanning trees of tRNA sequences based on Prim's algorithm," *5th Int. Conf. Nat. Comput. ICNC 2009*, vol. 6, pp. 176–179, 2009.
- [22] M. S. Sepasian, H. Seifi, A. Akbari Foroud, S. H. Hosseini, and E. M. Kabir, "A new approach for substation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 997–1004, 2006.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] M. Romero, L. Gallego, and A. Pavas, "Fault zones location on distribution systems based on clustering of voltage sags patterns," *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP*, pp. 486–493, 2012.
- [26] S. Krishnamoorthy and D. Jayabal, "Evaluation of transformer loading and energy loss for increasing energy efficiency in distribution system," *ECTI-CON 2015 - 2015 12th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, pp. 1–4, 2015.
- [27] M. Poveda, "A new method to calculate power distribution losses in an environment of high unregistered loads," 2008, pp. 609–614 vol.2.
- [28] A. Zeraatparvar, T. Sami, and F. A. Raheli, "Evaluation of performance of distribution transformers supplying non linear loads currents: Effect of oversizing," *2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC.EU 2011 - Conf. Proc.*, pp. 1–4, 2011.
- [29] A. Valenzuela, I. Montalvo, and C. Barrera-singaña, "Electrical Vehicle : Facing Future Challenges in Quito," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, 2017.
- [30] B. Suechoey, S. Bunjongjit, and M. Kando, "The result analysis of economic distribution transformer design in Thailand," pp. 1820–1823, 2003.
- [31] A. S. De la Cruz Aquieta and A. Águila Téllez, "Corrección de simetría de corrientes en redes eléctricas de distribución mediante óptima conexión de transformadores monofásicos empleando búsqueda exhaustiva."
- [32] A. E. Robayo Cabrera and A. Águila Téllez, "Optimización de transformadores de distribución basada en la minimización de pérdidas por capacidad ociosa y conexiones inadecuadas," 2015.
- [33] J. C. Olivares, Y. Liu, J. Canedo, R. Escarela-Perez, J. Driesen, and P. Moreno, "Reducing Losses in Distribution Transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 4, pp. 1594–1596, 2003.
- [34] L. Petkovska, M. Dugalovski, G. Cvetkovski, and P. Lefley, "Iron loss optimisation of a distribution transformer," *9th IET Int. Conf.*

- Comput. Electromagn. (CEM 2014)*, pp. 4.07-4.07, 2014.
- [35] M. Kundu, S. Jadhav, and K. Bagdia, "Technical loss reduction through active repair of distribution transformers: Results from the field," *2017 7th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2017*, pp. 265–268, 2018.
- [36] L. C. Leung and S. K. Kibator, "Optimal Transformer Allocation Under Single-Contingency," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp. 1046–1051, 1995.
- [37] B. Suechoey, J. Ekburanaway, N. Kraishachinda, S. Banjongjit, C. Chompoo-Inwai, and M. Kando, "An analysis and selection of distribution transformer for losses reduction," *2000 IEEE Power Eng. Soc. Conf. Proc.*, vol. 3, no. c, pp. 2290–2293, 2000.
- [38] H. K. William, *Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition*. 2012.
- [39] EEQ, "Normas para Sistemas de Distribucion Part A," p. 162, 2014.
- [40] A. Valenzuela, I. Montalvo, and E. Inga, "A Decision-Making Tool for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristics and," *Energies*, 2019.
- [41] Q. Liu, D. Hu, and Q. Yan, "Decision tree algorithm based on average Euclidean distance," *Proc. 2010 2nd Int. Conf. Futur. Comput. Commun. ICFCC 2010*, vol. 1, pp. V1-507-V1-511, 2010.
- [42] L. Ortiz Matos, A. Aguila Tellez, R. Hincapié Reyes, González, and J. Sanchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. Pap.*, p. 8, 2017.
- [43] A. Valenzuela, E. Inga, and S. Simani, "Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data," *Energies*, pp. 1–19, 2019.
- [44] N. I. 2115:2004, "Transformadores de distribución nuevos trifásicos. valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito," p. 9, 2004.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 14. Matriz de estado del arte

EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA DE LA REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICA EN LA SUBESTACIÓN EL BOSQUE																								
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistema de Distribución	Transformadores de distribución	Pérdidas en el Transformador	Método de Dimensionamiento	Técnicas de clusterización	Pérdidas en sistemas de distribución	Condición de cargabilidad de transformadores	Estudio de reubicación de transformadores	Generación de redes secundarias	Modelos MST para redes de distribución	Capacidad máxima de los transformadores	Condiciones de cargabilidad	Caidas de voltaje	Algoritmos Heurísticos	Modelo PRIM para agrupación	Modelo Mínimo árbol de expansión	Cálculos de caída de voltaje	Topología optima de la red	Dimensionamiento adecuado de transformadores	Distribución optima de transformadores	Simulación del sistema de distribución de la red desplegada
1	2016	Planning Method for Distribution Networks Based on Load Growth Characteristics of the Industry	0	☒					☒													☒		
2	2015	A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm	3		☒		☒				☒					☒						☒		☒
3	2019	Ubicación óptima de rmu's en redes eléctricas soterradas de distribución radial usando técnicas heurísticas	0	☒	☒							☒							☒		☒			☒
4	2007	An evolutionary approach for the greenfield planning problem in distribution networks	7	☒			☒	☒	☒		☒			☒							☒			
5	2012	Optimal relocation of distribution transformers to reduce technical losses	0	☒	☒				☒	☒	☒			☒							☒			☒
6	2012	A direct approach to optimal feeder routing for radial distribution system	33	☒	☒				☒	☒				☒		☒				☒	☒			
7	2004	Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits	169	☒					☒		☒		☒				☒				☒			☒

8	2014	Reduction of energy losses in electrical distribution systems	0	✗				✗	✗					✗		✗	✗			✗			
9	2018	Desing and Testing of Low Loss Distribution Transformer for Non linear Loading Current	0		✗	✗		✗	✗										✗				
10	2018	Structure learning in power distribution networks	14	✗					✗				✗	✗							✗		
11	2018	Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales	0			✗			✗						✗							✗	
12	2016	Methodology for fast fault location in overhead distribution networks by the application of temporary georeferenced fault indicators	2		✗											✗		✗			✗	✗	
13	2017	Design of secondary circuits of distribution networks using clustering and shortest path algorithms	0	✗	✗			✗		✗		✗			✗	✗		✗		✗			✗
14	2017	Clustering techniques for data network planning in Smart Grids	0					✗				✗				✗	✗						✗
15	2015	Optimal location, sizing and allocation of subtransmission substations using K-means algorithm	1	✗				✗	✗		✗					✗					✗	✗	
16	2019	Operación resiliente en redes de distribución eléctrica soterrada ante contingencias n-1 considerando criterios de calidad y confiabilidad	0	✗			✗												✗				✗
17	2014	Optimal allocation of sen transformer for active power loss reduction	3	✗	✗	✗			✗												✗		
18	2018	Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network	0	✗	✗			✗		✗						✗	✗				✗		✗
19	2015	FiWi network planning for smart metering based on multistage stochastic programming	0					✗		✗		✗					✗	✗			✗		✗
20	2018	Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage	0	✗				✗				✗					✗	✗					✗
21	2009	The minimum spanning trees of tRNA sequences based on Prim's algorithm	0					✗				✗							✗		✗		
22	2006	A new approach for substation expansion planning	42	✗				✗		✗				✗		✗					✗		✗
23	2016	The effect of the types of network topologies on nontechnical losses in secondary electricity distribution systems	18	✗	✗	✗			✗			✗					✗						✗
24	2017	Benefits of optimal demand response in distribution networks in a competitive retail market	0	✗						✗			✗						✗			✗	✗
25	2012	Fault zones location on distribution systems based on clustering of voltage sags patterns	6		✗			✗								✗		✗		✗	✗	✗	

26	2015	Evaluation of transformer loading and energy loss for increasing energy efficiency in distribution system	1	✗	✗	✗			✗	✗					✗		✗						✗		
27	2008	A new method to calculate power distribution losses in an environment of high unregistered loads	11	✗					✗						✗						✗				
28	2011	Evaluation of performance of distribution transformers supplying non linear loads currents: Effect of oversizing	0		✗		✗			✗				✗		✗					✗			✗	
29	2017	Electrical Vehicle: Facing Future Challenges in Quito	4	✗	✗										✗										
30	2003	The result analysis of economic distribution transformer design in Thailand	2	✗	✗				✗							✗	✗				✗			✗	
31	2019	Corrección de simetría de corrientes en redes eléctricas de distribución mediante óptima conexión de transformadores monofásicos empleando búsqueda exhaustiva	0	✗		✗															✗				
32	2015	Optimización de transformadores de distribución basada en la minimización de pérdidas por capacidad ociosa y conexiones inadecuadas	2	✗	✗	✗			✗		✗					✗					✗	✗		✗	
33	2003	Reducing Losses in Distribution Transformers	1		✗	✗			✗	✗				✗							✗			✗	
34	2014	Iron loss optimisation of a distribution transformer	1	✗	✗	✗			✗				✗		✗									✗	
35	2018	Technical loss reduction through active repair of distribution transformers: Results from the field	0		✗	✗			✗	✗	✗			✗	✗		✗								
36	1995	Optimal Transformer Allocation Under Single-Contingency	8		✗					✗				✗										✗	
37	2000	An analysis and selection of distribution transformer for losses reduction,	5		✗	✗				✗				✗	✗									✗	✗
38	2012	Distribution System Modeling and Analysis	8	✗	✗		✗			✗				✗	✗								✗	✗	
39	2014	Normas para Sistemas de Distribucion Part A	5	✗			✗				✗					✗					✗	✗	✗		
40	2019	A Decision-Making Tool for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristics	2	✗					✗				✗								✗	✗			✗
41	2016	Decision tree algorithm based on average Euclidean distance	3		✗			✗						✗							✗	✗	✗		✗
42	2017	Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method	1		✗					✗				✗	✗								✗		
43	2019	Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data	1	✗	✗								✗			✗					✗			✗	✗
44	2004	Transformadores de distribución nuevos trifásicos. valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito	2			✗			✗						✗									✗	
			CANTIDAD:	27	25	12	6	12	19	11	12	3	11	13	12	10	17	6	12	9	16	13	11	16	

6.2 Resumen de Indicadores

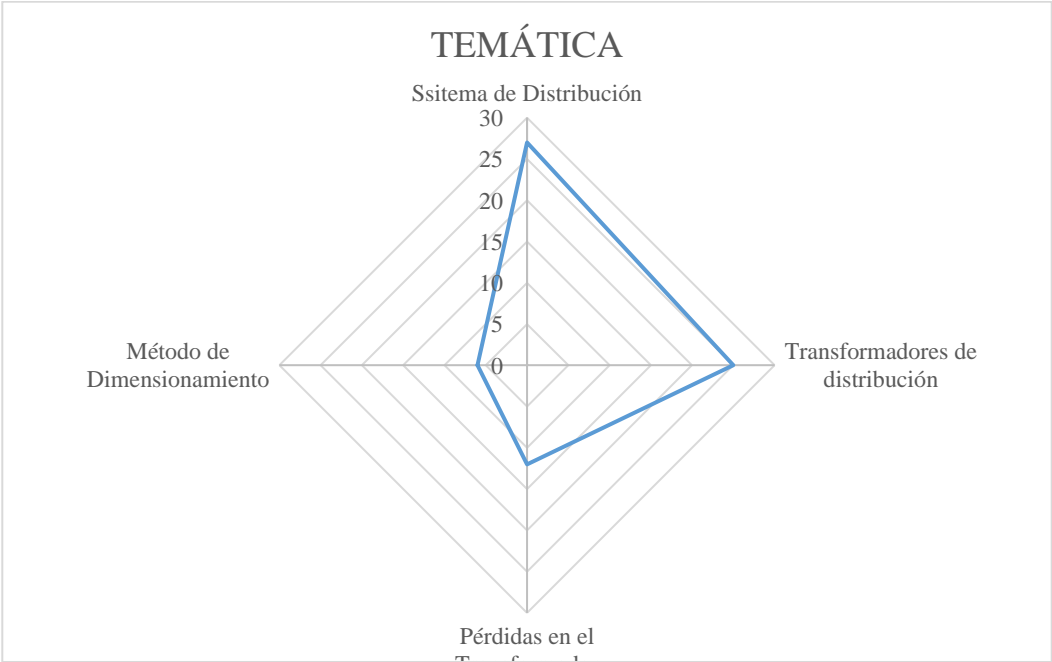


Figura 12. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

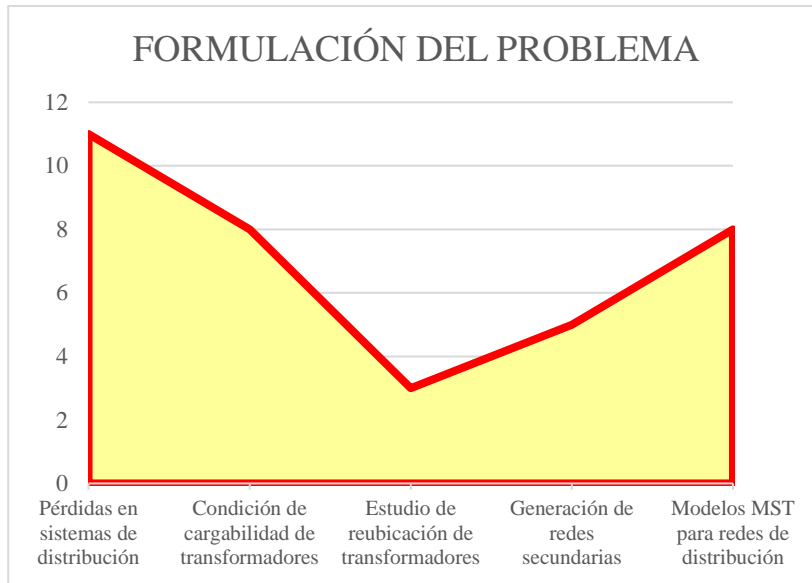


Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

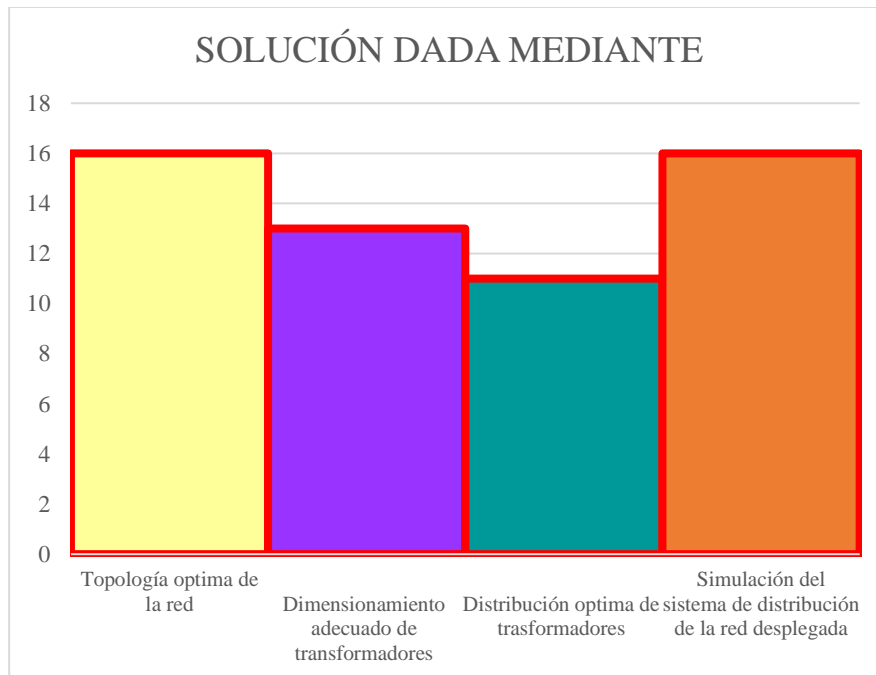


Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte