

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Modelo de planificación óptima para la expansión de redes de distribución urbanas.

INGE - 3127

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

Presentado por:

Walter Olmedo Vanegas Gis

Guayaquil - Ecuador

Año: 2026

Dedicatoria

A mis padres, Walter Vanegas Villota y Edith Gis Freire por su apoyo y su amor incondicional en cada amanecida, proyecto o exposición durante toda mi carrera universitaria, a mis sobrinos Allan y Adaluz que me regalaron una sonrisa un abrazo durante todo este proceso y culminar estos últimos semestres. A mi familia entera, a mis docentes, a mis amigos porque hicieron de vida universitaria un camino de aprendizaje para ser un excelente profesional.

Walter Olmedo Vanegas Gis

Agradecimientos

A Dios, por guiarme y darme fuerza en cada paso que di durante mi vida y mi carrera universitaria, a mis padres que hicieron un gran esfuerzo y me guiaron con su ejemplo, sus valores y ética profesional.

A mi familia que siempre me daban ánimos para seguir adelante, en cada reunión familiar que teníamos.

A mis docentes que me guiaron no solo como académico sino como personas éticas y con valores cristianos.

A mis amigos que me regalaron momentos únicos e inolvidable apoyándonos si siempre creyendo que los sueños se hacen realidad.

Walter Olmedo Vanegas Gis

Declaración Expresa

Yo Walter Olmedo Vanegas Gis acuerdo y reconozco que la titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, información no divulgada y cualquier otro derecho o tipo de Propiedad Intelectual que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada durante el desarrollo de su trabajo de titulación, incluyendo cualquier derecho de participación de beneficios o de valor sobre titularidad de derechos, pertenecerán de forma total, perpetua, exclusiva e indivisible a LA ESPOL, sin limitación de ningún tipo. Se deja además expresa constancia de que lo aquí establecido constituye un “previo acuerdo”, así como de ser posible bajo la normativa vigente de transferencia o cesión a favor de la ESPOL de todo derecho o porcentaje de titularidad que pueda existir.

Sin perjuicio de lo anterior los alumnos firmantes de la presente declaración reciben en este acto una licencia de uso gratuita e intransferible de plazo indefinido para el uso no comercial de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada durante el desarrollo de su trabajo de titulación, sin perjuicio de lo cual deberán contar con una autorización previa expresa de la ESPOL para difundir públicamente el contenido de la investigación, desarrollo tecnológico o invención.

Así también autorizamos expresamente a que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra o invento, por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.

Guayaquil, 28 de febrero del 2026.

Walter Olmedo Vanegas Gis

Evaluadores

Msc. Dennys Dick Cortez Alvarez

Profesor de Materia

PhD. César Antonio Martín Moreno

Tutor de proyecto

Resumen

El presente proyecto aborda el desarrollo de un modelo de planificación óptima para la expansión de redes de distribución urbanas principalmente en el análisis del consumo histórico de energía de manera eficiente y sostenible. Se va a formular e implementar una herramienta matemática que permita determinar la estructura mínima requerida por la red, considerando la proyección de la demanda eléctrica. Se plantea que la incorporación de datos históricos y técnicas de optimización mejora significativamente la eficiencia técnica y económica frente a métodos tradicionales de planificación. El proyecto se realizó mediante la recopilación y análisis de datos históricos de consumo, la proyección de la demanda en el tiempo de 10 años y la formulación de un modelo matemático de optimización. Se aplicaron técnicas de programación matemática, criterios de diseño de baja y media tensión basadas en normas técnicas en el ámbito eléctrico, implementado el modelo en el lenguaje AMPL. Los resultados obtenidos mostraron que el modelo permitió identificar configuraciones de red con menores costo de inversión y operación. Se concluye que el modelo de optimización propuesto se establece como una herramienta efectiva para la toma de decisiones en la planificación de redes de distribución urbanas.

Palabras Clave: Redes de distribución, optimización, demanda eléctrica, planificación óptima.

Abstract

The present project addresses the development of an optimal planning model for the expansion of urban distribution networks, primarily based on the analysis of historical energy consumption in an efficient and sustainable manner. A mathematical tool is formulated and implemented to determine the minimum network structure required, considering projected electrical demand. It is proposed that the incorporation of historical data and optimization techniques significantly improves technical and economic efficiency compared to traditional planning methods. The project was carried out through the collection and analysis of historical consumption data, demand forecasting over a ten-year horizon, and the formulation of a mathematical optimization model. Mathematical programming techniques and low- and medium-voltage network design criteria based on technical standards in the electrical field were applied, with the model implemented in the AMPL modeling language. The results obtained showed that the model made it possible to identify network configurations with lower investment and operating costs. It is concluded that the proposed optimization model constitutes an effective tool for decision-making in the planning of urban distribution networks.

Keywords: Distribution networks, optimization, electrical demand, optimal planning.

Abreviaturas

AMPL A Mathematical Programming Language.

PERST Planificación de la Expansión de la Red de Subtransmisión.

MILP Mixed Integer Linear Programming.

CNEL-EP Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad.

Simbología

Ω_b : Conjunto de barras.

Ω_1 : Conjunto de corredores.

d_i : Demanda en la barra.

\bar{g}_i : Generación máxima en la barra i .

c_{ij} : Demanda en la barra ij .

\bar{f}_{ij} : Flujo de potencia máxima en el corredor ij .

n_{ij} : Número de elementos existentes en el corredor ij .

\bar{n}_{ij} : Número máximo de elementos que se pueden agregar en el corredor ij .

x_{ij} : Reactancia en el corredor ij .

S_{base} : Potencia base.

$\bar{\theta}$: Angulo de fase máximo.

Resumen	i
Abstract	ii
Abreviaturas	iii
Simbología	iv
Capítulo 1	1
1.1 Introducción	2
1.2 Descripción del problema.....	3
1.3 Justificación del problema.....	3
1.4 Objetivos	4
1.5 Marco teórico	5
Capítulo 2	10
2.1 Metodología.	11
2.2 Modelo lineal disyuntivo.....	12
2.3 Restricciones y criterios del modelo	12
2.3.1 Balance de potencia activa	12
2.3.2 Limites térmicos de los conductores	13
2.4 AMPL y solver CPLEX	14
2.5 Escenarios del estudio	14
2.5.1 Sistema Garver	14
2.5.2 Sistema IEEE de 24 barras	16
2.5.3 Sistema de distribución en la ciudad de Milagro	20
Capítulo 3	27
3.1 Resultados y análisis	28

Proyección de carga	40
Capítulo 4	41
4.1 Conclusiones y recomendaciones.....	42
4.1.1 Conclusiones	42
Referencias	44

Índice de figuras

Figura 1	Sistema Garver de 6 barras	15
Figura 2	Base de datos del sistema Garver	16
Figura 3	Sistema de 24 barras IEEE	17
Figura 4	Base de datos del sistema de 24 barras IEEE	18
Figura 5	Base de datos de los ramales del sistema de 24 barras IEE	19
Figura 6	Sistema de la ciudad de Milagro.....	21
Figura 7	Definición de parametros, variables, conjuntos en el lenguaje AMPL.	22
Figura 8	Definición de funcion objetivo.....	23
Figura 9	Restricciones de los ramales existentes	24
Figura 10	Restricciones de los ramales nuevos	25
Figura 11	Se definio con el solver cplex	25
Figura 12	Formato de obtener los resultados.....	26
Figura 13	Resultados de sistema Garver.....	29
Figura 14	Resultados de sistema de 24 barras IEEE	32
Figura 15	Resultados de los ramales del sistema de 24 barras IEEE	33
Figura 16	Resultados de sistema de la ciudad de Milagro.....	36
Figura 17	Resultados de los ramales del sistema de la ciudad de Milagro	37
Figura 18	Resultados de sistema de la ciudad de Milagro	38

Índice de tablas

Tabla 1.1	Tipos de planificación de la expansión de redes de distribución	6
Tabla 1.2	Modelos matemáticos utilizados en la planificación de la expansión	7
Tabla 3	Tipos de estructuras para la expansión	8
Tabla 4	Estructura mínima del ramal 20-21	39
Tabla 5	Costo total de una estructura mínima	39
Tabla 6	Costo total de una estructura mínima más un adicional de 15%	39
Tabla 7	Proyección de carga de la ciudad de Milagro	40

Capítulo 1

1.1 Introducción

Como resultado del crecimiento demográfico y del aumento de la actividad económica, las regiones metropolitanas de Ecuador se han expandido rápidamente, lo que ha ejercido presión sobre las redes de distribución del país [1]. En un contexto caracterizado por limitaciones financieras, infraestructuras obsoletas y la obligación de cumplir con requisitos técnicos, las empresas de distribución del país deben proporcionar un suministro de alta calidad, así como constante y fiable [2]. En este escenario concreto, una planificación meticulosa de la expansión de las redes de distribución es un componente esencial del desarrollo energético sostenible de la nación. A nivel nacional, la industria energética de Ecuador se enfrenta a la tarea de consolidar la planificación de la distribución de manera que responda a la expansión prevista de la demanda [3]. En el Plan de Expansión de la Distribución y el Alumbrado Público General (PEDAPG) 2023-2032 se establece la necesidad de una visión de planificación integral que tenga en cuenta los elementos técnicos, económicos, sociales y medioambientales con la intención de mejorar la cobertura, la fiabilidad y la calidad del servicio eléctrico [1]. En este caso concreto, la incorporación de sofisticadas herramientas analíticas y modelos de optimización se presenta como una solución viable para mejorar los procedimientos de toma de decisiones en el contexto de la planificación de la red de distribución [4].

El uso de información histórica de consumo, segmentada por tipos de usuario, permite identificar con mayor precisión los patrones de la demanda y proyectar su crecimiento de manera más realista, estableciendo una base sólida para el desarrollo de modelos de planificación óptima [5].

1.2 Descripción del problema

Como consecuencia de la rápida urbanización que se ha producido, así como del aumento de las actividades residenciales, comerciales e industriales, la demanda de energía en el país ha aumentado constantemente [3]. Debido a que, en muchos casos, las redes de distribución existentes se establecieron sobre la base de supuestos relativos a los patrones de desarrollo y consumo que ya no reflejan adecuadamente la realidad actual, estas redes están experimentando actualmente una gran presión. La ausencia de un modelo de planificación óptimo que combine métodos de optimización con el análisis del consumo histórico de electricidad por tipo de usuario es el principal factor que contribuye a este problema.[6].

1.3 Justificación del problema

La importancia de garantizar que las redes de distribución puedan funcionar dentro de los límites de calidad y seguridad establecidos por la normativa vigente en Ecuador [2] explica este reto. Una planificación inadecuada de una ampliación puede provocar sobrecargas en los alimentadores, perfiles de tensión inadecuados y un aumento considerable de las pérdidas técnicas. Estos problemas pueden evitarse mediante una planificación lo más eficiente posible. La utilización de un modelo de planificación óptimo permite realizar un análisis exhaustivo de estas restricciones.

Es necesario realizar inversiones sustanciales para ampliar las redes de distribución. Estas inversiones influyen directamente en los costes operativos de las empresas de distribución, lo que a su vez tiene un impacto indirecto en las tarifas de los usuarios finales. Por lo tanto, es de suma importancia identificar las arquitecturas de red mínimas capaces de satisfacer la demanda prevista al menor coste posible [1].

Desde un punto de vista tanto práctico como académico, la investigación está justificada porque presenta una metodología aplicable a las redes de distribución urbanas reales y adaptable a diversos escenarios de crecimiento [5].

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo matemático para la planificación óptima de la expansión de redes de distribución urbanas en Ecuador, utilizando consumo histórico de energía por tipo de usuario y técnicas de optimización, con el fin de determinar estructuras mínimas de red que soporten el crecimiento proyectado con eficiencia técnica y económica.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar datos históricos de consumo eléctrico por tipo de usuario y proyectar la demanda futura.
- Formular un modelo de optimización para la expansión de redes de distribución.
- Implementar y validar el modelo en AMPL con un caso de estudio representativo.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Redes de distribución eléctrica urbanas

El último paso del sistema eléctrico está compuesto por redes de distribución eléctrica, cuyo objetivo principal es transformar la energía de las subestaciones de distribución para los clientes finales. Estas redes suelen funcionar a niveles de tensión media y baja y se caracterizan por una alta densidad de carga. Esto es especialmente cierto en las áreas metropolitanas, donde la concentración de usuarios residenciales, comerciales e industriales requiere un suministro constante de electricidad de alta calidad [1].

1.5.2 Demanda eléctrica y consumo histórico de energía

La demanda de electricidad representa la cantidad de energía que necesitan los usuarios en un momento dado, a diferencia del consumo de energía, que se refiere a la energía que nos permite identificar patrones de comportamiento entre diferentes tipos de usuarios, como los residenciales, comerciales e industriales, cada uno de los cuales tiene características de consumo diferentes [4]. Por lo tanto, la utilización de datos históricos se considera un componente indispensable en el proceso de planificación, ya que ofrece una base práctica para pronosticar la demanda futura. Sobre la base de estos datos, es posible realizar estimaciones sobre las tasas de crecimiento, determinar las regiones que están experimentando los mayores aumentos de carga y evaluar si la red de distribución requiere refuerzos o mejoras [5].

1.5.3 Planificación de la expansión de redes de distribución

Uno de los procesos que interviene en la planificación del crecimiento de las redes de distribución es el proceso de identificación de las inversiones necesarias para garantizar que el sistema pueda satisfacer la demanda futura de manera fiable y rentable. Este procedimiento se basa en criterios heurísticos y en la experiencia del planificador, y tiene en cuenta la necesidad de contar con amplios márgenes de seguridad para garantizar el correcto funcionamiento del sistema [7].

Tabla 1.1**Tipos de planificación de la expansión de redes de distribución**

Tipos de planificación	Descripción	características principales
Planificación estática	Considera un único periodo futuro para evaluar la expansión de la red en diferentes periodos consecutivos.	Horizonte único Demanda fija Decisiones simultaneas
Planificación dinámica	Analiza la expansión de la red en diferentes períodos consecutivos.	Decisiones escalonadas en el tiempo. Crecimiento progresivo.
Planificación determinista	Asume que los parámetros del sistema son conocidos con certeza.	Valores únicos de demanda. Costos y parámetros eléctricos.
Planificación estocástica	Incorpora la incertidumbre mediante escenarios probabilísticos.	Uso múltiples escenarios y variables aleatorias.
Planificación centralizada	La expansión se decide de manera global para toda la red.	Visión integral del sistema eléctrico.
Planificación descentralizada	Las decisiones de expansión se forman local o por zonas.	Análisis por área o alimentadores.
Planificación a corto plazo	Evalúa necesidades inmediatas de expansión.	Horizonte de 1 a 3 años.
Planificación a mediano plazo	Analiza la expansión en un horizonte intermedio.	Horizonte de 3 a 7 años.
Planificación a largo plazo	Considera el desarrollo futuro del sistema.	Horizonte mayor a 10 años.

Tabla 1.2

Modelos matemáticos utilizados en la planificación de la expansión

Modelos matemáticos	Descripción	VARIABLES involucradas	Ventajas
Modelo de flujo DC	Aproximación lineal del flujo de potencia activa.	Flujos de potencia Ángulos de fase	Simplicidad y eficiencia computacional.
Modelo lineal disyuntivo	Activa o desactiva ecuaciones de flujo según la existencia de líneas.	Flujos de potencia Ángulos de fase Variables binarias	Representa decisiones de expansión de forma lineal.
Programación Lineal Entera Mixta (MILP)	Combina variables continuas y binarias para optimización.	Flujos de potencia Ángulos de fase Variables binarias Generación	Garantiza solución óptima global.
Modelo no lineal (NLP)	Representa el sistema con ecuaciones AC completas.	Tensiones Potencias activas Potencias reactivas	Alta precisión eléctrica.
Modelo entero no lineal (MINLP)	Combina decisiones discretas y ecuaciones no lineales.	Variables continuas Variables binarias	Representación muy realista.
Modelos heurísticos	Utilizan métodos de búsqueda aproximada.	Variables de decisión codificables	Adecuados para redes muy grandes.

Modelos metaheurísticos	Emplean evolutivas.	técnicas	Soluciones poblacionales	Flexibilidad y rapidez.
-------------------------	---------------------	----------	--------------------------	-------------------------

Tabla 3

Tipos de estructuras para la expansión

N°	Tipo de estructura	Función principal	Componentes mínimos
1	Suspensión	Soportar conductores en tramos rectos.	Poste, cruceta, aisladores, herrajes, conductor y puesto a tierra.
2	Anclaje	Absorber esfuerzos longitudinales del conductor.	Poste reforzado, aisladores de retención, grapas de anclaje, retenidas.
3	Ángulo	Permitir cambios de dirección de la línea.	Poste reforzado, aisladores reforzados, retenidas laterales.
4	Terminal	Finalizar alimentadores o ramales.	Poste con anclaje, aisladores de retención, conectores terminales.
5	Derivación	Extraer ramales secundarios.	Herrajes de derivación, conectores, protección básica.
6	Protección	Proteger la red ante fallas.	Inicio de ramales
7	Seccionamiento	Aislar partes de la red para operación y mantenimiento.	Redes urbanas
8	Estructura con transformador	Reducir tensión para usuarios finales.	Centro de carga urbana

9	Cruce	Garantizar seguridad en cruces críticos.	Cruce de vías principales o ríos.
10	Fin del alimentador	Cerrar circuitos o permitir expansión futura.	Planeación de crecimiento del sistema

Capítulo 2

2.1 Metodología.

Con el fin de alcanzar el objetivo de definir y poner en práctica un modelo matemático que permitiera una planificación óptima para la ampliación de las redes de distribución urbanas, este trabajo se llevó a cabo utilizando un enfoque cuantitativo, aplicado, técnico y analítico. El estudio se basó en el examen de datos históricos sobre el consumo de energía por tipo de usuario y en la aplicación de técnicas de optimización matemática. El objetivo del estudio era determinar los diseños mínimos de red capaces de soportar el crecimiento previsto de la demanda [6].

A lo largo de la investigación, se pusieron de manifiesto varios enfoques metodológicos diferentes como posibles soluciones al problema de la ampliación de la red de distribución:

- La utilización de modelos de flujo de potencia no lineales y alimentados por corriente alterna.
- La aplicación de técnicas heurísticas y metaheurísticas con el fin de optimizar la red.
- El desarrollo de un modelo lineal análogo basado en el flujo de potencia de corriente continua y compuesto por variables binarias para representar las decisiones de ampliación.

Los criterios técnicos y computacionales, así como la información disponible, sirvieron de base para la evaluación de cada posibilidad. Los modelos completos de corriente alterna (AC), a pesar de que proporcionaban un mayor nivel de precisión eléctrica, eran difíciles de implementar desde el punto de vista computacional y requerían información específica que no siempre era accesible para los sistemas de distribución urbana. Por otra parte, los enfoques heurísticos no garantizaban que se obtuviera la mejor respuesta global posible [8].

Se eligió la formulación de un modelo lineal disyuntivo como la mejor alternativa, ya que permitía expresar eficazmente las decisiones de expansión utilizando variables binarias y se

resolvía de manera eficiente como un problema de programación lineal mixta en enteros (MILP) [11]. Como resultado, se eligió este modelo como la mejor alternativa.

2.2 Modelo lineal disyuntivo

El modelo se basó en una aproximación lineal del comportamiento eléctrico del sistema, en la cual el flujo de potencia activa se representó como una función lineal de las diferencias de ángulo base de fase entre barras. Esta aproximación fue considerada válida para sistemas de distribución urbana, donde las variaciones angulares son pequeñas y el objetivo principal del estudio es la toma de decisiones estructurales de expansión [8].

2.3 Restricciones y criterios del modelo

2.3.1 Balance de potencia activa

Esta teoría establecía que, en cada barra colectora del sistema, la potencia generada debía ser igual a la potencia demandada, además de la potencia transferida a través de las ramificaciones de dichas barras colectoras. El equilibrio de potencia activa fue uno de los principios fundamentales en los que se basó el modelo durante su desarrollo. La aplicación de la primera ley de Kirchhoff al dominio de la potencia activa quedó garantizada por este criterio, que aseguraba la conformidad con la ley desde el punto de vista matemático. Al garantizar que no hubiera déficits o excedentes de energía injustificados, el equilibrio de potencia permite establecer una relación directa entre la generación, la demanda y los flujos de potencia en cada nodo existente del sistema. Esta idea fue un componente esencial a la hora de determinar si la red de distribución podía satisfacer la demanda prevista en diversas configuraciones de expansión [7].

2.3.2 Límites térmicos de los conductores

Las restricciones térmicas de las líneas de distribución fueron otro concepto clave que se tuvo en cuenta [6]. Estas limitaciones definían la potencia máxima que podía fluir a través de un conductor sin generar una sobrecarga que pudiera afectar a la seguridad del sistema o a su vida útil. Se diseñaron para evitar que se produjera una sobrecarga.

La incorporación de las restricciones térmicas se logró mediante restricciones que limitaban la cantidad de flujos de potencia activa en cada rama. Estas restricciones se determinaron en función del número de conductores que se colocaron en los circuitos existentes, así como de la capacidad nominal de dichos conductores [6].

Minimización del costo de inversión

La característica principal del diseño fue la minimización del costo total de inversión asociada a la construcción de nuevas líneas de distribución [4].

$$\begin{aligned}
 \text{Función Objetivo} \quad \min v &= \sum_{\forall ij \in \Omega_l} c_{ij} \sum_{\forall y \in Y} w_{ij,y} \\
 \text{Sujeto a:} \quad P_i^g - P_i^d + \sum_{j \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} P_{ji,y} + \sum_{j \in \Omega_l} P_{ji}^0 - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} P_{ij,y} - \sum_{ij \in \Omega_l} P_{ij}^0 &= 0 \quad \forall i \in \Omega_b \\
 P_{ij}^0 &= n_{ij}^0 \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \quad \forall ij \in \Omega_l \\
 -2\bar{\theta}(1 - w_{ij,y}) \leq P_{ij,y} x_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \leq 2\bar{\theta}(1 - w_{ij,y}) &\quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y \\
 -n_{ij}^0 \bar{P}_{ij} \leq P_{ij}^0 \leq n_{ij}^0 \bar{P}_{ij} &\quad \forall ij \in \Omega_l \\
 -w_{ij,y} \bar{P}_{ij} \leq P_{ij,y} \leq w_{ij,y} \bar{P}_{ij} &\quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y \\
 0 \leq P_i^g \leq \bar{P}_i^g &\quad \forall i \in \Omega_b \\
 -\bar{\theta} \leq \theta_i \leq \bar{\theta} &\quad \forall i \in \Omega_b \\
 \sum_{y \in Y} w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij} &\quad \forall ij \in \Omega_l \\
 w_{ij,y} \leq w_{ij,y-1} &\quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y / y > 1 \\
 w_{ij,y} \text{ binario} &\quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y \\
 \theta_i = \theta_i^0 &\quad \forall i \in \Omega_b \mid T b_i = 3
 \end{aligned}$$

2.4 AMPL y solver CPLEX

Para desarrollar este proyecto, se utilizó el lenguaje de modelización conocido como Lenguaje de Programación Matemática (AMPL) junto con el solucionador CPLEX. Esto se hizo debido a la gran capacidad de AMPL para formular y resolver problemas de optimización matemática a gran escala, en particular los relacionados con la planificación óptima de los sistemas de distribución [3].

Se utilizó AMPL debido a su capacidad para integrar variables continuas y binarias. Esto permitió representar adecuadamente las decisiones de inversión relacionadas con la construcción de líneas adicionales mediante el uso de variables binarias [4]. En consecuencia, fue necesario construir el modelo lineal disyuntivo, que se utiliza en los estudios de planificación debido a su eficiencia computacional y precisión para el análisis a largo plazo [5].

IBM es responsable del desarrollo del solucionador CPLEX, un optimizador comercial de alto rendimiento. Se distingue por su capacidad para resolver problemas de programación lineal mixta entera (MILP) con una fiabilidad impresionante [6].

2.5 Escenarios del estudio

Con el objetivo de validar la robustez, escalabilidad y aplicabilidad del modelo propuesto de planificación óptima de la expansión de redes de distribución [2]. Se estableció el estudio en tres escenarios de análisis con diferentes niveles de complejidad, que son los siguientes:

2.5.1 Sistema Garver

La ampliación de las redes eléctricas es objeto de investigación, y este sistema se utiliza como sistema de prueba para dichas investigaciones. Se trata de un sistema de 6 buses debido a su estructura reducida, lo que permite una validación clara y controlada del correcto funcionamiento

del modelo matemático y del algoritmo de optimización [7]. Esto se debe a que el sistema reduce el número de buses.

Figura 1

Sistema Garver de 6 barras

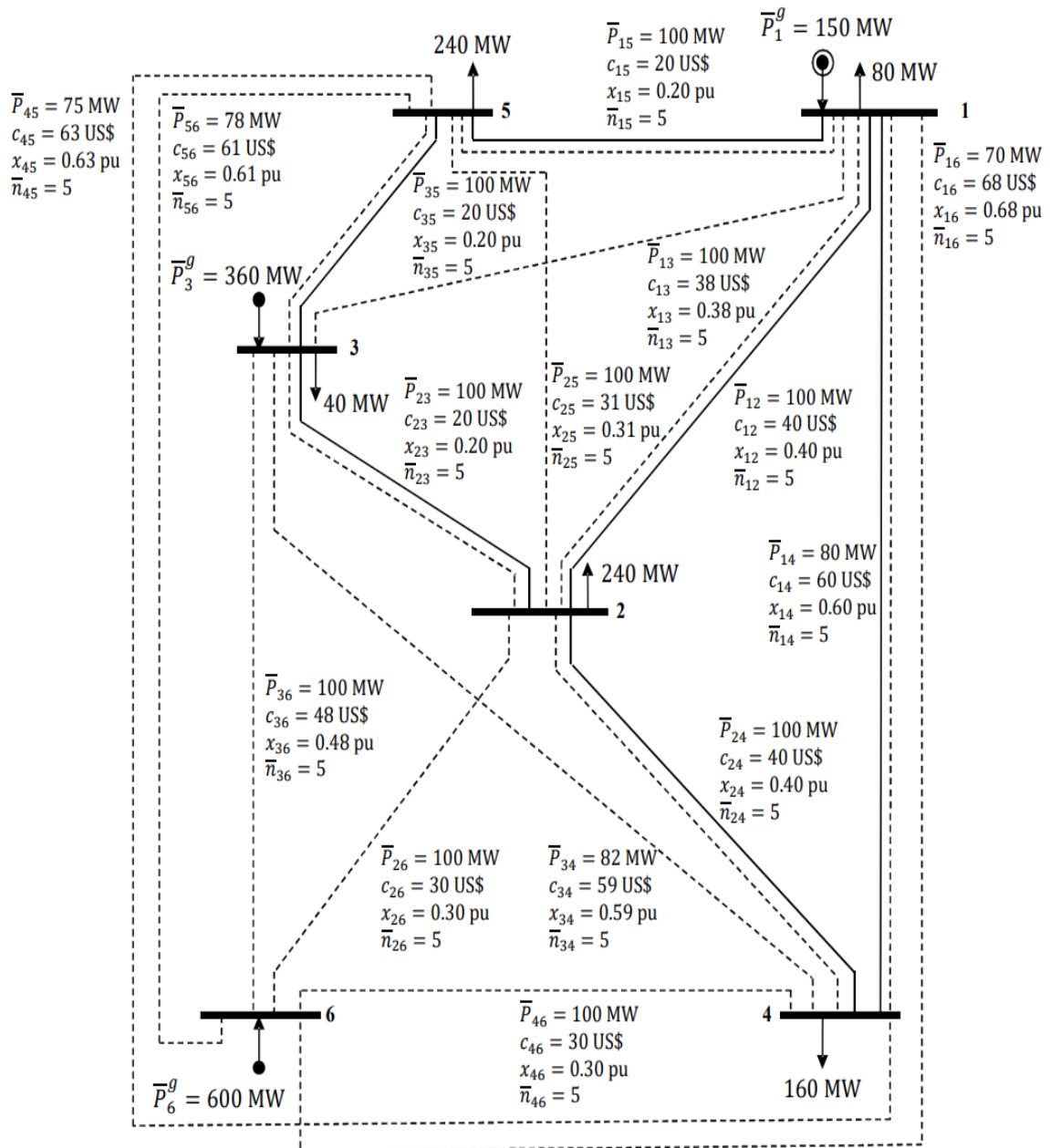


Figura 2

Base de datos del sistema Garver

```

# datos de barras
param: OB: Tb Pd Pgmax :=
      1 3 80 150
      2 0 240 0
      3 2 40 360
      4 0 160 0
      5 0 240 0
      6 2 0 600 ;

# datos de circuitos
param: OL: Pmax x c n0 nmax :=
      1 1 2 100 0.40 40 1 3
      2 1 3 100 0.38 38 0 3
      3 1 4 80 0.60 60 1 3
      4 1 5 100 0.20 20 1 3
      5 1 6 70 0.68 68 0 3
      6 2 3 100 0.20 20 1 3
      7 2 4 100 0.40 40 1 3
      8 2 5 100 0.31 31 0 3
      9 2 6 100 0.30 30 0 3
     10 3 4 82 0.59 59 0 3
     11 3 5 100 0.20 20 1 3
     12 3 6 100 0.48 48 0 3
     13 4 5 75 0.63 63 0 3
     14 4 6 100 0.30 30 0 3
     15 5 6 78 0.61 61 0 3;

```

2.5.2 Sistema IEEE de 24 barras

Mediante la aplicación del modelo al sistema IEEE de 24 buses, fue posible evaluar la capacidad del sistema para gestionar redes más grandes y complejas, así como encontrar soluciones a problemas que implicaban numerosas opciones de expansión. En el contexto de este escenario, se estudiaron los flujos de potencia, los ángulos de fase y las decisiones sobre la construcción de nuevas líneas bajo restricciones técnicas aún más estrictas [8].

Tanto la eficiencia computacional del modelo, formulado como un problema de programación lineal mixta en enteros (MILP), como la capacidad del solucionador CPLEX para generar soluciones óptimas en un tiempo realista se pusieron a prueba con la ayuda del sistema IEEE de 24 buses, que resultó ser muy útil. Este escenario también permitió comparar los resultados obtenidos con los publicados en la bibliografía, lo que proporcionó un respaldo adicional a la validez del modelo desarrollado [9].

Figura 3

Sistema de 24 barras IEEE

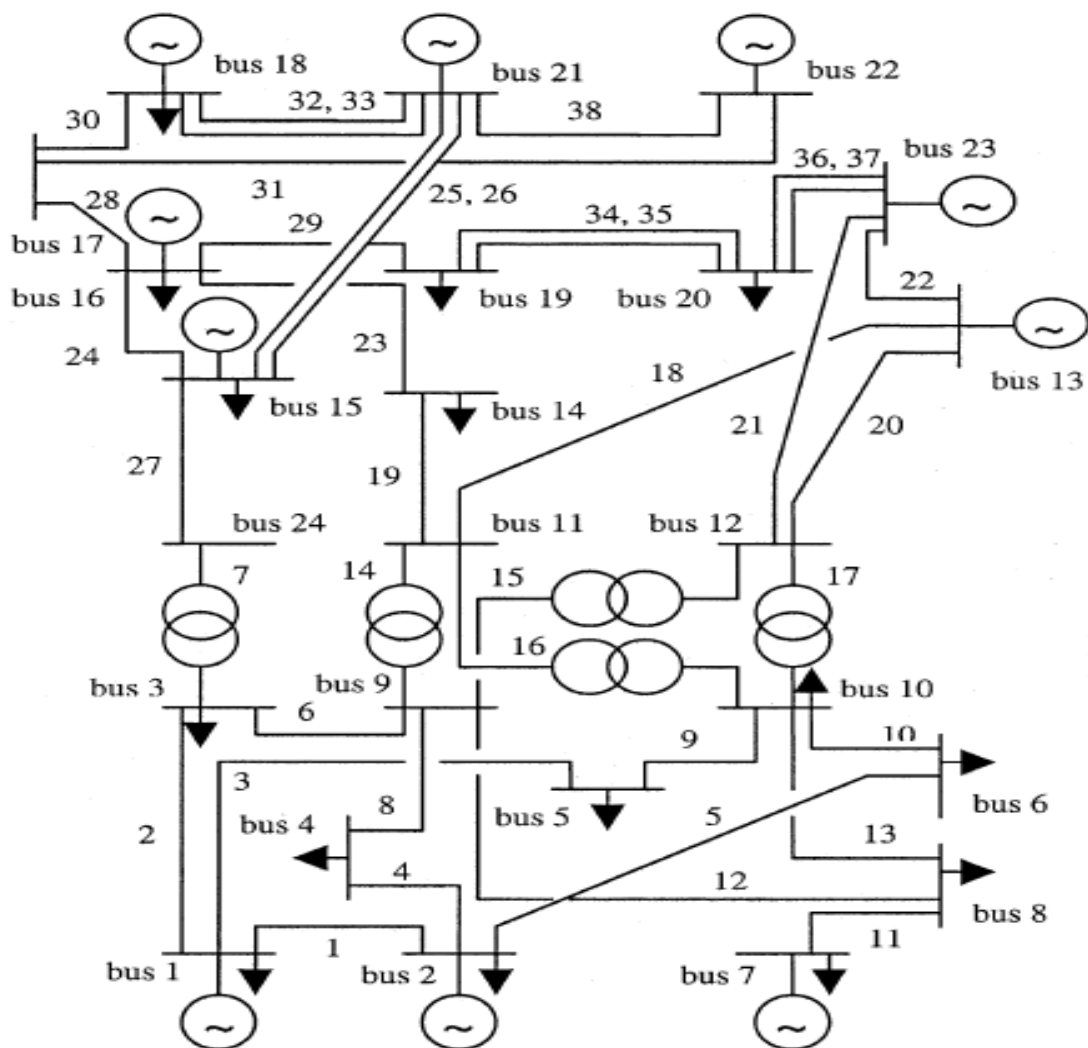


Figura 4

Base de datos del sistema de 24 barras IEEE

```
# leitura dos dados de barra
param: OB:  Tb  Pd  Pgmax :=
1  3  357  635
2  2  321  635
3  0  595  0
4  0  245  0
5  0  235  0
6  0  450  0
7  2  413  992
8  0  577  0
9  0  579  0
10 0  645  0
11 0  0  0
12 0  0  0
13 2  876 1955
14 0  642  0
15 2 1048  711
16 2  331  513
17 0  0  0
18 2 1101 1323
19 0  599  0
20 0  423  0
21 2  0 1323
22 2  0  992
23 2  0 2183
24 0  0  0 ;
```

Figura 5

Base de datos de los ramales del sistema de 24 barras IEE

```

# leitura dos dados de circuitos
param:      OL: Pmax      x      c      n0 nmax
1 1 2 175 0.0139 3.00 1 5
2 1 3 175 0.2112 55.00 1 5
3 1 5 175 0.0845 22.00 1 5
4 2 4 175 0.1267 33.00 1 5
5 2 6 175 0.1920 50.00 1 5
6 3 9 175 0.1190 31.00 1 5
7 3 24 400 0.0839 50.00 1 5
8 4 9 175 0.1037 27.00 1 5
9 5 10 175 0.0883 23.00 1 5
10 6 10 175 0.0605 16.00 1 5
11 7 8 175 0.0614 16.00 1 5
12 8 9 175 0.1651 43.00 1 5
13 8 10 175 0.1651 43.00 1 5
14 9 11 400 0.0839 50.00 1 5
15 9 12 400 0.0839 50.00 1 5
16 10 11 400 0.0839 50.00 1 5
17 10 12 400 0.0839 50.00 1 5
18 11 13 500 0.0476 66.00 1 5
19 11 14 500 0.0418 58.00 1 5
20 12 13 500 0.0476 66.00 1 5
21 12 23 500 0.0966 134.00 1 5
22 13 23 500 0.0865 120.00 1 5
23 14 16 500 0.0389 54.00 1 5
24 15 16 500 0.0173 24.00 1 5
25 15 21 500 0.0490 68.00 2 5
26 15 24 500 0.0519 72.00 1 5
27 16 17 500 0.0259 36.00 1 5
28 16 19 500 0.0231 32.00 1 5
29 17 18 500 0.0144 20.00 1 5
30 17 22 500 0.1053 146.00 1 5
31 18 21 500 0.0259 36.00 2 5
32 19 20 500 0.0396 55.00 2 5
33 20 23 500 0.0216 30.00 2 5
34 21 22 500 0.0678 94.00 1 5
35 1 8 500 0.1344 35.00 0 5
36 2 8 500 0.1267 33.00 0 5
37 6 7 500 0.1920 50.00 0 5
38 13 14 500 0.0447 62.00 0 5
39 14 23 500 0.0620 86.00 0 5
40 16 23 500 0.0822 114.00 0 5
41 19 23 500 0.0606 84.00 0 5 ;

```

2.5.3 Sistema de distribución en la ciudad de Milagro

El tercer escenario se centró en un sistema de distribución urbano real, basado en la red eléctrica de la ciudad de Milagro, situada en la provincia de Guayas, en Ecuador. Este escenario, que incorporaba elementos típicos de un sistema de distribución real, como la expansión urbana, la diversidad de tipos de usuarios y las limitaciones operativas propias del entorno local, reflejaba la aplicación práctica del modelo construido [2].

Para este escenario, se utilizaron datos históricos sobre el consumo de electricidad de diferentes tipos de usuarios, además de información técnica sobre la red de distribución, que incluía barras colectoras, alimentadores y capacidades de los conductores. A partir de estos datos, se realizó una proyección de la demanda futura, lo que permitió evaluar la necesidad de ampliar la red para garantizar el suministro de energía dentro del horizonte de planificación considerado [4].

Figura 6

Sistema de la ciudad de Milagro

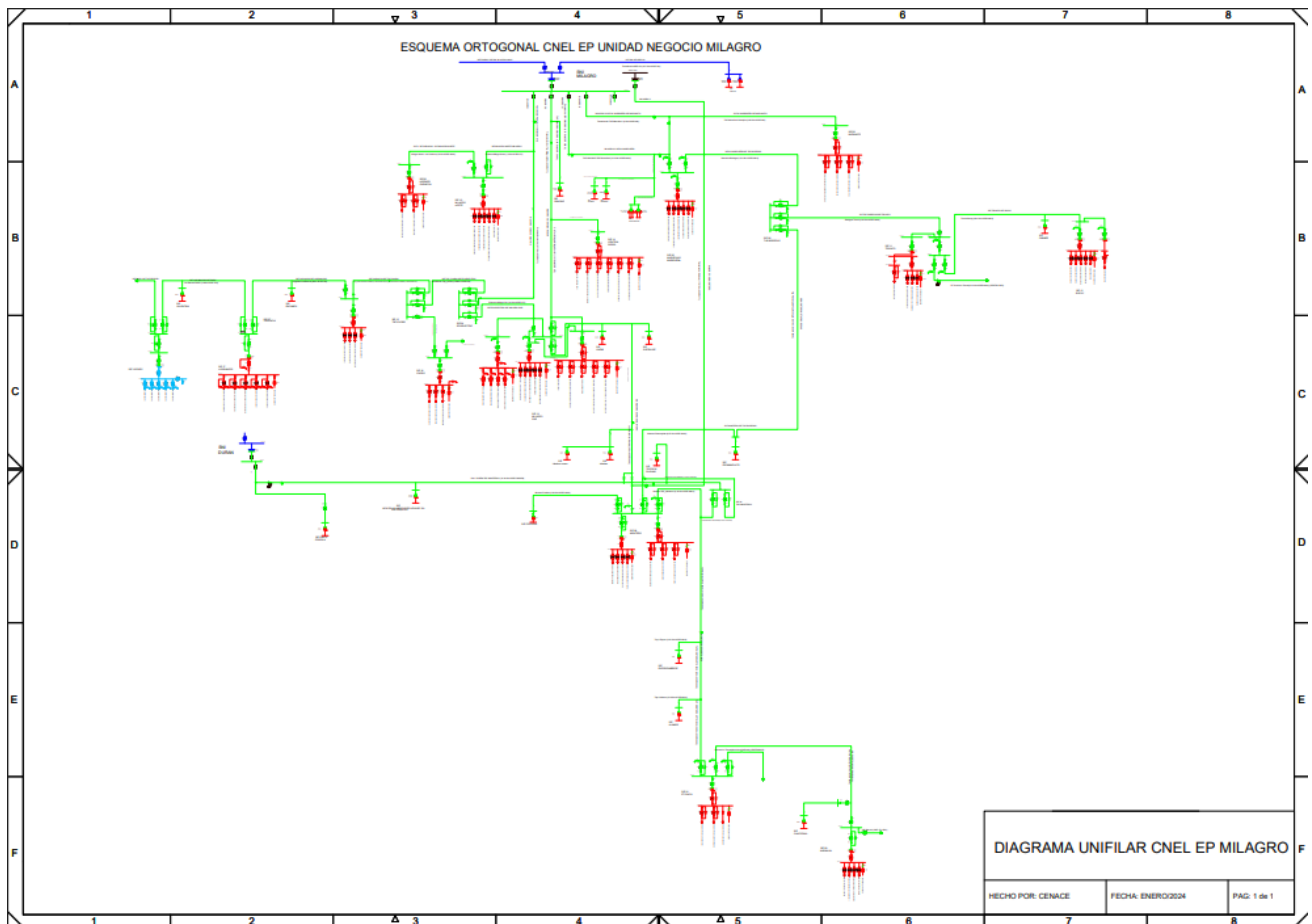


Figura 7

Definición de parametros, variables, conjuntos en el lenguaje AMPL.

```

# elimina todos los elementos de la memoria
reset;

# cambia al modo modelo
model;

# definición de los conjuntos
set OB;                                # conjunto de barras
set OL within 1..999 cross OB cross OB; # conjunto de ramas
set Y = 1..3;

# definición de los parámetros (constantes)
# del sistema
param Pbase;    # potencia base                se lee del archivo de datos
param thmax;    # ángulo máximo en el nodo i   se lee del archivo de datos

# de las barras
param Tb{OB};   # tipo de barra 0: PQ, 2: PV, 3: SW        se lee del archivo de barras
param Pd{OB};   # demanda de potencia activa en el nodo i se lee del archivo de barras
param Pgmax{OB};# generación máxima de potencia activa    se lee del archivo de barras

# de los circuitos
param c{OL};    # costo de construcción del ramo kij      se lee del archivo de líneas
param Pmax{OL}; # flujo máximo de potencia activa         se lee del archivo de líneas
param n0{OL};   # número de líneas existentes en el ramo  se lee del archivo de líneas
param nmax{OL}; # número máximo de líneas a construir     se lee del archivo de líneas
param x{OL};    # reactancia del ramo kij                 se lee del archivo de líneas

```

Figura 8

Definición de función objetivo

```

# definición de las variables
var Pg{OB};      # generación de potencia activa en la barra i
var th{OB};      # ángulo de fase en la barra i
var P0{OL};      # flujo de potencia activa en circuitos existentes
var P{OL,Y};     # flujo de potencia activa en circuitos candidatos
var w{OL,Y} binary; # indica si la línea y es construida o no

# definición del modelo
# minimizar el costo total de construcción de nuevas líneas
minimize v:
    sum{(k,i,j) in OL} (c[k,i,j] * sum{y in Y} (w[k,i,j,y]));

# balance de potencia activa
subject to balanco_potencia_ativa {i in OB}:
    Pg[i] - Pd[i]
    + sum{(k,j,i) in OL} sum{y in Y} (P[k,j,i,y])
    - sum{(k,i,j) in OL} sum{y in Y} (P[k,i,j,y])
    + sum{(k,j,i) in OL} (P0[k,j,i])
    - sum{(k,i,j) in OL} (P0[k,i,j]) = 0;

# cálculo del flujo de potencia activa en circuitos existentes
subject to fluxo_potencia_ativa_existente {(k,i,j) in OL}:
    P0[k,i,j] = n0[k,i,j] * (th[i] - th[j]) / x[k,i,j];

```

Figura 9

Restricciones de los ramales existentes

```

# límites de flujo en circuitos existentes
subject to limite_fluxo_potencia_ativa_existente {(k,i,j) in OL}:
    -n0[k,i,j] * Pmax[k,i,j] <= P0[k,i,j] <= n0[k,i,j] * Pmax[k,i,j];

# flujo de potencia activa en circuitos candidatos (Big-M)
subject to fluxo_potencia_ativa_candidata_a {(k,i,j) in OL, y in Y}:
    P[k,i,j,y] * x[k,i,j] - (th[i] - th[j]) <= 2 * thmax * (1 - w[k,i,j,y]);

subject to fluxo_potencia_ativa_candidata_b {(k,i,j) in OL, y in Y}:
    -2 * thmax * (1 - w[k,i,j,y]) <= P[k,i,j,y] * x[k,i,j] - (th[i] - th[j]);

# límites de flujo en circuitos candidatos
subject to limite_fluxo_potencia_ativa_a {(k,i,j) in OL, y in Y}:
    P[k,i,j,y] <= w[k,i,j,y] * Pmax[k,i,j];

subject to limite_fluxo_potencia_ativa_b {(k,i,j) in OL, y in Y}:
    -w[k,i,j,y] * Pmax[k,i,j] <= P[k,i,j,y];

# límites de generación de potencia activa
subject to limite_geracao_ativa {i in OB}:
    0 <= Pg[i] <= Pgmax[i];

```

Figura 10

Restricciones de los ramales nuevos

```

# límites del ángulo de fase
subject to limite_angulo_fase {i in OB}:
    -thmax <= th[i] <= thmax;

# límite en el número de circuitos adicionales
subject to limite_n {(k,i,j) in OL}:
    sum{y in Y} (w[k,i,j,y]) <= nmax[k,i,j];

# restricción de secuencialidad
subject to retricao_w {(k,i,j) in OL, y in Y : y > 1}:
    w[k,i,j,y] <= w[k,i,j,y-1];

# ángulo de fase de la barra de referencia
subject to angulo_referencia {i in OB : Tb[i] == 3}:
    th[i] = 0;

```

Figura 11

Se definio con el solver cplex

```

# normalización de datos
for {i in OB} {
    let Pd[i] := Pd[i] / Pbase;
    let Pgmax[i] := Pgmax[i] / Pbase;
}

for {(k,i,j) in OL} {
    let Pmax[k,i,j] := Pmax[k,i,j] / Pbase;
}

# definir el solver
option solver cplex;
option cplex_options "mipdisplay=4 mipgap=0";

# resolver el modelo
solve v;

```

Figura 12

Formato de obtener los resultados

```

printf "-----\n" > resultado.txt;
printf " Resultado de Barras          \n" > resultado.txt;
printf "-----\n" > resultado.txt;
printf "  #          th          Pger          Pdem \n" > resultado.txt;
printf "          (grados)      (MW)          (MW) \n" > resultado.txt;
printf "-----+\n" > resultado.txt;

for {i in OB} {
  printf "%4d %8.2f %8.2f %8.2f \n",
    i, th[i]*180/3.14159, Pg[i]*Pbase, Pd[i]*Pbase > resultado.txt;
}

printf "-----+\n" > resultado.txt;
printf "TOTAL %16.2f %8.2f \n\n",
  sum{i in OB}(Pg[i])*Pbase, sum{i in OB}(Pd[i])*Pbase > resultado.txt;

printf "-----\n" > resultado.txt;
printf " Resultado de Circuitos          \n" > resultado.txt;
printf "-----\n" > resultado.txt;
printf "  k    i    j    n0  nij          Pij          Pmax \n" > resultado.txt;
printf "                                (MW)          (MW) \n" > resultado.txt;
printf "-----+\n" > resultado.txt;

for {(k,i,j) in OL} {
  if (n0[k,i,j] + sum{y in Y}(w[k,i,j,y]) > 0) then {
    printf "%4d %4d %4d %4d %4d %8.2f %8.2f \n",
      k, i, j, n0[k,i,j], sum{y in Y}(w[k,i,j,y]),
      (P0[k,i,j] + sum{y in Y}(P[k,i,j,y])) * Pbase,
      (n0[k,i,j] + sum{y in Y}(w[k,i,j,y])) * Pmax[k,i,j] * Pbase
    > resultado.txt;
  }
}

printf "-----+\n" > resultado.txt;
printf "TOTAL   %16d \n\n\n",
  sum{(k,i,j) in OL}(sum{y in Y}(w[k,i,j,y])) > resultado.txt;
display v > resultado.txt;

```

Capítulo 3

3.1 Resultados y análisis

En el escenario relacionado con el sistema Garver, la barra colectora 1 servía como barra colectora de referencia para el sistema y presentaba un ángulo de fase igual a cero grados. Esta barra colectora era capaz de generar 146,67 megavatios de electricidad en respuesta a una demanda de 80 megavatios, lo que permitía distribuir la energía al resto de componentes del sistema [3]. La barra colectora 3 también era importante, ya que era un generador y tenía una potencia de 313,33 megavatios (MW) para satisfacer la necesidad de 40 megavatios (MW) en el área local. Por otro lado, la barra colectora 6 era capaz de generar 300 megavatios de electricidad sin ninguna demanda asociada y servía como fuente principal de suministro para las barras colectoras de carga [2].

Se ha determinado que las barras 2, 4 y 5 son solo barras de demanda y no tienen capacidad de generación. La generación de las barras 1, 3 y 6 a través de la red de distribución era suficiente para satisfacer las demandas de estas barras, que eran de 240 MW, 160 MW y 240 MW, respectivamente, según la red de distribución [3].

Los ángulos de fase obtenidos variaron de acuerdo con la dirección en la que fluye la energía, sin salirse de los parámetros definidos por el modelo [4]. La diferencia de ángulo entre los buses garantizó que la transferencia de energía se llevara a cabo sin violar los límites operativos del sistema durante el proceso.

Mediante una comparación entre la potencia total generada y la potencia total demandada, ambas con un valor de 760 MW, se validó el balance global del sistema, lo que indicó que la solución obtenida era coherente [8].

Figura 13

Resultados de sistema Garver

```

-----
Resultado de Barras
-----
#      th      Pger      Pdem
  (graus)  (MW)      (MW)
-----+-----+-----+
1      0.00     146.67    80.00
2     -9.17      0.00    240.00
3      2.29     313.33    40.00
4     13.75      0.00    160.00
5     -7.64      0.00    240.00
6     30.94     300.00     0.00
-----+-----+-----+
TOTAL                760.00    760.00
-----

Resultado de Circuitos
-----
k      i      j      n0  nij      Pij      Pmax
      (MW)      (MW)
-----+-----+-----+-----+-----+-----+
1      1      2      1    0     40.00    100.00
3      1      4      1    0    -40.00     80.00
4      1      5      1    0     66.67    100.00
6      2      3      1    0   -100.00    100.00
7      2      4      1    0   -100.00    100.00
11     3      5      1    1   173.33    200.00
14     4      6      0    3   -300.00    300.00
-----+-----+-----+-----+-----+
TOTAL                4
-----
v = 110

```

Se pudo confirmar la escalabilidad del modelo, así como su capacidad para gestionar decisiones de expansión en redes con flujos de energía considerables, utilizando el segundo escenario, que sirvió como etapa intermedia entre el sistema de prueba de Garver y el sistema real de la ciudad de Milagro [9].

Los resultados de la investigación sobre las barras colectoras demostraron que el modelo era capaz de satisfacer completamente la demanda del sistema, logrando así un equilibrio general de la potencia activa. Se observó que la primera ley de Kirchhoff se cumplía plenamente en todo

el sistema, como lo demuestra el hecho de que la potencia total generada fue de 9437 megavatios (MW), lo que coincidía exactamente con la demanda total de potencia.

Entre las barras que sirvieron como barras generadoras, las más notables fueron la barra 13, con una generación de 1955 MW, y la barra 23, con 2013,38 MW. Ambas barras fueron esenciales en el proceso de suministro del sistema. Las barras 1, 2, 7, 13, 16, 18, 21, 22 y 23 suministraron electricidad al sistema. Una configuración típica de los sistemas de transmisión y subtransmisión que se adaptó a un estudio de expansión [11] se reflejó en el hecho de que estos buses concentraban una gran parte de la generación total.

Las barras colectoras 15, 18, 3, 9 y 10 tenían valores superiores a 500 MW, lo que requería una redistribución adecuada de los flujos en toda la red. Estas barras colectoras tenían la mayor demanda. Las barras colectoras puramente demandantes no tenían generación asociada, ya que eran alimentadas por las barras colectoras generadoras a través de los corredores principales del sistema [2].

Los ángulos de fase obtenidos mostraron un amplio rango, desde valores negativos cercanos a -12,56 grados hasta valores positivos de hasta 52,02 grados, todos ellos dentro de los límites asignados por el modelo. La utilización de estas disparidades angulares permitió transportar la potencia activa por toda la red de manera eficaz, sin infringir los límites operativos establecidos [4].

La inclusión de siete nuevos circuitos en puntos estratégicos de la red fue uno de los hallazgos más significativos. Cabe destacar especialmente el desarrollo que tuvo lugar en el corredor que existe entre las barras 7 y 8. Esta ampliación supuso la incorporación de tres nuevos circuitos, lo que aumentó considerablemente la capacidad de transferencia hasta los 700 MW. La evacuación de la alta generación del bus 7 y el suministro de cargas más aguas abajo dependían en gran medida de este aumento [8].

Además, se encontraron ampliaciones en los corredores 6-10, 10-11, 11-13 y 14-23, lo que ayudó a aliviar la congestión en las regiones que experimentaban altos flujos de energía. Dado que inicialmente no existía conexión entre estos nodos, la construcción de un circuito entre los buses 14 y 23 resultó especialmente esencial. La incorporación de este circuito permitió redistribuir de manera más eficiente la electricidad generada en el bus 13 [9].

A pesar de que esto no constituía una infracción técnica, los flujos negativos que se registraron en varias ramas sugerían que la energía fluía en dirección opuesta a la orientación definida para el circuito. Teniendo en cuenta las discrepancias angulares que se descubrieron, así como el hecho de que el sistema IEEE de 24 buses estaba basado en una malla, este comportamiento era coherente [10].

Figura 14

Resultados de sistema de 24 barras IEEE

Resultado de Barras			
#	th (graus)	Pger (MW)	Pdem (MW)
1	0.00	598.58	357.00
2	0.30	625.09	321.00
3	-12.56	0.00	595.00
4	-11.36	0.00	245.00
5	-8.47	0.00	235.00
6	-11.39	0.00	450.00
7	-0.70	992.00	413.00
8	-5.80	0.00	577.00
9	-6.35	0.00	579.00
10	-5.44	0.00	645.00
11	10.98	0.00	0.00
12	12.33	0.00	0.00
13	23.00	1955.00	876.00
14	14.85	0.00	642.00
15	18.56	138.95	1048.00
16	21.62	513.00	331.00
17	29.04	0.00	0.00
18	30.03	873.61	1101.00
19	20.71	0.00	599.00
20	26.72	0.00	423.00
21	32.60	846.54	0.00
22	52.02	880.85	0.00
23	32.62	2013.38	0.00
24	6.67	0.00	0.00
TOTAL		9437.00	9437.00

Figura 15

Resultados de los ramales del sistema de 24 barras IEEE

Resultado de Circuitos						
k	i	j	n0	nij	Pij (MW)	Pmax (MW)
1	1	2	1	0	-37.23	175.00
2	1	3	1	0	103.81	175.00
3	1	5	1	0	175.00	175.00
4	2	4	1	0	160.58	175.00
5	2	6	1	0	106.27	175.00
6	3	9	1	0	-91.19	175.00
7	3	24	1	0	-400.00	400.00
8	4	9	1	0	-84.42	175.00
9	5	10	1	0	-60.00	175.00
10	6	10	1	1	-343.73	350.00
11	7	8	1	3	579.00	700.00
12	8	9	1	0	5.80	175.00
13	8	10	1	0	-3.80	175.00
14	9	11	1	0	-360.38	400.00
15	9	12	1	0	-388.42	400.00
16	10	11	1	1	-682.99	800.00
17	10	12	1	0	-369.53	400.00
18	11	13	1	1	-881.60	1000.00
19	11	14	1	0	-161.78	500.00
20	12	13	1	0	-391.39	500.00
21	12	23	1	0	-366.56	500.00
22	13	23	1	0	-193.99	500.00
23	14	16	1	0	-303.78	500.00
24	15	16	1	0	-309.05	500.00
25	15	21	2	0	-1000.00	1000.00
26	15	24	1	0	400.00	500.00
27	16	17	1	0	-500.00	500.00
28	16	19	1	0	69.17	500.00
29	17	18	1	0	-119.15	500.00
30	17	22	1	0	-380.85	500.00
31	18	21	2	0	-346.54	1000.00
32	19	20	2	0	-529.83	1000.00
33	20	23	2	0	-952.83	1000.00
34	21	22	1	0	-500.00	500.00
39	14	23	0	1	-500.00	500.00
TOTAL				7		

v = 266

En el escenario relacionado con el sistema de distribución de Milagro, los resultados obtenidos para las barras colectoras del sistema demostraron un equilibrio perfecto de la potencia activa. La potencia total generada fue de 3920 MW, lo que coincidió exactamente con la demanda total de potencia. Este resultado validó el correcto cumplimiento del equilibrio de potencia nodal en todas y cada una de las barras colectoras del sistema [3].

Los buses 1, 10, 20, 30, 40 y 50 sirvieron como nodos de generación. El bus 1 fue el más importante del sistema, con una producción de 1048,38 megavatios (MW), mientras que los buses 10, 20 y 40 aportaron 700 MW cada uno. El bus 50 fue el que menos potencia suministró. La barra colectora 30 suministró 571,62 megavatios, mientras que la barra colectora 50 aportó 200 megavatios, lo que permitió a la red disponer de una distribución espacial suficiente de la generación en toda la red [2].

Los buses restantes se utilizaron como buses de carga y presentaron una demanda uniforme de 80 megavatios (MW). Esta demanda se ajustaba a una situación típica de distribución urbana, en la que los sectores residencial y comercial tenían un nivel de consumo similar. Esta homogeneidad permitió realizar un estudio claro de la propagación de los flujos de energía desde los centros de generación hasta los puntos finales del sistema [5].

En toda la red, los ángulos de fase mostraron una variación gradual y progresiva, y las barras situadas más lejos de los sitios de generación mostraron los valores más bajos, cercanos a -26,29 grados. Este comportamiento coincidió con la naturaleza longitudinal del sistema y proporcionó pruebas de la transferencia de energía desde las barras de generación a las cargas distribuidas, al tiempo que se mantuvieron dentro de las restricciones definidas por el modelo [4].

El comportamiento de los flujos de energía y las decisiones de expansión óptimas tomadas por el modelo pudieron identificarse como resultado del análisis de los circuitos. Se observó la adición de dos circuitos en las primeras etapas del sistema, particularmente entre las barras 1 y 2,

lo que dio como resultado una capacidad total de 750 megavatios (MW). Esta capacidad era necesaria para evacuar la alta generación producida por la barra primaria [2].

De manera similar, se encontraron refuerzos en los corredores 2-3, 8-9, 9-10, 19-20, 40-41, 41-42, 48-49 y 49-50. Se identificó que estos corredores tenían circuitos adicionales conectados a ellos para evitar que las líneas actuales se saturaran. Como resultado de estas ampliaciones, fue posible mantener los flujos dentro de los límites de temperatura, lo que garantizó que el sistema pudiera funcionar de forma segura [6].

Las disparidades angulares que se descubrieron entre las barras eran coherentes con el hecho de que los flujos de potencia mostraban valores tanto positivos como negativos, dependiendo de la dirección efectiva de la transferencia. En todos los casos, no hubo ni una sola ocasión en la que se infringieran las limitaciones de flujo máximo, lo que demuestra que el modelo es eficaz para cumplir los requisitos de las restricciones operativas [3].

Además, se añadieron varios enlaces cruzados entre barras no consecutivas, como los circuitos 1-11, 2-12, 3-13 y 4-14. Estos enlaces cruzados contribuyeron a la mejora del sistema al reducir las caídas angulares excesivas y dispersar los flujos de energía de una manera más eficaz [8].

Figura 16

Resultados de sistema de la ciudad de Milagro

Resultado de Barras			
#	th (graus)	Pger (MW)	Pdem (MW)
1	0.00	1048.38	0.00
2	-3.97	0.00	80.00
3	-8.14	0.00	80.00
4	-10.84	0.00	80.00
5	-13.15	0.00	80.00
6	-13.11	0.00	80.00
7	-10.97	0.00	80.00
8	-6.62	0.00	80.00
9	-3.16	0.00	80.00
10	1.04	700.00	80.00
11	-2.91	0.00	80.00
12	-6.91	0.00	80.00
13	-10.44	0.00	80.00
14	-12.99	0.00	80.00
15	-14.37	0.00	80.00
16	-13.89	0.00	80.00
17	-11.73	0.00	80.00
18	-7.91	0.00	80.00
19	-2.82	0.00	80.00
20	1.38	700.00	80.00
21	-4.10	0.00	80.00
22	-8.61	0.00	80.00
23	-12.15	0.00	80.00
24	-14.66	0.00	80.00
25	-15.82	0.00	80.00
26	-14.66	0.00	80.00
27	-12.37	0.00	80.00
28	-8.72	0.00	80.00
29	-3.95	0.00	80.00
30	1.75	571.62	80.00
31	-4.56	0.00	80.00
32	-9.43	0.00	80.00
33	-13.12	0.00	80.00
34	-15.84	0.00	80.00
35	-17.74	0.00	80.00
36	-19.68	0.00	80.00
37	-19.46	0.00	80.00
38	-17.04	0.00	80.00
39	-12.41	0.00	80.00
40	-5.45	700.00	80.00
41	-10.67	0.00	80.00
42	-14.85	0.00	80.00
43	-20.92	0.00	80.00
44	-24.77	0.00	80.00
45	-26.29	0.00	80.00
46	-25.45	0.00	80.00
47	-22.23	0.00	80.00
48	-16.51	0.00	80.00
49	-12.44	0.00	80.00
50	-7.06	200.00	80.00
TOTAL		3920.00	3920.00

Figura 17

Resultados de los ramales del sistema de la ciudad de Milagro

Resultado de Circuitos						
k	i	j	n0	nij	Pij (MW)	Pmax (MW)
1	1	2	1	2	693.18	750.00
2	2	3	1	1	484.78	500.00
3	3	4	1	1	304.26	500.00
4	4	5	1	0	130.30	250.00
5	5	6	1	0	-2.59	250.00
6	6	7	1	0	-116.61	250.00
7	7	8	1	0	-229.90	250.00
8	8	9	1	1	-366.17	500.00
9	9	10	1	1	-431.54	500.00
10	10	11	1	0	203.03	250.00
11	11	12	1	0	199.56	250.00
12	12	13	1	0	175.91	250.00
13	13	14	1	0	123.72	250.00
14	14	15	1	0	66.55	250.00
15	15	16	1	0	-22.63	250.00
16	16	17	1	0	-101.63	250.00
17	17	18	1	0	-175.47	250.00
18	18	19	1	0	-233.63	250.00
19	19	20	1	1	-376.08	500.00
20	20	21	1	0	245.08	250.00
21	21	22	1	0	196.66	250.00
22	22	23	1	0	154.59	250.00
23	23	24	1	0	107.07	250.00
24	24	25	1	0	49.36	250.00
25	25	26	1	0	-48.29	250.00
26	26	27	1	0	-95.27	250.00
27	27	28	1	0	-148.13	250.00
28	28	29	1	0	-193.70	250.00
29	29	30	1	0	-225.89	250.00
30	30	31	1	0	250.00	250.00
31	31	32	1	0	188.97	250.00
32	32	33	1	0	143.09	250.00
33	33	34	1	0	103.31	250.00
34	34	35	1	0	72.17	250.00
35	35	36	1	0	71.88	250.00
36	36	37	1	0	-8.12	250.00
37	37	38	1	0	-88.12	250.00
38	38	39	1	0	-168.12	250.00
39	39	40	1	0	-248.12	250.00
40	40	41	1	1	371.88	500.00
41	41	42	1	1	291.88	500.00
42	42	43	1	0	211.88	250.00
43	43	44	1	0	131.88	250.00
44	44	45	1	0	51.88	250.00
45	45	46	1	0	-28.12	250.00
46	46	47	1	0	-108.12	250.00
47	47	48	1	0	-188.12	250.00
48	48	49	1	1	-268.12	500.00
49	49	50	1	1	-348.12	500.00
50	50	1	1	0	-228.12	250.00

Figura 18

Resultados de sistema de la ciudad de Milagro

51	1	11	1	0	127.07	250.00
52	2	12	1	0	128.40	250.00
53	3	13	1	0	100.52	250.00
54	4	14	1	0	93.97	250.00
55	5	15	1	0	52.88	250.00
56	6	16	1	0	34.02	250.00
57	7	17	1	0	33.30	250.00
58	8	18	1	0	56.27	250.00
59	9	19	1	0	-14.64	250.00
60	10	20	1	0	-14.57	250.00
61	11	21	1	0	50.54	250.00
62	12	22	1	0	72.05	250.00
63	13	23	1	0	72.70	250.00
64	14	24	1	0	71.14	250.00
65	15	25	1	0	62.06	250.00
66	16	26	1	0	33.02	250.00
67	17	27	1	0	27.14	250.00
68	18	28	1	0	34.43	250.00
69	19	29	1	0	47.81	250.00
70	20	30	1	0	-15.74	250.00
71	21	31	1	0	18.97	250.00
72	22	32	1	0	34.13	250.00
73	23	33	1	0	40.22	250.00
74	24	34	1	0	48.85	250.00
75	25	35	1	0	79.71	250.00
TOTAL				11		
v = 110						

Estructuras mínimas para la expansión

Debido al aumento persistente de la demanda residencial, se determinó que la red de la ciudad de Milagro requería modificaciones para satisfacer las necesidades. A partir de los resultados obtenidos con el modelo de planificación óptima implementado en AMPL, se concluyó que era necesario construir una nueva línea de ramal entre los nodos existentes. El objetivo de esta construcción era eliminar la sobrecarga que se estaba produciendo en las secciones cercanas y garantizar el equilibrio de la potencia activa [2].

Tabla 4

Estructura mínima del ramal 20-21

Tipo de estructura	Cantidad
Suspensión	12
Anclaje	2
Ángulo	1
Terminal	1
Protección	1
Total	17

Tabla 5

Costo total de una estructura mínima

Rubro	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	costo
Poste de hormigón 12 m de 500 kg	Unidad	16	\$397.87	\$6,365.92
Izado de poste con grúa	Unidad	16	\$73.12	\$1,169.92
Conductor ASCR 1/0	Km	2.40	\$1,220.79	\$2,929.90
Subtotal				\$10,465.74

Tabla 6

Costo total de una estructura mínima más un adicional de 15%

Concepto	Valor
Subtotal	\$10,465.74

Adicionales 15%	\$1,569.86
Costo total del ramal 20-21	\$12,035.60

Proyección de carga

Teniendo en cuenta todas las nuevas sucursales que podrán suministrar esta carga, este método permite pronosticar la demanda futura basándose en una tasa de crecimiento anual que se obtiene a partir del análisis del consumo pasado mediante el uso de un modelo matemático [4].

Se utilizo la formula siguiente:

$$Pt = Pbase(1 + g)^t$$

Tabla 7

Proyección de carga de la ciudad de Milagro

Año	Demanda [GWh]	anual Demanda promedio [GW]	Variación con respecto al 2021
2021	1.162,42	0,133	Año base
2022	1.252,37	0,149	7,74%
2023	1.306,90	0,149	12,45%
2024	1.361,44	0,155	17,11%

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

El desarrollo del modelo matemático propuesto indicó que es posible planificar el crecimiento de las redes de distribución urbanas de la manera más eficiente posible basándose en el estudio del consumo histórico de energía por tipo de usuario para las redes de distribución urbanas. La implementación del modelo demostró que la utilización de estrategias de optimización facilita la determinación de las estructuras mínimas de red capaces de sostener el aumento previsto de la demanda. Esto ayuda a garantizar el equilibrio entre la eficiencia técnica y la viabilidad económica de la red.

El análisis y la validación del modelo en los sistemas Garver e IEEE de 24 buses confirmaron que funciona correctamente y que es coherente con los resultados que se han documentado en la literatura especializada. En consecuencia, se lograron con éxito los objetivos especificados de desarrollar e implementar el modelo de optimización. La posterior aplicación del modelo al sistema real de la ciudad de Milagro demostró que la formulación basada en la programación lineal mixta entera es un instrumento fiable para los estudios de planificación de la expansión en sistemas de distribución reales. Esto quedó demostrado por el hecho de que el modelo fue capaz de adaptarse a redes más grandes y a las condiciones locales.

Desde un punto de vista económico, los resultados obtenidos demostraron que la selección adecuada de nuevas ramificaciones, definidas por longitudes aproximadas de 0,8 kilómetros y un número mínimo de edificios, reduce considerablemente los costos de inversión sin comprometer la seguridad ni la fiabilidad del sistema. En este sentido, la descripción precisa de los parámetros de costo asociados a cada ramificación fue fundamental para obtener soluciones que fueran tanto posibles como realistas. Esto proporcionó una base sólida para tomar decisiones informadas sobre la planificación futura de las redes de distribución urbanas.

4.1.2 Recomendaciones

Se ha dicho que la ciudad de Milagro debería utilizar modelos de optimización como los utilizados en este estudio a la hora de diseñar el futuro de su red de distribución. Estos modelos deberían basarse en la demanda real y la topología. Esto permitiría dar prioridad a las inversiones en las ramas más importantes, lo que evitaría construcciones innecesarias. Además, la empresa de distribución podría gestionar mejor sus recursos económicos si utilizara estructuras mínimas de forma regular.

Para sacar el máximo partido al modelo mostrado, lo mejor es añadir pruebas de sensibilidad que analicen varios escenarios de crecimiento de la demanda y cambios en los costos de los materiales. En este caso, sería factible ver cuán estables son las soluciones cuando cambian la economía o la tecnología. Este enfoque mejoraría la fiabilidad de los resultados y ampliaría su relevancia para la planificación a medio y largo plazo.

Se recomienda ampliar aún más el modelo para incorporar nuevos factores, como la confiabilidad, las pérdidas técnicas o la incorporación de la generación distribuida, especialmente en las regiones urbanas que aún se encuentran en proceso de desarrollo. Se ha hecho una recomendación al respecto. Al incluir estos elementos, se obtendría una perspectiva más completa del sistema eléctrico, lo que facilitaría la toma de decisiones estratégicas. Además, sería de gran ayuda para planificar una red que no solo sea económicamente eficiente, sino también sostenible y que se ajuste a las necesidades que tendrá la ciudad en el futuro.

Referencias

- [1] AMPL. (2023). *AMPL*. Obtenido de AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming.: <https://ampl.com>
- [2] Corporation, I. (2023). *IBM Corporation*. Obtenido de IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Documentation.: <https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>
- [3] Ecuador., G. d. (2023). *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR)*. Obtenido de Plan de Expansión de Distribución y Alumbrado Público General (PEDAPG) 2023–2032: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- [4] Fourer, R. G. (2003). *AMPL: A modeling language for mathematical programming (2nd ed.)*. Brooks/Cole Publishing.
- [5] Gómez-Expósito, A. C. (2018). *Electric energy systems*. Obtenido de Electric energy systems: Analysis and operation: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2018.2849675>
- Gönen, T. (2014). *Electric power distribution engineering (3.ª ed.)*. Boca Raton: CRC Press.
- [6] Lavorato, M. F. (2012). *Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems*. Obtenido de Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. IEEE Transactions on Power Systems, 27(1), 172–180.: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2161345>
- [7] Minas., M. d. (2022). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano. Gobierno del Ecuador.: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- [8] Romero, R. F. (2014). *Electric Power Systems Research*. Obtenido de A new mathematical model for the distribution system expansion planning problem.: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.11.005>
- [9] Wood, A. J. (2014). *Power generation, operation, and control (3rd ed.)*. Hoboken: John Wiley & Sons.