

UNIVERSIDAD DE CUENCA



Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Elaboración de una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

David Santiago Ayabaca Landi

C.I: 0104206388

Wilmer Marcelo Vázquez Campoverde

C.I: 0104545991

Directores:

Ing. Rodrigo Efraín Sempértegui Álvarez, DEA

C.I: 0101868552

Ing. Ciro Mauricio Larco Barros, M.Sc.

C.I: 0102117082

Tutores:

Ing. Sergio Patricio Zambrano Asanza, M.Sc.

C.I: 0703328302

Ing. Silvio Patricio Quituisaca Astudillo, M.Sc.

C.I: 0103307054

Cuenca – Ecuador

2018



RESUMEN

El presente trabajo elabora una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión, pertenecientes a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., la misma está basada en un modelo matemático de programación no lineal entera mixta, elaborada en el software de optimización AMPL, que proporcionará mejores criterios al momento de la planificación de operación de una red de baja tensión, además este trabajo contribuye con resultados obtenidos en simulación con dos herramientas adicionales, como lo son: OpenDSS y la plantilla de cálculo de caídas de tensión de la CENTROSUR C.A.

Palabras clave: Optimización, AMPL, OpenDSS, Transformador, Conductor, Caída de tensión, Pérdidas de energía, CENTROSUR.



ABSTRACT

The present work elaborates a computational tool for the optimal design of low voltage distribution networks, belonging to the Regional Electrical Company Centrosur C.A., it is based on a mathematical model of mixed whole nonlinear programming, elaborated in the optimization software AMPL, which will provide better criteria when planning the operation of a low voltage network, in addition this work contributes with results obtained in two additional tools, such as: OpenDSS and the calculation template of voltage drops of the CENTROSUR C.A.

Keywords: Optimization, AMPL, OpenDSS, Transformer, Conductor, Voltage drop, Energy losses, CENTROSUR.



ÍNDICE

RESUMEN 2

ABSTRACT 3

ÍNDICE 4

AGRADECIMIENTOS..... 13

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN..... 14

1.1. Antecedentes 15

1.2. Problemática..... 16

1.3. Justificación..... 17

1.4. Planificación..... 17

1.5. Objetivos 18

1.5.1. Objetivo General 18

1.5.2. Objetivos específicos..... 18

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE 19

2.1. Plan..... 19

2.2. Optimización 19

2.3. Elementos a modelar 19

2.4. Criterios de optimización 19

2.5. Programación matemática 20

2.6. Modelos de programación matemática 20

2.6.1. Programación lineal..... 21

2.6.2. Programación entera mixta..... 21

2.6.3. Programación no lineal..... 22

2.7. Planificación de Redes Radiales de Baja Tensión 24

2.8. Modelos Heurísticos..... 25

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍAS..... 26

3.1. Definición de caída de tensión 26

3.1.1. Introducción 26

3.2. Cálculo de FDV..... 27

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



3.2.1. En redes preensambladas 27

3.2.2. En redes subterráneas..... 28

3.3. Cálculo de FDV en redes aéreas. 32

3.4. Metodología propuesta..... 34

3.4.1. Modelación General del Sistema..... 34

3.5. Modelo de ubicación y capacidad óptima del transformador y calibre de conductor.
36

3.5.1. Consideraciones 36

3.5.2. Función objetivo..... 38

3.5.2.1. Costo por pérdidas técnicas de potencia en conductores y transformador **Z1**..... 38

3.5.2.2. Costos de inversión **Z2** 39

3.5.3. Restricciones 40

CAPÍTULO 4. PROCESO DE DATOS Y RESULTADOS 44

4.1. Descripción..... 44

4.2. Análisis mediante el software OpenDSS..... 46

4.2.1. OpenDSS..... 46

4.2.2. Procedimiento..... 47

4.2.3. Análisis técnico 48

4.2.3.1. Pérdidas de energía..... 48

4.2.3.2. Perfil de Tensión 53

4.2.3.3. Corriente..... 58

4.2.4. Análisis económico 58

4.2.4.1. Costo de inversión..... 58

4.2.4.2. Costo de pérdidas de potencia..... 64

4.2.4.3. Función de costos para la vida útil de la red 66

4.2.4.4. Análisis de Pareto..... 68

4.3. Análisis mediante la plantilla de la CENTROSUR..... 71

4.3.1. Introducción 71

4.3.2. Procedimiento..... 74

4.4. Análisis mediante el software AMPL. 76

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



4.4.1.	AMPL.....	76
4.4.2.	Pérdidas de energía.....	77
4.4.3.	Factor de pérdidas.	77
4.4.4.	Perfil de Tensión.	80
4.4.5.	Función de costos para la vida útil de la red.	80
CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA		82
5.1.	Adquisición de datos	82
5.2.	Descripción de la hoja “MAD2”	82
5.2.1.	Ingreso de datos de nodos.	82
5.2.2.	Ingreso de datos de ramas.	83
5.2.3.	Ingreso de datos de nodos candidatos.	84
5.3.	Procesamiento de datos	85
5.4.	Exportación de resultados e interfaz	85
5.4.1.	Interfaz Gráfica	85
5.4.2.	Exportación de resultados	86
5.4.3.	Pasos para el uso de la herramienta.....	88
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS		89
6.1.	Descripción.....	89
6.2.	Software AMPL vs Plantilla de la CENTROSUR	89
6.2.1.	Análisis para la Red 7646 en su estado inicial	89
6.2.1.1.	Tensión	89
6.3.	Software AMPL VS herramienta de OpenDSS.	90
6.3.1.	Análisis para la Red inicial.....	90
6.3.1.1.	Tensión	90
6.3.1.2.	Pérdidas de potencia.....	92
6.3.1.3.	Corrientes	92
6.3.1.4.	Flujos de Potencia	93
6.3.2.	Análisis para la Red Optimizada.....	94
6.6.3.	Comparación entre costos de red sin y con optimización en AMPL.....	96
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES		98

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



7.1.	Conclusiones	98
7.2.	Recomendaciones	101
	BIBLIOGRAFÍA	103
	ANEXOS	106



Cláusula de Propiedad Intelectual

David Santiago Ayabaca Landi, autor del trabajo de titulación **"Elaboración de una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A."**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'D' followed by a smaller 'S' and 'A'.

David Santiago Ayabaca Landi

C.I: 0104206388



Cláusula de Propiedad Intelectual

Wilmer Marcelo Vázquez Campoverde, autor del trabajo de titulación **“Elaboración de una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2018

Wilmer Marcelo Vázquez Campoverde

C.I: 0104545991



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

David Santiago Ayabaca Landi en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "**Elaboración de una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.**", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2018

David Santiago Ayabaca Landi

C.I: 0104206388



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Wilmer Marcelo Vázquez Campoverde en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "**Elaboración de una herramienta computacional para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.**", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre de 2018

Wilmer Marcelo Vázquez Campoverde

C.I: 0104545991



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA DENTRO DEL CONVENIO DE LA
UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA ELÉCTRICA CENTRO SUR C.A.**



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todas las personas, especialmente a mi familia, amigos, que con su apoyo incondicional he logrado culminar esta etapa de mi vida, a todos los compañeros y profesores de la Universidad de Cuenca, que estuvieron en todo este tiempo, de igual manera a todo el personal de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A que colaboró en la elaboración de este proyecto.

Santiago Ayabaca Landi

A las personas que siempre estuvieron a mi lado en toda esta travesía universitaria, a mi esposa e hija, padres, hermanos, amigos y demás familiares que me han brindado su apoyo de una u otra manera para no desmayar. A los Ingenieros Rodrigo Sempértegui y Ciro Larco directores por parte de la Universidad de Cuenca, a mis tutores, Ingenieros Sergio Zambrano y Patricio Quituisaca al igual que a todos los funcionarios de la Dirección de Planificación de la CENTROSUR. Gracias infinitas.

Wilmer Vázquez

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



DEDICATORIAS

Este trabajo se lo dedico a toda mi familia, especialmente a mi madre María Alegría, que en algún punto de esta inmensa galaxia está guiado mi camino, te amo mucho.

Santiago Ayabaca Landi

A mis padres, Huilmer y Ana, que con su amor me supieron hacer el mejor regalo el cual es una buena educación, y que además con su esfuerzo y apoyo han logrado que yo logre culminar mi meta.

A mis hermanos, Pablo, Andrea y Samara, compañeros de juego y de vida, esperando ser el ejemplo de hermano que necesitan para que puedan triunfar en sus vidas.

A mi esposa Gabriela y a mi hija Tabata que son el pilar de mi vida y las fuerzas que me impulsan a seguir adelante en busca de un mejor futuro.

Con mucho cariño para ellos, los amo.

Wilmer Vázquez

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



1.1. Antecedentes

La CENTROSUR, es una de las empresas distribuidoras más importantes del país, con un área de concesión que abarca tres provincias que son: Azuay, Cañar y Morona Santiago.

La red de distribución de la CENTROSUR tiene una configuración radial, a excepción del centro histórico de Cuenca, en donde la configuración es en anillo.

A nivel primario los niveles de tensión son: de 6,3 kV; 13,2 kV; 22 kV, mientras los niveles en baja tensión dependen de la configuración del secundario del transformador de distribución, la tabla 1.1. muestra los niveles de tensión para las diferentes configuraciones.

Tabla 1.1. Configuración del secundario del transformador.

Fuente: Edwin Fernando Dominguez/ Manolo Alejandro Molina, «Normas técnicas para diseño y expansión de las redes secundarias del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.» Cuenca, 2011.

CONFIGURACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
Monofásica dos hilos	120 V
Monofásica tres hilos	120 V / 240 V
Trifásica cuatro hilos	127 V / 220 V estrella
Frecuencia: 60 Hz	Conexión más utilizada Dyn5

La máxima caída de tensión aceptable en el punto más alejado de la fuente no deberá exceder los siguientes límites mostrados en la tabla 1.2.

Tabla 1.2. Caída de Tensión admisible según el tipo de red

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

TIPO DE RED	ÁREA URBANA	ÁREA RURAL
Media Tensión	0,03	0,050
Baja Tensión Aérea	0,06	0,045
Baja Tensión Subterránea	0,03	0,030

Por otro lado, los mínimos factores de potencia para evitar multas por violaciones son: en el sector residencial de 0,90 y en el sector industrial comercial de 0,92 [1].

Las demandas máximas unitarias proyectadas se basan en el área promedio del lote y del tipo de consumidor, tanto para el sector urbano como rural, estas demandas se muestran en las tablas 1.3. y 1.4.

Tabla 1.3. Consumidores de Sector Urbano.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

**CONSUMIDORES DEL SECTOR URBANO**

Área Promedio de lotes [m ²]	Consumidor tipo	DMUp [kVA] 10 años
A>400	A	7,47
300<A<400	B	3,93
200<A<300	C	2,23
100<A<200	D	1,36
A<100	E	0,94

Tabla 1.4. Consumidores del Sector Rural

Fuente: Edwin Fernando Dominguez/ Manolo Alejandro Molina, «Normas técnicas para diseño y expansión de las redes secundarias del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.» Cuenca, 2011.

CONSUMIDORES DEL SECTOR RURAL

Sector	Consumidor tipo	DMUp (kVA) 10 años
Periferia ciudad	F	1,02
Centro parroquial	G	0,84
Rural	H	0,65

Para el dimensionamiento de los transformadores de distribución se utilizan los datos de las tablas 1.3. y 1.4.

En la etapa de diseño de la red de baja tensión, la ubicación del transformador consideran aspectos como: el centro de carga, el cumplimiento de los niveles de tensión, la facilidad de construcción, el nivel de seguridad para personas, la ubicación de las líneas de media tensión, el acceso de vías.

1.2. Problemática

Actualmente la plantilla de cálculo de redes de baja tensión de la CENTROSUR , denominada “Formato de Diseño”, entrega solo resultados de caída de tensión, limitándose a otros parámetros eléctricos de la red, como por ejemplo: pérdidas técnicas de potencia, flujos de potencia en los conductores, etc., lo cual impide que un Ingeniero que trabaja en un diseño de red, pueda obtener más información sobre estos parámetros, que representan una herramienta de análisis de base para el planeamiento, diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia.



En base a lo mencionado anteriormente, surge la idea de elaborar una herramienta computacional, para el diseño óptimo de redes de distribución de baja tensión, de propiedad de la CENTROSUR como complemento para la planificación de redes eléctricas.

1.3. Justificación

La distribución de energía eléctrica se realiza mediante redes secundarias, que bien, pueden ser de baja o media tensión, dependiendo del tipo de cliente al cual se requiere suplir energía, cumpliendo con las normas establecidas para proveer energía eléctrica de calidad.

Para ello es necesario el correcto dimensionamiento de dichas redes, ya que si la red está sub-dimensionada pueden existir pérdidas eléctricas considerables, poniendo en riesgo la calidad de energía suministrada, por otro lado, si la red está sobre-dimensionada, existe un gasto económico excesivo e innecesario.

En síntesis, al tener una red correctamente dimensionada, contribuye en la optimización de parámetros como el costo de inversión y operación.

1.4. Planificación

La planificación de la distribución de la energía eléctrica, es la de mayor complejidad debido a que la demanda está en constante crecimiento, por lo que requiere de mayor detalle con el fin de cumplir con el objetivo de entregar energía que cumpla con los estándares de calidad al menor costo.

Según la Regulación CONELEC 004-01 que hace referencia a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, se deberán cumplir ciertos límites y normas para garantizar la calidad de energía, como por ejemplo:

- Niveles mínimos y máximos de tensión.
- Frecuencia.
- Número de interrupciones.

Las redes de distribución deberán ser diseñadas de tal manera que abastezca toda la demanda, al menor costo posible, aunque los objetivos son claros, cumplirlos tiene un grado de dificultad considerable.

Los modelos para la planificación se basan generalmente en modelos de optimización de una función objetivo, donde se considera costo de la red (costo fijo) y costos de operación (costo variable) respetando las restricciones de carácter técnico. [2]

En base a lo mencionado, se obtiene un problema con presencia de variables enteras, relacionadas con las decisiones de inversión, como por ejemplo, número de transformadores, instalación o no de un transformador en una posición determinada, entre otros, y variables continuas relacionadas con los parámetros eléctricos.



El modelo de planificación se centra en la minimización de costos, sujetos a un conjunto de restricciones; la formulación global de la función objetivo del problema es:

minimizar : Costos de inversión + Costos de pérdidas de energía

Dónde:

Costos de inversión: Son los costos de inversión de la unidad de transformación y conductores.

Costos de pérdidas de energía: Son los costos debido a las pérdidas técnicas de energía en la red.

Sujeto a:

- Satisfacer la demanda.
- Satisfacer la regulación de tensión.
- Satisfacer con los límites físicos de capacidad de conductores y transformadores.
- Existencia de un conjunto discreto de conductores.
- Existencia de un conjunto discreto de transformadores.
- Existencia de un conjunto discreto de barras candidatas para la ubicación del transformador.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Elaborar una herramienta computacional, que permita a los proyectistas de la CENTROSUR el diseño óptimo, con el fin de realizar un mejor dimensionamiento de las redes de baja tensión y transformadores de distribución; cumpliendo con la normativa vigente.

1.5.2. Objetivos específicos

- Establecer la metodología a utilizar en el proceso de optimización.
- Desarrollar la herramienta mediante flujos de carga y algoritmos de técnicas de optimización.
- Analizar técnica y económicamente la ubicación y capacidad óptima de centros de transformación y sus redes asociadas.
- Evaluar y comparar resultados entre la metodología propuesta y la vigente en un conjunto de circuitos reales propuestos por la CENTROSUR.



CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Antes de citar los trabajos realizados por diferentes autores, se mencionará criterios necesarios para el mejor entendimiento del tema.

2.1. Plan

El plan es entendido como el modo de cómo llevar a cabo una acción, la acción se centra en la planificación de sistemas de distribución. Los tipos de plan entendido como conjunto de planes que se caracterizan indistintamente en función de cómo se planifique la red, Díaz Dorado [3] clasifica en tres grandes grupos los modelos o tipos planificación y son:

- Planes de nueva construcción, que calcula una red nueva y completa en función de las necesidades.
- Planes de expansión, permiten ampliar una red ya existente al incluir un número de cargas adicionales.
- Planes de operación que buscan la configuración óptima de una red existente cuyo objetivo principal es la de reducir los costos, sin realizar nuevas inversiones en nuevos elementos para la red.

2.2. Optimización

Es la disciplina que consiste en la selección de una mejor alternativa. La optimización de una red de distribución se puede entender como aquel proceso de selección idónea de los elementos y características de una red eléctrica, como: ubicación y capacidad de transformadores, calibre de conductores, trazado de red, aquel proceso está sujeto al desarrollo y ejecución de un algoritmo gobernado por un modelo matemático.

2.3. Elementos a modelar

Los algoritmos para la planificación de redes de distribución son diversos, además de caracterizarse por su metodología de resolución, también se caracterizan por los resultados que obtiene en función de los datos de partida para la ejecución, por ejemplo, modelos que calculan únicamente la ubicación y capacidad de los centros de transformación sin considerar la topología de la red y sus características, modelos que obtienen únicamente la topología de la red teniendo como dato la posición de los puntos de inyección, modelos que optimizan conjuntamente los puntos de inyección y la red, este último representa un modelo más completo que los anteriores, al tener como único dato la red y sus características o la ubicación y capacidad de los centros de transformación.

2.4. Criterios de optimización

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



En vista a la complejidad del problema, los resultados que presentan los diversos trabajos citados como por ejemplo D. Dorado y A. Navarro no solo se basan en un modelo de solución; las metodologías usadas se encuentran clasificadas en dos grupos: algoritmos de programación matemática y modelos heurísticos, para el caso de la primera metodología, propusieron en ciertos trabajos la simplificación o relajación del modelo, lo cual permite que, el número de variables y los tiempos de ejecución se vean reducidos y así facilitando la obtención de una solución en un tiempo razonable, el segundo criterio son metodologías que integran diversos procedimientos, basados en la inteligencia artificial, genética, física, biología, que encuentran soluciones de calidad con un coste computacional razonable, sin garantizar su optimalidad . [3] [4] [5].

2.5. Programación matemática

La programación matemática es un conjunto de algoritmos, métodos y técnicas, las cuales buscan optimizar funciones matemáticas, que están sujetas a condiciones, los problemas de optimización matemática están formado de tres componentes básicos y necesarios que son: variables de decisión, función objetivo y restricciones.

- Variables de decisión.

Representan las decisiones que se puede tomar, cuya magnitud se desea determinar mediante la resolución del problema de optimización, ejemplos de variables en el problema de planificación de sistemas de distribución son: el valor de flujo de potencia que atraviesa una rama entre dos nodos, la potencia que inyecta un transformador instalado en un nodo, la capacidad y ubicación de los transformadores. [5]

- Restricciones

Son el conjunto de relaciones matemáticas (ecuaciones e inecuaciones), que ciertas variables de decisión deben satisfacer, son las expresiones que limitan el valor que pueden tomar las variables, ejemplo de restricciones pueden representar los límites de capacidad de potencia a través de conductores, de capacidad de potencia de transformadores. [4]

- Función objetivo

Es la expresión matemática en función de las variables de decisión, la cual será optimizada, esta expresión modela el objetivo a cumplir (minimizar o maximizar), y está sujeta a las restricciones, una función optimizar podría ser minimizar los costos de construcción y operación de un sistema eléctrico.

2.6. Modelos de programación matemática

Los modelos de optimización matemática, también denominados como métodos clásicos, más comunes utilizados en la bibliografía son:

- Programación lineal.
- Programación lineal entera mixta.



- Programación no lineal entera mixta.

2.6.1. Programación lineal

La programación lineal utiliza un modelo, en donde todas las funciones matemáticas son lineales, lo que significa que, este modelo no considera los costos fijos de elementos del sistema como: transformadores, conductores etc., en este modelo las variables de decisión tiene una relación proporcional a la función objetivo, por ejemplo: el costo de operación de una rama es directamente proporcional al flujo que atraviesa por esta, la función objetivo resulta ser la sumatoria de las contribuciones individuales de cada línea refiérase a la ecuación 1.1; adicionalmente, las restricciones a la cual se sujeta esta función, son la de los flujos de potencia, que de acuerdo a la ley Kirchhoff, la ecuación 1.2 garantiza el equilibrio de flujo en los nodos del sistema; los límites de capacidad de operación de las líneas, ecuación 1.3, garantiza el flujo de potencia que atraviesa una línea no sobrepase el valor máximo establecido para su capacidad. [3] [4] [5]

$$\text{Minimizar } \gamma = \sum_{i,j} c_{ij} \cdot x_{ij} \quad (2.1)$$

$$\sum_i (x_{ij} - x_{ji}) = b_i \quad \forall (i, j) \in N \quad (2.2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq u_{ij} \quad \forall (i, j) \in N \quad (2.3)$$

$$\sum_i (x_{ij} - x_{ji}) = b_i \quad \forall (i, j) \in N \quad (2.4)$$

Dónde

c_{ij} : Costo por unidad de flujo en una rama que uno los nodos i y j .

x_{ij} : Magnitud del flujo que atraviesa una rama en sentido del nodo i al nodo j .

b_i : Consumo en el nodo i .

N : Número de nodos del sistema.

2.6.2. Programación entera mixta

Esta programación considera los costos fijos del sistema, con la particularidad que ciertas variables tienen que tomar valores enteros o binarios, las cuales representan niveles discretos de decisión, los hechos como la existencia o no de una línea que une dos nodos y la de un transformador en un nodo, se traduce como variables de decisión, que en el modelo tienen que ser especificadas, entonces, la función objetivo se describe en la ecuación 1.5, incluye los costos fijos de elementos del sistema, adicionalmente se incluye las restricciones al modelo que son de la misma naturaleza del apartado anterior. [3] [4]

$$\text{Minimizar } \gamma = \sum_i (\pi_i \cdot g_i + v_i \cdot y_i) + \sum_{i,j} (\lambda_{ij} \cdot f_{ij} + c_{ij} \cdot x_{ij}) \quad (2.5)$$

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



$$y_i + \sum_i (x_{ij} - x_{ji}) = b_i \quad (2.6)$$

$$0 \leq y_i \leq \pi_i \cdot V_i \quad (2.7)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq \lambda_{ij} \cdot U_{ij} \quad (2.8)$$

$$\pi_i \in \{0, 1\} \quad (2.9)$$

$$\lambda_{ij} \in \{0, 1\} \quad (2.10)$$

Dónde:

λ_{ij} : Variable discreta que representa la existencia o no de la rama que une los nodos i y j.

π_i : Variable discreta que representa la existencia o no de un transformador en el nodo i.

x_{ij} : Variable que representa la potencia en la rama i y j.

y_j : Variable que representa la potencia inyectada por un transformador en el nodo i.

g_i : Costo fijo del transformador instalado en el nodo i.

v_i : Costo por unidad transformada en el transformador del nodo i.

f_{ij} : Costo fijo de una rama que une los nodos i y j.

c_{ij} : Costo por unidad de potencia en la rama que une los nodos i y j.

N : Número de nodos del sistema.

2.6.3. Programación no lineal

Para que el modelo planteado se asemeje a la realidad, es necesario incluir algunos criterios, lo cual implica que las expresiones matemáticas sean más robustas, consecuentemente el modelo matemático se convierte en no lineal, entonces, las expresiones a resolver puede representarse mediante la formulación matemática siguiente: los costos fijos y variables de los transformadores incluyen, como se verifica en la función objetivo representada por la ecuación 1.11, las restricciones a la cual está sujeta esta función, son la de los flujos de potencia, de acuerdo a la ley Kirchhoff, ecuación 1.12; ésta garantiza el equilibrio de flujo de potencia en los nodos del sistema, los límites de capacidad de los transformadores y conductores están expresados en las ecuaciones 1.13; 1.14; adicionalmente, considera restricciones de caída de tensión, la cual se indica en las ecuaciones 1.17 a 1.19 que garantizan que ningún valor de tensión en un nodo puede ser inferior a un valor impuesto, las ecuaciones 1.20 y 1.21 garantizan que en una rama y en un nodo no existe más de un tipo de línea y transformador simultáneamente, la condición de radialidad de la red se expresa con la ecuación 1.22. [4]



$$\text{Minimizar } \gamma = \sum_{i \in \text{Trafos}} \sum_{k \in \text{TT}(i)} (\pi_{ik} \cdot g_{ik} + v_{ik} \cdot y_{ik}) \quad (2.11)$$

$$+ \sum_{(i,j) \in R} \sum_{k \in \text{TT}(i,j)} (\lambda_{ijk} \cdot f_{ijk} + c_{ijk} \cdot x_{ijk})$$

$$\sum_{k \in \text{TT}} y_i + \sum_{j \in N} \sum_{k \in \text{TC}(i,j)} (x_{ijk} - x_{jik}) = b_{ik} \quad \forall i \in N \quad (2.11)$$

$$0 \leq y_{ik} \leq \pi_{ik} \cdot V_{ik} \quad \forall i \in N, \forall k \in \text{TT}(i) \quad (2.12)$$

$$0 \leq x_{ijk} \leq \lambda_{ijk} \cdot U_{ijk} \quad \forall (i,j) \in R, \forall k \in \text{TT}(i,j) \quad (2.13)$$

$$\pi_{ik} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in N, \forall k \in \text{TT}(i) \quad (2.14)$$

$$\lambda_{ijk} \in \{0, 1\} \quad \forall (i,j) \in R, \forall k \in \text{TC}(i,j) \quad (2.16)$$

$$(v_i + D_{ij}) - (v_j + D_{ji}) = \sum_{k \in \text{TC}(i,j)} G_{ijk} (x_{jik} - x_{ijk}) \quad \forall (i,j) \in R \quad (2.17)$$

$$0 \leq D_{ij} \leq D(1 - \lambda_{ij}) \quad \forall (i,j) \in R \quad (2.18)$$

$$V_{min} \leq v_i \quad \forall i \in N \quad (2.19)$$

$$0 \leq \sum_{k \in \text{TT}(i)} \pi_{ik} \leq 1 \quad \forall i \in N \quad 2.19 \quad (2.20)$$

$$0 \leq \sum_{k \in \text{TT}(i)} \lambda_{ijk} \leq 1 \quad \forall (i,j) \in R \quad (2.21)$$

$$N - \sum_{k \in \text{TT}(i)} \sum_{i \in N} \pi_{ik} = \sum_{k \in \text{TC}(i,j)} \sum_{(i,j) \in R} \lambda_{ijk} \quad \forall i \in N, \forall (i,j) \in R \quad (2.22)$$

Dónde

N : Número de nodos de la red.

R : Conjunto de ramas factibles.

TT(i) : Conjunto de tipos de transformadores posibles de instalar en el nodo i.

TC(i) : Conjunto de posibles tipos de conductores a instalar en la rama (i j).

λ_{ijk} : Variable binaria que indica si existe la rama entre los nodos (i j).

π_{ik} : Variable binaria que indica si existe un transformador de tipo k instalado en nodo i.



x_{ijk} : Variable real que representa el módulo de la potencia que cruza por la rama (i j) a través del conductor tipo k.

y_{ik} : Variable real que representa el módulo de la potencia que inyecta el transformador tipo k instalado en el nodo i.

g_{ik} : Costo fijo del transformador tipo k instalado en el nodo i.

w_{ik} : Costo por unidad transportada en el transformador tipo k instalado en el nodo i.

v_i : Módulo de la tensión en el nodo i.

D_{ij} : Variable de holgura asociada a las caídas de tensión en el nodo i producto del flujo de potencia que procede desde el nodo j.

G_{ij} : Variable de proporcionalidad que relaciona el flujo de el nodo i y el nodo j.

D : Máxima variación de caída de tensión permitida.

V_{min} : Menor módulo de tensión permitido en el ejercicio de planificación.

La ventaja del modelo de programación lineal, radica en el que el tiempo de ejecución de algoritmo para su resolución es corto (se lo puede resolver mediante el método simplex), en la bibliografía revisada Haman [6] e Hindi [7] , proponen modelos de programación lineal que buscan la configuración óptima de las secciones de los conductores.

Un modelo más completo se detalla en la programación entera mixta, pues el modelo incluye el cálculo de elementos como líneas y centro de transformación, la existencia o no de estos elementos se traduce como variables discretas de decisión, adicionalmente se añade al modelo los costos fijos del sistema.

Autores como Peco [8] y Navarro [4] incluyen un análisis adicional a sus trabajos, que es la inclusión del trazado vial como restricción, de modo que la red no cruce por zonas prohibidas, pero en el caso de Peco la desventaja de su modelo, es la consideración de la ubicación de los centros de transformación como dato de entrada y no como valor calculado del mismo, estos valores no necesariamente son los óptimos, en contraste con lo realizado por Díaz-Dorado [3] que si incorpora en el algoritmo la ubicación óptima de transformadores. [3] [4]

2.7. Planificación de Redes Radiales de Baja Tensión

Baran [9] en 1989 presenta un conjunto de ecuaciones que modela el estado de operación de un sistema radial de distribución en términos de optimización, posteriormente John F Franco [10] en su publicación “Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices”, hace uso de la programación entera mixta para la optimización de una red radial utilizando dispositivos de almacenamiento de energía con el fin de minimizar los costos de energía asociados al despacho de un generador de distribución, este mismo autor posteriormente en el año 2013, en su trabajo [11] “Optimal Conductor Size Selection and Reconductoring in Radial Distribution Systems Using a Mixed-Integer LP Approach” aborda el problema de conductor óptimo conjuntamente al de operación óptima del sistema, cuyo fin es el de minimizar costos asociados a los conductores y pérdidas de potencia.

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



2.8. Modelos Heurísticos.

Como se mencionó anteriormente, la complejidad del problema radica en el número de variables que involucra, conllevando tiempos de ejecución prolongados, lo que ha hecho que el problema no se aborde de una manera real, relajándolo para la obtención de resultados en tiempos razonables, en vista de esto, se ha buscado soluciones alternativas; en los últimos años se han abierto múltiples líneas de trabajo usando métodos heurísticos para la resolución, que si bien, no entregan soluciones óptimas, si otorgan resultados satisfactorios; en rasgos generales, las heurísticas son estrategias que buscan soluciones a problemas de optimización, capaces de integrar, procesos de mejora local y diferentes estrategias a un costo computacional razonable.

En contraste con la programación matemática, en esta metodología no es necesario realizar simplificaciones matemáticas en el modelo para la obtención de resultados, lo cual representa una ventaja; las desventajas principales son: desconocer cuan cerca está de la solución óptima y al realizar múltiples ejecuciones del algoritmo se pueden obtener resultados diferentes, se desconoce también el grado de error.

En resumen, Navarro [4] presenta un modelo muy completo tanto en la función objetivo a minimizar con la inclusión de costos fijos y variables del sistema, y como en las restricciones del problema, la adición de variables discretas de decisión que garantizan la existencia no de líneas y de centros de transformación, sumarle a eso el desarrollo que propone para la ubicación óptima de transformadores mediante la metodología de Voronoi, sin dejar de lado las restricciones propias de la red de distribución que aseguran calidad de servicio eléctrico; a su vez Baran [9] en su trabajo presenta un conjunto de ecuaciones completas que simulan el estado de operación del sistema, que posteriormente John F Franco [10] [11] en sus trabajos citados hace uso de éstas, para aplicación de diferentes criterios de optimización en redes de baja tensión; en este contexto se seguirá la línea de los trabajos presentados por John F Franco con el objetivo de optimizar una red de baja tensión.



CAPÍTULO 3. METODOLOGÍAS

Se presenta la metodología propuesta por este trabajo para la determinación de los parámetros de una red de baja tensión, y la usada actualmente por la CENTROSUR.

3.1. Definición de caída de tensión

La circulación de corriente a través de una línea ya sea de transmisión o de distribución produce pérdidas de potencia, debido a la impedancia propia de la línea, estas pérdidas son las conocidas como el efecto Joule, que a su vez provoca una caída o diferencia de tensión entre el extremo inicial de la línea y el extremo final. La caída de tensión que existe desde un extremo emisor de energía eléctrica hasta el receptor (consumidores) no debe pasar de ciertos límites, para así garantizar un servicio de calidad. El fenómeno de caída de tensión se produce con mayor frecuencia en líneas de largas longitudes y de sección transversal pequeña.

3.1.1. Introducción

La caída de tensión es un parámetro muy importante a considerar al momento de diseñar una red de media o baja tensión. Para garantizar al cliente un servicio de calidad la caída de tensión no puede superar ciertos límites que dependen del tipo de red y de su ubicación. La metodología de cálculo de los factores de caída de tensión (FDV) se basa en el nivel de tensión de la red, el tipo de arreglo, y, en los parámetros de los conductores: resistencia en corriente alterna y reactancia inductiva.

A continuación se presenta conceptos importantes, la metodología y los resultados de los factores de caída de tensión, tomando en consideración las unidades de propiedad del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, las características de los conductores y la configuración de las redes, aplicados al sistema eléctrico de la CENTROSUR.

Para el cálculo del FDV se considera el 1% de caída de tensión y la ecuación que se presenta a continuación.

$$FDV = \frac{1000 \cdot (10 \cdot (kV_{f-n})^2 \cdot P)}{R \cdot \cos\theta + X \cdot \sen\theta} \quad (3.1)$$

Dónde

R : Resistencia Ω /km.

X : Reactancia inductiva Ω /km.

$\cos\theta$: Factor de potencia igual a 0,9.

kV_{f-n} : Tensión fase neutro kV.

$P = \frac{1}{2}$ si 1F2C Monofásico – Bifilar.

$P = 2$ si 1F3C Monofásico o Bifásico – Trifilar.

$P = 3$ si 3F4C Trifásico – Tretrafilar.

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde

3.2. Cálculo de FDV

3.2.1. En redes preensambladas

El cálculo de los FDVs en redes preensambladas, considera la norma IRAM 2263, tal como señala las especificaciones técnicas de conductores de las unidades de propiedad del MEER. La figura 3.1. muestra la configuración de una red monofásica y trifásica con conductores preensamblados.

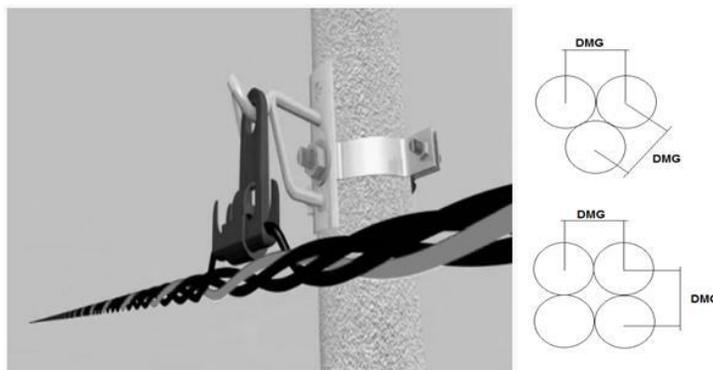


Figura 3.1. Configuración de la red monofásica y trifásica con conductores preensamblados.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

La tabla 3.1. indica los datos de los cables preensamblados. De acuerdo al tipo de sistema monofásico o trifásico y el nivel de tensión se obtienen los factores que se presentan en la tabla 3.2.



Tabla 3.1. Datos de los cables preensablados norma IRAM 2263.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

MATERIAL	ASC	ASC	ASC	ASC
Sección[mm ²]	35,00	50,00	70,00	95,00
Calibre Aproximado [AWG]	2	1/0	2/0	3/0
Número de hilos	6	6	12	15
Diámetro exterior aislado [mm]	10,50	11,40	13,60	15,80
Alargamiento a ruptura (hilos) [%]		1,5	1,5	1,5
Resistencia Ω/km a 20 °C	0,87	0,64	0,44	0,32
Corriente Admisible [A]		120,00	155,00	190,00
Material Aislamiento		XLPE 90°C	XLPE 90°C	XLPE 90°C
Espesor nominal del aislamiento [mm]	1,60	1,6	1,8	2,00
Radio del conductor [cm]	0,33	0,40	0,47	0,55

Tabla 3.2. Factores de caída de tensión para conductores preensablados de aluminio a 50°C.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

FASE CALIBRE N° x	NEUTRO N°x	RESISTENCIA [Ω/km] a AC 50 °C	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]		
				220 V 3F/4C	208 V 3F/4C	240 V 1F/3C
2x35	1x35	0,97	0,11	-	-	313,00
2x50	1x50	0,72	0,10	-	-	418,00
2x70	1x50	0,50	0,10	-	-	589,00
2x95	1x50	0,36	0,10	-	-	789,00
3x35	1x35	0,97	0,11	527,00	470,00	-
3x50	1x50	0,72	0,10	702,00	627,00	-
3x70	1x50	0,50	0,10	989,00	883,00	-
3x95	1x50	0,36	0,10	1330,00	1187,00	-

3.2.2. En redes subterráneas.

Los conductores más utilizados en las redes subterráneas son XLPE en media tensión y TTU de cobre en baja tensión. Las características de los cables se tomaron de catálogos y se presentan en los anexos 1, 2 y 3.

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde

Los diseños nuevos de la red subterránea, de acuerdo a las unidades de propiedad del MEER, consideran la disposición de los conductores en media y baja tensión, tal como se muestra en la figura 3.2.

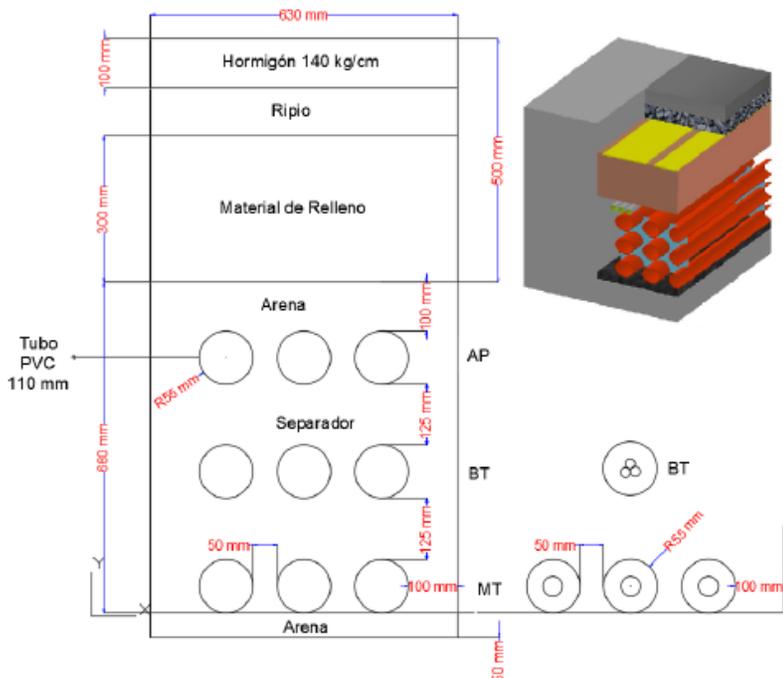


Figura 3.2. Configuración de la red de media y baja tensión en ductos de 110 mm.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

En base a la configuración de la red de media tensión se determina la distancia media geométrica y por ende los factores de caída de tensión a 6,3 kV, 13,8 kV y 22 kV, que se encuentran especificados en las tablas 3.6. 3.7. 3.8.



Tabla 3.6. Factores de caída de tensión en cable aislado cobre MT a 6,3 kV.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 90 °C	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]		
					1F2C	2F3C	3F4C
2	33,62	0,54	0,68	0,34	87,000	350,000	524,000
1/0	53,49	0,34	0,43	0,31	126,00	504,000	755,000
2/0	67,44	0,27	0,34	0,30	150,00	600,000	899,000
250	126,70	0,15	0,18	0,26	230,00	919,000	1.379,00
350	177,00	0,10	0,13	0,25	281,00	1.125,00	1.688,00
500	253,00	0,07	0,09	0,25	340,00	1.358,00	2.038,00

Tabla 3.7. Factores de caída de tensión en cable aislado cobre MT a 13,8 kV.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 90 °C	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]		
					1F2C	2F3C	3F4C
2	33,62	0,54	0,68	0,34	416,000	1.664,00	2496,00
1/0	53,49	0,34	0,43	0,31	605,000	2.421,00	3.632,00
2/0	67,44	0,27	0,34	0,30	721,000	2.884,00	4326,00
250	126,7	0,15	0,18	0,26	1.139,00	4.556,00	6.835,00
350	177,00	0,10	0,13	0,25	1.384,00	5.536,00	8.305,00
500	253,00	0,07	0,09	0,25	1.660,00	6.641,00	9.962,00



Tabla 3.8. Factores de caída de tensión en cable aislado cobre MT a 22 kV.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 90 °C	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]		
					1F2C	2F3C	3F4C
2	33,62	0,54	0,68	0,34	1.264,00	5.056,00	7.584,00
1/0	53,49	0,34	0,43	0,31	1.513,00	6.051,00	9.076,00
2/0	67,44	0,27	0,34	0,30	1.832,00	7.329,00	10.994,00
250	126,7	0,15	0,18	0,26	2.838,00	11.353,00	17.029,00
350	177,00	0,10	0,13	0,25	3.485,00	13.939,00	20.909,00
500	253,00	0,07	0,09	0,25	4.229,00	16.915,00	25.372,00

Ahora, en redes de baja tensión se considera el cable TTU cuyas características se presentan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Especificaciones de cable de cobre en TTU a 2 kV.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	N° HILOS	SECCION	ESPESOR	ESPESOR	DÍAMETRO	CAPACIDAD
		TRANSVERSAL [mm ²]	AISLAMIENTO [mm]	CHAQUETA [mm]	AISLAMIENTO [mm]	CORRIENTE DUCTOS 30 °C
6	7	13,30	1,4	0,76	8,99	65,00
4	7	21,15	1,4	0,76	10,20	85,00
2	19	33,62	1,4	0,76	11,57	115,00
1/0	19	53,49	1,65	1,14	14,73	150,00
2/0	19	67,43	1,65	1,14	15,85	175,00
3/0	37	86,01	1,65	1,14	17,11	200,00
4/0	37	107,2	1,65	1,14	18,53	230,00

El procedimiento para el cálculo de la resistencia es similar al realizado para el cálculo en la red de media tensión, con la diferencia que la configuración en baja tensión considera en un solo ducto las tres fases, tal como se muestra en la figura 3.3.

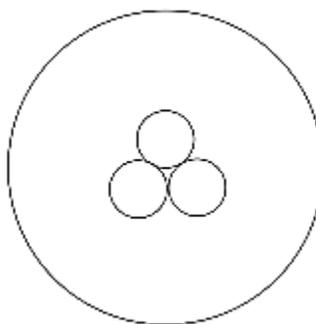


Figura 3.3 Configuración de la red de baja tensión de un ducto de 110 mm.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

Los factores de caída de tensión para 220V, 208V y 240V se presentan en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Factores de caída de tensión en cable aislado BT [kVA x m].

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	RESISTENCIA DC [Ω/km] a 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] a AC 90 °C	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]							
					220 V			208 V			240 V	
					1F2C	2F3C	3F4C	1F2C	2F3C	3F4C	1F2C	1F3C
6	13.3	1.3723	1.7393	0.1596	49	197	296	44	176	265	44	176
4	21.15	0.8630	1.0939	0.1487	77	308	461	69	274	412	69	274
2	33.62	0.5429	0.6881	0.1380	119	475	712	106	424	637	106	424
1/0	53.49	0.3412	0.4328	0.1390	179	717	1075	160	640	961	160	640
2/0	67.43	0.2707	0.3435	0.1343	219	878	1316	196	783	1177	196	783
3/0	86.01	0.2122	0.2693	0.1294	270	1080	1620	241	964	1448	241	964
4/0	107.20	0.1703	0.2162	0.1257	323	1294	1941	289	1155	1735	289	1155

3.3. Cálculo de FDV en redes aéreas.

Los conductores utilizados en las redes aéreas de baja y media tensión son del tipo ACSR, cuyas características de conductividad y resistencia mecánica son adecuados para la utilización en redes desnudas. Las características de los conductores, de acuerdo a la homologación de las unidades de propiedad y a catálogos, se presentan en el anexo 4.

El cálculo de la resistencia eléctrica considera la resistividad de 0,02828 Ω.mm²/m y 0,15 Ω.mm²/m, para el aluminio y el acero, respectivamente. También se incluye el efecto del cableado de 0,015 para conductores con 7 hilos, a una temperatura de operación de 50°C cuyos coeficientes de temperatura son de 0,00403 y 0,0042 C⁻¹, para el aluminio y acero, en su orden; y el efecto superficial o piel a una frecuencia de 60 Hz.

La disposición de la red en media tensión será de acuerdo a la estructura ESV-3SP (Pasante o Tangente), cuyas distancias son las que se presentan en la figura 3.4.

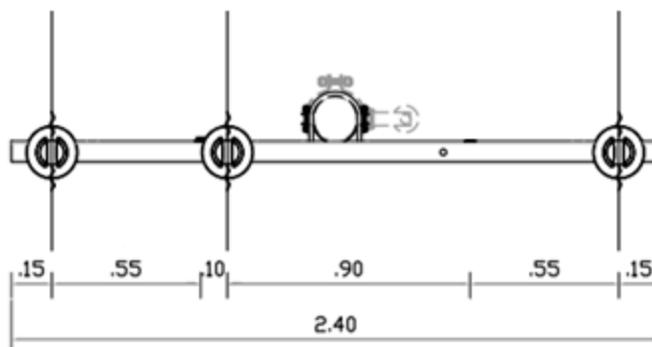


Figura 3.4. Configuración de la red de media tensión aérea trifásica

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

Los resultados de las reactancias inductivas y de los factores de caída de tensión a un factor de potencia de 0,9 se presentan en el anexo 5.

Para la disposición en redes de baja tensión, se consideró las estructuras de 4 vías, vertical pasante y de 3 bastidores individuales de una vía, vertical pasante; cuyas distancias entre conductores son de 20 y 40 cm para las zonas urbanas y rurales, respectivamente. En la figura 3.5. a y la figura 3.5. b se presentan la disposición de las redes.

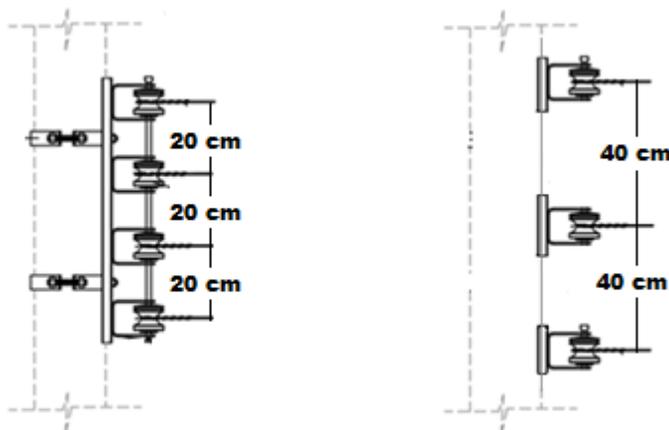


Figura 3.5. Configuración de la red de baja tensión urbana (a) y rural (b).

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

En los anexos 6 y 7, se presentan los resultados de las reactancias inductivas y los factores de caída de tensión para un factor de potencia de 0,9.



Se recomienda utilizar los factores de caída de tensión en redes áreas de la zona rural, para sistemas monofásicos; y la zona urbana, para sistemas trifásicos.

3.4. Metodología propuesta

Como se mencionó en capítulo anterior, los trabajos presentados por Baran [9], Franco [10] [11], presentan el modelamiento de una red de baja tensión a través de la ecuaciones de flujo de potencia, incluyendo un modelo de optimización, tomando en cuenta las restricciones que puede abarcar el problema.

Se presenta una metodología para el cumplimiento de objetivos que se centran en la minimización de pérdidas de potencia a través de los conductores de la red, para ello se utiliza un software de modelamiento matemático AMPL, con un SOLVER computacional llamado KNITRO, para la solución del problema de programación no lineal entero mixto.

3.4.1. Modelación General del Sistema

La modelación del sistema consta de los siguientes aspectos:

- Variables de decisión
Son los parámetros que pertenecen a la red de baja tensión a ser dimensionados, en el presente trabajo son: capacidad y ubicación de centros de transformación, también el tamaño de los conductores, incluyendo a los flujos de potencia, las corrientes en ramas y tensiones en nodos.
- Función Objetivo
Consta de dos partes, los costos debido a pérdidas técnicas pérdidas de potencia en ramas y los costos de inversión y operación de la red.
- Restricciones
Son el conjunto de expresiones que limitan el valor que pueden tomar las variables, en este trabajo son: la ecuación de equilibrio de potencia activa y reactiva, caída de tensión, límites de capacidad de transformadores, límites de capacidad de conducción asociados a los conductores, y límites de tensión.
- Ecuaciones de flujo de potencia
Para calcular los parámetros de la red en términos de optimización, se usa un conjunto de ecuaciones de flujo de potencia propuestas por Baran [9], que representa el estado de operación del sistema, supóngase un modelo de red de tres barras, refiérase a la figura 3.6.

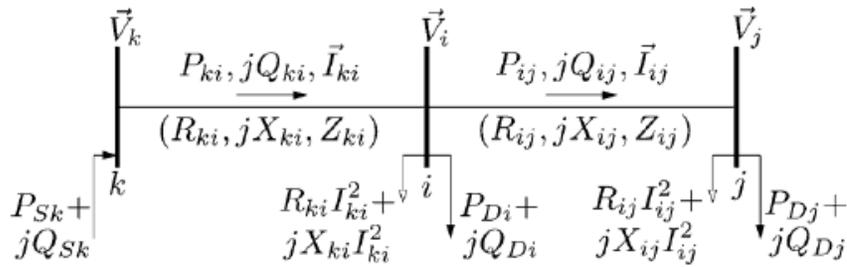


Figura 3.6. Modelo de 3 barras.

Fuente: J. F. Franco, « Optimal Conductor Size Selection and Reconductoring in Radial Distribution Systems Using a Mixed-Integer LP Approach».

- Consideraciones

Para el planteamiento del modelo matemático y la solución se ha hecho algunas consideraciones:

- La red se encuentra representada por un conjunto de barras y líneas.
- La red esta referenciado al modelo monofásico equivalente.
- La alimentación de la red de distribución es sólo desde un único punto de carga.
- La demanda se encuentra expresada en términos de potencia activa, reactiva y representa la máxima en un día típico.
- La unidad de transformación se modela como un elemento de rama, de una manera simplificada con una resistencia y reactancia en serie.

Nomenclatura del modelo

$\forall i \in \Omega B$: Para toda i que pertenezca al conjunto de las barras.

$\forall i \text{ y } j \in \Omega R$: Para todo ij que pertenezca al conjunto de las ramas.

Variables

P_{ij} : Potencia activa que atraviesa desde la barra i a la barra j.

Q_{ij} : Potencia reactiva que atraviesa desde la barra i a la barra j.

I_{ij} : Corriente que atraviesa desde de la barra i a la barra j.

V_i : Tensión en la barra i.

P_i^T : Potencia activa que inyecta un transformador en el nodo i.

Q_i^T : Potencia reactiva que inyecta un transformador en el nodo i.

Parámetros

R_{ij} : Resistencia del conductor de la rama que une las barras i j.

X_{ij} : Reactancia del conductor de la rama que une las barras i j.

P_i^D : Demanda de potencia activa en el nodo i.



Q_i^D : Demanda de potencia reactiva en el nodo i .

Entonces las ecuaciones que representa el estado de operación del sistema son:

$$\sum_{ki \in \Omega R} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega R} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^2) + P_i^T = P_i^D \quad \forall i \in \Omega B \quad (3.2)$$

$$\sum_{ki \in \Omega R} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega R} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^2) + Q_i^T = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega B \quad (3.3)$$

$$V_i^2 - V_j^2 = 2(P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^2 \quad \forall i, j \in \Omega R \quad \forall ij \in \Omega R \quad (3.4)$$

$$V_j^2 I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall j \in \Omega B \quad \forall ij \in \Omega R \quad (3.5)$$

Las expresiones del 3.2 y 3.3 representan el equilibrio de potencia activa y reactiva en un nodo de acuerdo a la ley de Kirchhoff, la expresión 3.4 expresa la caída de tensión entre dos nodos en función del flujo de potencia que atraviesa la rama, la expresión 3.5 representa el flujo de potencia en una barra.

Una vez planteado las ecuaciones que representan el estado de operación del sistema, se procede a plantear el modelo de optimización que determinará los parámetros óptimos de la red.

3.5. Modelo de ubicación y capacidad óptima del transformador y calibre de conductor.

Partiendo de un conjunto de unidades de transformación, de barras candidatas para la ubicación de alguna de estas unidades y de un conjunto de conductores, este modelo determina el tipo de transformador, su ubicación y el calibre de conductor óptimo, con el fin de minimizar los costos de pérdidas técnicas de potencia y costos de inversión, sujeto a las restricciones, las cuales son las ecuaciones que presentan el estado de operación del sistema mencionadas en el punto anterior y adicionalmente se incluye los límites físicos de los elementos que componen la red.

3.5.1. Consideraciones

Para el planteamiento de este modelo se han establecido algunas consideraciones y adicionalmente se suman las realizadas en el punto anterior, las cuales son:

- La determinación del calibre óptimo se elijará de un conjunto de conductores, caracterizados por:
 - Impedancia por unidad de longitud.
 - Capacidad máxima de corriente.
 - Costo de construcción por unidad de longitud.



- La determinación de la capacidad del transformador se elijará de un conjunto de transformadores, caracterizados por:
 - Impedancia de dispersión.
 - Capacidad.
 - Costo de inversión.
 - Perdidas de potencia en vacío.

Nomenclatura del modelo

$\forall i \in \Omega B$: Para toda i que pertenezca al conjunto de las barras.

$\forall j \in \Omega B$: Para toda j que pertenezca al conjunto de las barras.

$\forall ij \in \Omega B - \text{TRAFO}$: Para todo ij que pertenezca al conjunto de las ramas que representa a la rama del transformador.

$\forall ij \in \Omega B - \text{RED}$: Para todo ij que pertenezca al conjunto de las ramas que representa la red de baja tensión.

$\forall ij \in \Omega B - \text{ACOMETIDA}$: Para todo ij que pertenezca al conjunto de las ramas que representa las acometidas.

$\forall ij \in \Omega B - \text{BAJANTE}$: Para todo ij que pertenezca al conjunto de las ramas que representa las acometidas.

$c \in \Omega C$: Para todo c que pertenezca al conjunto de los conductores.

$m \in \Omega T$: Para todo m que pertenezca al conjunto de los transformadores.

$x \in \Omega Bc$: Para todo x que pertenezca al conjunto de las barras candidatas.

Parámetros

R_m : Resistencia del transformador de tipo m en Ω .

X_m : Reactancia del transformador de tipo m en Ω .

Po_m : Pérdidas de potencia en vacío del transformador de tipo m en kW.

Z_m : Impedancia del transformador de tipo m .

$Smax_m$: Máxima capacidad de potencia de una unidad de transformación de tipo m en kVA.

$Imax_m$: Máxima corriente admisible en la unidad de transformación en A de tipo m .

Rb_b : Resistencia del conductor que representa la bajante en Ω/km .

Rc_c : Resistencia del conductor que representa la red de baja tensión en Ω/km de tipo c .

Ra_a : Resistencia del conductor que representa la acometida en Ω/km .

Xb_b : Reactancia del conductor que representa la bajante en Ω/km .

Xc_c : Reactancia del conductor que representa la red baja tensión en Ω/km de tipo c .

Xa_a : Reactancia del conductor que representa la acometida en Ω/km .

Zb_b : Impedancia del conductor que representa la bajante en Ω/km .

Zc_c : Impedancia del conductor que representa la red en Ω/km de tipo c .

Za_a : Impedancia del conductor que representa la acometida en Ω/km .

$Ibmax_b$: Máxima corriente admisible en los conductores que representan la bajante en A.

$Icmax_c$: Máxima corriente admisible en los conductores que representan la red de tipo c en A.



I_{max_a} :Máxima corriente admisible en los conductores que representan las acometidas en A.

l_{ij} :Longitud de la rama que une las barras i y j.

$COSTO_TRAN_m$: Costo en dólares de una unidad de transformación de tipo m

$COSTO_BAJATE$: Costo por unidad de longitud del conductor asignado para la bajante en \$/km.

$COSTO_RED_c$: Costo por unidad de longitud del conductor asignado para la red en \$/km de tipo c.

$COSTO_ACOMET$: Costo por unidad de longitud del conductor asignado para las acometidas en \$/km.

C_{loss} :Costo de pérdidas técnicas de potencia en \$/kW.

Demanda: Demanda máxima de la red en kVA.

Variables

P_{ij} :Flujo de potencia activa que atraviesa la barra i a la barra j.

Q_{ij} : Flujo de potencia reactiva que atraviesa la barra i a la barra j.

I_{ij} :Corriente que atraviesa la barra i a la barra j.

P_i^{TS} :Potencia activa inyectada en la barra i.

Q_i^{TS} :Potencia reactiva inyectada en la barra i.

V_i :Tensión en la barra i.

$b_{ij,c}$:Variable binaria que indica que tipo de conductor se instala entre la barra i y j referido a la Red.

t_m :Variable binaria que indica que tipo de unidad de transformación se instala.

p_x :Variable binaria que indica en que barra candidata se instala la unidad de transformación.

3.5.2. Función objetivo

El problema de planificación del sistema de distribución involucra dos tipos de costes, en el presente trabajo, se ha tenido en cuenta los costos asociados a las pérdidas técnicas de energía cuantificadas a partir del efecto Joule y los costos asociados a la inversión de los elementos de la red, como son: el transformador y los conductores.

$$Z_{minimizar} = Z_1 + Z_2 \quad (3.6)$$

3.5.2.1. Costo por pérdidas técnicas de potencia en conductores y transformador

Z_1

Este objetivo abarca las pérdidas técnicas de potencia en los devanados del transformador y en los conductores de la red.

A continuación se describe de manera detallada este objetivo:

- Las pérdidas en la unidad de transformación se detallan en la expresión 3.7, la cual se ve afectadas por las variables discretas de decisión de la ubicación y tipo de unidad.



$$\sum_{\substack{ij \in \Omega L \\ \text{TRAFO}}} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} (R_m I_{ij}^2 + P_{0m}) t_m p_x \quad (3.7)$$

- Las pérdidas en el conductor de la bajante de la unidad de transformación a la red de baja tensión se detallan en la expresión 3.8, la cual está en función de las variables discretas de decisión de la ubicación y tipo de unidad.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{BAJANTE}}} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} R_b I_{ij}^2 t_m p_x \quad (3.8)$$

- Las pérdidas en la red de baja tensión se detallan en la expresión 3.9, la cual está en función de la variable discreta de decisión referida al tipo de conductor.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{RED}}} \sum_{c \in \Omega C} R_c I_{ij}^2 b_{ij,c} \quad (3.9)$$

- Las pérdidas en las acometidas se detallan en la expresión 3.10, la cual no es afectada por alguna variable discreta de decisión referida al tipo conductor, pues el mismo, se considera como un dato de entrada al modelo.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{ACOMETIDA}}} R_a I_{ij}^2 \quad (3.10)$$

El costo total de pérdidas de potencia Z_1 en la red se estima como las contribuciones individuales de pérdidas de potencia de todos los elementos, afectados por un parámetro denominado C_{loss} que representa el costo por unidad de potencia, que su vez se encuentra afectado por un número de horas para traducirlos como pérdidas técnicas de energía.

3.5.2.2. Costos de inversión Z_2

Este objetivo abarca los costos de inversión del transformador y conductores de la red, a continuación se describe de manera detallada este objetivo:

- El costo de la unidad de transformación se detalla en la siguiente expresión, la cual está afectada por las variables discretas de decisión de la ubicación y tipo de unidad.

$$\sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} COSTO_TRAN_m t_m p_x \quad (3.11)$$



- El costo del conductor de la bajante de la unidad de transformación a la red de baja tensión se detalla en la siguiente expresión, la cual está afectada por las variables discretas de decisión de la ubicación y tipo de unidad.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{BAJANTE}}} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} \text{COSTO_BAJATE} l_{ij} t_m p_x \quad (3.12)$$

- El costo del conductor de la red de baja tensión se detalla en la siguiente expresión, la cual se está afectada por la variable discreta de decisión referida al tipo de conductor.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{RED}}} \sum_{c \in \Omega C} \text{COSTO_RED}_c l_{ij} b_{ij,c} \quad (3.13)$$

- El costo del conductor de las acometidas se detalla en la siguiente expresión, la cual no es afectada por alguna variable discreta de decisión referida al tipo conductor, pues el mismo, se considera como un dato de entrada al modelo.

$$\sum_{\substack{ij \in \Omega R \\ \text{ACOMETIDA}}} \text{COSTO_ACOMET} l_{ij} \quad (3.14)$$

El costo total de inversión de la red Z_2 se estima como las contribuciones individuales de costos de todos los elementos.

3.5.3. Restricciones

La función objetivo está sujeta a restricciones matemáticas, estas son de carácter técnico y límites que pueden adoptar ciertas variables.

A continuación se describe de manera detallada las restricciones:



$$\begin{aligned}
& \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} P_{ki} t_m p_x + \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} P_{ki} t_m p_x + \\
& \sum_{ki \in \Omega R} \sum_{c \in \Omega C} P_{ki} b_{ij,c} + \sum_{ki \in \Omega R} P_{ki} - \\
& \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} (P_{ij} + R_m I_{ij}^2) t_m p_x - \\
& \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} (P_{ij} + R_b I_{ij}^2) t_m p_x - \\
& \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{c \in \Omega C} (P_{ij} + R_c I_{ij}^2) b_{ij,c} - \sum_{ij \in \Omega R} (P_{ij} + R_a I_{ij}^2) + \\
& \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} P_i^{TS} t_m p_x = P_i^D \quad \forall i \in \Omega B
\end{aligned} \tag{3.15}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} Q_{ki} t_m p_x + \sum_{ij \in \Omega R} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} Q_{ki} t_m p_x + \\
& \sum_{ki \in \Omega B} \sum_{c \in \Omega C} Q_{ki} b_{ij,c} + \sum_{ki \in \Omega B} Q_{ki} - \\
& \sum_{ij \in \Omega B} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} (Q_{ij} + X_m I_{ij}^2) t_m p_x - \\
& \sum_{ij \in \Omega B} \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} (Q_{ij} + X_b I_{ij}^2) t_m p_x - \\
& \sum_{ij \in \Omega B} \sum_{c \in \Omega C} (Q_{ij} + X_c I_{ij}^2) b_{ij,c} - \sum_{ij \in \Omega La} (Q_{ij} + X_a I_{ij}^2) + \\
& \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} Q_i^{TS} t_m p_x = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega B
\end{aligned} \tag{3.16}$$



$$\begin{aligned}
 V_i^2 - V_j^2 &= \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{\substack{t \in \Omega T \\ \text{TRAF0}}} (2(P_{ij}R_m + X_m Q_{ij}) + Z_m^2 I_{ij}^2) t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{TRAF0} \\
 V_i^2 - V_j^2 &= \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{\substack{t \in \Omega T \\ \text{TRAF0}}} (2(P_{ij}R_{b_b} + X_{b_b} Q_{ij}) + Z_{b_b}^2 I_{ij}^2) t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{BAJANTE} \\
 V_i^2 - V_j^2 &= \sum_{\substack{c \in \Omega C \\ \text{RED}}} (2(P_{ij}R_{c_c} + X_{c_c} Q_{ij}) + Z_{c_c}^2 I_{ij}^2) b_{ij,c} \quad \forall ij \in \Omega B - \text{RED} \\
 V_i^2 - V_j^2 &= 2(P_{ij}R_{a_a} + X_{a_a} Q_{ij}) b_{ij,c} + Z_{a_a}^2 I_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega B - \text{ACOMETIDA}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

$$\begin{aligned}
 V_j^2 I_{ij}^2 &= (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{TRAF0}, m \in \Omega T, x \in \Omega Bc \\
 V_j^2 I_{ij}^2 &= (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{BAJANTE}, m \in \Omega T, x \in \Omega Bc \\
 V_j^2 I_{ij}^2 &= (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) b_{ij,c} \quad \forall ij \in \Omega B - \text{RED}, c \in \Omega C \\
 V_j^2 I_{ij}^2 &= (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \quad \forall ij \in \Omega B - \text{ACOMETIDA}
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

$$\begin{aligned}
 I_{ij} &\leq I_{\max_m} t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{TRAF0}, m \in \Omega T, x \in \Omega Bc \\
 I_{ij} &\leq I_{b\max} t_m p_x \quad \forall ij \in \Omega B - \text{BAJANTE}, m \in \Omega T, x \in \Omega Bc \\
 I_{ij} &\leq I_{c\max_c} b_{ij,c} \quad \forall ij \in \Omega B - \text{RED}, c \in \Omega C \\
 I_{ij} &\leq I_{a\max_a} \quad \forall ij \in \Omega R - \text{ACOMETIDA}
 \end{aligned} \tag{3.19}$$

$$P_i^{TS^2} + Q_i^{TS^2} \leq \sum_{x \in \Omega Bc} \sum_{m \in \Omega T} S_{\max_{i,m}} t_m p_x \quad \forall i \in \Omega B \tag{3.20}$$

$$\text{Demanda} \leq 0.75 \sum_{m \in \Omega T} S_{\max_m} t_m \tag{3.21}$$

$$\sum_{c \in \Omega C} b_{ij,c} = 1 \quad \forall ij \in \Omega R - \text{RED} \tag{3.22}$$



$$\sum_{m \in \Omega T} t_m = 1 \quad (3.23)$$

$$\sum_{x \in \Omega Bc} p_x = 1 \quad (3.24)$$

$$b_{ij,c} \in \{1,0\} \quad \forall ij \in \Omega B - RED, \forall c \in \Omega C \quad (3.25)$$

$$t_m \in \{1,0\} \quad \forall m \in \Omega T \quad (3.26)$$

$$p_x \in \{1,0\} \quad \forall x \in \Omega Bc \quad (3.27)$$

La expresión 3.06 es la función objetivo que presenta el costo de pérdidas técnicas de potencia y los costos de inversión de todos los elementos que componen la red, como contribuciones individuales que se muestran en las expresiones 3.07 a 3.14; las restricciones son las expresiones 3.15, 3.16 que presentan el equilibrio de potencia activa y reactiva en un nodo, de acuerdo a la ley de Kirchhoff, diferenciando los tipos de rama que existen en la red, las expresiones 3.17, expresa la caída de tensión en función de los flujos de potencia, que atraviesan los diferentes tipos de ramas de la red, las expresiones 3.18, representa la capacidad de potencia en un nodo, para las diferentes tipo de ramas existentes, las expresiones 3.19, expresan los límites de corriente permitidos en los tipos de ramas del sistema, la expresión 3.20, presenta el equilibrio de potencia inyectada en una barra, para los diferentes tipos de barra, existen (barras slack y PQ), la expresión 3.21 garantiza que la capacidad del transformador no supere el 75% de la demanda instalada, la expresión 3.22, expresan la existencia de un solo tipo de conductor en una rama correspondiente a la red de baja tensión, la expresión 3.23 y 3.24 expresa la existencia de una sola ubicación y un solo tipo transformador a instalarse, las expresiones 3.25 a 3.27 son las variables binarias que representa los niveles discretos de decisión.



CAPÍTULO 4. PROCESO DE DATOS Y RESULTADOS

4.1. Descripción

Se realizaron simulaciones con tres diferentes herramientas, las cuales son:

- La plantilla denominada “Formato para diseño” de la CENTROSUR.
- El software especializado en simulación de redes de baja tensión OpenDSS.
- El software de optimización AMPL.

Para fines experimentales se escogió una red de prueba con las características expresadas en la tabla 4.1.

Se definirá el concepto de ramas como un conjunto formado por: las líneas tanto de red de baja tensión (conectan barras-postes) como de acometida (conectan barras-postes con los usuarios), el transformador y su bajante, la tabla 4.1 muestra las características de la red y la figura 4.1 muestra su topología

Tabla. 4.1. Especificaciones generales de la red 7646.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES DE RED 7646	
Empresa	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Alimentador MT	0325 - 22 kV
Transformador	Número 7646 - 100 kVA
Circuito Baja Tensión (BT)	220 V - 3 fases / 4 hilos
Número de clientes	70 (54 residenciales)
Luminarias	12 (250/150 W doble nivel de potencia)
Longitud vanos	726 m (43 líneas aéreas y acometidas en BT)



CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA-EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.

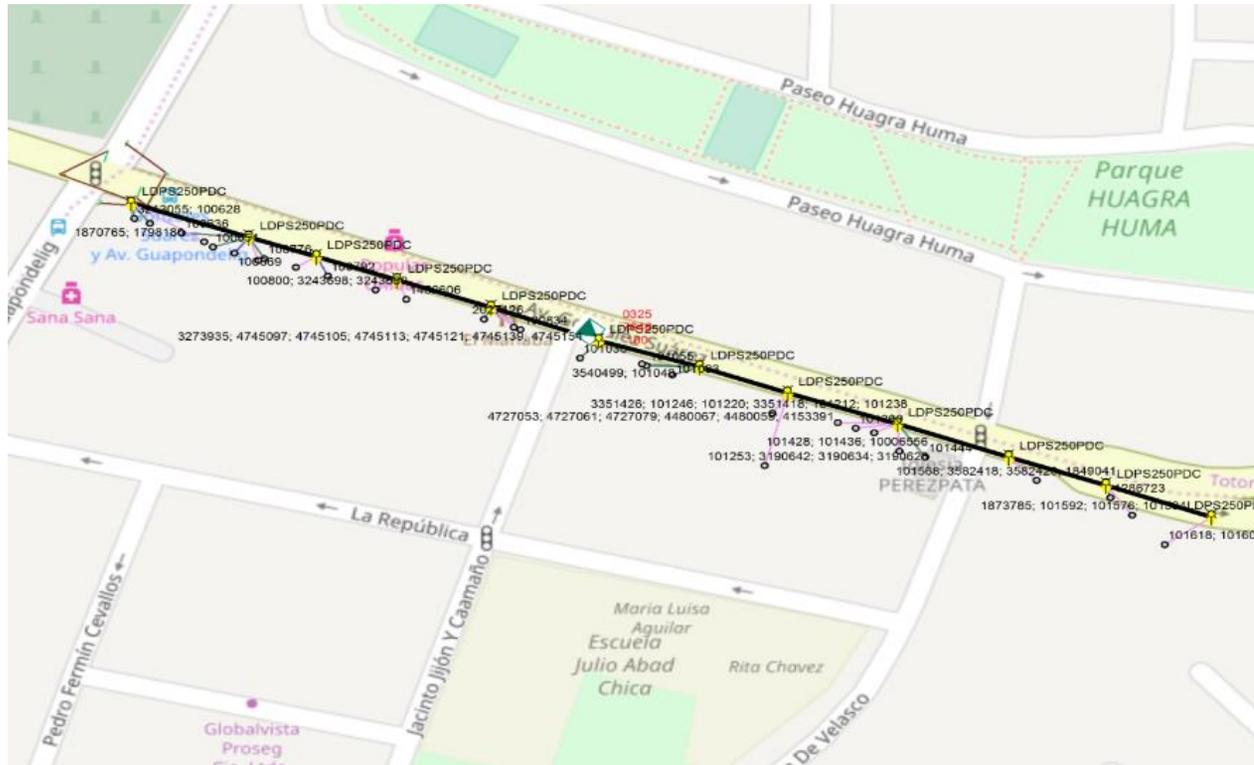


Figura 4.1. Topología de la red 7646.
Fuente: Elaboración propia.



CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA–EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.



4.2. Análisis mediante el software OpenDSS

4.2.1. OpenDSS

Open Distribution System Simulator (OpenDSS) es un software libre, especializado en la simulación de sistemas de distribución eléctrica, desarrollado en 1997 en Electrotek Concepts. Inc por Roger Dugan y Thomas McDermott, con los principales propósitos en ese entonces, que se enfocaban en el análisis de redes con presencia de generación distribuida y en proveer una plataforma flexible de investigación para el análisis de sistemas de distribución. [12]

La herramienta OpenDSS se puede usar para:

- Planificación y análisis de sistemas de distribución.
- Simulación de parques eólicos.
- Análisis de interconexión de generación distribuida.
- Análisis de armónicos.
- Análisis de configuraciones inusuales del transformador.
- Optimización de la tensión.
- Simulaciones anuales de carga y generación.
- Estudio de cortocircuitos.

OpenDSS se lleva a cabo como un programa ejecutable independiente y mediante una interfaz Component Object Model (COM), diseñada para ser manejada desde una variedad de plataformas de software existente. La versión ejecutable agrega una interfaz de usuario básico para ayudar a los usuarios a desarrollar scripts (líneas de código simple) y ver soluciones. Los circuitos se pueden definir mediante scripts por parte del usuario, a través de un archivo de texto, o mediante un programa externo a través del módulo COM, la figura 4.2. indica la estructura de OpenDSS. [12]

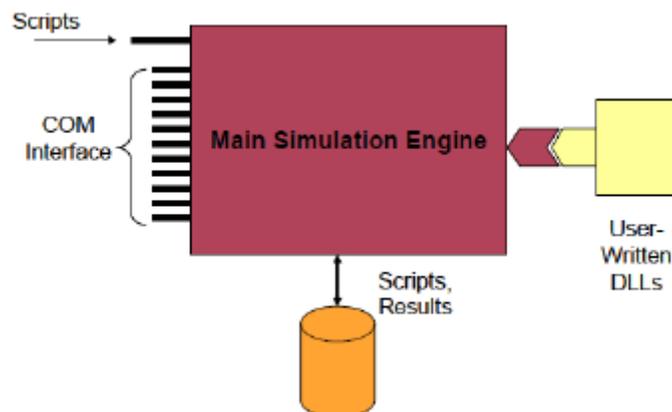


Figura.4.2. Estructura de OpenDSS. [12]

El software OpenDSS puede ser controlado por programas como Python, Matrix Laboratory (MATLAB), entre otros, y también por herramientas de MS Office, mediante el Visual Basic para aplicaciones (VBA). Otra característica del OpenDSS es permitir que los desarrolladores de



software creen sus propios archivos DLL para personalizar el programa cuyo objetivo sea resolver una tarea muy específica: [12]

4.2.2. Procedimiento

Mediante el software de simulación OpenDSS se procedió a simular flujos de potencia para los diferentes escenarios posibles para la red 7646 (llamada así por el número de transformador por el cual es alimentada). Si bien OpenDSS no brinda como resultado la solución óptima de la red arroja resultados de los diferentes escenarios en una sola simulación, haciendo que el proceso y análisis de resultados sea de manera manual.

Un escenario, como ya se mencionó anteriormente, se forma según la capacidad y ubicación del transformador y el calibre de conductor que se considere, por ejemplo, el primer escenario puede ser: ubicación 0, para la unidad de transformación (poste en el cual se encuentra instalado dicha unidad), capacidad del transformador de 100kVA y calibre de conductor 1/0 ACSR. El anexo 8 muestra todos los posibles escenarios que se puede obtener para la red 7646, considerando cinco posibles ubicaciones y cinco posibles capacidades del transformador y dos posibles conductores de red. La tabla 4.2. indica las condiciones del escenario inicial el cual se va a analizar.

Tabla. 4.2. Escenario para las condiciones iniciales de la red 7646.
Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO	UBICACIÓN	TRANSFORMADOR	CONDUCTOR
1	0	100	1/0

No todos los postes de la red pueden ser candidatos para la ubicación de la unidad de transformación, pues, una de las razones es la cercanía con la red de media tensión, hay postes que están relativamente alejados de ésta, entonces, no conviene.

Las cinco posibles ubicaciones para el transformador se especifican en la tabla 4.3., mientras que sus capacidades consideradas son: 100 kVA, 75 kVA, 50 kVA, 45 kVA y 30 kVA; y los calibres del conductor serán de 1/0 y 2/0 ACSR.

Tabla 4.3. Asignación de la ubicación.
Fuente: Elaboración propia

UBICACIÓN	POSTE
Ubicación 0	Poste inicial
Ubicación 1	1 Poste a la derecha
Ubicación 2	2 postes a la derecha
Ubicación 3	3 postes a la derecha
Ubicación 4	1 poste a la izquierda
Ubicación 5	1 poste a la izquierda

Para una idea más clara de donde serán las posibles ubicaciones del transformador, la figura 4.3. indica las posibles ubicaciones en el diagrama unifilar de la red 7646.

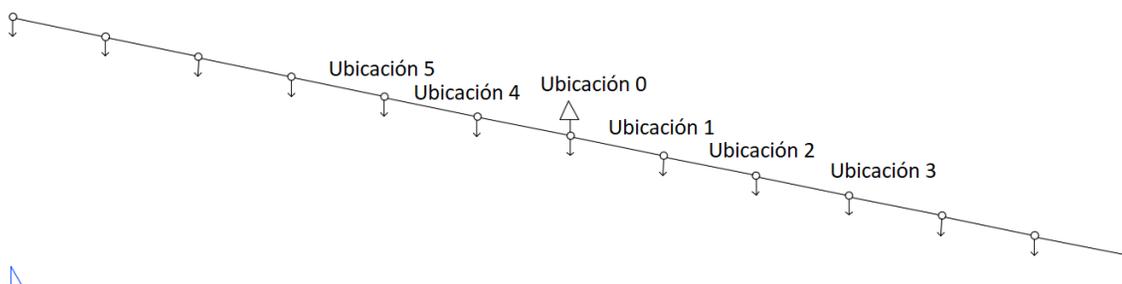


Figura 4.3 Diagrama unifilar de la red 7646 indicando las posibles ubicaciones candidatas de los centros de transformación.

El proceso de datos con OpenDSS se realizó en una hoja Excel en donde se analizó los aspectos técnicos que abarcan: pérdidas de potencia, caída de tensión, corriente; y económicos, en donde se estima el costo de construcción y mantenimiento de la red para una vida útil estimada de 25 años (dato proporcionado por la CENTROSUR).

4.2.3. Análisis técnico

4.2.3.1. Pérdidas de energía

OpenDSS muestra los resultados de pérdidas de potencia, mediante un perfil para cada escenario, que se da cada hora en un día típico, diferenciando los días laborables, sábados, domingos y feriados.



Las pérdidas de energía anual (kWh anual), se obtienen a partir del perfil de los diferentes escenarios, según el día típico, para ello es necesario obtener las pérdidas de potencia diarias por día típico, incluyendo las pérdidas horarias, para luego ser multiplicadas por el número de días típicos al año que se expresan en la tabla 4.4., al final, se suma las pérdidas de energía anual para cada día típico y se obtiene las pérdidas de energía anuales totales para cada tipo de transformador.

Tabla 4.4. Número de días típicos al año.

Fuente: Elaboración propia.

LABORABLES	SÁBADOS	DOMINGOS	TOTAL
251	52	62	365

Los resultados de un perfil de pérdidas para cinco diferentes escenarios se muestran en el anexo 9. La tabla 4.5. indica los valores de las pérdidas de energía anual que se obtuvieron analizando los perfiles en cinco diferentes escenarios,

Tabla 4.5. Pérdidas de energía anuales de la ubicación 0, conductor 1/0 para las diferentes capacidades del transformador en un día laborable.

Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN 0				
CONDUCTOR 1/0				
LABORABLE [kWh anual]				
30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
50.545,653	44.118,716	43.304,253	42.550,226	44.110,298

Existe una tendencia en las pérdidas de potencia que dependen de la capacidad del transformador, en las figuras 4.4., 4.5. y 4.6. se muestran los perfiles de pérdidas para los tres diferentes días típicos al año, en donde se grafica pérdidas vs horas, enfocándose solo en la figura 4.4., se aprecia que a mayor demanda (hora pico) las pérdidas de potencia son mayores en el transformador de menor capacidad, y de igual manera, las pérdidas en vacío (horas de la madrugada) crecen conforme la capacidad del transformador, esto debido a que la admitancia shunt en un transformador es mayor conforme a una mayor capacidad, esta tendencia se repite para los otros dos días típicos; como observación adicional se debe tomar en cuenta que las pérdidas de energía en la red más importantes se dan con el transformador en carga.

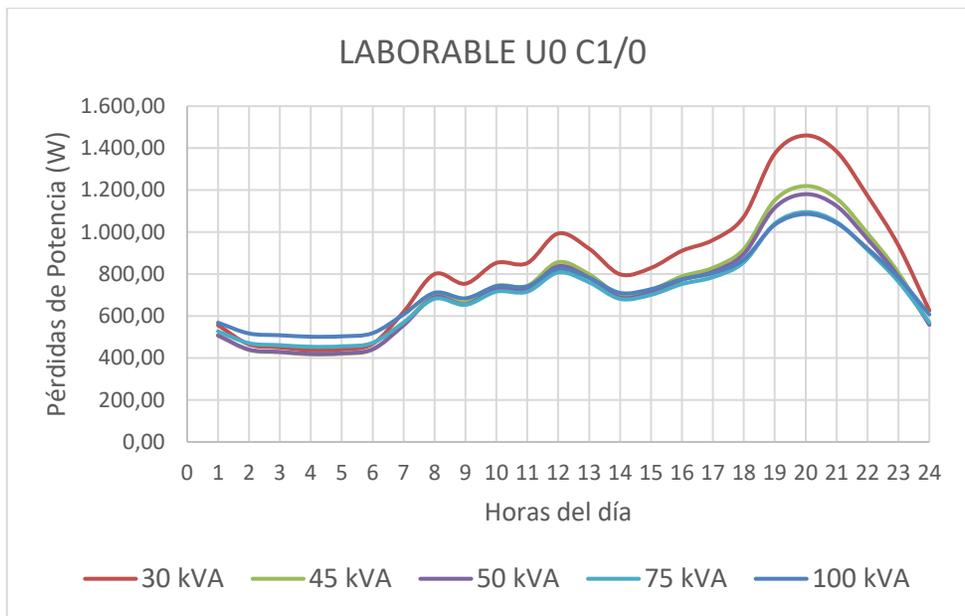


Figura 4.4. Perfil de pérdidas de un día laborable para la ubicación inicial, con conductor 1/0 y las diferentes posibles capacidades del transformador mediante OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

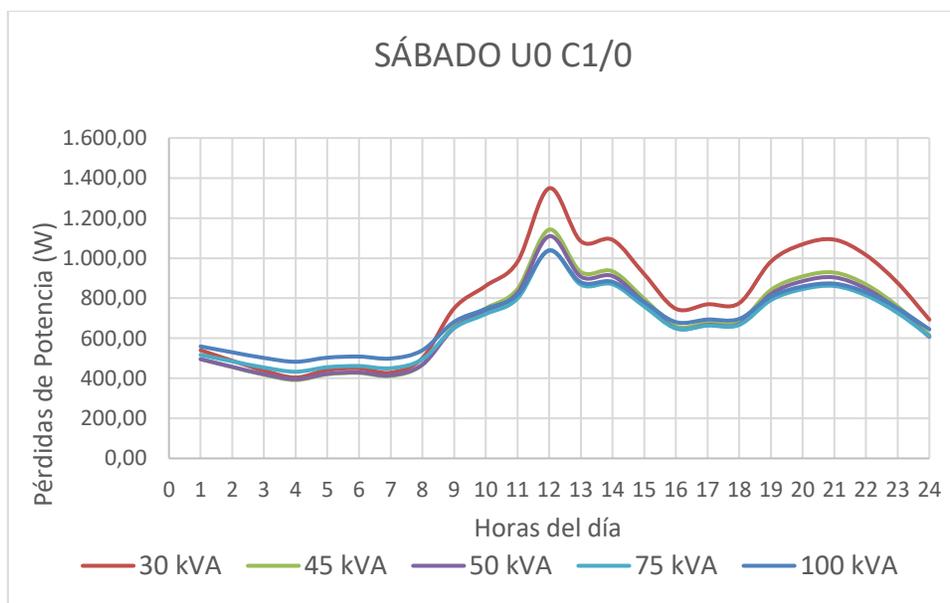


Figura 4.5. Perfil de pérdidas de un día sábado para la ubicación inicial, con conductor 1/0 y las diferentes posibles capacidades del transformador mediante OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

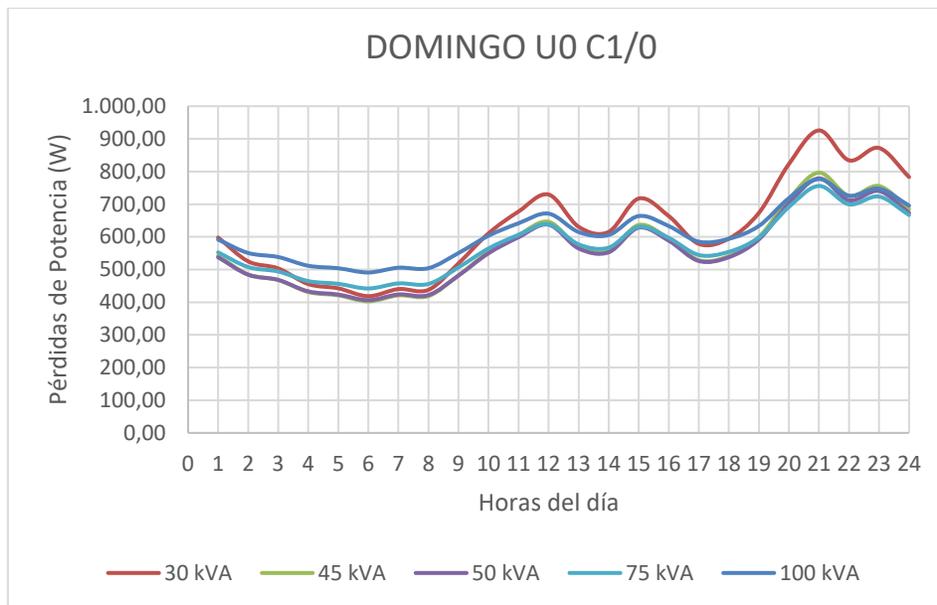


Figura 4.6. Perfil de pérdidas de un día domingo para la ubicación inicial, con conductor 1/0 y las diferentes posibles capacidades del transformador mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

Los perfiles de pérdidas varían según el día típico, tal como lo indican las figuras 4.4., 4.5. y 4.6.. El día laborable se encuentra con un perfil mucho más atenuado a comparación del sábado y domingo, que tienen varios picos a lo largo del día, adicional a que se hallan las mayores pérdidas de energía en este tipo de días.

Es importante recalcar que sin importar el día típico que se analice, la tendencia de que un transformador de menor capacidad tiene mayores pérdidas en carga y menores en vacío, y, que un transformador de mayor capacidad tiene menor pérdidas en carga y mayores en vacío, se mantiene; la tabla 4.6. y la figura 4.7. muestran las pérdidas anuales de energía para todos los escenarios.



Tabla 4.6. Pérdidas anuales de energía de la red 7646 en kWh, mediante OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN Y CALIBRE	POTENCIA TRANSFORMADOR				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Ubi 0 - 1/0 ACSR	6.963,88	6.111,28	6.008,64	5.943,96	6.192,55
Ubi 0 - 2/0 ACSR	6.494,04	5.630,99	5.528,19	5.465,25	5.716,23
Ubi 1 - 1/0 ACSR	6.959,64	6.116,86	6.015,68	5.953,25	6.202,23
Ubi 1 - 2/0 ACSR	6.493,43	5.638,58	5.536,39	5.473,61	5.724,31
Ubi 2 - 1/0 ACSR	7.103,02	6.285,04	6.190,20	6.143,20	6.399,70
Ubi 2 - 2/0 ACSR	6.613,58	5.784,39	5.687,61	5.633,93	5.886,48
Ubi 3 - 1/0 ACSR	7.722,54	6.948,27	6.859,27	6.825,97	7.090,58
Ubi 3 - 2/0 ACSR	7.124,99	6.324,46	6.232,19	6.192,29	6.453,81
Ubi 4 - 1/0 ACSR	7.060,92	6.234,97	6.138,73	6.087,75	6.341,97
Ubi 4 - 2/0 ACSR	6.574,62	5.737,47	5.638,90	5.582,77	5.835,09
Ubi 5 - 1/0 ACSR	7.901,91	7.113,14	7.021,99	6.982,53	7.243,60
Ubi 5 - 2/0 ACSR	7.262,55	6.450,25	6.355,89	6.310,64	6.568,92

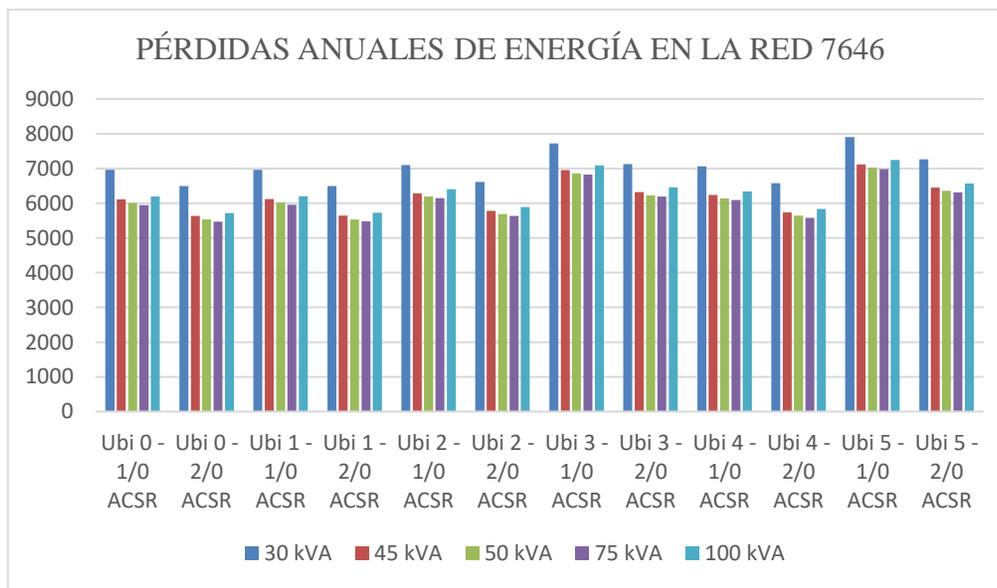


Figura 4.7. Pérdidas Anuales de Energía en kWh de la red 7646 para los distintos escenarios, mediante OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

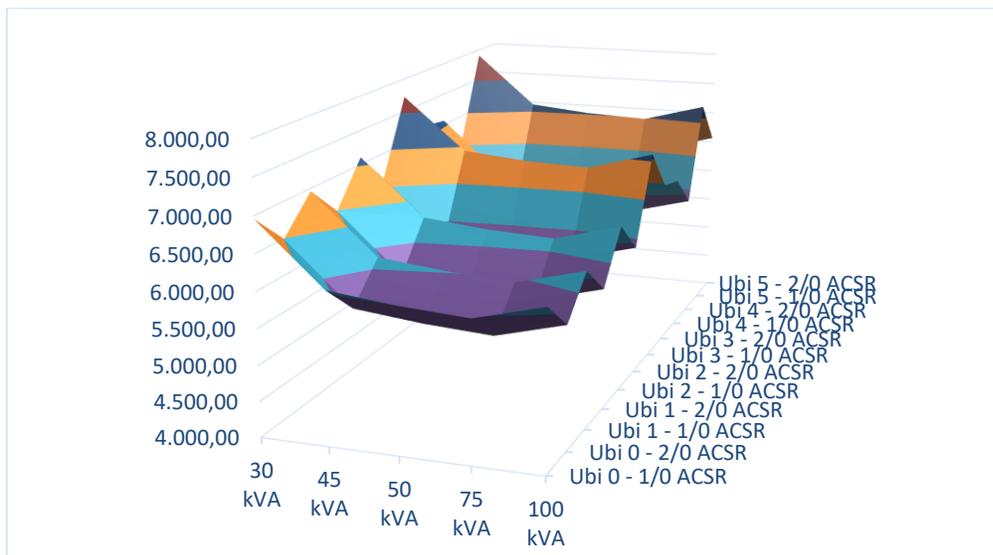


Figura 4.8. Pérdidas Anuales de Energía de la red 7646 para los distintos escenarios en función de las capacidades del transformador, mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.8.se aprecia a la figura 4.7. en tercera dimensión.

La tabla 4.6. muestra el valor de pérdidas totales de energía al año en el transformador, en donde se nota que las pérdidas totales en el de capacidad 100 kVA son mayores a los de capacidad de 50 kVA y 75 kVA, debido al peso que tienen las pérdidas de potencia en vacío en mencionada unidad de transformación.

Para una mejor realización de este problema hay que dirigirse a la figura 4.4., en donde gráficamente se nota como los perfiles de pérdidas de potencia de los transformadores de 50, 75 y 100 kVA son similares a excepción del tramo en donde se producen las pérdidas en vacío, entonces si se totalizan las pérdidas de estos tres transformadores, el peso de las pérdidas de potencia en vacío del transformador de 100 kVA tiene un mayor aporte para que las pérdidas totales sean mayores a las pérdidas totales de los otros dos transformares mencionados.

Resumiendo, las menores pérdidas en la red se dan con los transformadores de 45, 50 y 75 kVA, con un conductor 2/0 y en la ubicación 1 y 2.

4.2.3.2.Perfil de Tensión

Los resultados de tensión obtenidos de OpenDSS son analizados mediante cuartiles, en donde el análisis final se lo hace considerando, el porcentaje de muestras que no cumplen con el límite admisible de caída de tensión.

La figura 4.9 indica el nombre de las barras de inicio de red, en donde la BARRA 1 y la TD_68912 corresponden al transformador, esta última, que representa el secundario del transformador, sirve de referencia para cuantificar la caída de tensión.

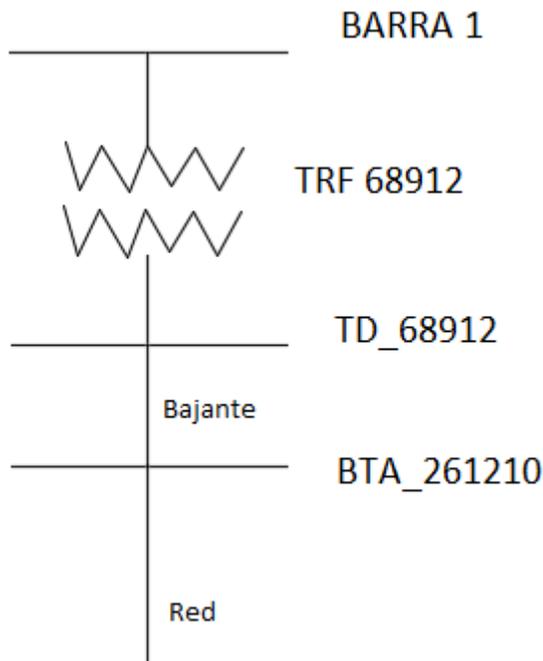


Figura 4.9. Nombre de las barras del inicio de la red 7646.
Fuente: Elaboración propia.

En el anexo 10 se observa el perfil de tensión para el escenario uno (ubicación 0, transformador de 100kVA y conductor de red 1/0), en donde se muestra las barras ordenadas por longitud de la trayectoria, una trayectoria está conformada por los tramos que se unen para llegar desde el transformador (barra inicial) hasta un cliente (acometida).

La figura 4.10., grafica los valores del anexo 10, en donde los valores más críticos que se deben considerar para el análisis son los mínimos. El análisis se realiza haciendo un conteo de las muestras que no cumplen cierto porcentaje de caída de tensión, la norma de la CENTROSUR indica que la caída de tensión no debe sobrepasar el 6% en zona urbana.

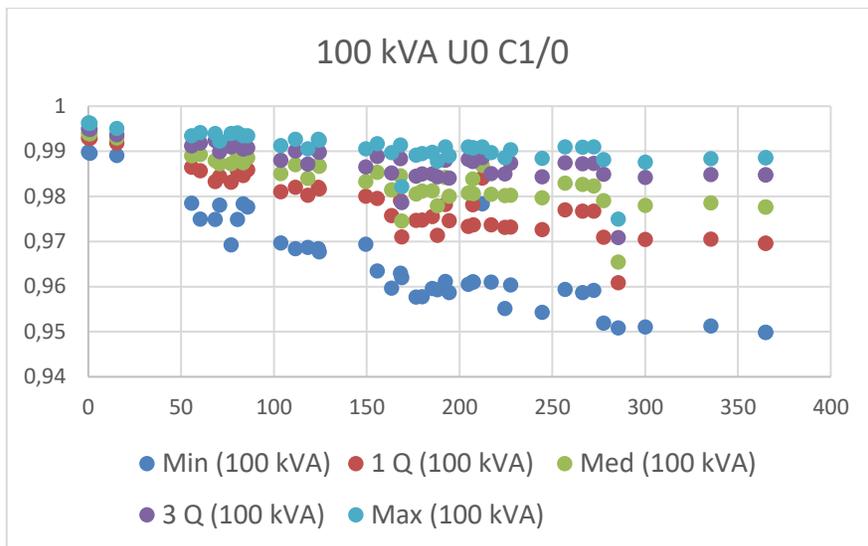


Figura 4.10 Perfil de Caída de Tensión para 100 kVA, Ubicación inicial y conductor 1/0 mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

Los valores críticos de caída de tensión (valores mínimos de cada cuartil) para los diferentes transformadores en un escenario se plasman en la figura 4.11..

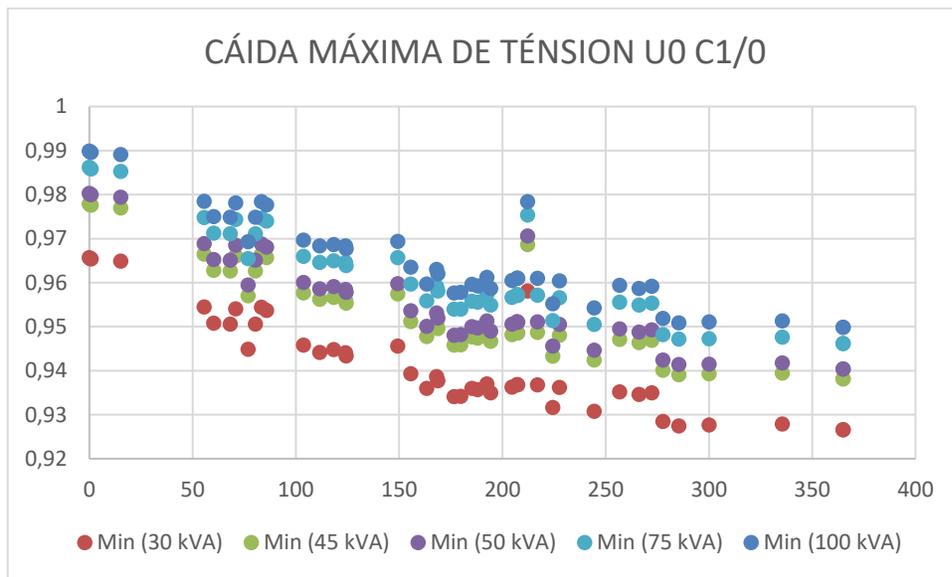


Figura 4.11. Máxima caída de tensión para los diferentes transformadores, ubicación 0 y conductor 1/0, mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.



Según la figura 4.11. los valores más críticos de tensión se dan con un transformador de 30 kVA, mientras que el transformador de mayor capacidad (100 kVA) posee caída de tensión mínima. Se podría pensar que si no se varía la carga o el conductor y se varía únicamente la capacidad del transformador en una red, la caída de tensión no debería variar, pero la gráfica demuestra lo contrario; esto es debido a la impedancia interna que posee cada transformador, que al igual que variar las pérdidas varía también la caída de tensión.

Tabla 4.7. Cantidad y porcentaje de muestras que no cumplen el límite de tensión para el escenario uno, según OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN 0		
CONDUCTOR 1/0		
100 kVA		
LÍMITE DE TENSIÓN [pu]	NÚMERO DE MUESTRAS FUERA DE LÍMITE	PORCENTAJE DE MUESTRAS DE FUERA DE LÍMITE
0,99	7.059	81,03%
0,98	2.652	30,44%
0,97	818,0	9,390%
0,96	118,0	1,350%
0,95	2,000	0,020%
0,94	0,000	0,000%
0,93	0,000	0,000%
0,92	0,000	0,000%
0,91	0,000	0,000%
0,90	0,000	0,000%

La tabla 4.7. presenta la cantidad de muestras de tensión que no cumplen con el límite para el escenario uno, este escenario si cumpliría con la restricción de tensión dado que no viola en ningún momento el 6% de caída de tensión.

El mismo análisis se realiza para los escenarios faltantes. La tabla 4.8. indica el porcentaje de muestras que no cumplen el límite de tensión para todos los posibles escenarios de red, de igual manera la figura 4.12. grafica los valores de dicha tabla.

Tabla 4.8. Porcentaje de muestras que no cumplen el límite de tensión.

Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Ubi 0 - 1/0 ACSR	1,81%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%
Ubi 0 - 2/0 ACSR	0,71%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ubi 1 - 1/0 ACSR	3,09%	0,40%	0,13%	0,00%	0,00%
Ubi 1 - 2/0 ACSR	1,70%	0,81%	0,00%	0,04%	0,00%
Ubi 2 - 1/0 ACSR	7,72%	3,38%	2,57%	1,23%	0,59%
Ubi 2 - 2/0 ACSR	5,17%	1,18%	0,82%	0,13%	0,00%
Ubi 3 - 1/0 ACSR	13,19%	8,92%	8,32%	6,47%	4,80%
Ubi 3 - 2/0 ACSR	9,47%	5,50%	4,61%	2,67%	1,46%
Ubi 4 - 1/0 ACSR	5,53%	1,76%	1,19%	0,42%	0,18%
Ubi 4 - 2/0 ACSR	3,15%	0,45%	0,26%	0,00%	0,00%
Ubi 5 - 1/0 ACSR	10,92%	6,49%	5,79%	4,09%	2,86%
Ubi 5 - 2/0 ACSR	7,08%	3,42%	2,60%	0,00%	0,66%

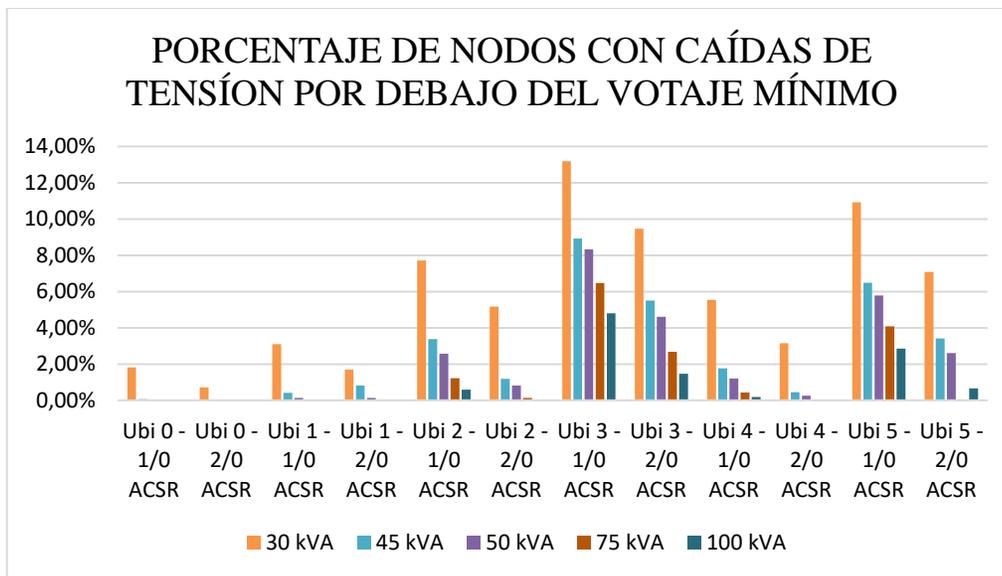


Figura 4.12. Porcentaje de muestras que no cumplen el límite de tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Como indica la figura 4.12., la caída de tensión es mayor cuanto más se aleje el transformador del centro de carga, es por esta razón que el análisis no se realiza en todas las posibles ubicaciones del



transformador (postes), tomando únicamente las ubicaciones más próximas al centro de carga. Se aprecia que la ubicación con la menor caída de tensión se da en la ubicación 0, que es la posición inicial del transformador, por lo que el centro de carga de esta red está correctamente diseñada. Según la tabla.3.9, el transformador de 30 kVA quedaría excluida de una posible consideración, debido a que en todos los posibles escenarios se infringe el límite de caída de tensión que es de 6%, de igual manera se descarta algunos escenarios de las diferentes capacidades de transformador. La ubicación 3 (tres postes a la derecha del poste inicial) se muestra como el escenario más crítico.

4.2.3.3. Corriente

El límite de cargabilidad para los conductores es del 75%. La corriente se obtiene para cada rama de la red, ya sea bajante, conductor de red o acometida tal y como lo indica el anexo 11.

El tipo de línea “lbta” hace referencia al conductor de red y bajante, mientras que el tipo de línea “abta” se refiere a acometidas. Del total de líneas se obtiene la cargabilidad para cada una de ellas y se compara con el umbral, obteniéndose, ya después del análisis de todos los escenarios, la tabla 4.9., indica el porcentaje de muestras fuera del límite de corriente para los diferentes escenarios.

Tabla 4.9. Porcentaje de líneas que superan carga de diseño, según OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

PORCENTAJE DE LÍNEAS QUE SUPERAN LA CARGA DE DISEÑO MEDIANTE OpenDSS					
UBICACIÓN Y CALIBRE	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Ubi 0 - 1/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 0 - 2/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 1 - 1/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 1 - 2/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 2 - 1/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 2 - 2/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 3 - 1/0 ACSR	2,33%	2,33%	2,33%	2,33%	2,33%
Ubi 3 - 2/0 ACSR	2,33%	2,33%	2,33%	2,33%	2,33%
Ubi 4 - 1/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 4 - 2/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 5 - 1/0 ACSR	-	-	-	-	-
Ubi 5 - 2/0 ACSR	-	-	-	-	-

4.2.4. Análisis económico

4.2.4.1. Costo de inversión

El análisis económico se basa en el costo de construcción, al igual, que el costo de pérdidas anuales de una red, para su tiempo de vida útil. La manera de estimar el costo de inversión para la



construcción de la red consta de formar las estructuras considerando costos de mano de obra y de materiales necesarios para levantar cada estructura.

Para el caso de la red de análisis (red 7646) se sabe que es una red trifásica cuatro hilos, y está conformada por diez estructuras tipo 5 Vías Vertical en Volado, dos estructuras tipo 5 Vías Vertical Retención, con un transformador de 100 kVA, y conductor tipo red de calibre 1/0 ACSR; el costo total de construcción de una red resulta de sumar el costo resultante de la construcción de una estructura, considerando mano de obra y materiales. El costo de la red variara conforme se analice un tipo de conductor o de transformador. La tabla 4.10. lista las estructuras con las cuales se puede construir cualquier tipo de red y que servirán para análisis futuros al momento de usar la herramienta de optimización.

Tabla 4.10. Tipos de estructuras

Fuente: Elaboración propia.

TIPO DE ESTRUCTURA
Estructura 1 Vía Vertical Pasante
Estructura 1 Vía Vertical Retención
Estructura 1 Vía Vertical Doble Retención
Estructura 2 Vías Vertical Pasante
Estructura 2 Vías Vertical Retención
Estructura 2 Vías Vertical Doble Retención
Estructura 3 Vías Vertical Pasante
Estructura 3 Vías Vertical Retención
Estructura 3 Vías Vertical Doble Retención
Estructura 4 Vías Vertical Pasante
Estructura 4 Vías Vertical Retención
Estructura 4 Vías Vertical Doble Retención
Estructura 4 Vías Vertical en Volado
Estructura 5 Vías Vertical Pasante
Estructura 5 Vías Vertical Retención
Estructura 5 Vías Vertical Doble Retención
Estructura 5 Vías Vertical en Volado

Las tablas 4.11. y 4.12 muestran el costo de mano de obra y de materiales respectivamente de la construcción de una estructura vertical retención de cinco vías, en donde sumando el costo total de ambas tablas se obtiene que este tipo de estructura tiene un costo total unitario de \$629,57, de igual forma se obtiene el costo para las demás estructuras, para al final sumar y obtener el costo total de la red adicional a los costos de mano de obra y de materiales del tendido de la red y del valor unitario y montaje del transformador. Se debe tener en consideración que el precio del montaje del



transformador cambia dependiendo de su capacidad, de igual manera el precio y costo de tendido de red varía según el calibre del conductor.

Tabla 4.11. Costo de Mano de Obra para Estructura 5 Vías Vertical Retención

Fuente: Elaboración propia.

COSTO DE MANO DE OBRA PARA ESTRUCTURA 5 VÍAS VERTICAL RETENCIÓN			
DESCRIPCIÓN MEER	DESCRIPCIÓN CENTROSUR	CÓDIGO	PU MO
ESD-5EP	Estructura tipo es045	ESD-5EP	8,31
APD-0PLCS150PC	Montaje e instalación, luminaria cerrada NA, 150w	APD-0PLCS150PC	16,16
PO0-0EC11	Carga-transporte-descarga poste tubular metálico 11,5m	PO0-0EC11	22,88
PO0-0EC12	Carga-transporte-descarga poste tubular metálico 12m	PO0-0EC12	22,88
Costo total mano de obra			70,23

Tabla 4.12. Costo de Materiales para Estructura 5 Vías Vertical Retención.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO DE MATERIALES PARA ESTRUCTURA 5 VÍAS VERTICAL RETENCIÓN			
MATERIAL	PU	CANTIDAD	PU TOTAL
Abrazadera pletina galvanizada triple di 38x160-190 mm	10,95	2	21,900
Aislador rollo de porcelana clase ANSI 53-2	0,690	5	3,4500
Bastidor galvanizado liviano volado 5 vías	15,83	1	15,830
Retención preformada para conductores ACSR/5005 calibre 1/0 AWG	1,660	5	8,3000
Conector perno hendido AL/CU 6-1/0 AWG	4,420	2	8,8400
Luminaria cerrada SOD AP SF, lámpara 150W,220V	228,4	1	228,39
Conductor aislado sólido potencia 600v TW CU 14 AWG	0,250	7	1,7500
Postes de hormigón armado circular de 11 mts,	270,9	1	270,88
Costo total mano de obra			559,34

Las estructuras cinco vías vertical retención y cinco vías vertical volado se presentan en las figuras 4.13. y 4.14.

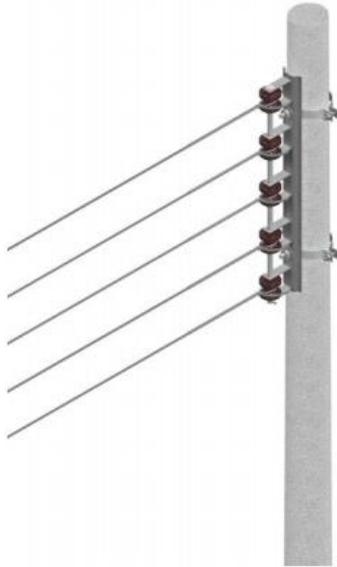


Figura 4.13. Estructura 5 Vías Vertical Retención.
Fuente: Elaboración propia.

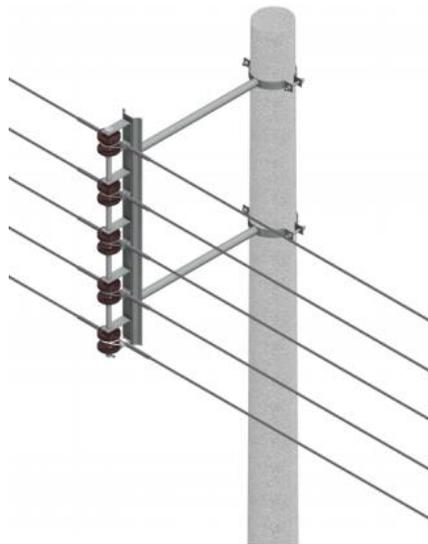


Figura.4.14. Estructura 5 vías vertical en volado.
Fuente: Elaboración propia.



Los costos de mano de obra y de materiales para el tendido de la red y acometidas se muestran en las tablas 4.13. y 4.14., sumando los costos totales de las dos tablas, el costo total del tendido de la red y acometidas para la red 7646 en condiciones iniciales (escenario 1) será de \$2.727,47.

Tabla 4.13. Costo mano de obra para el tendido de red y acometidas.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO MANO DE OBRA PARA EL TENDIDO DE RED Y ACOMETIDAS				
CALIBRE	DESCRIPCIÓN MEER	DESCRIPCIÓN CENTROSUR	CÓDIGO	PU MO
1/0	CO0-0B1/0	Tendido, calibración y amarre conductor calibre 1/0 tipo ACSR	C80-2552-1	344,04
3x6	CO0-0J3X6	Tendido, calibración, amarre conductor triplex 3*6	C80-2601-1	294,89
4x6	CO0-0J4X6	Tendido, calibración, amarre conductor cuádruplex 4*6	C80-2602-1	344,04
2x6	CO0-0J2X6	Tendido, calibración, amarre conductor dúplex 2*6	C80-2600-1	256,27
COSTO TOTAL				1.239,24

Tabla 4.14. Costo de materiales para el tendido de red y acometidas.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO MATERIALES PARA EL TENDIDO DE RED Y ACOMETIDAS				
MATERIAL	PU	CANTIDAD	PU TOTAL	
Conector perno hendido AL/CU 6-1/0 AWG	4,42	30	132,600	
Conductor desnudo cableado aluminio ACSR 1/0 AWG	1,09	691,566	753,807	
Conductor triplex ASC 3*6 AWG	0,96	296,805	284,932	
Conductor cuádruplex 4X6	1,34	231,370	310,0362	
Conductor dúplex ASC 2*6 AWG	0,53	12,9299	6,852890	
COSTO TOTAL			1.488,23	

Tabla 4.15. Costo de mano de obra y materiales para montaje de Transformadores.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO M.O Y MATERIALES PARA MONTAJE DE TRANSFORMADORES				
DESCRIPCIÓN CENTROSUR	PU MO	MATERIAL	PU	
Montaje e inst,estac,transf, 3f conv, 100kVA, 2 postes	226,36	Trafo trif conex dyn5 22KV/220-127V 100 kVA	4.869,45	
Montaje e inst,estac,transf, 3f conv, 75 kVA, 2 postes	226,36	Trafo trif conex dyn5 22KV/220-127V 75 kVA	4.262,28	
Montaje e inst,estac,transf, 3f conv, 50 kVA, 1 poste	173,72	Trafo trif conex dyn5 22KV/220-127V 50 kVA	3.842,23	
Montaje e inst,estac,transf, 3f conv, 45 kVA, 1 poste	173,72	Trafo trif conex dyn5 22KV/220-127V 45 kVA	3.801,50	
Montaje e inst,estac,transformación 3f convencional de 30 kVA	173,72	Trafo trif conex dyn5 22KV/220-127V 30 kVA	3.122,66	



La tabla 4.15. muestra los costos de mano de obra y montaje del transformador. Para el escenario uno de la red 7646 el cual tiene 100kVA como capacidad del transformador se obtiene un costo total de la estación de transformación de \$5095,81.

La tabla 4.16. indica los costos de mano de obra y de material para el tendido de la red para los dos posibles conductores de red (1/0 y 2/0) en donde se aprecia una observación importante: la diferencia de costo entre los dos conductores es muy poca lo que analizado para la vida útil de la red no representa un valor significativo como se verá posteriormente.

Tabla 4.16. Costo unitario de Mano de Obra y Materiales para Tendido de Red para los diferentes conductores posibles.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO MANO DE OBRA Y MATERIALES PARA TENDIDO DE RED				
CALIBRE	DESCRIPCIÓN CENTROSUR	PU MO	MATERIAL	PU
1/0	Tendido, calibración y amarre conductor calibre#1/0 TIPO ACSR	344,04	Conductor desnudo cableado aluminio ACSR 1/0 AWG	1,09
2/0	Tendido, calibración y amarre conductor calibre#2/0 TIPO ACS	382,65	Conductor desnudo cableado aluminio ACSR 2/0 AWG	1,40

Realizando el análisis económico para todas las estructuras, montaje y valor unitario del transformador, mano de obra y materiales para el tendido de la red y acometidas, y considerando todos los posibles escenarios se llega a la tabla 4.17. que presenta los costos totales de los diferentes escenarios, hallando el escenario óptimo únicamente considerando aspectos económicos que se dan del análisis de costos de inversión y construcción, mas no de mantenimiento.

Tabla 4.17. Resumen de costos de construcción de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO INVERSIÓN INICIAL					
CONDUCTOR	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
1/0 ACSR	\$ 13.387,18	\$ 14.066,02	\$ 14.106,75	\$ 14.579,44	\$ 15.186,61
2/0 ACSR	\$ 13.545,10	\$ 14.223,94	\$ 14.264,67	\$ 14.737,36	\$ 15.344,53

Para un análisis económico de costos de inversión completo se debe hallar el precio total de la red para los 25 años de su vida útil (dato utilizado en la CENTROSUR), es necesario traer el costo de inversión inicial a valor presente neto (VPN) utilizando una tasa de descuento anual del 8%.

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



En el anexo 12 se encuentra el cálculo del VPN para el escenario de 100 kVA y conductor 1/0 y 2/0, al igual que el descuento anual (en dólares), para este escenario donde el año inicial se considera el costo de inversión, y para los demás años se suma el mantenimiento que va a tener la red para los años de vida útil. De igual manera se procede con los demás transformadores y se obtiene el costo de inversión para los 25 años.

Los costos de inversión para los 25 años de vida útil de la red están expresados en la tabla 4.18.

Tabla 4.18. Resumen costo de inversión para los 25 años de vida útil de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO INVERSIÓN VPN 25 AÑOS					
CONDUCTOR	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
1/0 ACSR	\$ 17.674,34	\$ 18.570,57	\$ 18.624,35	\$ 19.248,41	\$ 20.050,02
2/0 ACSR	\$ 17.882,82	\$ 18.779,06	\$ 18.832,83	\$ 19.456,90	\$ 20.258,51

Los costos de inversión serán siempre menores en los escenarios donde se tengan transformadores de menor capacidad y conductor de menor calibre.

4.2.4.2. Costo de pérdidas de potencia

El costo de pérdidas anuales se obtiene multiplicando las pérdidas de energía anuales de la red por un valor de \$ anual, en este caso el valor de KWh anual de pérdidas es de 5 ctvs. La tabla 4.18. muestra el costo inicial de pérdidas anuales de la red para los diferentes tipos de escenarios.



Tabla 4.18. Resumen de costos iniciales de pérdidas anuales de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ANUAL INICIAL						
UBICACIÓN Y CONDUCTOR	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN					
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA	
Ubi 0 - 1/0 ACSR	\$ 348,19	\$ 305,56	\$ 300,43	\$ 297,20	\$ 309,63	
Ubi 0 - 2/0 ACSR	\$ 324,70	\$ 281,55	\$ 276,41	\$ 273,26	\$ 285,81	
Ubi 1 - 1/0 ACSR	\$ 347,98	\$ 305,84	\$ 300,78	\$ 297,66	\$ 310,11	
Ubi 1 - 2/0 ACSR	\$ 324,67	\$ 281,93	\$ 276,82	\$ 273,68	\$ 286,22	
Ubi 2 - 1/0 ACSR	\$ 355,15	\$ 314,25	\$ 309,51	\$ 307,16	\$ 319,99	
Ubi 2 - 2/0 ACSR	\$ 330,68	\$ 289,22	\$ 284,38	\$ 281,70	\$ 294,32	
Ubi 3 - 1/0 ACSR	\$ 386,13	\$ 347,41	\$ 342,96	\$ 341,30	\$ 354,53	
Ubi 3 - 2/0 ACSR	\$ 356,25	\$ 316,22	\$ 311,61	\$ 309,61	\$ 322,69	
Ubi 4 - 1/0 ACSR	\$ 353,05	\$ 311,75	\$ 306,94	\$ 304,39	\$ 317,10	
Ubi 4 - 2/0 ACSR	\$ 328,73	\$ 286,87	\$ 281,94	\$ 279,14	\$ 291,75	
Ubi 5 - 1/0 ACSR	\$ 395,10	\$ 355,66	\$ 351,10	\$ 349,13	\$ 362,18	
Ubi 5 - 2/0 ACSR	\$ 363,13	\$ 322,51	\$ 317,79	\$ 315,53	\$ 328,45	

Al igual que en los costos de inversión, es necesario traer el costo de pérdidas a valor presente neto, y siguiendo el mismo procedimiento, se realiza el VPN para costos de pérdidas anuales (se encuentra a detalle en el anexo 13), con la diferencia de que no existe un costo de mantenimiento anual, al contrario las pérdidas anuales se estiman las mismas para cada año. La tabla 4.19. resume el costo de pérdidas para 25 años considerando todos los escenarios.



Tabla 4.19. Resumen costo de pérdidas anuales para los 25 años de vida útil de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN Y CONDUCTOR	COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGIA VPN 25 AÑOS				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Ubi 0 - 1/0 ACSR	\$ 9.053,04	\$ 7.944,66	\$ 7.811,23	\$ 7.727,15	\$ 8.050,32
Ubi 0 - 2/0 ACSR	\$ 8.442,25	\$ 7.320,29	\$ 7.186,65	\$ 7.104,82	\$ 7.431,09
Ubi 1 - 1/0 ACSR	\$ 9.047,53	\$ 7.951,92	\$ 7.820,39	\$ 7.739,23	\$ 8.062,90
Ubi 1 - 2/0 ACSR	\$ 8.441,46	\$ 7.330,15	\$ 7.197,30	\$ 7.115,69	\$ 7.441,60
Ubi 2 - 1/0 ACSR	\$ 9.233,93	\$ 8.170,56	\$ 8.047,26	\$ 7.986,16	\$ 8.319,61
Ubi 2 - 2/0 ACSR	\$ 8.597,66	\$ 7.519,71	\$ 7.393,90	\$ 7.324,11	\$ 7.652,43
Ubi 3 - 1/0 ACSR	\$ 10.039,30	\$ 9.032,75	\$ 8.917,05	\$ 8.873,76	\$ 9.217,76
Ubi 3 - 2/0 ACSR	\$ 9.262,49	\$ 8.221,80	\$ 8.101,84	\$ 8.049,98	\$ 8.389,95
Ubi 4 - 1/0 ACSR	\$ 9.179,19	\$ 8.105,46	\$ 7.980,35	\$ 7.914,08	\$ 8.244,56
Ubi 4 - 2/0 ACSR	\$ 8.547,01	\$ 7.458,71	\$ 7.330,57	\$ 7.257,60	\$ 7.585,62
Ubi 5 - 1/0 ACSR	\$ 10.272,48	\$ 9.247,08	\$ 9.128,59	\$ 9.077,28	\$ 9.416,68
Ubi 5 - 2/0 ACSR	\$ 9.441,32	\$ 8.385,32	\$ 8.262,66	\$ 8.203,83	\$ 8.539,60

4.2.4.3. Función de costos para la vida útil de la red

La función de costos se obtiene sumando los costos de inversión y de pérdidas para la vida útil de la red. La función de costos para los diferentes escenarios se muestra en la tabla 4.20., mediante un gráfico de barras en la figura 4.15. y un gráfico en tercera dimensión en la figura 4.16..



Tabla 4.20. Función de costos de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

FUNCIÓN DE COSTOS(US\$ - VPN) 25 AÑOS					
UBICACIÓN Y CONDUCTOR	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Ubi 0 - 1/0 ACSR	\$ 26.727,38	\$ 26.515,23	\$ 26.435,58	\$ 26.975,56	\$ 28.100,34
Ubi 0 - 2/0 ACSR	\$ 26.325,07	\$ 26.099,35	\$ 26.019,48	\$ 26.561,72	\$ 27.689,60
Ubi 1 - 1/0 ACSR	\$ 26.721,87	\$ 26.522,49	\$ 26.444,73	\$ 26.987,64	\$ 28.112,93
Ubi 1 - 2/0 ACSR	\$ 26.324,28	\$ 26.109,21	\$ 26.030,14	\$ 26.572,59	\$ 27.700,11
Ubi 2 - 1/0 ACSR	\$ 26.908,27	\$ 26.741,13	\$ 26.671,61	\$ 27.234,57	\$ 28.369,64
Ubi 2 - 2/0 ACSR	\$ 26.480,48	\$ 26.298,77	\$ 26.226,73	\$ 26.781,01	\$ 27.910,94
Ubi 3 - 1/0 ACSR	\$ 27.713,64	\$ 27.603,32	\$ 27.541,40	\$ 28.122,17	\$ 29.267,78
Ubi 3 - 2/0 ACSR	\$ 27.145,31	\$ 27.000,86	\$ 26.934,68	\$ 27.506,88	\$ 28.648,46
Ubi 4 - 1/0 ACSR	\$ 26.853,53	\$ 26.676,03	\$ 26.604,69	\$ 27.162,49	\$ 28.294,59
Ubi 4 - 2/0 ACSR	\$ 26.429,83	\$ 26.237,77	\$ 26.163,40	\$ 26.714,50	\$ 27.844,13
Ubi 5 - 1/0 ACSR	\$ 27.946,82	\$ 27.817,65	\$ 27.752,94	\$ 28.325,70	\$ 29.466,71
Ubi 5 - 2/0 ACSR	\$ 27.324,14	\$ 27.164,38	\$ 27.095,49	\$ 27.660,73	\$ 28.798,11

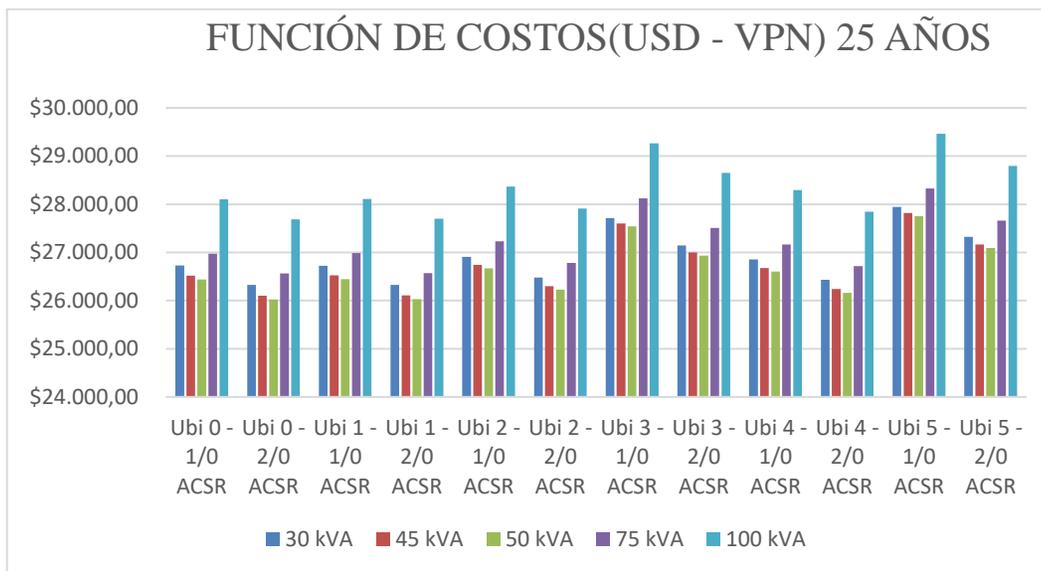


Figura 4.15. Función de costos de la red para los diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

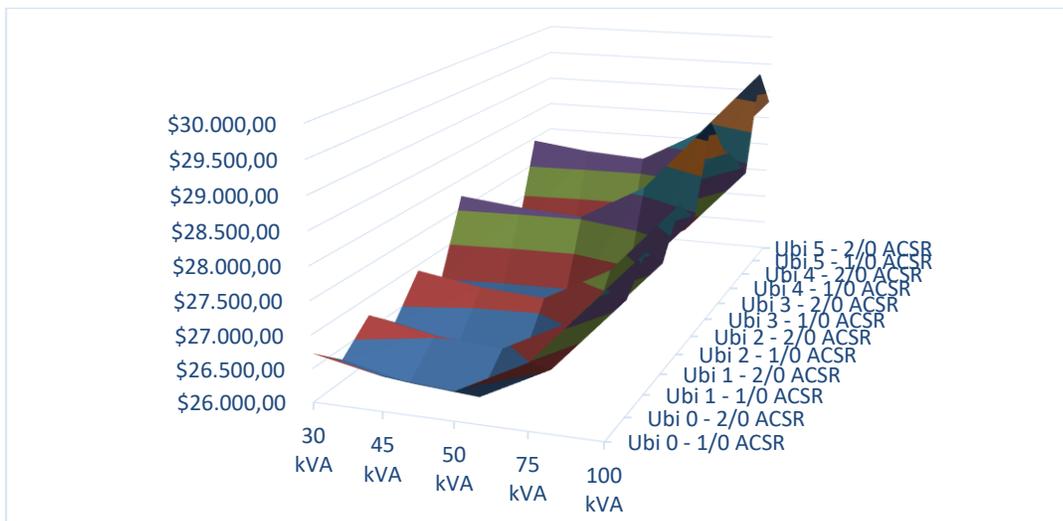


Figura 4.16. Función de costos de la red para los diferentes escenarios en función de las capacidades del transformador.

Fuente: Elaboración propia.

Entonces el escenario óptimo, resulta de analizar la tabla 4.20., en donde se puede tomar los escenarios de menor costo siempre y cuando satisfagan todas las restricciones de los parámetros técnicos. Según la tabla 4.8. los escenarios que cumplen todas las restricciones se dan en la ubicación 0, para transformadores desde 50 hasta 100 kVA y para cualquiera de los posibles conductores.

Analizando la tabla 4.20. se concluye que el mejor precio de los posibles escenarios óptimos mencionados se da con un transformador de 50 kVA, conductor 2/0 y en la ubicación inicial. Entonces se puede tener una primera aproximación para la red óptima, mediante un análisis de Pareto se obtendrá la red óptima.

4.2.4.4. Análisis de Pareto

El análisis de Pareto permite obtener de manera gráfica el escenario óptimo analizando todos los escenarios posibles, las gráficas de Pareto se realizan en función de los objetivos, en este caso se grafica costo de pérdidas de energía vs costo de inversión, ambas estimadas en los 25 años de vida útil de la red.

Es necesario realizar dos gráficas:

- En función de la ubicación y capacidad del transformador vs el conductor 1/0.
- En función de la ubicación y capacidad del transformador vs el conductor 2/0.

El frente de Pareto se denomina a la frontera del diagrama de Pareto e indica el conjunto de las posibles soluciones óptimas de los escenarios analizados, en la figura 4.17. en donde se grafica la ubicación VS la capacidad del transformador indica que el frente de Pareto para el conductor 1/0 está en la ubicación 0. De igual manera se realiza el mismo análisis para el conductor 2/0 en donde en la figura 4.18 se obtiene que el frente de Pareto es la ubicación 0. El anexo 14 muestra a detalle los valores usados para graficar la curva de Pareto.

En la figura 4.19 se grafica los diagramas de Pareto para los dos tipos de conductores, con el fin de hallar la capacidad óptima del transformador, como se mencionó anteriormente, el frente de Pareto es el conjunto de las posibles soluciones óptimas, cada punto que se muestra en la curva-frente de Pareto, representa las capacidades del transformador, comenzando de izquierda a derecha por el transformador de 30 kVA hasta llegar al de 100 kVA. El frente de Pareto de la figura 4.19 que es el diagrama de Pareto final, corresponde en la ubicación 0 y conductor 2/0, para hallar la capacidad del transformador esta curva, el análisis se basa en observar el punto más bajo de la curva, este punto (capacidad del transformador) definirá el escenario óptimo de la red, entonces retomando la figura 4.19, se observa que el punto más bajo del frente de Pareto final, y que está en un punto intermedio entre costos de pérdidas y de inversión corresponde al transformador de 50 kVA.

Concluyendo, según el diagrama de Pareto la red óptima se presenta en la tabla 4.21..

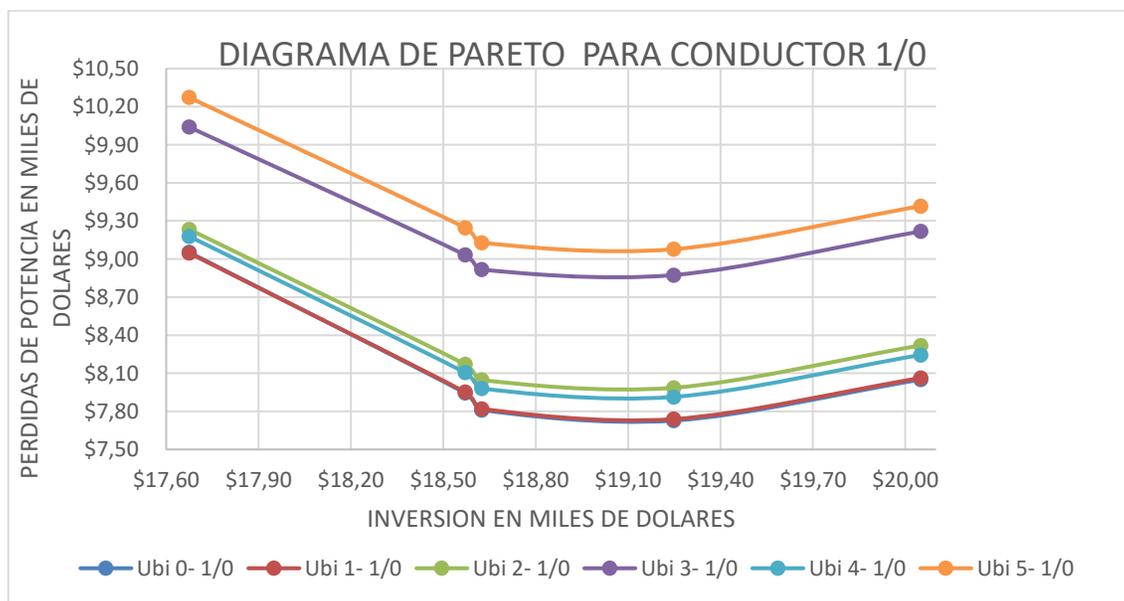


Figura 4.17. Diagrama de Pareto para conductor 1/0 según OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

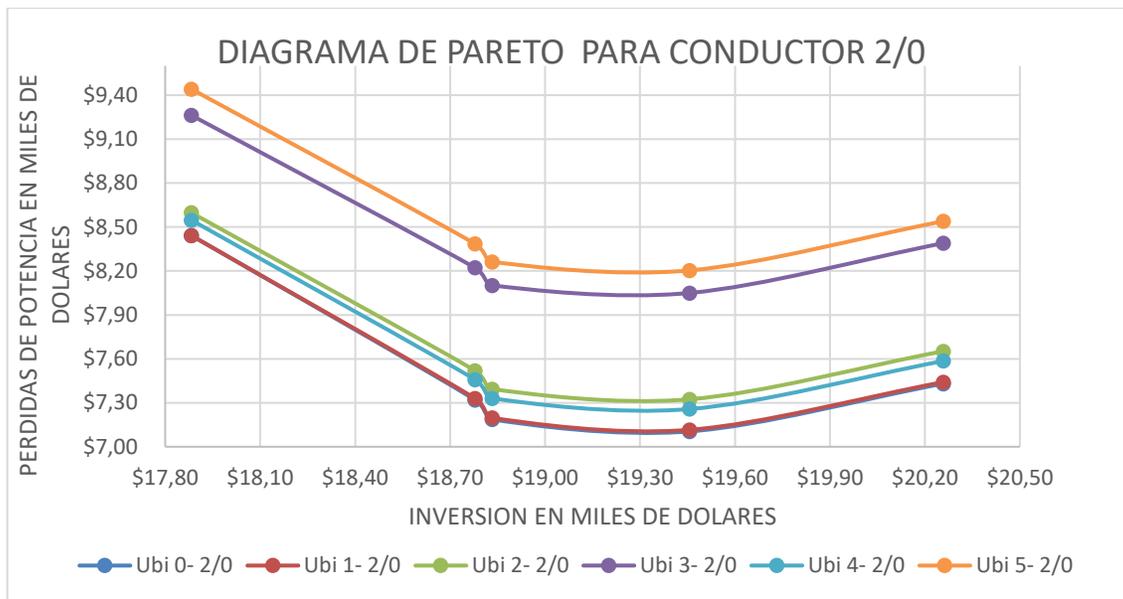


Figura 4.18. Diagrama de Pareto para conductor 2/0 según OpenDSS.
Fuente: Elaboración propia.

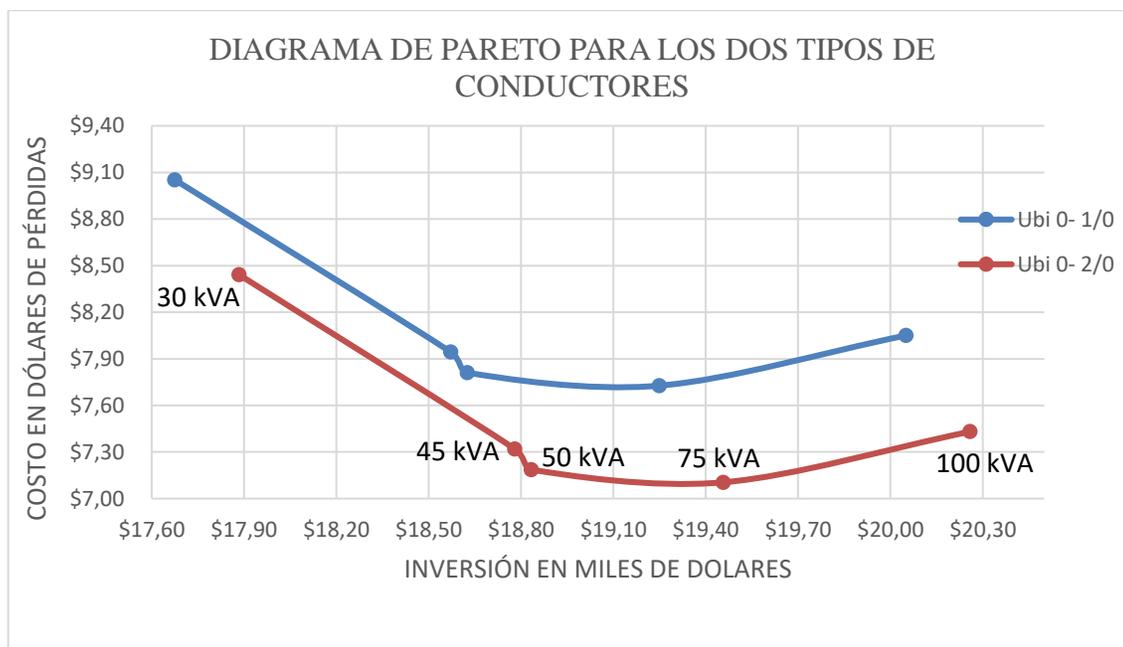


Figura 4.19. Diagrama de Pareto para los dos tipos de conductores.
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.21. Condiciones para una óptima operación de la red 7646, según OpenDSS.



Fuente: Elaboración propia.

CONDICIONES ÓPTIMAS PARA LA RED 7646 SEGÚN OPENDSS

Transformador	50 kVA
Ubicación centro de carga	Ubicación 0 (inicial)
Conductor de red	2/0 ACSR
Costo inversión 25 años	\$ 18.832,83
Costo pérdidas 25 años	\$ 7.186,650

4.3. Análisis mediante la plantilla de la CENTROSUR

4.3.1. Introducción

Es de conocimiento general que para el diseño redes de baja tensión se debe hacer un estudio preliminar en donde se definen ciertos parámetros eléctricos importantes, uno de ellos la caída de tensión, que debe estar dentro de los límites establecidos por la CENTROSUR.

Para realizar dichos estudios, la CENTROSUR facilita una plantilla realizada en Excel, en donde se le permite al constructor ingresar la red proyectada que será resuelta por técnicas de FDV, arrojando como resultado único la caída de tensión por tramos y la caída de tensión acumulada de la red.

Es necesario tener como datos de ingreso la Demanda Máxima Unitaria promedio (DMUP) de cada cliente, para ello la CENTROSUR ha dispuesto toda su zona de concesión en estratos, que identifican el nivel de consumo eléctrico dependiendo de factores como: ubicación, densidad de carga, entre otros. Se tiene siete diferentes tipos de estratos que se encuentran especificados en las tablas 1.3 y 1.4, además se requiere los datos de las líneas, como son: resistencia, reactancia y longitud.

La plantilla en Excel está constituida de 12 pestañas, sólo serán tomadas en cuenta para el estudio dos pestañas, denominadas: “cabecera” y “CTensiónExist” (caída de tensión existente).

En la pestaña “cabecera se ingresa los datos principales de la red, como por ejemplo: zona, cantón, alimentador, número de transformadores, distancia de la red, y el tipo de estrato. Se puede ingresar los datos mencionados tanto para una red existente como para una red proyectada.

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION ZONA

Anexo A
 Versión
 Mar 14
 Dirección de Abaco-14
 DMP/

DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION

SECTOR: [] Tipo de obra: []
 CANTÓN: [] PARROQUIA: [] PROVINCIA: []

Alimentador: [] Cliente tipo: **A** DMUp: **7.47 kVA** Con cocinas de Inducción
7.47 kVA Sin cocinas de inducción Distancia en Km.: []
 Factor Distancia: **1.0000**

Número de clientes: Actuales: [] Nuevos: [] Total: []

SISTEMA EXISTENTE

Número de transformadores: [] Potencia Total [KVA] :

Número	kVA	N° Fases	ΔV máx.	N° clientes	Sección de arranque	N° poste de arranque

Figura 4.20 Pestaña “cabecera de la plantilla de la CENTROSUR parte uno.

Fuente: Plantilla para el diseño de redes de distribución de la CENTROSUR.

Además en la pestaña “cabecera” se ingresa el tipo y número de luminarias, calculando así la potencia total de las luminarias.

Luminarias: ✓ Potencia Total [W]: ✓

Mercurio S/F	Mercurio C/F	Sodio S/F	Sodio C/F
175 w abie.: []	175 w abie.: []	70 w: []	70 w: []
175 w: []	175 w: []	100 w: []	100 w: []
250 w: []	250 w: []	150 w: []	150 w: []
400 w: []	400 w: []	250 w: []	250 w: []
		400 w: []	400 w: []

SISTEMA PROYECTADO

Número de transformadores: [] Potencia Total [KVA] : 5.0

KVA	N° Fases	ΔV máx.	N° de clientes	
			Actuales	Nuevos
5	1F			

Figura 4.21 Pestaña “cabecera de la plantilla de la CENTROSUR parte dos.

Fuente: Plantilla para el diseño de redes de distribución de la CENTROSUR.

Los datos ingresados en la pestaña “cabecera” se muestran en la pestaña “CTensiónExist”, en donde se ingresa criterios importantes como: si en la red se va o no a considerar las cocinas de inducción, tipo de conductor, tal como se muestra en las figuras 4.22. y 4.23., en esta pestaña se realizan los cálculos de caída de tensión (esto para una red existente, si se trata de una red proyectada se realiza en la pestaña “CTensiónProy”) para ello es importante ingresar la configuración de la red, la configuración de la red se ingresa por tramos, donde cada extremo de un tramo representa un poste, por ello es necesario enumerar los postes y señalar en donde se encuentra ubicado el transformador; es importante comentar que la red no considera acometidas,

es decir el análisis de caída de tensión se lo hace considerando los conductores de red de baja tensión únicamente.

La figura 4.24 indica las celdas en las cuales se ingresa la red. El procedimiento es de la siguiente manera: se especifica los tramos de red, luego el ingreso de la longitud del tramo (longitud de la línea) en metros, número de abonados aguas arriba del poste del transformador, alumbrado público, numero de fases y tipo de conductor; las demás celdas como son: la carga, que depende del tipo de estrato y se realiza el cálculo al momento de especificar el estrato en la pestaña “cabecera”; FDV, KkV Axm, y caída de tensión, que son valores calculados en la misma pestaña.

Cabe recalcar que los tramos hacen referencia a las líneas de la red, es decir, no se considera las acometidas en la configuración, adicional, los cálculos que se realizan arrojan resultados únicamente de la caída de tensión parcial y acumulada, la caída de tensión parcial se da por cada tramo y la acumulada es la suma de cada parcial hasta el extremo de la red, ya sea aguas arriba o aguas abajo del transformador. Las pérdidas de potencia es un tema muy importante a considerar para el diseño de una red, sin embargo como ya se mencionó la plantilla únicamente calcula la caída de tensión, por lo que el aporte de la plantilla crecería enormemente si se le incrementan pérdidas al estudio del diseño.

CON COCINAS DE INDUCCIÓN? **NO**

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.
DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION ZONA 0
CALCULO DE CAIDA DE TENSION (B.T. Existente)

Hoja 1 de
Usado 06 Meses 1d

LOCALIDAD: /

TIPO DE OBRA: 0

Tipo de Conductor: ACSR Red de B.T.: 1F

CATEGORIA: 0

N° Total Abon.: 51 A.P. Total [w]: 2,250

Diseñado por: ELINSE Fecha: 07-sep-17

REF. TRANSFORMADOR T-1: 916

VOLTAJE SECUNDARIO: 240/120 V

POT. NOMINAL (KVA): 25

ESQUEMA: Remitirse al plano de redes existentes

El transformador está en el poste: 43

TRAMO		Longit. [m]	N° ABON.	Al.Púb. [w]	CARGA [kva]	CONDUCTOR			kva x m	CAIDA DE TENSION		
Inic	Fin					N° fases	AWG	F.D.V.		PARCIAL	ACUM.	MAXIMOS
43	4	1	52	2,500	52.50	2	2/0	422	53	0.13	0.13	
4	5	54.64622771	23	750	24.47	2	1/0	354	1337	3.78	3.91	
5	6	59.95125307	11	500	12.64	2	1/0	354	758	2.14	6.05	
6	7	45.06071926	4	250	5.10	2	1/0	354	230	0.65	6.70	

Cabecera
CTensión Exist
CTensión Proy
Cond Exist
Cond Proy
Medid Exist
Redes Exist
Resum Estruct

Figura 4.22 Pestaña “CTensiónExist”, cocinas de inducción.

Fuente: Plantilla para el diseño de redes de distribución de la CENTROSUR.

**DIRECCION DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION ZONA 0**

Hoja 1 de
Disido Of. Moran-13

CALCULO DE CAIDA DE TENSION (B.T. Existente)

LOCALIDAD: /

TIPO DE OBRA: 0

Tipo de Conductor: ACSR
 COBRE
 ACSR 5005
 ASC

Red de B.T.: 1F

CATEGORIA: 2,250

N° Total Abon. 2,250

A.P. Total [w] 2,250

Diseñado por: ELINGE

Fecha: 07-sep-17

REF. TRANSFORMADOR T-1: 916

VOLTAJE SECUNDARIO: 240/120 V

POT. NOMINAL (KVA): 25

ESQUEMA: Remitirse al plano de redes existentes

El transformador está en el poste: 43

TRAMO		Longit. [m]	N° ABON.	Al.Púb. (w)	CARGA [kva]	CONDUCTOR			kva x m	CAIDA DE TENSION		
Inic	Fin					N° fases	AWG	F.D.V.		PARCIAL	ACUM.	MAXIMOS
43	4	1	52	2,500	52.50	2	2/0	422	53	0.13	0.13	
4	5	54.64622771	23	750	24.47	2	1/0	354	1337	3.78	3.91	
5	6	59.95125307	11	500	12.64	2	1/0	354	758	2.14	6.05	
6	7	45.06071926	4	250	5.10	2	1/0	354	230	0.65	6.70	
4	3	51.73220129	21	750	22.60	2	2/0	422	1169	2.77	2.90	
3	2	45.37079512	11	500	12.64	2	2/0	422	573	1.36	4.26	
2	1	39.14601749	4	250	5.10	2	2/0	422	200	0.47	4.73	
4	8	35.39505911	0	750	0.88	2	4	177	31	0.18	0.31	
8	9	32.99998689	0	500	0.59	2	4	177	19	0.11	0.42	

5n Exist | CTensión Proy | Cond Exist | Cond Proy | Medid Exist | Redes Exist | Resum Estruct Exist | ...

Figura 4.23 Pestaña “CTensiónExist”, tipo de conductor.

Fuente: Plantilla para el diseño de redes de distribución de la CENTROSUR.

TRAMO		Longit. [m]	N° ABON.	Al.Púb. (W)	CARGA [kva]	CONDUCTOR			kva x m	CAIDA DE TENSION		
Inic	Fin					N° fases	AWG	F.D.V.		PARCIAL	ACUM.	MAXIMOS
43	4	1	52	2,500	52.50	2	2/0	422	53	0.13	0.13	
4	5	54.64622771	23	750	24.47	2	1/0	354	1337	3.78	3.91	
5	6	59.95125307	11	500	12.64	2	1/0	354	758	2.14	6.05	
6	7	45.06071926	4	250	5.10	2	1/0	354	230	0.65	6.70	
4	3	51.73220129	21	750	22.60	2	2/0	422	1169	2.77	2.90	
3	2	45.37079512	11	500	12.64	2	2/0	422	573	1.36	4.26	
2	1	39.14601749	4	250	5.10	2	2/0	422	200	0.47	4.73	
4	8	35.39505911	0	750	0.88	2	4	177	31	0.18	0.31	
8	9	32.99998689	0	500	0.59	2	4	177	19	0.11	0.42	
9	10	34.00007108	0	250	0.29	2	4	129	10	0.08	0.50	0.50
1	11	8.77599709	2		2.56	2	4	32	22	0.69	5.42	5.42
1	12	12.34840415	1		1.36	1	4	129	17	0.13	4.86	4.86
1	13	13.80187527	1		1.36	2	4	129	19	0.15	4.88	4.88
2	14	15.94236209	2		2.56	2	4	129	41	0.32	4.58	4.58
2	15	18.15126786	1		1.36	2	4	129	25	0.19	4.45	4.45
2	16	7.94958647	1		1.36	2	4	129	11	0.09	4.35	4.35
2	17	9.15805684	1		1.36	2	4	129	12	0.09	4.35	4.35
2	18	33.75760575	1		1.36	2	4	129	46	0.36	4.62	4.62
2	19	10.00034263	1		1.36	2	4	32	14	0.44	4.70	4.70

Figura 4.24 Ingreso de la red.

Fuente: Plantilla para el diseño de redes de distribución de la CENTROSUR.

4.3.2. Procedimiento

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde

Como se explicó en apartados anteriores, la caída de tensión se calcula mediante los FDVs de la red, que dependen de la carga según el estrato en que se desee construir la red; si bien, el objetivo de este trabajo es comparar las diferentes tipos de herramientas, entonces es conveniente tener los mismos datos de ingreso. Entonces, a la plantilla FDV se le realizaron ciertos cambios que son explicados a continuación:

- En lugar de calcular el FDV mediante la DMUP por estratos, se lo hizo ingresando el valor de carga (kVA) real por cliente que se obtuvieron mediante mediciones hechas en la red a través de un contratista. El ingreso de los kVA tramo se lo hace de manera similar a la plantilla original, es decir se suma los kVA tanto aguas arriba como aguas abajo del transformador.
- Se considera acometidas, debido a que estas tienen un aporte significativo de caída de tensión por sus grandes longitudes en algunos casos.

El ingreso de la red se la hace mediante trayectorias, se denomina trayectoria al camino directo desde el transformador hasta un usuario, la figura 3.25 indica el ejemplo de trayectoria representadas por las curvas color café.

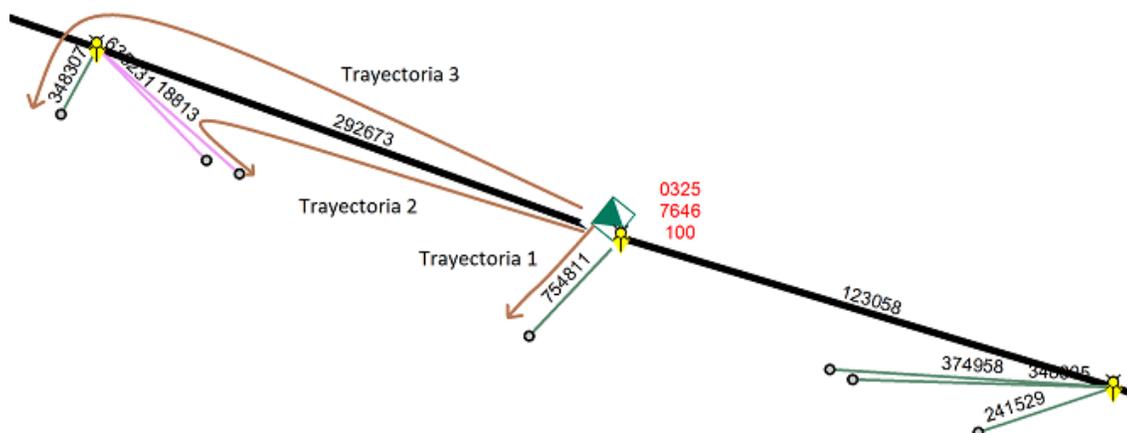


Figura 4.25. Ejemplo de trayectoria.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 4.28. indica el modelo de ingreso de la red de la plantilla modificada, en donde se ha decidido nombrar a las ramas y barras de la misma forma que se hizo en OpenDSS, para fines comparativos. Se debe especificar el tramo de red y se recalca que la plantilla no modela transformador y es por esta razón que la red inicia desde el tramo 2-3 que pertenece a la bajante; cada trayectoria está limitada por la línea roja que se muestra en la misma tabla, es necesario ingresar la longitud del tramo que va a servir para hallar el $kVA \times m$ que resulta de multiplicar la longitud (m) con la carga por tramo (kVA), mientras que el FDV se obtiene de las tablas que fueran definidas en el capítulo dos.



Tabla 4.28. Ingreso de datos de la red en la plantilla FDV modificada.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS DE LA RED EN LA PLANTILLA										
ELEMENTO	ID TRAMO		TRAMO		LONGITUD [m]	CARGA [kVA]	CONDUCTOR			kVAm
	INICIO	FIN	INICIO	FIN			Nº FASES	AWG	FDV	
LBTA_123161	BTA_261210	BTA_123161	2	3	0,3204	34,05	3	1/0	1.100	11
ABTA_754811	BTA_123161	BTA_754811	3	6	8,9053	0,66	2	3x6	218	6
LBTA_123161	BTA_261210	BTA_123161	2	3	0,3204	34,05	3	1/0	1100	11
LBTA_292673	BTA_123161	BTA_292673	3	5	36,836	15,60	3	1/0	581	575
ABTA_348307	BTA_292673	BTA_348307	5	12	5,0007	0,580	2	3x6	218	3
LBTA_123161	BTA_261210	BTA_123161	2	3	0,3204	34,05	3	1/0	1.100	11
LBTA_292673	BTA_123161	BTA_292673	3	5	36,836	15,60	3	1/0	581	575
ABTA_635231	BTA_292673	BTA_635231	5	13	10,342	4,720	3	4x6	218	49
LBTA_123161	BTA_261210	BTA_123161	2	3	0,3204	34,05	3	1/0	1.100	11
LBTA_292673	BTA_123161	BTA_292673	3	5	36,836	15,60	3	1/0	581	575
ABTA_18813	BTA_292673	BTA_18813	5	11	12,533	0,140	3	4x6	218	2

La nueva plantilla arroja al igual que la plantilla original, los valores de caída de tensión por tramo y la caída de tensión acumulada que no es más que la caída de tensión en cada usuario (caída de tensión al final de las acometidas). El anexo 15, muestra los resultados de la caída de tensión de la plantilla.

La caída de tensión máxima se da en el cliente más distanciado de centro de carga con un porcentaje del 3.23%, lo cual significa que la red está correctamente dimensionada, debido a que no se viola el límite de caída de tensión.

4.4. Análisis mediante el software AMPL.

4.4.1. AMPL.

De las siglas en inglés A Modeling Language for Mathematical Programming, creado por Robert Fourer, David M. Gay, y Brian W. Kernighan, es un software que permite un lenguaje de modelación matemática en donde se detalla: variables, objetivos, y restricciones que permiten compilar los modelos y analizar resultados. [13]

AMPL, permite trabajar mediante archivos de texto, en donde se describe dos tipos de archivos de suma importancia para la ejecución del programa, el uno es un archivo extensión dat que permite el ingreso de datos, y el otro es un texto con extensión mod, en donde se especifica el modelo matemático.

En el archivo de extensión dat, los datos se ingresan mediante conjuntos según la necesidad del modelo, la figura 4.26. indica el conjunto de transformadores, en donde se ingresa todos los



parámetros de todos los tipos de transformadores a ser evaluados en el modelo, el ingreso de datos para los demás parámetros se realiza de una manera similar.

```
set TRANSFORMER:= 1 2 3 4 5 ;

param : TIPO_TRANS      Smax1      costo_trafo      Rt      Xt      Imaxt      Po      :=
#      TIPO              kVA        $$              OHM     OHM     A         kW
1      "T_15kVA "        15        4019.78         6.19   13.132  60        0.08
2      "T_50kVA "        50        4739.35         7.51   12.42   227       0.197
3      "T_100kVA"       100       5819.21         6.74   15.54   454.5     0.33
4      "T_30kVA "        30        4500.00         6.50   13.5    100       0.20
5      "T_75kVA "        100       5000.01         6.35   12.54   300.5     0.29 ;
```

Figura 4.26. Conjunto de datos de Transformadores en AMPL.

Fuente: Elaboración propia archivo de texto.

Los parámetros son ingresados en el modelo con sus respectivas unidades, para posteriormente ser transformados a valores por unidad, con una potencia base de 100 kVA, y una tensión base de 220V fase-fase.

Esta herramienta a diferencia de la plantilla FDV y al igual que OpenDSS incluye el modelamiento del transformador y considera las acometidas en su análisis, pero por otro lado, es que, en OpenDSS modela un perfil de demanda, mientras que en AMPL trabaja solamente con las demandas máximas en un día típico, siendo necesario para fines de comparación encontrar las pérdidas de potencia que se producen en un perfil, para ello es necesario explicar el concepto denominado factor de pérdidas, que es explicado a detalle en el siguiente apartado.

4.4.2. Pérdidas de energía.

El transformador, al igual que las líneas y la bajante se modela como una rama, en donde los datos requeridos son: resistencia (ohm), reactancia (ohm) y corriente máxima (A). Las pérdidas de potencia se calculan mediante la ley de Ohm para cada rama, para al final ser totalizadas, sumándole a esto las pérdidas en vacío que se toma de la norma NTE INEN 2115 (2004) [14] .

El anexo 17 indica los resultados de pérdidas para condiciones iniciales arrojados por AMPL, en donde, a diferencia con OpenDSS estas se obtienen por elemento (rama) y no por hora.

4.4.3. Factor de pérdidas.

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico, para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo, y está definida por la siguiente relación. [15]



$$f_{per}(\%) = \frac{(Demanda\ promedio)^2}{(Demanda\ pico)^2} \times 100 \tag{4.1}$$

El factor de pérdidas también puede definirse en la curva de pérdidas, como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado.

$$f_{per} = \frac{kWh\ de\ pérdidas\ durante\ el\ periodo}{kW\ máximo\ de\ pérdidas\ x\ número\ de\ horas\ del\ período} \tag{4.2}$$

El factor de pérdidas puede estimarse para poder obtener la energía durante el periodo de tiempo deseado (24h), con fines comparativos el factor de pérdidas se obtiene mediante el análisis del perfil de pérdidas que se realizó en OpenDSS.

El factor de pérdidas se halla para todos los escenarios que se consideraron en la optimización, la tabla 4.29., muestra los factores de pérdidas para cinco diferentes escenarios; en donde el intervalo de tiempo considerado es de 24 horas, para obtener las pérdidas de energía al día, posteriormente a partir de este dato obtener las pérdidas anuales y luego las pérdidas en los 25 años de vida útil de la red. El factor de pérdidas requerido para los cálculos de pérdidas se encuentra realizando un promedio de todos los factores de carga de cada escenario, la tabla 4.30. indica el factor de pérdidas promedio.

Tabla 4.29. Factor de pérdidas para diferentes escenarios en la ubicación inicial.

Fuente: Elaboración propia.

PARÁMETRO	CONDUCTOR 1/0				
	DÍA LABORABLE				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
PÉRDIDAS PERÍODO (Wh)	20.137,71	17.577,18	17.252,69	16.952,28	17.573,82
PÉRDIDAS MÁXIMAS (W)	1.460,40006	1.219,38	1.180,70	1.095,37	1.085,96
INTERVALOS DE PÉRDIDAS MÁXIMAS(h)	24	24	24	24	24
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,57454892	0,60061978	0,60884263	0,64484349	0,67428296



Tabla 4.30. Factor de pérdidas promedio.
Fuente: Elaboración propia archivo de texto.

Factor de pérdidas de potencia promedio	0,66
--	------

Se realizan los cálculos correspondientes mediante el factor de pérdidas para aproximar mediante un valor máximo de pérdidas dado a un perfil de pérdidas diarias.

$$\begin{aligned} kWh \text{ de pérdidas diarias} \\ = f_{per} \times kW \text{ máximo de pérdidas} \times \text{número de horas del período} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} kWh \text{ de pérdidas diarias} &= 0,66 \times 0,9859kW \times 24h \\ kWh \text{ de pérdidas diarias} &= 15,617kW \end{aligned}$$

Para estimar las pérdidas de energía anuales, bastará con multiplicar las pérdidas diarias por los 365 días del año.

$$\begin{aligned} kWh \text{ de pérdidas anuales} &= 15,604kWh \times 365 \text{ días} \\ kWh \text{ de pérdidas anuales} &= 5695,4kWh/\text{anual} \end{aligned}$$

Al igual que en OpenDSS se obtiene los costos de pérdidas para la vida útil de la red, usando el mismo valor de \$/kWh anual (5 ctvs) y los mismos años de vida útil (25 años). Dichos costos se detallan en la tabla 4.31..

Tabla 4.31. Costo de pérdidas para la vida útil de la red inicial.
Fuente: Elaboración propia.

\$/kWh 25 AÑOS-CONDICIONES INICIALES	
kWh anual	5.695,40
\$/kWh anual	\$ 0,0500
\$/kWh 25 años	\$ 284,77

4.4.4. Perfil de Tensión.

El anexo 18 indica la caída de tensión que existe en cada barra de la red original, y apoyándose en la figura 4.27. se concluye que la red inicial está correctamente dimensionada, debido a que no se viola la restricción de caída de tensión que es del 6% (todos los valores de tensión están arriba del 0.94pu).

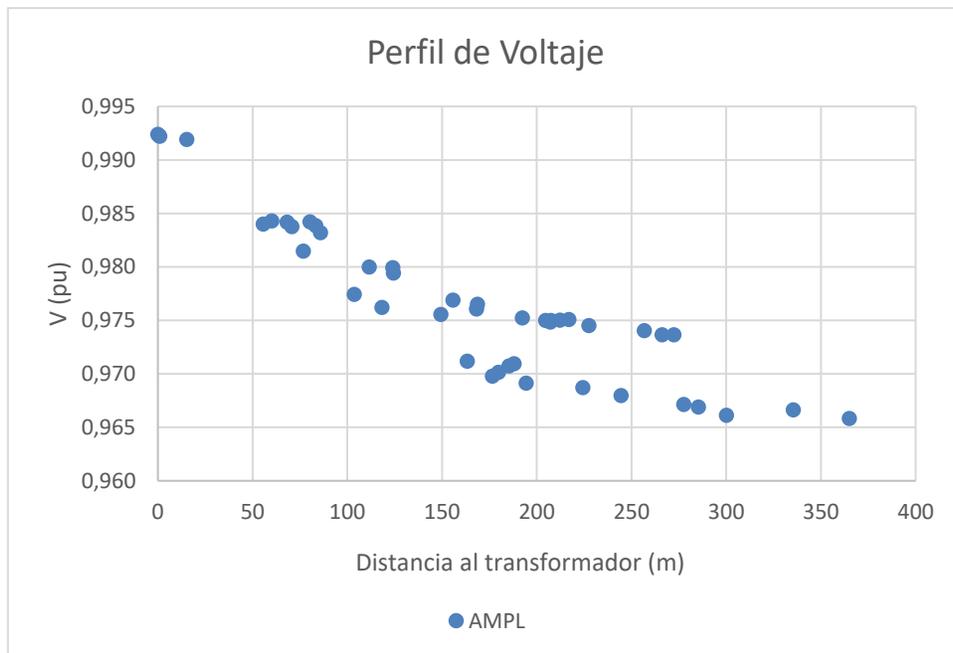


Figura 3.27. Perfil de Tensión de la red inicial mediante AMPL.

Fuente: Elaboración propia.

4.4.5. Función de costos para la vida útil de la red.

Si bien la función de costos se obtiene al sumar el costo de pérdidas a 25 años más el costo de inversión a 25 años, en AMPL no se encontró la manera de ejecutar el costo de inversión para 25 años, sino más bien es un proceso que se realiza al final de obtener el resultado óptimo, en el capítulo siguiente se detallará la creación de la interfaz gráfica en donde se explicará la manera de obtener el costo de inversión a 25 años de vida útil de la red.

Aclarando, los resultados con AMPL arrojan únicamente los resultados de la red óptima que se obtiene analizando los costos de pérdidas más los costos de inversión. Los costos de pérdidas se obtienen internamente en el programa, para ello fue necesario implementar en el modelo el concepto de factor de pérdidas, que permite estimar las pérdidas de energía en un perfil, por otro lado los costos de inversión no se analizan para las estructuras, si no, solamente para los tipos de transformadores y conductores, en donde, el programa analiza que tipo de transformador y



conductor cumple con todas las restricciones y las compara con el costo de mano de obra y el precio unitario, para de esta manera obtener el escenario óptimo como respuesta.

Concluyendo, la tabla 4.31. muestra el escenario óptimo para la operación de la red 7646 mediante el análisis en AMPL, al igual que el costo total de la red óptima.

Tabla 4.31. Condiciones para una óptima operación de la red 7646 según el software AMPL.
Fuente: Elaboración propia.

CONDICIONES ÓPTIMAS PARA LA RED 7646 SEGÚN AMPL

Transformador	50 kVA
Ubicación centro de carga	Ubicación 1
Conductor de red	1/0 ACSR
Costo inversión 25 años	\$ 18.624,35
Costo pérdidas anuales	\$ 6.663,47



CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA

El presente capítulo tiene como objetivo dar a conocer como se elaboró la herramienta y el correspondiente uso.

5.1. Adquisición de datos

Los parámetros de la red a optimizar se introducen en un hoja de Excel denominada “MAD2”, dicha hoja sirve para la adquisición de datos, los cuales posteriormente serán exportados al software de optimización AMPL.

5.2. Descripción de la hoja “MAD2”

Antes de describir la herramienta, es importante tener ciertas consideraciones sobre la red y los datos que se ingresa:

- El modelo de red a ingresar es el equivalente a monofásico.
- La red se modela a partir de nodos que en la mayoría de casos representan postes, excepto cuando se trate de los nodos candidatos para la ubicación de transformador.
- El modelo de optimización exige una diferenciación entre ramas que representan la unidad de transformación, bajante, red de baja tensión y acometidas.

5.2.1. Ingreso de datos de nodos.

Como se mencionó anteriormente, la red necesita ser especificadas por nodos, los cuales, se ingresan a partir de una lista desplegable, la cual se asigna automáticamente un número, a su vez es necesario especificar demanda de potencia activa y reactiva existente en cada nodo, y a su vez el tipo de nodo, en este caso si es un nodo slack (o nodo de referencia) se asigna automáticamente el valor de 1 y si se trata de un nodo PQ se asigna el valor de 0 en la columna “NÚMERO TIPO”, la tabla 5.1. muestra lo descrito.



Tabla 5.1. Parámetros de nodos en la hoja de adquisición de datos de red.
Fuente: Elaboración propia.

DATOS NODOS					
NODO	NÚMERO	DEMANDA [kW]	DEMANDA [kVAR]	TIPO DE NODO	NÚMERO TIPO
N1	1	0	0	SLACK	1
N2	2	0	0	PQ	0
N3	3	0,28	0,0743	PQ	0
N4	4	0,28	0,0743	PQ	0
N5	5	0	0	PQ	0
N6	6	0,6352	0,1652	PQ	0

5.2.2. Ingreso de datos de ramas.

Para el ingreso de datos de ramas es necesario especificar los nodos origen y destino que presenta el inicio y final de una rama, a su vez se asigna automáticamente el mismo número de nodo como se definió en el punto anterior, la tabla 5.2. muestra el esquema elaborada en la hoja de adquisición de datos.

DATOS RAMA					
O TIPO	NODO ORIGEN	NODO DESTINO	NÚMERO ORIGEN	NÚMERO DESTINO	NÚMERO DE LINEA
	N1	N2	1	2	1
	N1	N3	2	3	2
	N1	N4	3	4	3
	N1	N5	3	5	4
	N1	N6	3	6	5
	N4	N7	4	7	6
	N4	N8	4	8	7
	N4	N9	4	9	8
	N4	N10	4	10	9
	N5	N11	5	11	10
	N5	N12	5	12	11
	N5	N13	5	13	12
	N5	N14	5	14	13
	N10	N15	10	15	14
	N10	N16	10	16	15
	N10	N17	10	17	16

Tabla 5.2. Parámetros de ramas en la hoja de adquisición de datos de red.

Fuente: Elaboración propia.

El modelo también exige que se detalle la longitud de cada rama, especificada en metros, adicionalmente, se debe diferencia entre cada tipo de rama, como se mencionó en las consideraciones del modelo, la unidad de transformación se considera como un elemento de rama,



entonces esto se debe especificar a través de una lista desplegable en la columna “TIPO DE RAMA”, de manera similar si se trata de una rama correspondiente a la bajante de trasformador a la red de baja tensión, o a la rama correspondiente a la red de baja tensión y a una rama correspondiente a una acometida, la figura 5.3 muestra el detalle.

AS			
LONGITUD	TIPO DE RAMA	CALIBRE ACOMETIDA	NÚMERO DE TIPO
1	TRANSFORMADOR		3
0,	TRANSFORMADOR		4
33	BAJANTE		2
	RED		2
	ACOMETIDA		1
36,84	RED		2
8,91	ACOMETIDA	2x6	1
9,45	ACOMETIDA	2x6	1

Tabla 5.3 Parámetros de tipo de ramas en la hoja de adquisición de datos de red.

Fuente: Elaboración propia.

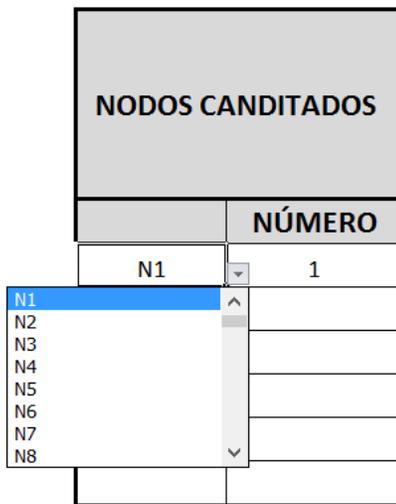
Se debe mencionar que cuando se escoge el tipo de rama de la red entonces automáticamente se asigna un valor numérico en la columna “NÚMERO DE TIPO”, entonces, cuando se especifica que es una rama de una unidad de transformación , se asigna automáticamente el número 3, en el caso de ser una bajante el número asignado es el 4, para el caso de una rama de red de baja tensión y una rama de acometida se asigna el valor de 2 y 1 respectivamente, un detalle importante es el que, cuando se trata de una rama de acometida, es necesario que se especifique el calibre del conductor instalado en la red, en la columna denomina, “CALIBRE ACOMETIDA”, pues este valor se considera como dato de modelo de optimización, debido a que el dimensionamiento de calibre de conductor se hace solo en la red de baja tensión.

5.2.3. Ingreso de datos de nodos candidatos.

Los nodos candidatos son aquellos que presentan mejores opciones para ubicar la unidad de transformación, no todos los postes son opciones, pues hay factores que lo impiden que son los siguientes:

- Si los postes candidatos no tienen conexión con la red de media tensión.
- Los postes más alejados de un posible centro de carga.

La figura 5.1. muestra el ingreso de los nodos candidatos a una posible ubicación del transformador.



The diagram shows a table with a header row and several data rows. The header row has a grey background and contains the text 'NÚMERO'. The first data row has 'N1' in the first column and '1' in the second column. A dropdown menu is open over the 'N1' cell, showing a list of nodes: N1, N2, N3, N4, N5, N6, N7, and N8. The 'N1' option in the dropdown is highlighted in blue. The table has a grey background for the header and a white background for the data rows.

NODOS CANDITADOS	
	NÚMERO
N1	1
N1	
N2	
N3	
N4	
N5	
N6	
N7	
N8	

Figura 5.1. Nodos candidatos para la ubicación de la unidad de transformación.

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Procesamiento de datos

Con los datos completos e ingresados a la hoja “MAD2”, se exportan al software de optimización AMPL, para ello se utiliza un software intermediario, PYTHON, que se encarga de comunicarse entre la hoja de adquisición de datos y el modelo codificado en AMPL.

El software escrito en PYTHON tiene dos librerías principales, indispensables para la ejecución, la primera librería es openpyxl de Python, esta es utilizada para leer y escribir archivos en los formatos xlsx/ xlsxm/ xlsx/ xlsm, se usa para extraer los datos de las celdas que se encuentran en el archivo “MAD2”, estas generan un archivo con extensión dat; la segunda a la extracción de datos del archivo Excel se procede a utilizar la librería Amplpy que permite utilizar la API de AMPL directamente desde PYTHON, Amplpy actúa de intermediario entre el software escrito en Python y AMPL, logrando la ejecución conjunta de los dos archivos (archivos con extensión .mod y .dat), que necesita el software AMPL y el Solver.

5.4. Exportación de resultados e interfaz

5.4.1. Interfaz Gráfica

Para ejecutar el programa se debe primeramente abrir el archivo denominado “gui” de Python y se da clic en la opción “Run”, paso siguiente se selecciona la opción “Run Module”, de esta manera se genera el archivo de datos que previamente se ingresó en la hoja “MAD2”, de adquisición. A



CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA–EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.



Tabla 5.5. Hoja de datos “Resultados Reales”.

Fuente: Elaboración propia.

	CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA -EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A	
--	---	--

FORMATO DE PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN

RESULTADOS DE RAMAS DE LA RED								RESULTADOS DE NODOS			TIPO DE TRANSFORMADOR		UBICACIÓN DE CENTRO DE TRANSFORMACION		
DATOS				FLUJOS DE POTENCIA		CORRIENTE	PERDIDAS DE POTENCIA		Número de nodo	Tipo	Voltajes[PU]	"T_15kVA"	1	N1	1
NÚMERO DE LINEA	TIPO	ORIGEN	DESTINO	P[kW]	Q[kW]	I[A]	Ploss[kW]								
1	TRANSFORMADOR	N1	N2	0.5600374	0.148620421	-0.005825025			N1	SLACK	0.994823747	"T_50kVA"	0	0	0
2	BAJANTE	N2	N3	0.560036	0.148619148	-0.005825028			N2	PQ	0.994711194	"T_75kVA"	0	0	0
3	RED	N3	N4	0.28	0.074299997	-0.002909923			N3	PQ	0.994708232	"T_100kVA"	0	0	0
4	RED	N3	N5	-1.99E-10	-3.5899E-11	-0.000481867			N4	PQ	0.994575392			0	0
	0	0	0						N5	PQ	0.994708232			0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0
	0	0	0						0	0				0	0

5.4.3. Pasos para el uso de la herramienta

A continuación se detalla los pasos a seguir para el uso de herramienta, en manera de resumen.

1. Ingresar los datos de la red de baja tensión en la hoja de adquisición de datos llamada “MAD2”, de acuerdo a las consideraciones mencionados en los apartados anteriores, presionar en la opción guardar y cerrar mencionado archivo.
2. Ejecutar el archivo de Phyton llamado “gui.py” y escoger la opción Run Module, como muestra la figura 5.3..

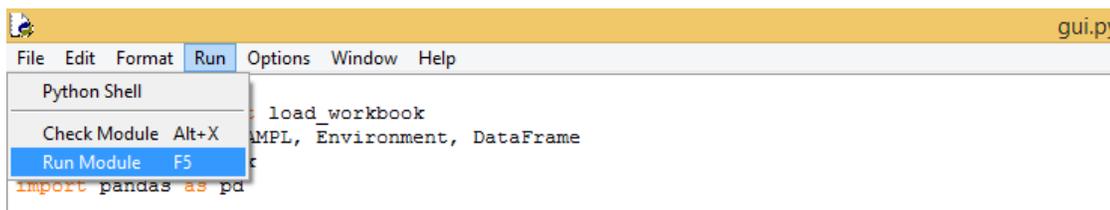


Figura 5.3. Ejecución de la herramienta.

Fuente: Elaboración propia.

3. A continuación aparecerá la ventana de ejecución propia de Python, donde aparecerá la opción “OBTENCIÓN DE RESULTADOS”, se hace clic y esperemos, en esta misma ventana nos brinde un mensaje de ejecución terminada, como muestra la figura 4.5.
4. Dirigirse al archivo “ResultadosReales”, abrir dicho archivo, entonces, se podrá observar los resultados obtenidos.
5. Cabe recalcar, que todo estos archivos deben estar contenidos en una misma carpeta para la correcta ejecución del programa, también es importante no abrir los archivos de Excel mientras se realiza la ejecución.

Santiago Ayabaca

Wilmer Vázquez



CAPÍTULO 6. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

6.1. Descripción

En el presente capítulo se analiza los resultados obtenidos en el capítulo 3, para las diferentes herramientas de simulación.

6.2. Software AMPL vs Plantilla de la CENTROSUR

Se compara solamente los resultados de tensión en las barras de usuarios y de caída de tensión acumulada, debido a que mediante la plantilla de la CENTROSUR solamente se obtienen los valores de tensión.

Antes es preciso comentar la nomenclatura usada para distinguir los elementos de la red:

- Líneas de Baja Tensión Aérea (LBTA): conformadas por las líneas de red y por la bajante. Se usa las siglas LBTA seguidas de un guion bajo y el código de la línea.
- Acometidas de Baja tensión Aérea (ABTA): conformadas por las acometidas de la red. Se usa las siglas ABTA seguidas de un guion bajo y el código de la acometida.
- Transformador: se usa el acrónimo “Trf” seguido de un guion bajo y del código del transformador, para la red de prueba el transformador es: Trf_68912.
- Para las barras de la red se usa una nomenclatura similar: se denominan Barras de Tensión Aéreas (BTA) seguida de un guion bajo y del código de la línea o acometida que precede a la barra. Las únicas barras que se nombran de una forma diferente son las barras del primario y del secundario del transformador, tal y como lo indica la figura.3.9; la barra del primario se denomina “BARRA 1” y la del secundario “TD_68912”.

6.2.1. Análisis para la Red 7646 en su estado inicial

6.2.1.1. Tensión

El anexo 19 muestra la tensión por barra de AMPL VS la tensión por barra de la plantilla FDV, en donde cada columna de la tabla indica: número de la barra, código de la barra, tipo de la barra que puede ser slack o PQ, pero debido a que en baja tensión todas las barras son de carga y solo una es la slack, que corresponde al primario del transformador. Se aprecia que en algunos casilleros en la columna de los resultados de la plantilla de la CENTROSUR, se encuentran vacíos, se debe a que, para fines comparativos se toma en cuenta únicamente las barras en donde se conectan los usuarios, es decir al final de cada trayectoria. Además se indica en la columna final el porcentaje de error que existe entre las dos herramientas, en donde, el error no sobrepasa el 1% en ninguno de los casos.

La caída de tensión máxima ocurre en la última barra (BTA_17496) a una distancia de 364.92m con un valor del 3.42% en AMPL, y 3.23% en la plantilla de la CENTROSUR.

Aunque la diferencia es poca, en la figura 6.1 se observa que el perfil de tensión de la plantilla está por encima del de AMPL.

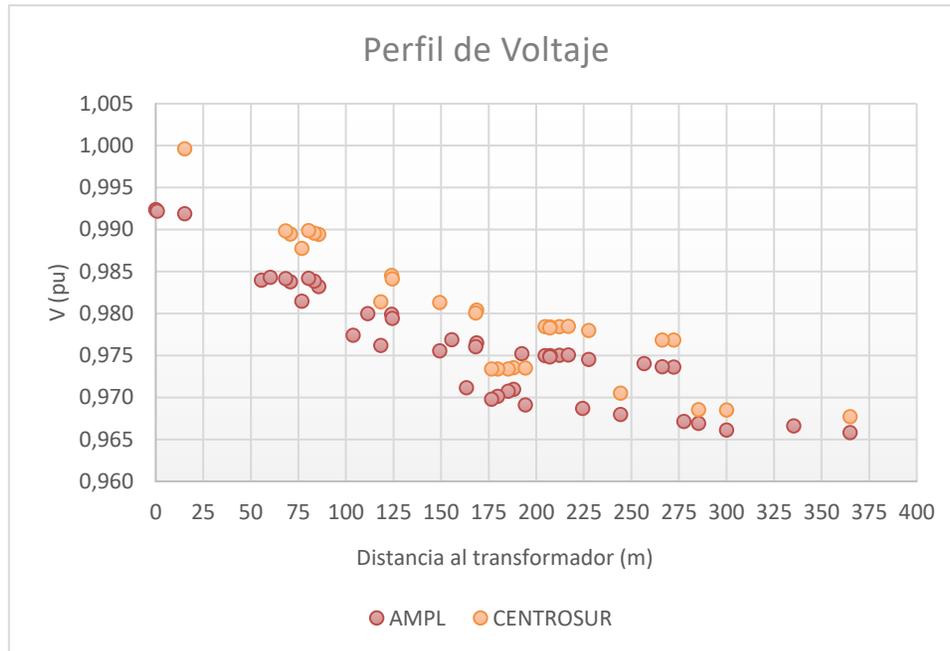


Figura 6.1. Perfil de Tensión AMPL VS FDV.

Fuente: Elaboración propia.

6.3. Software AMPL VS herramienta de OpenDSS.

OpenDSS, es un software especializado para simulaciones de redes en baja tensión, con este software se puede obtener todos los parámetros eléctricos necesarios para un análisis de operación; en esta sección se realiza las comparaciones de las dos herramientas para los parámetros de: tensión, pérdidas, corrientes y flujos de potencia.

Como primer punto el análisis se realiza con la red inicial, con fines de comparar las herramientas, y en otra sección se analiza los resultados óptimos que proporcionan las dos herramientas, OpenDSS de manera manual y AMPL como resultado único.

6.3.1. Análisis para la Red inicial

6.3.1.1. Tensión

Debido a que OpenDSS es un simulador de redes de baja tensión se puede obtener resultados de todos los parámetros con mejor detalle, entonces en el anexo 20, se encuentra los resultados de tensión por fase, y para compararlos con AMPL se estimó un promedio.

La diferencia entre las herramientas para la tensión no sobrepasa el 1%, a excepción de la barra BTA_268114; el error que existe en las tensiones analizando AMPL y OpenDSS es menor al error

que se presenta comparando con la plantilla de la CENTROSUR, debido a que la plantilla no modela transformador, esto se lo puede ver cuando se analiza la diferencia de caída de tensión en la barra más crítica, en la figura 6.2. se aprecia la presencia de puntos azules que representan a la tensión según AMPL debido a que en ciertas barras los puntos se encuentran sobre puestos.

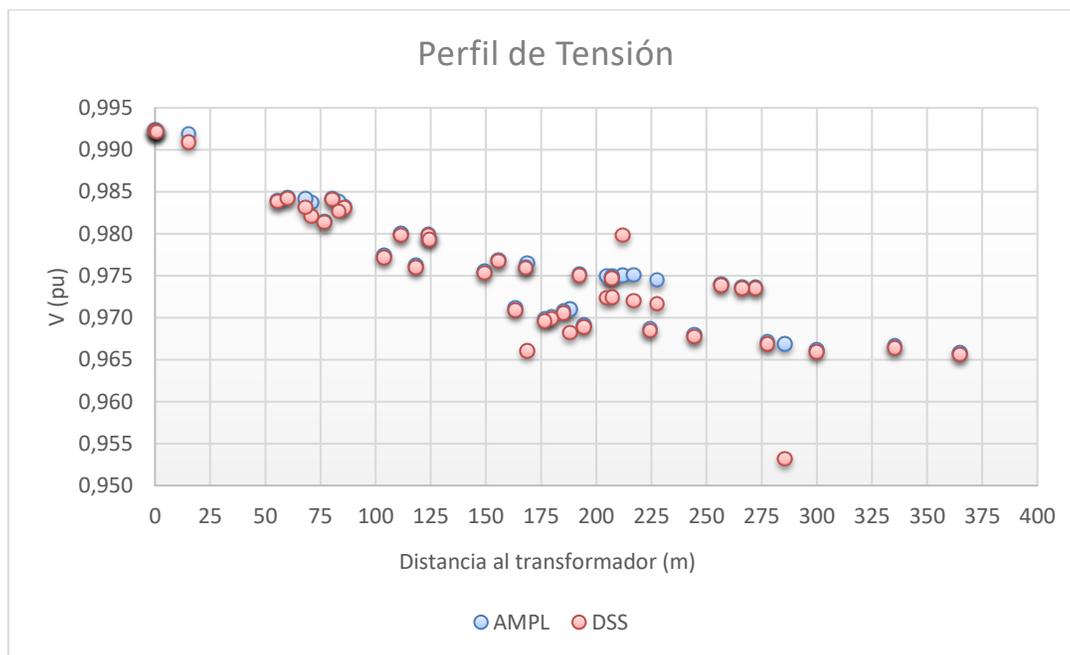


Figura 6.2. Perfil de Tensión AMPL VS DSS.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 6.1. presenta los valores críticos de caída de tensión en las tres herramientas. En donde el valor de caída de tensión de la plantilla FDV tiene el menor valor, mientras que los de AMPL y OpenDSS son muy semejantes.



Tabla 6.1. Caída de tensión en la barra más crítica para, AMPL, OpenDSS y plantilla de CENTROSUR.

Fuente: Elaboración propia.

CAÍDA DE TENSIÓN EN LA BARRA CRÍTICA	
AMPL	3,42%
OpenDSS	3,44%
FDV	3,23%

6.3.1.2. Pérdidas de potencia

Si bien, el valor de pérdidas de potencia que importa es el total, el anexo 21 muestra las pérdidas en las ramas tanto para AMPL como para OpenDSS. en donde se aprecia que el porcentaje de error es muy grande cuando se compara rama por rama, pero en la tabla 6.2. se muestra las pérdidas totales que resultan de sumar las pérdidas en las líneas más las del transformador.

Tabla 6.2. Pérdidas totales, AMPL y OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

DIFERENCIA EN PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA RED 7646			
Parámetro	AMPL	OpenDSS	Error
Pérdidas de potencia en el transformador [kW]	0,4358	0,5024	13,26%
Pérdidas de potencia en líneas [kW]	0,5501	0,5835	5,73%
Total	0,9859	1,0860	9,21%

Se comenta que, los errores aunque aproximados llegan a ser considerables, se recalca que las dos herramientas no simulan lo mismo; OpenDSS maneja un perfil mientras que AMPL realiza simulaciones mediante valores de carga a demanda máxima, y en capítulos anteriores se comentó sobre el factor de pérdidas utilizado para aproximar las condiciones de AMPL a las de OpenDSS, entonces, si los datos de entrada fuesen los mismos para las dos herramientas, los resultados podrían ser más semejantes aún, entonces, se puede concluir que tener un error del 9% en pérdidas totales, es una buena aproximación.

6.3.1.3. Corrientes

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde

El anexo 22 muestra los valores de corrientes de las ramas con el error que existe en las dos herramientas, en donde a excepción de ciertas ramas se aprecia que la diferencia entre ambas herramientas es mínima, además se muestra la cargabilidad de las líneas solamente, en donde no sobrepasa el 40%.

Como lo indica la figura 6.3. los valores más considerables de error se dan en las corrientes más pequeñas que según el anexo 22 son en las acometidas, además la figura muestra que los errores que se producen en las acometidas no son considerables como para que las gráficas entre AMPL y DSS sean totalmente diferentes.

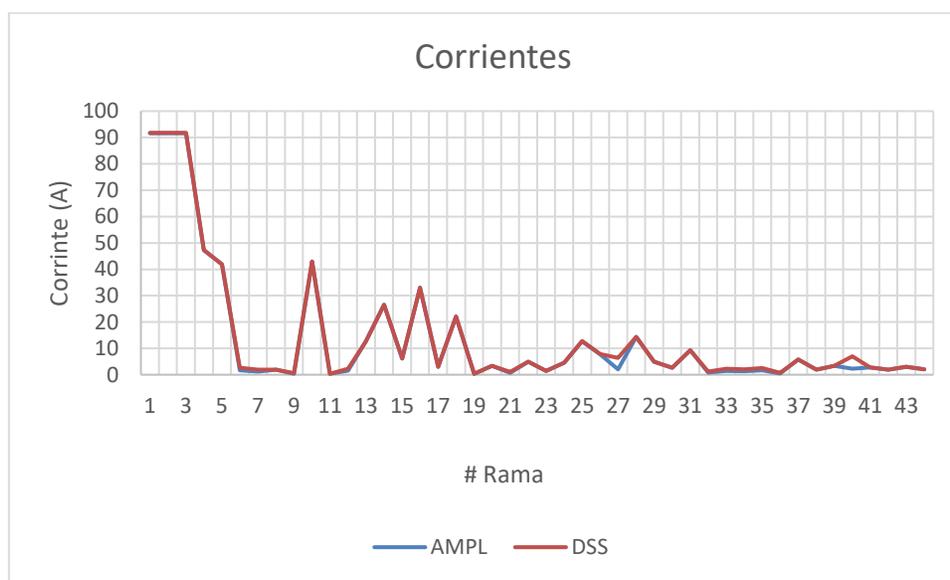


Figura 6.3. Corrientes por rama. AMPL VS DSS.

Fuente: Elaboración propia.

6.3.1.4. Flujos de Potencia

Al igual que las tensiones, los resultados de flujos de potencia para las dos herramientas tienen un porcentaje de error despreciable, siendo el parámetro con menos error después de los resultados de tensión. Para mayor detalle referirse al anexo 23.

La primera rama se refiere al transformador en donde se aprecia que la potencia real máxima requerida para cubrir la demanda de la red 7646 es de 35 kVA aproximadamente, por lo que la red al tener un transformador de 100 kVA está sobredimensionada, y como se mostró en el análisis de corriente, los conductores no sobrepasan el 40% de cargabilidad, por lo que se concluye que toda la red está sobredimensionada. Razón por la cual se explica que en el análisis de pérdidas de OpenDSS, las pérdidas en vacío del transformador de 100 kVA tiene un gran aporte para que sus



pérdidas totales sean mayores a las de un transformador de 50kVA, justamente debido a que, para una mejor operación el transformador tiene que trabajar con una cargabilidad mayor al 60%.

6.3.2. Análisis para la Red Optimizada.

Las tablas 4.21. y 4.31. muestran los escenarios óptimos para la red 7646, en donde se aprecia que estos no coinciden debido a que, OpenDSS modela un perfil de carga en tres días típicos que comprenden laborable, sábado y domingo; mientras que AMPL modela solamente la carga a demanda máxima para un día típico laborable. La diferencia en el costo de pérdidas para los 25 años de vida útil de la red es de \$523.18 tal como lo indica la tabla 6.3..

Tabla 6.3. Comparacion de escenarios óptimos para las herramientas OpenDSS y AMPL.

Fuente: Elaboración propia.

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS ÓPTIMOS			
	DSS	AMPL	DIFERENCIA
Transformador	50 kVA	50 kVA	
Ubicación centro de carga	Ubicación 0	Ubicación 1	
Conductor de red	2/0 ACSR	1/0 ACSR	
Costo inversión 25 años	\$ 18.832,83	\$ 18.624,35	\$ 208.48
Costo pérdidas 25 años	\$ 7.186,650	\$ 6.663,47	\$ 523.18

Refiriéndose a la tabla 4.8. en donde se muestran las violaciones de caída de tensión, en donde el escenario óptimo para AMPL según OpenDSS tiene 0.13% de muestras que no cumplen con la restricción de caída de tensión.

La tabla 6.4. indica que las violaciones de caída de tensión ocurren en un día típico sábado, por esta razón es que OpenDSS considera a la ubicación 1 como no óptima pero si se puede justificar, la violación de caída de tensión es mínima.



CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA–EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.



						bta_545811	bta_546436	bta_546437	bta_161035	bta_620055	bta_294911	bta_320542	bta_341556	bta_762899	bta_18806	bta_317993	bta_374959	bta_17498	bta_399806	bta_17213	bta_17214	bta_18804	bta_188081	bta_17212	bta_316306	bta_17215	bta_17497	bta_268114	bta_123059	bta_17211	bta_241625	bta_17496	bta_17496			
68912	Sábado	1	3	1	1	V1	0.9756	0.9752	0.9759	0.9749	0.9733	0.975	0.9659	0.9686	0.9683	0.9729	0.9715	0.9651	0.9645	0.966	0.971	0.971	0.971	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.965	0.97	0.964	0.964	0.964		
68912	Sábado	2	3	1	1	V1	0.9769	0.9766	0.9771	0.9763	0.9747	0.9763	0.968	0.9704	0.9702	0.9743	0.9729	0.9673	0.9668	0.968	0.973	0.972	0.972	0.966	0.967	0.966	0.967	0.966	0.967	0.972	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	
68912	Sábado	3	3	1	1	V1	0.9783	0.9781	0.9785	0.9777	0.9763	0.9778	0.9698	0.9721	0.9718	0.9759	0.9745	0.9691	0.9686	0.97	0.974	0.974	0.974	0.968	0.969	0.968	0.969	0.968	0.969	0.974	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	
68912	Sábado	4	3	1	1	V1	0.9793	0.9791	0.9796	0.9788	0.9774	0.9789	0.9716	0.9738	0.9735	0.977	0.9757	0.971	0.9706	0.972	0.976	0.975	0.975	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.971	0.975	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	
68912	Sábado	5	3	1	1	V1	0.9782	0.978	0.9785	0.9777	0.9762	0.9778	0.9698	0.9721	0.9718	0.9758	0.9745	0.9691	0.9686	0.97	0.974	0.974	0.974	0.968	0.969	0.968	0.969	0.968	0.969	0.974	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968
68912	Sábado	6	3	1	1	V1	0.978	0.9778	0.9783	0.9775	0.9761	0.9776	0.9701	0.9724	0.9722	0.9757	0.9743	0.9694	0.969	0.97	0.974	0.974	0.974	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969	0.973	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	
68912	Sábado	7	3	1	1	V1	0.9794	0.9788	0.9796	0.9787	0.9775	0.9788	0.9706	0.973	0.9728	0.9771	0.976	0.9699	0.9694	0.97	0.976	0.976	0.976	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969	0.975	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969	
68912	Sábado	8	3	1	1	V1	0.9765	0.9759	0.9766	0.9756	0.9742	0.9757	0.9658	0.9687	0.9684	0.9737	0.9724	0.9649	0.9645	0.966	0.972	0.972	0.972	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.972	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	
68912	Sábado	9	3	1	1	V1	0.9708	0.9703	0.971	0.9697	0.9679	0.9697	0.9555	0.9592	0.9587	0.9672	0.9656	0.9543	0.9538	0.955	0.965	0.965	0.965	0.953	0.954	0.953	0.954	0.953	0.954	0.964	0.952	0.952	0.952	0.952	0.952	
68912	Sábado	10	3	1	1	V1	0.9704	0.9699	0.9706	0.9693	0.9674	0.9692	0.9533	0.9571	0.9566	0.9666	0.965	0.9521	0.9515	0.953	0.964	0.964	0.965	0.951	0.951	0.951	0.951	0.95	0.951	0.964	0.95	0.949	0.949	0.949	0.949	
68912	Sábado	11	3	1	1	V1	0.9679	0.9673	0.9681	0.9667	0.9645	0.9666	0.9494	0.9534	0.9528	0.9637	0.9619	0.9481	0.9474	0.949	0.961	0.961	0.961	0.947	0.947	0.947	0.947	0.946	0.947	0.96	0.946	0.945	0.945	0.945	0.945	
68912	Sábado	12	3	1	1	V1	0.9609	0.9602	0.9612	0.9594	0.9567	0.9593	0.9398	0.9446	0.9439	0.9558	0.9535	0.9382	0.9375	0.939	0.953	0.953	0.953	0.937	0.937	0.937	0.937	0.936	0.937	0.952	0.936	0.935	0.935	0.935	0.935	
68912	Sábado	13	3	1	1	V1	0.9639	0.9633	0.9642	0.9625	0.9601	0.9625	0.9445	0.949	0.9484	0.9594	0.9571	0.9431	0.9425	0.944	0.957	0.956	0.957	0.942	0.942	0.942	0.942	0.941	0.942	0.955	0.941	0.94	0.94	0.94	0.94	
68912	Sábado	14	3	1	1	V1	0.965	0.9643	0.9652	0.9635	0.9613	0.9635	0.9459	0.9503	0.9497	0.9605	0.9585	0.9445	0.9439	0.945	0.958	0.958	0.958	0.943	0.944	0.943	0.944	0.942	0.944	0.957	0.942	0.942	0.942	0.942	0.942	
68912	Sábado	15	3	1	1	V1	0.9681	0.9675	0.9683	0.9669	0.9647	0.9669	0.9514	0.9553	0.9548	0.964	0.9621	0.9502	0.9496	0.951	0.962	0.961	0.962	0.949	0.949	0.949	0.949	0.948	0.95	0.961	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	
68912	Sábado	16	3	1	1	V1	0.9723	0.9718	0.9725	0.9712	0.9693	0.9712	0.9572	0.9606	0.9601	0.9687	0.9671	0.9561	0.9556	0.957	0.967	0.966	0.967	0.955	0.955	0.955	0.955	0.954	0.956	0.966	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954
68912	Sábado	17	3	1	1	V1	0.9723	0.9718	0.9725	0.9713	0.9694	0.9713	0.9574	0.9607	0.9603	0.9686	0.9672	0.9563	0.9557	0.957	0.967	0.967	0.967	0.955	0.956	0.955	0.956	0.955	0.956	0.966	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954
68912	Sábado	18	3	1	1	V1	0.9721	0.9715	0.9723	0.971	0.9692	0.971	0.9569	0.9603	0.9598	0.9685	0.9669	0.9558	0.9552	0.957	0.966	0.966	0.967	0.955	0.955	0.955	0.955	0.954	0.955	0.966	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954
68912	Sábado	19	3	1	1	V1	0.9682	0.9675	0.9685	0.9673	0.9652	0.9673	0.9534	0.9569	0.9565	0.9645	0.9627	0.9524	0.9516	0.953	0.962	0.962	0.962	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.952	0.961	0.95	0.95	0.95	0.95	
68912	Sábado	20	3	1	1	V1	0.9688	0.9678	0.969	0.9677	0.9659	0.9677	0.9544	0.958	0.9575	0.9651	0.9635	0.9533	0.9526	0.954	0.963	0.963	0.963	0.952	0.952	0.952	0.952	0.952	0.952	0.962	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	
68912	Sábado	21	3	1	1	V1	0.9673	0.9663	0.9676	0.9662	0.9642	0.9662	0.9533	0.957	0.9565	0.9635	0.9618	0.9521	0.9513	0.953	0.962	0.961	0.961	0.951	0.951	0.951	0.951	0.95	0.951	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	
68912	Sábado	22	3	1	1	V1	0.9665	0.9656	0.9668	0.9654	0.9633	0.9655	0.9536	0.9574	0.957	0.9626	0.9608	0.9524	0.9516	0.953	0.961	0.96	0.96	0.951	0.951	0.951	0.951	0.951	0.952	0.959	0.951	0.95	0.95	0.95	0.95	
68912	Sábado	23	3	1	1	V1	0.9688	0.968	0.969	0.9677	0.9658	0.9678	0.9572	0.9607	0.9603	0.9651	0.9634	0.9561	0.9554	0.957	0.963	0.963	0.963	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955	0.962	0.954	0.954	0.954	0.954	0.954	
68912	Sábado	24	3	1	1	V1	0.9722	0.9716	0.9724	0.9713	0.9695	0.9714	0.9622	0.9652	0.9649	0.969	0.9673	0.9613	0.9607	0.962	0.967	0.967	0.967	0.96	0.96	0.96	0.961	0.96	0.961	0.966	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96

Tabla 6.4. Muestras de caída de tensión para un día típico sábado según OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.



Posteriormente de analizar las pérdidas y la caída de tensión de los dos escenarios óptimos se concluye que cualquiera de los dos es una solución aceptable para una mejor operación de la red 7646, debido a que los parámetros analizados no existe diferencia notable.

6.6.3. Comparación entre costos de red sin y con optimización en AMPL

La red 7646 posee un costo de inversión que está asociado a la unidad de transformación, conductor y estructuras, adicionalmente incluye el costo asociado a la operación durante el periodo de vida de la red (25 años), estos costos asocian a los de pérdidas técnicas de energía y mantenimiento, la tablas 6.5., muestra el resumen económico, donde se observa la diferencia entre la red original y la red optimizada.

Tabla 6.5. Comparación de costos de la red 7646 original y optimizada.

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE LA RED 7646		
PARÁMETRO	RED 7646 ORIGINAL	RED 7646 OPTIMIZADA
Pérdidas de energía en la vida útil [kwh]	151.738,092	133.269,400
Costo de pérdidas de energía	\$7.586,905	\$6.663,4700
Costo de inversión y mantenimiento	\$2.3488,445	\$2.1593,000
Total	31.075,350	28.256,47
Diferencia		9,07%

Al aplicar el criterio de optimización, produce una reducción del 9% en el costo total, durante el período de vida útil, adicionalmente, la tabla 6.6. muestra la comparación entre máxima caída de tensión en una barra, y la cargabilidad de la red 7646 original y optimizada para los 25 años de vida útil de la red, se nota que el máximo porcentaje de caída tensión se mantiene, y el hecho de que se cambie el transformador por otro de menor capacidad, justifica que la cargabilidad aumente.

Santiago Ayabaca

Wilmer Vázquez



Tabla 6.6. Comparación de máxima caída de tensión y cargabilidad en la red 7646.

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE LA RED 7646		
PARÁMETRO	RED 7646 ORIGINAL	RED 7646 OPTIMIZADA
Máximo porcentaje de caída de tensión [%]	3,420	3,420
Cargabilidad [%]	34,05	68,10



CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

7.1. Conclusiones

El presente trabajo tuvo como principal objetivo brindar una herramienta computacional a la CENTROSUR, para la planificación de redes de distribución en baja tensión, la cual se llevó a cabo utilizando la programación no lineal entera mixta, implementada en el software de optimización AMPL y el lenguaje de programación Python, adicionalmente a este objetivo, se incluye otro, que se trata de la comparación entre resultados obtenidos con el software de simulación OpenDSS y la hoja de cálculo de la CENTROSUR, de los resultados obtenidos y analizados se obtuvieron las siguientes conclusiones.

- El tipo de planificación que se lleva a cabo en este trabajo, es de operación, solo busca la configuración óptima de la red existente, centrándose principalmente en la minimización de pérdidas técnicas de energía, sin realizar inversiones económicas en nuevos elementos de la red.
- De acuerdo a las herramientas usadas se concluye que: los softwares OpenDSS y AMPL son herramientas muy flexibles y precisas, que permiten simular una red eléctrica de manera completa, con el fin de obtener la mayor cantidad de información posible, en miras de una planificación completa; por otro lado la plantilla de la CENTROSUR, se limita solo a la obtención de caídas de tensión, lo cual imposibilita obtener un estudio completo de red, entonces, de acuerdo a esto, surgió la idea de implementar una herramienta de planificación en el software de optimización AMPL, que sirva de complemento a la plantilla de la CENTROSUR.
- Como se mencionó en el estado del arte, el modelo de programación lineal para la planificación de redes eléctricas de baja tensión, no resulta conveniente para el presente trabajo, pues, como ya se mencionó los resultados son alejados de contexto, entonces, se pensó en un modelo de optimización mucho más completo, dicho modelo propuesto en este trabajo, no solo se limita al análisis de la red de baja tensión, incluye también el análisis en acometidas, abordando también la inclusión del centro de transformación y las pérdidas de energía asociadas a toda la red, esto con fines de probar el alcance de la herramienta.
- En lo que compete a los resultados, los parámetros comunes de comparación entre cada una de las herramientas, es la tensión en cada barra y la caída de tensión acumulada, refiérase a la figura 6.1., claramente se nota que las tensiones existentes en cada barra, cuando al red es simulada mediante la plantilla de la CENTROSUR, son de valor mayor con respecto a las tensiones en cada barra cuando es simulado con el software AMPL, la razón de este hecho radica en la no inclusión del modelamiento del transformador por parte de la plantilla, la inclusión de la impedancia equivalente del transformador se ve reflejado en la mayor caída de tensión existente en la red, cuando se simula en OpenDSS y AMPL, corresponden al 3.44% y 3.42% respectivamente frente al 3.23% con la platilla de la CENTROSUR, esto es referido cuando se simula la red en su estado inicial (sin ningún tipo de optimización).
- Las pérdidas técnicas de potencia en toda la red (incluyendo a la unidad de transformación), refiérase a la tabla 6.2., obtenidas en la simulación, pueden verificar que existe una



diferencia 9.21% entre resultados (OpenDSS vs AMPL), lo cual permite concluir, que las estas dos herramientas arrojan resultados modestos, la diferencia radica en que OpenDSS, simula una perfil de demanda en un día típico laborable y AMPL solo en demanda máxima de un día típico laborable, para a su vez realizar una estimación de un perfil de cargas usando el denominado factor de pérdidas.

- En cuanto a la red optimizada, las tablas 4.21. y 4.31. muestran los escenarios óptimos para la red 7646 en OpenDSS y AMPL respectivamente, en la cual, se aprecia que estos no coinciden, una de las razones de esta diferencia es que OpenDSS modela un perfil de carga en tres días típicos que comprenden laborable, sábado y domingo; mientras que AMPL modela solamente la carga a demanda máxima para un día típico laborable;
- En un principio se podría considerar que los resultados que brinda el modelo de optimización en AMPL, están fuera de contexto y considerarlos erradas, pero, si se analiza la tabla 4.8. correspondiente a las violaciones de caída de tensión, OpenDSS no toma como escenario óptimo el escenario de AMPL, por la existencia de 0,13% de muestras que violan la restricción de tensión , es decir existen un porcentaje pequeño de barras en la cual la caída de tensión sobrepasan el 6%, pero, cabe recalcar que esta violación se da en muestras que pertenecen a un día sábado aproximadamente a las 12 horas, como se aprecia en la figura 5.4, entonces debido a este razones, el escenario óptimo de AMPL, es una buena opción, además, si se verifica la tabla 3.6, se aprecia que la diferencia entre pérdidas de energía anuales, para los dos escenarios es 487,49 kWh año, que equivale a \$24,37 anuales y traducido a los 25 años de vida útil corresponde a \$609, 25, que frente a los \$24963,17 de inversión, tiene peso despreciable.
- En lo que compete a los resultados obtenidos en AMPL, cuando la red 7646 es optimizada; básicamente el resumen de optimización se centra en dos aspectos, el cambio de unidad de transformación y su ubicación, la ejecución del modelo de optimización brinda resultados que sugiere el cambio de transformador de 100 kVA a otro de 50 kVA y el cambio de ubicación, que originalmente se encuentra en el poste de numeración 0 al poste de numeración 1, el calibre de conductor se mantiene en 1/0 ACSR, en todo la red de baja tensión; entonces con estos cambios se obtienen resultados de costos de inversión y operación que se muestra en la tabla 6.5., existe una reducción de pérdidas técnicas de energía, consecuentemente la reducción en el costo de las mismas, sumándole a este mencionado costo, los de inversión, se obtiene un total de \$28.256,47 que presenta un 9.07% menos del costo total de la red en estado original.
- Otra alternativa de optimización es que se utilice el conductor de calibre 2/0 AWG ACSR en la red de baja tensión, con el cual se obtendría menores perdidas energéticas, pero no hay necesidad de hacerlo, pues de acuerdo al límite máximo de caída de tensión admisible en un red de baja tensión urbana de acuerdo a la CENTROSUR que es el 6 %, no se ve superado con el uso de conductor de calibre 1/0 AWG ACSR como se muestra en el anexo 20, entonces, el uso del conductor 1/0 es justificado; a pesar de estos cambios, la máxima caída de tensión no se ve afectada y la cargabilidad del transformador aumenta del 34.05% a 68.10%, cifra que se mantiene en los rangos admisibles de operación de la unidad de transformación.



En cuanto a las 4 redes adicionales optimizadas, se concluye lo siguientes aspectos:

- Refiérase a los anexos del 36 al 39, donde se encuentra el resumen general de las redes cuando se aplica la optimización, se verifica que existe una misma tenencia en todas estas, pues se observa una disminución en costo de la red donde se incluye la inversión, el costo de operación, mantenimiento y el costo en pérdidas técnicas de energía en la vida útil, las diferencias entre la red original y la red optimizada son: 3.916,46 1.763,35 1.735,19 1.788,99 dólares para las redes 28703, 28690, 28521 y 4239 respectivamente.
- En lo que tiene que ver en la ubicación de la unidad de transformación, en una (red 28703) de las cuatro redes se sugiere el cambio a un poste a la derecha de la posición original, lo cual mejora la máxima caída de tensión porcentual de 1,61% a 1,12%; en las demás redes no se sugiere cambio, lo que significa que este parámetro ha estado correctamente dimensionado en la gran mayoría de los casos.
- La capacidad de la unidad de transformación, es el parámetro que más cambio sufrió, pues en todas las redes se sugiere el cambio de la unidad por otra de menor capacidad con respecto a las inicialmente instaladas, manteniendo un margen de cargabilidad menor al 80% en la red, siendo un valor límite de cargabilidad propuesto para fines de expansión de la demanda, si bien el análisis se realiza en zonas ya consolidadas se sabe que la inclusión de nuevos clientes es muy poco factible, por lo que el crecimiento de la demanda se centra en el consumo de los clientes existentes.
- El anexo 40 muestra la variación de la demanda que se obtuvo de un registro histórico mensual desde enero del 2011 hasta marzo del 2018 realizado por la CENTROSUR, donde el anexo 39 muestra que en siete años el crecimiento de la demanda de los clientes existentes se aproxima al 1.3%, entonces, la herramienta al imponer la restricción de cargabilidad (no debe superar el 80%) se mantiene un margen para el crecimiento de la demanda durante la vida útil de la red de baja tensión.
- Otra manera de prever el crecimiento de la demanda es utilizar el conductor 2/0 ASCR, si bien es cierto que en la mayoría de los escenarios de optimización el conductor óptimo es el 1/0 ASCR debido a que es suficiente para cumplir las restricciones y porque tiene un menor costo de inversión que el conductor 2/0 AWG, pero, si se evalúa la diferencia de costos que existe entre los conductores 1/0 y 2/0 ASCR al final de la vida útil de la red (considerando inversión y pérdidas) se concluye que es muy poca. Entonces sería conveniente usar conductor 2/0 ASCR siempre.
- El último parámetro a analizar es el calibre del conductor, en todas las redes analizadas el calibre óptimo es 1/0 ASCR por dos razones: la primera es por ser un conductor de menor coste que el de calibre 2/0 ASCR y la segunda es que este mantiene los límites máximos de caída de tensión de la red dentro de los límites establecidos, en ninguno de los casos supera el 6%; a excepción de la red 28703 todas están instaladas originalmente el conductor 1/0 ASCR, y si se analiza mencionada red, todos sus tramos se encuentran instalados con conductor de calibre 2/0 ASCR, pero el proceso de optimización sugiere que se instale el conductor 1/0 ASCR.
- Como es de saber el 2/0 ASCR produce más pérdidas de potencia en la red, en un principio se pensaría que estas pérdidas de potencias contribuirían fuertemente en las pérdidas de

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



potencia totales, pero se demuestra que no, pues si se analiza en la tabla 5.20, las pérdidas de energía en la red 28703 optimizada, estas son menores con respecto a la original y la justificación de esto radica en que: el hecho de cambiar la unidad de transformación por una de menor capacidad, las pérdidas de potencia en este elemento disminuyen y tienen mayor efecto global que las pérdidas en los conductores, entonces de este análisis se concluye que el mayor porcentaje de pérdidas de energía en una red se da en los transformadores que en los conductores.

- Finalmente, el modelo programado en el software AMPL es una excelente herramienta de planificación, pero con una limitación, la cual es el no modelamiento de un perfil de carga en un periodo de tiempo, para la estimación de pérdidas de potencia, durante el periodo de vida, la inclusión del modelamiento de un perfil de carga se vería afectado en el tiempo que tomaría hacer una simulación, supóngase, si se desea tomar muestras cada hora durante un día, entonces el tiempo de ejecución se vería aumentado en al menos 24 veces, lo que ya es considerado un problema de gran envergadura.
- Con los resultados obtenidos, se ha cumplido todos los objetivos propuestos, se estableció el modelo de optimización basado en la programación no lineal que satisfaga los criterios básicos de planificación, según lo revisado en el estado del arte, se analizó económicamente que el escenario óptimo según OpenDSS que difiere del encontrado en AMPL para la red 7646, por la razones ya explicadas anteriormente, finalmente la plantilla de la CENTROSUR., es una herramienta buena, que necesita de otra herramienta complemento, en este caso la desarrollada con el software AMPL, para alcanzar una mejor planeación en la redes de distribución.

7.2.Recomendaciones

- La principal recomendación para trabajos futuros, es incluir un perfil de demanda en la simulación, con el fin de aproximar aún mejor los resultados.
- El modelamiento del transformador en el presente trabajo se lo hace a partir de una aproximación como una resistencia y reactancia en serie para fines de simplificación del problema, entonces, se recomienda modelar de manera exacta el transformador incluyendo la admitancia en paralelo para la inclusión de las pérdidas por histéresis.
- La red se modela a partir de un sistema monofásico balanceado, para futuros trabajos se recomienda incluir como un modelo trifásico desbalanceado.
- En futuros trabajos de optimización, se recomienda incluir al modelo de optimización del presente trabajo, el modelo de trazado óptimo de conductores respetando el trazado vial y zonas prohibidas, con objetivo de optimizar aún más la red de baja tensión.
- Se recomienda que la planificación no solo se limite a redes baja tensión, también que incluya a la red de media tensión, que sea una optimización conjunta, lo cual haría que el problema sea de aun más gran envergadura, pero contribuyendo de manera más significativa a la mejora en el proceso de suministro de energía eléctrica.



- Con futuros trabajos de optimización se recomienda usar otros planes de optimización, una excelente opción es el plan de expansión, en la cual partiendo de cargas existentes y una previsión de cargas futuras, calcula la red óptima que alimenta dichas cargas, teniendo en cuenta la red existente en la actualidad.
- En cuanto a la hoja de formato de diseño de la CENTROSUR se recomienda que en su análisis se incluya el efecto del transformador en la red, así como también de las acometidas, con fines de mejorar aún más en el criterio en el momento de planificación.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

- [2] Edwin Fernando Dominguez/ Manolo Alejandro Molina, «NORMAS TÉCNICAS PARA DISEÑO Y EXPANSIÓN DE LAS REDES SECUNDARIAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A,» Cuenca, 2011.

- [3] E. D. Dorado, «Herramienta para la planificación de redes de baja y media tensión,» Vigo, 1999.

- [4] A. A. Navarro, «Planificación de redes de distribución: Aproximación vía clustering, diagramas de Voronoi y búsqueda tabú,» Santiago de Chile, 2007.

- [5] G. C. M. Martin Burgardt, «Optimización de la red de distribución en baja y media tensión,» Montevideo, 2005.

- [6] A. B. a. K. S. H. K. Hamman, «Solution of trans-shipment problems by network modelling and its application to generator scheduling and distribution design. Proceedings of the 5 Power System Computation.pp. 1-16,» 1975.



- [7] K. H. a. Brameller, « Desing of low voltage distribution networks: a mathematical programming method. Proc. IEEE vol.124, pp.54, No. 1,» 1977.
- [8] J. Peco, «Modelo de cobertura Geográfica de una red de distribución de Energia Eléctrica,» Madrid, 2001.
- [9] M. Baran, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing».
- [10] J. F. Franco, «Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices».
- [11] J. F. Franco, « Optimal Conductor Size Selection and Reconductoring in Radial Distribution Systems Using a Mixed-Integer LP Approach».
- [12] B. J. y. J. Cárdenas, «“Modelación y simulación de las redes de baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A”,» Cuenca, 2017.
- [13] «<http://ampl.com/>».
- [14] p. y. v. d. c. Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, NTE INEN 2115, Quito, 2004.
- [15] S. R. Castaño, Redes de Distribucion de Energia, Manizales, 2004.



- [16] M. Molina, «CÁLCULO DE LOS FACTORES DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LA REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA CENTROSUR,» Cuenca, 2017.
- [17] F. G. Belén Melián Batista, «Introducción a la Búsqueda Tabú».
- [18] R. D. T, «An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research,» 2011.
- [19] R. T, «An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research,,» 2011.



ANEXOS

ANEXO 1

Especificaciones cable unipolar Cobre 8 kV tipo XLPE.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	N° HILOS	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	DÍAMETRO DE CONDUCTOR [mm]	ESPEJOR AISLAMIENTO [mm]	DÍAMETRO AISLAMIENTO [mm]	ESPEJOR CHAQUETA [mm]	DÍAMETRO EXTERIOR [mm]	PESO TOTAL CONDUCTOR [kg/km]
2	7	33,62	6,81	3,56	15,32	1,52	21,80	675,950
1/0	19	53,49	8,55	3,56	17,06	2,03	23,54	898,780
2/0	19	67,44	9,57	3,56	18,08	2,03	24,56	1.050,88
250	37	126,7	14,17	3,56	22,68	2,03	29,16	1.700,48
350	37	177,0	16,79	3,56	25,30	2,03	31,78	2.218,89
500	37	253,0	20,04	3,56	28,55	2,03	35,03	3.029,72

Santiago Ayabaca

Wilmer Vázquez

**ANEXO 2**

Especificaciones cable cobre 15 kV tipo XLPE (133%).

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	N° HILOS	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	DÍAMETRO DE CONDUCTOR [mm]	ESPELOR AISLAMIENTO [mm]	DÍAMETRO AISLAMIENTO [mm]	ESPELOR CHAQUETA [mm]	DÍAMETRO EXTERIOR [mm]	PESO TOTAL CONDUCTOR [kg/km]
2	7	33,62	6,81	5,59	18,59	1,14	26,06	832,00
1/0	19	53,49	8,55	5,59	20,33	1,14	27,80	1112,00
2/0	19	67,44	9,57	5,59	21,35	1,14	28,82	1.301,00
250	37	126,7	14,17	5,59	28,79	1,14	37,67	2.253,00
350	37	177,00	16,79	5,59	29,93	1,14	38,81	2.884,00
500	37	253,00	20,04	5,59	32,04	1,78	43,36	4.032,00

ANEXO 3

Especificaciones cable cobre 25 kV tipo XLPE (133%).

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG	N° HILOS	SECCION TRANSVERSAL [mm ²]	DÍAMETRO DE CONDUCTOR [mm]	ESPELOR AISLAMIENTO [mm]	DÍAMETRO AISLAMIENTO [mm]	ESPELOR CHAQUETA [mm]	DÍAMETRO EXTERIOR [mm]	PESO TOTAL CONDUCTOR [kg/km]
1/0	19	53,49	8,55	8,13	25,41	1,14	32,88	1.325,00
2/0	19	67,44	9,57	8,13	26,43	1,14	34,47	1.554,00

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



250	37	126,7	14,17	8,13	33,87	1,14	44,13	2.666,00
350	37	177,00	16,79	8,13	35,01	1,14	45,27	3.310,00
500	37	253,00	20,04	8,13	37,12	1,14	48,46	4.354,00

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



**CONVENIO UNIVERSIDAD DE CUENCA-EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**

ANEXO 4

Especificaciones de conductores tipo ACSR, 7 hilos

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG - MCM	N° HILOS ALUMINIO	N° HILOS ACERO	DÍAMETRO Al [mm]	DÍAMETRO Acero [mm]	SECCIÓN TRANSVERSAL [mm²]	DÍAMETRO EXTERIOR [mm]	RMG [mm]	CAPACIDAD CORRIENTE MÍNIMA [A]
4	6	1	2,12	2,12	21,15	6,350	1,332	140
2	6	1	2,67	2,67	33,62	8,026	1,274	184
1/0	6	1	3,00	3,00	53,49	9,017	1,359	242
2/0	6	1	3,37	3,37	67,43	10,109	1,554	276
3/0	6	1	3,78	3,78	86,01	11,354	1,829	315
4/0	6	1	4,25	4,25	107,20	12,751	2,481	357

Santiago Ayabaca

Wilmer Vázquez



ANEXO 5

Factores de caída de tensión ACSR en MT.

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG - MCM	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 90 °C	RMG [mm]	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]					
					22 kV			13,8 kV		
					1F2C	2F3C	3F4C	1F2C	2F3C	3F4C
4	1,3160	1,475	1,33	0,516	519,00	2.077,00	3.116,00	205,00	818,00	1.227,00
2	0,8271	0,927	1,27	0,52	760,00	3.040,00	4.560,00	299,00	1.197,00	1.796,00
1/0	0,6552	0,735	1,27	0,515	911,00	3.642,00	5.463,00	359,00	1.434,00	2.152,00
2/0	0,5198	0,583	1,36	0,505	1.083,00	4.332,00	6.498,00	427,00	1.706,00	2.559,00
3/0	0,4123	0,463	1,55	0,492	1.278,00	5.113,00	7.669,00	503,00	2.014,00	3.020,00
4/0	0,3274	0,367	1,83	0,469	1.507,00	6.027,00	9.040,00	593,00	2.374,00	3.560,00

ANEXO 6

Factores de caída de tensión ASCR en BT, zona urbana [kVA x m].

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG - MCM	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 90 °C	RMG [mm]	XL [Ω/km] f=60Hz	FDV [kVA x m]							
					220 V			208 V			240 V	
					1F2C	2F3C	3F4C	1F2C	2F3C	3F4C	1F2C	1F3C
4	1,32	1,48	1,33	0,40	54,00	215,00	323,00	48,00	192,00	288,00	48,00	192,00
2	0,83	0,93	1,27	0,40	80,00	320,00	480,00	72,00	286,00	429,00	71,00	286,00
1/0	0,66	0,74	1,36	0,39	97,00	387,00	581,00	87,00	346,00	520,00	86,00	346,00
2/0	0,52	0,58	1,55	0,38	117,00	466,00	699,00	104,00	417,00	625,00	104,00	416,00
3/0	0,41	0,46	1,83	0,37	139,00	558,00	837,00	125,00	499,00	748,00	125,00	498,00
4/0	0,33	0,37	2,48	0,35	167,00	669,00	1.003,00	149,00	598,00	897,00	149,00	597,00



ANEXO 7

Factores de caída de tensión ACSR en BT, zona rural [kVA x m].

Fuente: M. Molina, « Cálculo de los Factores de Caída de Tensión en las Redes Baja Tensión de la Centrosur,» Cuenca, 2017.

CALIBRE AWG - MCM	RESISTENCIA [Ω/km] AC 20 °C	RESISTENCIA [Ω/km] AC 50 °C	RMG [mm]	XL [Ω/km] f=60Hz	240 V	
					1F2C	2F3C
4	1,32	1,48	1,332	0,45	47,00	189,00
2	0,83	0,93	1,274	0,45	70,00	279,00
1/0	0,66	0,74	1,359	0,45	84,00	337,00
2/0	0,52	0,58	1,554	0,44	101,00	403,00
3/0	0,41	0,46	1,829	0,42	120,00	479,00
4/0	0,33	0,37	2,481	0,40	143,00	570,00

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ANEXO 8

Escenarios posibles de la red 7646.

Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO	UBICACIÓN	TRANSFORMADOR	CONDUCTOR
1	0	100	1/0
2	0	75	1/0
3	0	50	1/0
4	0	45	1/0
5	0	30	1/0
6	0	100	2/0
7	0	75	2/0
8	0	50	2/0
9	0	45	2/0
10	0	30	2/0
11	1	100	1/0
12	1	75	1/0
13	1	50	1/0
14	1	45	1/0
15	1	30	1/0
16	1	100	2/0
17	1	75	2/0
18	1	50	2/0
19	1	45	2/0
20	1	30	2/0
21	2	100	1/0
22	2	75	1/0
23	2	50	1/0
24	2	45	1/0
25	2	30	1/0
26	2	100	2/0
27	2	75	2/0
28	2	50	2/0
29	2	45	2/0
30	2	30	2/0
31	3	100	1/0
32	3	75	1/0
33	3	50	1/0
34	3	45	1/0
35	3	30	1/0
36	3	100	2/0
37	3	75	2/0
38	3	50	2/0
39	3	45	2/0
40	3	30	2/0
41	4	100	1/0
42	4	75	1/0
43	4	50	1/0
44	4	45	1/0
45	4	30	1/0
46	4	100	2/0
47	4	75	2/0
48	4	50	2/0
49	4	45	2/0
50	4	30	2/0
ESCENARIO	UBICACIÓN	TRANSFORMADOR	CONDUCTOR
51	5	100	1/0
52	5	75	1/0

Santiago Ayabaca

Wilmer Vázquez



UNIVERSIDAD DE CUENCA

53	5	50	1/0
54	5	45	1/0
55	5	30	1/0
56	5	100	2/0
57	5	75	2/0
58	5	50	2/0
59	5	45	2/0
60	5	30	2/0

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ANEXO 9

Perfil de pérdidas de potencia para un día laborable para ubicación 0 y conductor 1/0 mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

HORA	UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN				
	30 kVA	45 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
1	556,26	509,10	507,01	526,81	568,23
2	464,95	438,55	440,22	470,50	516,93
3	450,36	427,08	429,32	461,19	508,37
4	437,45	417,25	420,04	453,47	501,39
5	441,41	420,16	422,76	455,66	503,33
6	467,08	440,36	441,96	472,08	518,42
7	619,69	560,15	555,8	569,34	607,78
8	799,73	701,41	689,53	682,20	710,68
9	754,04	665,38	655,39	653,34	684,32
10	853,03	744,08	729,89	716,24	741,67
11	852,21	743,22	729,16	715,83	741,43
12	993,42	856,71	837,17	807,29	824,84
13	920,69	798,7	781,98	760,58	782,37
14	798,85	700,23	688,48	681,48	710,15
15	829,25	724,39	711,39	700,92	727,92
16	910,78	788,92	772,48	752,46	774,93
17	961,88	829,59	811,05	785,03	804,65
18	1.073,02	918,35	895,52	856,33	869,54
19	1.373,29	1.151,00	1.115,59	1.039,79	1.034,88
20	1.460,40	1.219,38	1.180,70	1.095,37	1.085,96
21	1384,34	1.160,03	1.124,49	1.048,25	1.043,12
22	1.173,01	993,92	966,5	914,78	921,71
23	936,20	806,27	788,34	763,82	784,15
24	626,35	562,97	557,93	569,52	607,04



ANEXO 10. Cuartiles de tensión para 100 kVA, Ubicación inicial y conductor 1/0 mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

BARRA	LONGITUD [m]	UBICACIÓN 0				
		CONDUCTOR 1/0 100kVA				
		Min 100 kVA	1 Q 100 kVA	Med 100 kVA	3 Q 100 kVA	Max 100 kVA
td_68912	0,000	0,9899	0,9930	0,9940	0,9950	0,9963
bta_261210	0,400	0,9897	0,9930	0,9940	0,9950	0,9963
bta_123161	0,920	0,9896	0,9929	0,9939	0,9949	0,9962
bta_123058	55,570	0,9785	0,9865	0,9891	0,9912	0,9935
bta_292673	60,210	0,9750	0,9857	0,9893	0,9918	0,9942
bta_754811	15,260	0,9891	0,9919	0,9930	0,9937	0,9951
bta_241529	70,780	0,9781	0,9845	0,9873	0,9899	0,9923
bta_374958	85,790	0,9777	0,9860	0,9886	0,9908	0,9935
bta_348305	83,350	0,9784	0,9847	0,9875	0,9905	0,9935
bta_336972	103,710	0,9697	0,9811	0,9851	0,9880	0,9913
bta_18813	80,370	0,9749	0,9857	0,9892	0,9917	0,9941
bta_348307	68,250	0,9749	0,9833	0,9880	0,9924	0,9940
bta_635231	76,850	0,9693	0,9832	0,9873	0,9910	0,9940
bta_545810	111,510	0,9684	0,9821	0,9871	0,9901	0,9927
bta_18554	118,270	0,9687	0,9803	0,9840	0,9872	0,9906
bta_338286	163,360	0,9597	0,9758	0,9815	0,9852	0,9897
bta_401928	149,380	0,9694	0,9801	0,9833	0,9866	0,9906
bta_545811	155,690	0,9635	0,9796	0,9854	0,9889	0,9917
bta_546436	123,980	0,9684	0,9821	0,9870	0,9901	0,9927
bta_546437	124,340	0,9677	0,9817	0,9867	0,9898	0,9925
bta_161035	188,080	0,9593	0,9714	0,9780	0,9844	0,9878
bta_620055	194,390	0,9587	0,9747	0,9801	0,9841	0,9890
bta_294911	185,280	0,9596	0,9756	0,9813	0,9850	0,9898
bta_320542	179,830	0,9578	0,9748	0,9812	0,9850	0,9895
bta_341556	224,410	0,9552	0,9731	0,9802	0,9850	0,9886
bta_762899	176,610	0,9577	0,9747	0,9806	0,9845	0,9892
bta_18806	168,760	0,9620	0,9711	0,9746	0,9787	0,9822
bta_317993	192,410	0,9612	0,9782	0,9843	0,9880	0,9910
bta_374959	168,160	0,9630	0,9791	0,9846	0,9884	0,9914
bta_17498	244,410	0,9543	0,9727	0,9798	0,9844	0,9885
bta_399806	277,660	0,9519	0,9710	0,9791	0,9849	0,9882
bta_17213	212,190	0,9784	0,9841	0,9869	0,9886	0,9910
bta_17214	204,710	0,9605	0,9734	0,9808	0,9883	0,9910
bta_18804	207,440	0,9610	0,9737	0,9807	0,9880	0,9908
bta_188081	227,550	0,9604	0,9732	0,9803	0,9874	0,9904
bta_17212	216,970	0,9610	0,9737	0,9805	0,9851	0,9897
bta_316306	256,790	0,9594	0,9771	0,9830	0,9875	0,9910
bta_17215	207,150	0,9611	0,9782	0,9839	0,9878	0,9908
bta_17497	300,060	0,9511	0,9705	0,9781	0,9842	0,9876
bta_268114	285,400	0,9509	0,9609	0,9655	0,9709	0,9750
bta_123059	335,450	0,9513	0,9706	0,9786	0,9849	0,9884
bta_17211	272,320	0,9592	0,9768	0,9823	0,9873	0,9910
bta_241625	266,230	0,9587	0,9768	0,9827	0,9873	0,9909
bta_17496	364,920	0,9499	0,9696	0,9777	0,9848	0,9886
bta_17496	364,920	0,9499	0,9696	0,9777	0,9848	0,9886

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ANEXO 11

Cargabilidad de las líneas para el escenario uno, según OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN 0				
CONDUCUTOR 1/0				
LÍNEA	CALIBRE	CORRIENTE		100 kVA
		NOMINAL [A]	CORRIENTE [A]	CARGABILIDAD [%]
lbta_261210	1/0CCa	242,000	109,248	45,144
lbta_123161	1/0C	242,000	109,248	45,144
lbta_123058	1/0	242,000	54,393	22,476
lbta_292673	1/0	242,000	55,318	22,859
abta_754811	3x6	85,000	2,627	3,090
abta_241529	3x6	85,000	1,905	2,241
abta_374958	4x6	85,000	2,895	3,406
abta_348305	3x6	85,000	0,564	0,664
lbta_336972	1/0	242,000	48,903	20,208
abta_18813	4x6	85,000	0,722	0,849
abta_348307	3x6	85,000	2,351	2,766
abta_635231	4x6	85,000	21,568	25,374
lbta_545810	1/0	242,000	31,741	13,116
abta_18554	4x6	85,000	8,259	9,716
lbta_338286	1/0	242,000	40,791	16,856
abta_401928	4x6	85,000	4,401	5,177
lbta_545811	1/0	242,000	26,394	10,906
abta_546436	4x6	85,000	0,537	0,632
abta_546437	4x6	85,000	4,319	5,081
abta_161035	3x6	85,000	1,229	1,446
abta_620055	4x6	85,000	5,256	6,183
abta_294911	4x6	85,000	4,295	5,053
abta_320542	4x6	85,000	7,518	8,845
lbta_341556	1/0	242,000	18,478	7,635
abta_762899	4x6	85,000	10,836	12,748
abta_18806	2x6	85,000	7,522	8,849
lbta_317993	1/0	242,000	16,725	6,911
abta_374959	4x6	85,000	6,821	8,024
abta_17498	4x6	85,000	3,160	3,718
lbta_399806	1/0	242,000	15,426	6,374
abta_17213	3x6	85,000	1,259	1,481
abta_17214	3x6	85,000	4,538	5,339
abta_18804	3x6	85,000	2,075	2,442
abta_188081	3x6	85,000	2,615	3,077
abta_17212	3x6	85,000	0,717	0,844
lbta_316306	1/0	242,000	11,023	4,555
abta_17215	4x6	85,000	2,393	2,816
abta_17497	4x6	85,000	4,947	5,820
abta_268114	2x6	85,000	8,243	9,698
lbta_123059	1/0	242,000	4,308	1,780
abta_17211	4x6	85,000	5,958	7,010
abta_241625	4x6	85,000	5,153	6,062
abta_17496	4x6	85,000	3,859	4,540

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ANEXO 12

VPN de costo de inversión para 100 kVA, conductor 1/0 y 2/0, mediante OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

AÑOS	100 kVA	
	1/0 ACSR	2/0 ACSR
0	\$ 15.186,61	\$ 15.344,53
1	\$ 455,60	\$ 460,34
2	\$ 455,60	\$ 460,34
3	\$ 455,60	\$ 460,34
4	\$ 455,60	\$ 460,34
5	\$ 455,60	\$ 460,34
6	\$ 455,60	\$ 460,34
7	\$ 455,60	\$ 460,34
8	\$ 455,60	\$ 460,34
9	\$ 455,60	\$ 460,34
10	\$ 455,60	\$ 460,34
11	\$ 455,60	\$ 460,34
12	\$ 455,60	\$ 460,34
13	\$ 455,60	\$ 460,34
14	\$ 455,60	\$ 460,34
15	\$ 455,60	\$ 460,34
16	\$ 455,60	\$ 460,34
17	\$ 455,60	\$ 460,34
18	\$ 455,60	\$ 460,34
19	\$ 455,60	\$ 460,34
20	\$ 455,60	\$ 460,34
21	\$ 455,60	\$ 460,34
22	\$ 455,60	\$ 460,34
23	\$ 455,60	\$ 460,34
24	\$ 455,60	\$ 460,34
25	\$ 455,60	\$ 460,34
VPN	\$ 20.050,02	\$ 20.258,51
\$ Desc, Anual	\$ 261,06	\$ 263,78

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ANEXO 14

Datos de costos para la gráfica de Pareto.

Fuente: Elaboración propia.

COSTOS EN TODOS LOS ESCENARIOS POSIBLES				
CONDUCTOR	1/0		2/0	
UBICACIÓN Y CAPACIDAD	\$ PÉRDIDAS	\$ INVERSIÓN	\$ PÉRDIDAS	\$ INVERSIÓN
Ubi 0 trafo 30	\$ 9.053,04	\$ 17,674.34	\$ 8.442,25	\$ 17,882.82
Ubi 0 trafo 45	\$ 7.944,66	\$ 18,570.57	\$ 7.320,29	\$ 18,779.06
Ubi 0 trafo 50	\$ 7.811,23	\$ 18,624.35	\$ 7.186,65	\$ 18,832.83
Ubi 0 trafo 75	\$ 7.727,15	\$ 19,248.41	\$ 7.104,82	\$ 19,456.90
Ubi 0 trafo 100	\$ 8.050,32	\$ 20,050.02	\$ 7.431,09	\$ 20,258.51
Ubi 1 trafo 30	\$ 9.047,53	\$ 17,674.34	\$ 8.441,46	\$ 17,882.82
Ubi 1 trafo 45	\$ 7.951,92	\$ 18,570.57	\$ 7.330,15	\$ 18,779.06
Ubi 1 trafo 50	\$ 7.820,39	\$ 18,624.35	\$ 7.197,30	\$ 18,832.83
Ubi 1 trafo 75	\$ 7.739,23	\$ 19,248.41	\$ 7.115,69	\$ 19,456.90
Ubi 1 trafo 100	\$ 8.062,90	\$ 20,050.02	\$ 7.441,60	\$ 20,258.51
Ubi 2 trafo 30	\$ 9.233,93	\$ 17,674.34	\$ 8.597,66	\$ 17,882.82
Ubi 2 trafo 45	\$ 8.170,56	\$ 18,570.57	\$ 7.519,71	\$ 18,779.06
Ubi 2 trafo 50	\$ 8.047,26	\$ 18,624.35	\$ 7.393,90	\$ 18,832.83
Ubi 2 trafo 75	\$ 7.986,16	\$ 19,248.41	\$ 7.324,11	\$ 19,456.90
Ubi 2 trafo 100	\$ 8.319,61	\$ 20,050.02	\$ 7.652,43	\$ 20,258.51
Ubi 3 trafo 30	\$ 10.039,30	\$ 17,674.34	\$ 9.262,49	\$ 17,882.82
Ubi 3 trafo 45	\$ 9.032,75	\$ 18,570.57	\$ 8.221,80	\$ 18,779.06
Ubi 3 trafo 50	\$ 8.917,05	\$ 18,624.35	\$ 8.101,84	\$ 18,832.83
Ubi 3 trafo 75	\$ 8.873,76	\$ 19,248.41	\$ 8.049,98	\$ 19,456.90
Ubi 3 trafo 100	\$ 9.217,76	\$ 20,050.02	\$ 8.389,95	\$ 20,258.51
Ubi 4 trafo 30	\$ 9.179,19	\$ 17,674.34	\$ 8.547,01	\$ 17,882.82
Ubi 4 trafo 45	\$ 8.105,46	\$ 18,570.57	\$ 7.458,71	\$ 18,779.06
Ubi 4 trafo 50	\$ 7.980,35	\$ 18,624.35	\$ 7.330,57	\$ 18,832.83
Ubi 4 trafo 75	\$ 7.914,08	\$ 19,248.4-1	\$ 7.257,60	\$ 19,456.90
Ubi 4 trafo 100	\$ 8.244,56	\$ 20,050.02	\$ 7.585,62	\$ 20,258.51
Ubi 5 trafo 30	\$ 10.272,48	\$ 17,674.34	\$ 9.441,32	\$ 17,882.82
Ubi 5 trafo 45	\$ 9.247,08	\$ 18,570.57	\$ 8.385,32	\$ 18,779.06
Ubi 5 trafo 50	\$ 9.128,59	\$ 18,624.35	\$ 8.262,66	\$ 18,832.83
Ubi 5 trafo 75	\$ 9.077,28	\$ 19,248.41	\$ 8.203,83	\$ 19,456.90
Ubi 5 trafo 100	\$ 9.416,68	\$ 20,050.02	\$ 8.539,60	\$ 20,258.51



ANEXO 15

Caída de Tensión mediante la plantilla FDV.

Fuente: Elaboración propia.

BARRA	ΔV PARCIAL	ΔV ACUMULADO
BTA_123161	0,01	
BTA_754811	0,0275	0,04%
BTA_292673	0,9897	
BTA_348307	0,0138	1,01%
BTA_635231	0,2248	1,22%
BTA_18813	0,0092	1,01%
BTA_545810	0,5422	
BTA_546437	0,0459	1,59%
BTA_546436	0,0046	1,55%
BTA_545811	0,3873	
BTA_374959	0,0642	1,99%
BTA_18806	0,0274	1,96%
BTA_317993	0,2083	
BTA_188081	0,0642	2,2%
BTA_17212	0,0138	2,15%
BTA_17213	0,0183	2,16%
BTA_17214	0,0183	2,16%
BTA_17215	0,0321	2,17%
BTA_18804	0,0229	2,16%
BTA_241625	0,0321	2,32%
BTA_316306	0,1463	
BTA_17211	0,0321	2,32%
BTA_123058	10,224	
BTA_374958	0,0229	1,06%
BTA_348305	0,0092	1,04%
BTA_241529	0,0183	1,05%
BTA_336972	0,8176	
BTA_18554	0,0092	1,86%
BTA_401928	0,0183	1,87%
BTA_338286	0,7762	
BTA_620055	0,0229	2,65%
BTA_294911	0,0321	2,66%
BTA_762899	0,0321	2,66%
BTA_320542	0,0321	2,66%
BTA_161035	0,0183	2,64%
BTA_341556	0,3064	
BTA_17498	0,0138	2,95%
BTA_399806	0,1945	
BTA_268114	0,0183	3,15%
BTA_17497	0,0229	3,15%
BTA_123059	0,0637	
BTA_17496	0,0367	3,23%
CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA		3,23%



ANEXO 16

Pérdidas en vacío para diferentes capacidades de transformadores.

Fuente: M. Molina, «CÁLCULO DE LOS FACTORES DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LA REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA CENTROSUR,» Cuenca, 2017.

CAPACIDAD [kVA]	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN VACIO [kW]
15	0,08
30	0,134
45	0,182
50	0,197
75	0,266
100	0,330





ANEXO 17

Pérdidas de potencia en la red mediante AMPL en condiciones iniciales.

Fuente: Elaboración propia.

CÓDIGO DE ELEMENTO	NÚMERO DE ELEMENTO	ORIGEN	DESTINO	PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]
Trf_68912	1	1	2	0,4358
LBTA_261210	2	2	3	0,0023
LBTA_123161	3	3	4	0,0029
LBTA_123058	4	4	5	0,1341
LBTA_292673	5	4	6	0,1141
ABTA_754811	6	4	7	0,0002
ABTA_241529	7	5	8	0,0001
ABTA_374958	8	5	9	0,0006
ABTA_348305	9	5	10	0,00003
LBTA_336972	10	5	11	0,0975
ABTA_18813	11	6	12	0,00002
ABTA_348307	12	6	13	0,0001
ABTA_635231	13	6	14	0,0139
LBTA_545810	14	6	15	0,0397
ABTA_18554	15	11	16	0,0029
LBTA_338286	16	11	17	0,0712
ABTA_401928	17	11	18	0,0022
LBTA_545811	18	15	19	0,0237
ABTA_546436	19	15	20	0,00001
ABTA_546437	20	15	21	0,0008
ABTA_161035	21	17	22	0,0001
ABTA_620055	22	17	23	0,0039
ABTA_294911	23	17	24	0,0002
ABTA_320542	24	17	25	0,0018
LBTA_341556	25	17	26	0,0108
ABTA_762899	26	17	27	0,0042
ABTA_18806	27	19	28	0,0003
LBTA_317993	28	19	29	0,0083
ABTA_374959	29	19	30	0,0016
ABTA_17498	30	26	31	0,0007
LBTA_399806	31	26	32	0,0050
ABTA_17213	32	29	33	0,0001
ABTA_17214	33	29	34	0,0001
ABTA_18804	34	29	35	0,0001
ABTA_188081	35	29	36	0,0005
ABTA_17212	36	29	37	0,00005
LBTA_316306	37	29	38	0,0023
ABTA_17215	38	29	39	0,0003
ABTA_17497	39	32	40	0,0013
ABTA_268114	40	32	41	0,0002
LBTA_123059	41	32	42	0,0005
ABTA_17211	42	38	43	0,0003
ABTA_241625	43	38	44	0,0005
ABTA_17496	44	42	45	0,0006

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR	0,4358
PÉRDIDAS EN LAS LINEAS	0,5501
TOTAL	0,9859

ANEXO 18

Caída de tensión de la red inicial mediante AMPL.

Fuente: Elaboración propia.

NÚMERO DE BARRA	CODIGO BARRA	TIPO	DISTANCIA [m]	V [pu]	ΔV [%]
1	BARRA 1	SL	0	1,000	0,00%
2	TD_68912	PQ	0	0,992	0,76%
3	BTA_123161	PQ	0,92	0,992	0,78%
4	BTA_123058	PQ	55,57	0,984	1,60%
5	BTA_292673	PQ	60,21	0,984	1,57%
6	BTA_754811	PQ	15,26	0,992	0,81%
7	BTA_241529	PQ	70,78	0,984	1,62%
8	BTA_374958	PQ	85,79	0,983	1,68%
9	BTA_348305	PQ	83,35	0,984	1,61%
10	BTA_336972	PQ	103,71	0,977	2,26%
11	BTA_18813	PQ	80,37	0,984	1,58%
12	BTA_348307	PQ	68,25	0,984	1,58%
13	BTA_635231	PQ	76,85	0,981	1,85%
14	BTA_545810	PQ	111,51	0,980	2,00%
15	BTA_18554	PQ	118,27	0,976	2,38%
16	BTA_338286	PQ	163,36	0,971	2,88%
17	BTA_401928	PQ	149,38	0,976	2,45%
18	BTA_545811	PQ	155,69	0,977	2,31%
19	BTA_546436	PQ	123,98	0,980	2,01%
20	BTA_546437	PQ	124,34	0,979	2,06%
21	BTA_161035	PQ	188,08	0,971	2,90%
22	BTA_620055	PQ	194,39	0,969	3,09%
23	BTA_294911	PQ	185,28	0,971	2,92%
24	BTA_320542	PQ	179,83	0,970	2,98%
25	BTA_341556	PQ	224,41	0,969	3,13%
26	BTA_762899	PQ	176,61	0,970	3,02%
27	BTA_18806	PQ	168,76	0,977	2,35%
28	BTA_317993	PQ	192,41	0,975	2,48%
29	BTA_374959	PQ	168,16	0,976	2,39%
30	BTA_17498	PQ	244,41	0,968	3,20%
31	BTA_399806	PQ	277,66	0,967	3,29%
32	BTA_17213	PQ	212,19	0,975	2,50%
33	BTA_17214	PQ	204,71	0,975	2,50%
34	BTA_18804	PQ	207,44	0,975	2,50%
35	BTA_188081	PQ	227,55	0,975	2,55%
36	BTA_17212	PQ	216,97	0,975	2,49%
37	BTA_316306	PQ	256,79	0,974	2,59%
38	BTA_17215	PQ	207,15	0,975	2,52%
39	BTA_17497	PQ	300,06	0,966	3,39%



40	BTA_268114	PQ	285,4	0,967	3,31%
41	BTA_123059	PQ	335,45	0,967	3,34%
42	BTA_17211	PQ	272,32	0,974	2,64%
43	BTA_241625	PQ	266,23	0,974	2,63%
44	BTA_17496	PQ	364,92	0,966	3,42%

ANEXO 19

Tensiones y caída de tensión, AMPL VS Plantilla FDV.

Fuente: Elaboración propia.

NÚMERO BARRA	CÓDIGO BARRA	TIPO	DISTANCIA [m]	AMPL	AMPL	CENTROSUR	CENTROSUR	DIFERENCIA
				V [pu]	ΔV [%]	V [pu]	ΔV acum [%]	AMPL CENTROSUR [%]
1	BARRA 1	SLACK	0	1,0000	0,00%			
2	TD_68912	PQ	0	0,9924	0,76%			
3	BTA_261210	PQ	0,40	0,9923	0,77%			
4	BTA_123161	PQ	0,92	0,9922	0,78%			
5	BTA_123058	PQ	55,57	0,9840	1,60%			
6	BTA_292673	PQ	60,21	0,9843	1,57%			
7	BTA_754811	PQ	15,26	0,9919	0,81%	0,99963	0,04%	0,77%
8	BTA_241529	PQ	70,78	0,9838	1,62%	0,98949	1,05%	0,58%
9	BTA_374958	PQ	85,79	0,9832	1,68%	0,98945	1,06%	0,63%
10	BTA_348305	PQ	83,35	0,9839	1,61%	0,98958	1,04%	0,58%
11	BTA_336972	PQ	103,71	0,9774	2,26%			
12	BTA_18813	PQ	80,37	0,9842	1,58%	0,98991	1,01%	0,58%
13	BTA_348307	PQ	68,25	0,9842	1,58%	0,98987	1,01%	0,57%
14	BTA_635231	PQ	76,85	0,9815	1,85%	0,98776	1,22%	0,63%
15	BTA_545810	PQ	111,51	0,9800	2,00%			
16	BTA_18554	PQ	118,27	0,9762	2,38%	0,98141	1,86%	0,53%
17	BTA_338286	PQ	163,36	0,9712	2,88%			
18	BTA_401928	PQ	149,38	0,9756	2,45%	0,98132	1,87%	0,59%
19	BTA_545811	PQ	155,69	0,9769	2,31%			
20	BTA_546436	PQ	123,98	0,9799	2,01%	0,98454	1,55%	0,47%
21	BTA_546437	PQ	124,34	0,9794	2,06%	0,98412	1,59%	0,48%
22	BTA_161035	PQ	188,08	0,9710	2,90%	0,97356	2,64%	0,27%
23	BTA_620055	PQ	194,39	0,9691	3,09%	0,97351	2,65%	0,45%
24	BTA_294911	PQ	185,28	0,9708	2,92%	0,97342	2,66%	0,27%
25	BTA_320542	PQ	179,83	0,9702	2,98%	0,97342	2,66%	0,34%
26	BTA_341556	PQ	224,41	0,9687	3,13%			
27	BTA_762899	PQ	176,61	0,9698	3,02%	0,97342	2,66%	0,37%
28	BTA_18806	PQ	168,76	0,9765	2,35%	0,98043	1,96%	0,40%
29	BTA_317993	PQ	192,41	0,9752	2,48%			
30	BTA_374959	PQ	168,16	0,9761	2,39%	0,98007	1,99%	0,41%
31	BTA_17498	PQ	244,41	0,9680	3,20%	0,97054	2,95%	0,26%
32	BTA_399806	PQ	277,66	0,9672	3,29%			
33	BTA_17213	PQ	212,19	0,9750	2,50%	0,97844	2,16%	0,35%
34	BTA_17214	PQ	204,71	0,9750	2,50%	0,97844	2,16%	0,35%
35	BTA_18804	PQ	207,44	0,9750	2,50%	0,9784	2,16%	0,35%
36	BTA_188081	PQ	227,55	0,9745	2,55%	0,97798	2,20%	0,35%
37	BTA_17212	PQ	216,97	0,9751	2,49%	0,97849	2,15%	0,35%
38	BTA_316306	PQ	256,79	0,9741	2,59%			
39	BTA_17215	PQ	207,15	0,9748	2,52%	0,9783	2,17%	0,35%



40	BTA_17497	PQ	300,06	0,9661	3,39%	0,9685	3,15%	0,25%
41	BTA_268114	PQ	285,40	0,9669	3,31%	0,96855	3,15%	0,17%
42	BTA_123059	PQ	335,45	0,9666	3,34%			
43	BTA_17211	PQ	272,32	0,9737	2,64%	0,97684	2,32%	0,33%
44	BTA_241625	PQ	266,23	0,9737	2,63%	0,97684	2,32%	0,33%
45	BTA_17496	PQ	364,92	0,9658	3,42%	0,96773	3,23%	0,20%

ANEXO 20

Tensiones y caída de tensión, AMPL VS DSS.

Fuente: Elaboración propia.

NÚMERO DE ELEMENTO	CÓDIGO ELEMENTO	DISTANCIA [m]	AMPL			DSS			DIFERENCIA AMPL - DSS [%]	
			V [pu]	ΔV (%)	V1[pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	Vpromedio [pu]		ΔVpromedio [%]
1	BARRA 1	0	1	0,00%	1	1	1	1	0,00%	0,00%
2	TD_68912	0	0,992	0,76%	0,9908	0,9923	0,9938	0,992	0,77%	0,01%
3	BTA_261210	0,40	0,992	0,77%	0,9907	0,9923	0,9937	0,992	0,78%	0,01%
4	BTA_123161	0,92	0,992	0,78%	0,9905	0,9922	0,9937	0,992	0,79%	0,01%
5	BTA_123058	55,57	0,984	1,6%	0,9792	0,9858	0,9866	0,984	1,61%	0,01%
6	BTA_292673	60,21	0,984	1,57%	0,978	0,9859	0,9887	0,984	1,58%	0,01%
7	BTA_754811	15,26	0,992	0,81%	0,99	0,9918		0,991	0,91%	0,1%
8	BTA_241529	70,78	0,984	1,62%	0,9787	0,9855		0,982	1,79%	0,17%
9	BTA_374958	85,79	0,983	1,68%	0,9783	0,9846	0,9864	0,983	1,69%	0,01%
10	BTA_348305	83,35	0,984	1,61%	0,979		0,9864	0,983	1,73%	0,12%
11	BTA_336972	103,71	0,977	2,26%	0,9703	0,9807	0,9806	0,977	2,28%	0,02%
12	BTA_18813	80,37	0,984	1,58%	0,9779	0,9858	0,9886	0,984	1,59%	0,01%
13	BTA_348307	68,25	0,984	1,58%	0,9779		0,9884	0,983	1,69%	0,1%
14	BTA_635231	76,85	0,981	1,85%	0,9736	0,9826	0,9879	0,981	1,86%	0,01%
15	BTA_545810	111,51	0,98	2,00%	0,9717	0,9828	0,9851	0,98	2,01%	0,01%
16	BTA_18554	118,27	0,976	2,38%	0,9693	0,9799	0,9788	0,976	2,4%	0,02%
17	BTA_338286	163,36	0,971	2,88%	0,9607	0,9763	0,9757	0,971	2,91%	0,03%
18	BTA_401928	149,38	0,976	2,45%	0,97	0,9774	0,9786	0,975	2,47%	0,02%
19	BTA_545811	155,69	0,977	2,31%	0,9673	0,9806	0,9824	0,977	2,32%	0,01%
20	BTA_546436	123,98	0,98	2,01%	0,9716	0,9827	0,9851	0,98	2,02%	0,01%
21	BTA_546437	124,34	0,979	2,06%	0,971	0,9822	0,9846	0,979	2,07%	0,02%
22	BTA_161035	188,08	0,971	2,9%	0,9603	0,9761		0,968	3,18%	0,28%
23	BTA_620055	194,39	0,969	3,09%	0,9591	0,974	0,9736	0,969	3,11%	0,02%
24	BTA_294911	185,28	0,971	2,92%	0,9606	0,9749	0,9761	0,971	2,95%	0,02%
25	BTA_320542	179,83	0,97	2,98%	0,959	0,9756	0,9751	0,97	3,01%	0,03%
26	BTA_341556	224,41	0,969	3,13%	0,9568	0,9759	0,9727	0,968	3,15%	0,03%
27	BTA_762899	176,61	0,97	3,02%	0,959	0,9753	0,9744	0,97	3,04%	0,02%
28	BTA_18806	168,76	0,977	2,35%	0,966			0,966	3,4%	1,08%
29	BTA_317993	192,41	0,975	2,48%	0,965	0,9795	0,9806	0,975	2,5%	0,02%
30	BTA_374959	168,16	0,976	2,39%	0,9668	0,9793	0,9817	0,976	2,41%	0,01%
31	BTA_17498	244,41	0,968	3,2%	0,9559	0,9751	0,9723	0,968	3,22%	0,02%
32	BTA_399806	277,66	0,967	3,29%	0,954	0,9762	0,9705	0,967	3,31%	0,03%
33	BTA_17213	212,19	0,975	2,5%		0,9789	0,9807	0,98	2,02%	0,49%
34	BTA_17214	204,71	0,975	2,5%	0,9643		0,9805	0,972	2,76%	0,27%
35	BTA_18804	207,44	0,975	2,5%	0,9647		0,9802	0,972	2,76%	0,26%

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



36	BTA_188081	227,55	0,975	2,55%	0,9641	0,9792	0,972	2,84%	0,29%
37	BTA_17212	216,97	0,975	2,49%	0,9646	0,9795	0,972	2,79%	0,31%
38	BTA_316306	256,79	0,974	2,59%	0,9637	0,9775	0,9803	2,62%	0,02%
39	BTA_17215	207,15	0,975	2,52%	0,9649	0,9789	0,9802	2,53%	0,02%
40	BTA_17497	300,06	0,966	3,39%	0,9537	0,9751	0,969	3,41%	0,02%
41	BTA_268114	285,4	0,967	3,31%	0,9532		0,953	4,68%	1,42%
42	BTA_123059	335,45	0,967	3,34%	0,9532	0,9763	0,9697	3,36%	0,02%
43	BTA_17211	272,32	0,974	2,64%	0,9635	0,9767	0,9802	2,65%	0,02%
44	BTA_241625	266,23	0,974	2,63%	0,9632	0,9771	0,9801	2,65%	0,02%
45	BTA_17496	364,92	0,966	3,42%	0,9521	0,9766	0,9681	3,44%	0,02%

ANEXO 21

Pérdidas en las ramas, AMPL VS OpenDSS.

Fuente: Elaboración propia.

CÓDIGO ELEMENTO	NÚMERO DE ELEMENTO	ORIGEN	DESTINO	AMPL PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]	OPENDSS PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]	DIFERENCIA AMPL - DSS [%]
Trf_68912	1	1	2	0,4358	0,50242	13,26%
LBTA_261210	2	2	3	0,0023	0,00239	3,84%
LBTA_123161	3	3	4	0,0029	0,00306	5,28%
LBTA_123058	4	4	5	0,1341	0,13835	3,07%
LBTA_292673	5	4	6	0,1141	0,12159	6,16%
ABTA_754811	6	4	7	0,0002	0,00031	36,02%
ABTA_241529	7	5	8	0,0001	0,00017	42,37%
ABTA_374958	8	5	9	0,0006	0,00069	13,67%
ABTA_348305	9	5	10	0,00003	0,00003	10,46%
LBTA_336972	10	5	11	0,0975	0,10027	2,76%
ABTA_18813	11	6	12	0,00002	0,00001	1,78%
ABTA_348307	12	6	13	0,0001	0,00014	28,23%
ABTA_635231	13	6	14	0,0139	0,01681	17,32%
LBTA_545810	14	6	15	0,0397	0,04143	4,18%
ABTA_18554	15	11	16	0,0029	0,00316	8,26%
LBTA_338286	16	11	17	0,0712	0,07512	5,22%
ABTA_401928	17	11	18	0,0022	0,00284	22,61%
LBTA_545811	18	15	19	0,0237	0,02457	3,54%
ABTA_546436	19	15	20	0,00001	0,00001	2,22%
ABTA_546437	20	15	21	0,0008	0,00076	4,7%
ABTA_161035	21	17	22	0,0001	0,0001	1,85%
ABTA_620055	22	17	23	0,0039	0,00396	1,5%
ABTA_294911	23	17	24	0,0002	0,00078	74,33%
ABTA_320542	24	17	25	0,0018	0,00219	17,72%
LBTA_341556	25	17	26	0,0108	0,01238	12,75%
ABTA_762899	26	17	27	0,0042	0,00433	2,94%
ABTA_18806	27	19	28	0,0003	0,00103	70,92%
LBTA_317993	28	19	29	0,0083	0,00856	3,08%
ABTA_374959	29	19	30	0,0016	0,00174	8,02%
ABTA_17498	30	26	31	0,0007	0,00079	11,86%
LBTA_399806	31	26	32	0,005	0,00657	23,88%
ABTA_17213	32	29	33	0,0001	0,00009	14,44%
ABTA_17214	33	29	34	0,0001	0,00042	76,42%
ABTA_18804	34	29	35	0,0001	0,0002	50,43%

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ABTA_188081	35	29	36	0,0005	0,00075	33,23%
ABTA_17212	36	29	37	0,00005	0,00003	30,71%
LBTA_316306	37	29	38	0,0023	0,00269	14,6%
ABTA_17215	38	29	39	0,0003	0,00032	7,29%
ABTA_17497	39	32	40	0,0013	0,00155	15,98%
ABTA_268114	40	32	41	0,0002	0,00074	72,85%
LBTA_123059	41	32	42	0,0005	0,00066	24,06%
ABTA_17211	42	38	43	0,0003	0,00043	30,44%
ABTA_241625	43	38	44	0,0005	0,00048	3,15%
ABTA_17496	44	42	45	0,0006	0,00100	40,14%

ANEXO 22

Corriente por tramo, AMPL VS DSS.

Fuente: Elaboración propia.

CÓDIGO ELEMENTO	NÚMERO DE ELEMENTO	ORIGEN	DESTINO	AMPL		OPENDSS		DIFERENCIA AMPL - DSS [%]
				I [A]	CARGABILIDAD [%]	Ipromedio [A]	CARGABILIDAD [%]	
Trf_68912	1	1	2	91,63		91,766		0,15%
LBTA_261210	2	2	3	91,63	37,86%	91,766	37,92%	0,15%
LBTA_123161	3	3	4	91,63	37,86%	91,766	37,92%	0,15%
LBTA_123058	4	4	5	47,27	19,53%	47,335	19,56%	0,14%
LBTA_292673	5	4	6	41,86	17,3%	41,926	17,32%	0,15%
ABTA_754811	6	4	7	17,37	2,04%	26,074	3,07%	33,4%
ABTA_241529	7	5	8	12,55	1,48%	18,862	2,22%	33,45%
ABTA_374958	8	5	9	19,23	2,26%	19,237	2,26%	0,04%
ABTA_348305	9	5	10	0,375	0,44%	0,562	0,66%	33,41%
LBTA_336972	10	5	11	42,94	17,74%	43,006	17,77%	0,15%
ABTA_18813	11	6	12	0,376	0,44%	0,376	0,44%	0,01%
ABTA_348307	12	6	13	15,48	1,82%	23,249	2,74%	33,41%
ABTA_635231	13	6	14	12,62	14,84%	12,644	14,88%	0,21%
LBTA_545810	14	6	15	26,55	10,97%	26,586	10,99%	0,14%
ABTA_18554	15	11	16	61,46	7,23%	61,478	7,23%	0,04%
LBTA_338286	16	11	17	32,97	13,62%	33,030	13,65%	0,2%
ABTA_401928	17	11	18	30,53	3,59%	30,485	3,59%	0,16%
LBTA_545811	18	15	19	22,08	9,12%	22,110	9,14%	0,14%
ABTA_546436	19	15	20	0,355	0,42%	0,356	0,42%	0,32%
ABTA_546437	20	15	21	33,4	3,93%	33,421	3,93%	0,08%
ABTA_161035	21	17	22	0,74	0,87%	1,113	1,31%	33,53%
ABTA_620055	22	17	23	49,03	5,77%	49,006	5,77%	0,05%
ABTA_294911	23	17	24	1,428	1,68%	1,422	1,67%	0,42%
ABTA_320542	24	17	25	46,19	5,43%	46,331	5,45%	0,31%
LBTA_341556	25	17	26	12,72	5,26%	12,762	5,27%	0,34%
ABTA_762899	26	17	27	77,75	9,15%	77,858	9,16%	0,14%
ABTA_18806	27	19	28	20,96	2,47%	6,358	7,48%	67,03%
LBTA_317993	28	19	29	14,31	5,91%	1,433	5,92%	0,13%
ABTA_374959	29	19	30	4,892	5,76%	4,885	5,75%	0,13%

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ABTA_17498	30	26	31	26,69	3,14%	26,725	3,14%	0,12%
LBTA_399806	31	26	32	92,65	3,83%	93,093	3,85%	0,48%
ABTA_17213	32	29	33	0,842	0,99%	1,256	1,48%	33,01%
ABTA_17214	33	29	34	14,87	1,75%	22,560	2,65%	34,07%
ABTA_18804	34	29	35	13,61	1,6%	20,471	2,41%	33,51%
ABTA_188081	35	29	36	17,15	2,02%	25,800	3,04%	33,53%
ABTA_17212	36	29	37	0,473	0,56%	0,712	0,84%	33,53%
LBTA_316306	37	29	38	57,35	2,37%	57,325	2,37%	0,04%
ABTA_17215	38	29	39	1,921	2,26%	1,917	2,25%	0,23%
ABTA_17497	39	32	40	33,88	3,99%	33,818	3,98%	0,18%
ABTA_268114	40	32	41	22,94	2,7%	6,980	8,21%	67,14%
LBTA_123059	41	32	42	27,97	1,16%	28,109	1,16%	0,48%
ABTA_17211	42	38	43	19,27	2,27%	19,250	2,26%	0,11%
ABTA_241625	43	38	44	3,027	3,56%	3,031	3,57%	0,13%

ANEXO 23

Flujos de Potencia por tramo, AMPL VS DSS.

Fuente: Elaboración propia.

CÓDIGO ELEMENTO	NÚMERO DE ELEMENTO	ORIGEN	DESTINO	AMPL		DSS		DIFERENCIA	
				P[kW]	Q[kVA]	P[kW]	Q[kVA]	P [%]	Q [%]
Trf_68912	1	1	2	334.982	88.623	33,531	8,897	0,1%	0,39%
LBTA_261210	2	2	3	334.959	88.603	33,531	8,897	0,11%	0,41%
LBTA_123161	3	3	4	33.493	88.577	33,529	8,895	0,11%	0,42%
LBTA_123058	4	4	5	17.139	45.122	17,290	4,603	0,88%	1,96%
LBTA_292673	5	4	6	151.904	39.739	15,320	4,050	0,85%	1,87%
ABTA_754811	6	4	7	0,6352	0,1652	0,636	0,165	0,05%	0,03%
ABTA_241529	7	5	8	0,4554	0,1184	0,456	0,119	0,05%	0,06%
ABTA_374958	8	5	9	0,6972	0,1813	0,698	0,181	0,11%	0,05%
ABTA_348305	9	5	10	0,1359	0,0353	0,136	0,035	0,00%	0,11%
LBTA_336972	10	5	11	154.723	4.051	15,582	4,116	0,71%	1,59%
ABTA_18813	11	6	12	0,1363	0,0354	0,136	0,035	0,00%	0,13%
ABTA_348307	12	6	13	0,5619	0,1461	0,562	0,146	0,03%	0,04%
ABTA_635231	13	6	14	45.668	11.877	4,584	1,189	0,37%	0,13%
LBTA_545810	14	6	15	95.916	25.088	9,637	2,535	0,47%	1,02%
ABTA_18554	15	11	16	22.125	0,5754	2,216	0,576	0,14%	0,03%
LBTA_338286	16	11	17	11.805	30.775	11,885	3,125	0,68%	1,52%
ABTA_401928	17	11	18	10.985	0,2857	1,101	0,286	0,26%	0,1%
LBTA_545811	18	15	19	79.528	20.749	7,980	2,090	0,34%	0,72%
ABTA_546436	19	15	20	0,1282	0,0333	0,128	0,033	0,03%	0,14%
ABTA_546437	20	15	21	12.062	0,3137	1,207	0,314	0,06%	0,01%
ABTA_161035	21	17	22	0,2648	0,0689	0,265	0,069	0,04%	0,02%
ABTA_620055	22	17	23	17.523	0,4557	1,756	0,456	0,23%	0,04%
ABTA_294911	23	17	24	0,5112	0,133	0,512	0,133	0,16%	0,12%
ABTA_320542	24	17	25	16.525	0,4297	1,655	0,430	0,13%	0,06%
LBTA_341556	25	17	26	45.425	11.866	4,558	1,197	0,33%	0,83%
ABTA_762899	26	17	27	27.806	0,7231	2,785	0,723	0,16%	0,03%

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



ABTA_18806	27	19	28	0,7549	0,1963	0,756	0,197	0,14%	0,15%
LBTA_317993	28	19	29	51.469	13.418	5,157	1,347	0,19%	0,4%
ABTA_374959	29	19	30	17.609	0,458	1,763	0,458	0,1%	0,02%
ABTA_17498	30	26	31	0,9529	0,2478	0,954	0,248	0,09%	0,03%
LBTA_399806	31	26	32	33.038	0,8618	3,312	0,867	0,24%	0,58%
ABTA_17213	32	29	33	0,3026	0,0787	0,303	0,079	0,04%	0,03%
ABTA_17214	33	29	34	0,5348	0,1391	0,535	0,139	0,09%	0,09%
ABTA_18804	34	29	35	0,4894	0,1273	0,490	0,127	0,04%	0,01%
ABTA_188081	35	29	36	0,6163	0,1603	0,617	0,160	0,12%	0,07%
ABTA_17212	36	29	37	0,1701	0,0442	0,170	0,044	0,01%	0,07%
LBTA_316306	37	29	38	20.597	0,537	2,063	0,539	0,14%	0,29%
ABTA_17215	38	29	39	0,6906	0,1796	0,691	0,180	0,04%	0,01%
ABTA_17497	39	32	40	12.071	0,3139	1,209	0,314	0,13%	0,05%
ABTA_268114	40	32	41	0,8178	0,2127	0,819	0,213	0,09%	0,09%
LBTA_123059	41	32	42	0,9968	0,2606	0,998	0,261	0,1%	0,2%
ABTA_17211	42	38	43	0,692	0,18	0,692	0,180	0,06%	0,02%
ABTA_241625	43	38	44	10.869	0,2827	1,087	0,283	0,04%	0,01%
ABTA_17496	44	42	45	0,7162	0,1863	0,717	0,186	0,13%	0,06%

ANEXO 24

Datos generales de la red 28703.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES DE RED 28703	
Empresa	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Alimentador MT	0325 - 22 kV
Transformador	Número 28703 - 75 kVA
Circuito Baja Tensión (BT)	220 V - 3 fases / 4 hilos
Número de clientes	32
Luminarias	5 (250/150 W doble nivel de potencia)
Longitud vanos	179,86 m (5 líneas aéreas en BT)

ANEXO 25

Datos y resultados de las barras en AMPL de la red 28703.

Fuente: Elaboración propia.

BARRAS							
DATOS BARRAS				RESULTADOS AMPL			
BARRA	TIPO	PD [kW]	QD [kW]	TENSIÓN [pu]	TENSIÓN [V]	PTs [kW]	QTs [kVar]
1	PQ	0,000	0,000	0,995	218,971	0,000	0,000
2	PQ	1,791	0,652	0,995	218,962	0,000	0,000
3	PQ	2,091	0,761	0,994	218,690	0,000	0,000
4	PQ	1,583	0,576	0,993	218,532	0,000	0,000



5	PQ	4,830	1,758	0,989	217,626	0,000	0,000
6	PQ	2,555	0,930	0,986	216,913	0,000	0,000
7	PQ	4,752	1,730	0,984	216,468	0,000	0,000
8	SLACK	0,000	0,000	1,000	220,000	17,758	6,593

ANEXO 26

Datos y resultados de las ramas en AMPL de la red 28703.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAS									
DATOS RAMAS				RESULTADOS AMPL					
RAMA	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD[m]	TIPO	CALIBRE	CORRIENTE [A]	FLUJO P [kW]	FLUJO Q [kVAr]	PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]
1	8	1	0,000	TRANSFORMADOR		49,710	17,705	6,479	0,318
2	1	2	0,250	BAJANTE	CU 1/0	49,710	17,705	6,478	0,001
3	2	3	28,250	RED	2/0 ASCR	10,324	3,674	1,338	0,004
4	3	4	37,810	RED	2/0 ASCR	4,449	1,583	0,576	0,001
5	2	5	41,640	RED	2/0 ASCR	34,361	12,167	4,439	0,068
6	5	6	36,830	RED	2/0 ASCR	20,725	7,316	2,666	0,022
7	6	7	35,330	RED	2/0 ASCR	13,488	4,752	1,730	0,009

ANEXO 27

Datos generales de la red 28690.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES DE RED 28690



Empresa	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Alimentador MT	0325 - 22 kV
Transformador	Número 28690 - 50 kVA
Circuito Baja Tensión (BT)	220 V - 3 fases / 4 hilos
Número de clientes	19
Luminarias	3 (250/150 W doble nivel de potencia)
Longitud vanos	58,28 m (2 líneas aéreas en BT)

ANEXO 28

Datos y resultados de las barras en AMPL de la red 28690

Fuente: Elaboración propia.

BARRAS							
DATOS BARRAS				RESULTADOS AMPL			
BARRA	TIPO	PD [kW]	QD [kW]	TENSIÓN [pu]	TENSIÓN [V]	PTs [kW]	QTs [kVar]
1	PQ	0,000	0,000	0,997	219,384	0,000	0,000
2	PQ	3,647	1,119	0,997	219,359	0,000	0,000
3	PQ	4,954	1,520	0,995	218,824	0,000	0,000
4	PQ	3,304	1,014	0,996	219,113	0,000	0,000
5	SLACK	0,000	0,000	1,000	220,000	11,945	3,702

ANEXO 29

Datos y resultados de las ramas en AMPL de la red 28690.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAS

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



DATOS					RESULTADOS AMPL				
RAMA	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD [m]	TIPO	CALIBRE	CORRIENTE [A]	FLUJO P [kW]	FLUJO Q [kVAr]	PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]
1	5	1	0,000	TRANSFORMADOR		32,818	11,921	3,662	0,221
2	1	2	1,000	BAJANTE	CU 1/0	32,818	11,919	3,661	0,001
3	2	3	34,470	RED	1/0 ASCR	13,672	4,954	1,520	0,011
4	2	4	23,810	RED	1/0 ASCR	9,106	3,304	1,014	0,004

ANEXO 29

Datos generales de la red 28521

Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES DE RED 28521	
Empresa	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Alimentador MT	0325 - 22 kV
Transformador	Número 28521 - 75 kVA
Circuito Baja Tensión (BT)	220 V - 3 fases / 4 hilos
Número de clientes	38
Luminarias	12 (250/150 W doble nivel de potencia)
Longitud vanos	325,43 m (11 líneas aéreas en BT)

ANEXO 30

Datos y resultados de las barras en AMPL de la red 28521

Fuente: Elaboración propia.

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



BARRAS							
DATOS				RESULTADOS AMPL			
BARRA	TIPO	PD [kW]	QD[kW]	TENSIÓN [pu]	TENSIÓN [V]	PTs [kW]	QTs [kVar]
1	PQ	0,000	0,000	0,996	219,033	0,000	0,000
2	PQ	2,984	1,132	0,995	218,996	0,000	0,000
3	PQ	2,502	0,949	0,993	218,476	0,000	0,000
4	PQ	1,110	0,421	0,992	218,196	0,000	0,000
5	PQ	1,475	0,559	0,991	218,018	0,000	0,000
6	PQ	2,014	0,764	0,992	218,302	0,000	0,000
7	PQ	1,847	0,701	0,992	218,196	0,000	0,000
8	PQ	1,695	0,643	0,990	217,848	0,000	0,000
9	PQ	1,347	0,511	0,989	217,614	0,000	0,000
10	PQ	0,338	0,128	0,988	217,309	0,000	0,000
11	PQ	0,338	0,128	0,987	217,053	0,000	0,000
12	PQ	0,338	0,128	0,986	216,895	0,000	0,000
13	PQ	0,338	0,128	0,986	216,827	0,000	0,000
14	SLACK	0,000	0,000	1,000	220,000	16,431	6,323

ANEXO 31

Datos y resultados de las ramas en AMPL de la red 28521.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAS									
DATOS					RESULTADOS AMPL				
RAMA	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD[m]	TIPO	CALIBRE	CORRIENTE [A]	FLUJO P [kW]	FLUJO Q [kVar]	PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]
1	14	1	0,000	TRANSFORMADOR		46,203	16,386	6,224	0,311
2	1	2	1,000	BAJANTE	CU 1/0	46,203	16,384	6,222	0,002
3	2	3	31,520	RED	1/0 ASCR	14,391	5,092	1,932	0,012
4	3	4	33,430	RED	1/0 ASCR	7,318	2,586	0,981	0,003
5	4	5	36,950	RED	1/0 ASCR	4,178	1,475	0,560	0,001
6	2	6	25,890	RED	1/0 ASCR	23,398	8,271	3,139	0,025
7	6	7	17,560	RED	1/0 ASCR	5,227	1,847	0,701	0,001
8	6	8	31,700	RED	1/0 ASCR	12,475	4,401	1,669	0,009
9	8	9	26,640	RED	1/0 ASCR	7,669	2,703	1,025	0,003

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



10	9	10	30,130	RED	ASCR 4	3,848	1,354	0,514	0,002
11	10	11	33,630	RED	ASCR 4	2,887	1,015	0,385	0,001
12	11	12	31,120	RED	ASCR 4	1,938	0,676	0,257	0,001
13	12	13	26,860	RED	ASCR 4	0,963	0,338	0,128	0,000

ANEXO 32

Datos generales de la red 4239.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS GENERALES DE RED 4239	
Empresa	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.
Alimentador MT	0325 - 22 kV
Transformador	Número 4239 - 75 kVA
Circuito Baja Tensión (BT)	220 V - 3 fases / 4 hilos
Número de clientes	62
Luminarias	10 (250/150 W doble nivel de potencia)
Longitud vanos	365,01 m (17 líneas aéreas en BT)

ANEXO 33

Datos y resultados de las barras en AMPL de la red 4239.

Fuente: Elaboración propia.

BARRAS							
DATOS				RESULTADOS AMPL			
RAMA	TIPO	PD[kW]	QD [kW]	TENSIÓN [pu]	TENSIÓN [V]	PTs[kW]	QTs [kVar]
1	PQ	0,000	0,000	0,994	218,648	0,000	0,000
2	PQ	0,000	0,000	0,994	218,606	0,000	0,000
3	PQ	2,197	0,478	0,994	218,598	0,000	0,000
4	PQ	1,666	0,363	0,988	217,300	0,000	0,000
5	PQ	0,000	0,000	0,987	217,053	0,000	0,000

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



6	PQ	3,886	0,846	0,986	216,948	0,000	0,000
7	PQ	1,529	0,333	0,986	216,802	0,000	0,000
8	PQ	0,619	0,135	0,986	217,007	0,000	0,000
9	PQ	1,738	0,378	0,986	216,866	0,000	0,000
10	PQ	2,709	0,590	0,982	216,036	0,000	0,000
11	PQ	0,696	0,151	0,985	216,700	0,000	0,000
12	PQ	0,000	0,000	0,992	218,139	0,000	0,000
13	PQ	4,126	0,898	0,991	217,982	0,000	0,000
14	PQ	1,505	0,328	0,989	217,576	0,000	0,000
15	PQ	2,488	0,542	0,991	217,968	0,000	0,000
16	PQ	1,954	0,425	0,991	218,027	0,000	0,000
17	PQ	0,324	0,071	0,991	218,003	0,000	0,000
18	PQ	0,000	0,000	0,989	217,525	0,000	0,000
19	PQ	1,504	0,327	0,988	217,309	0,000	0,000
20	PQ	0,856	0,186	0,987	217,209	0,000	0,000
21	PQ	0,000	0,000	0,994	218,659	0,000	0,000
22	SLACK	0,000	0,000	1,000	220,000	28,069	6,394

ANEXO 34

Datos y resultados de las barras en AMPL de la red 4239.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAS									
DATOS				RESULTADOS AMPL					
RAMA	ORIGEN	DESTINO	LONGITUD [m]	TIPO	CALIBRE	CORRIENTE [A]	FLUJO P [kW]	FLUJO Q [kVAr]	PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]
1	22	21	1,000	TRANSFORMADOR		75,550	27,948	6,130	0,387
2	21	1	0,200	BAJANTE	CU 1/0	75,550	27,947	6,129	0,001

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



3	1	2	1,680	BAJANTE	CU 1/0	34,606	12,800	2,800	0,002
4	1	3	1,680	BAJANTE	CU 1/0	40,944	15,142	3,325	0,003
5	3	4	33,300	RED	ASCR 1/0	35,007	12,873	2,808	0,072
6	4	5	7,290	RED	ASCR 1/0	30,475	11,194	2,439	0,012
7	5	6	6,380	RED	ASCR 1/0	14,749	5,415	1,179	0,003
8	6	7	31,500	RED	ASCR 1/0	4,166	1,529	0,333	0,001
9	5	8	24,190	RED	ASCR 1/0	1,686	0,619	0,135	0,000
10	5	9	11,980	RED	ASCR 1/0	14,040	5,153	1,122	0,004
11	9	10	42,390	RED	ASCR 4	7,408	2,709	0,590	0,010
12	9	11	32,980	RED	ASCR 4	1,897	0,696	0,151	0,001
13	2	12	12,110	RED	ASCR 1/0	34,606	12,775	2,786	0,026
14	12	13	6,500	RED	ASCR 1/0	21,687	8,000	1,744	0,005
15	13	14	34,760	RED	ASCR 1/0	10,504	3,868	0,843	0,007
16	12	15	22,790	RED	ASCR 1/0	6,746	2,489	0,542	0,002
17	12	16	16,280	RED	ASCR 1/0	6,173	2,278	0,496	0,001
18	16	17	24,810	RED	ASCR 1/0	0,878	0,324	0,071	0,000
19	14	18	7,170	RED	ASCR 1/0	6,416	2,362	0,515	0,001
20	18	19	30,150	RED	ASCR 1/0	6,416	2,360	0,514	0,002
21	19	20	16,470	RED	Mul2X4	2,327	0,856	0,186	0,000

ANEXO 35

Datos y resultados de la optimización de la red 28703.

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED 28703		
PARÁMETRO	RED ORIGINAL	RED OPTIMIZADA
Potencia transformador [kva]	75	30
Ubicación transformador	poste 2	poste 5
Calibre conductor	1/0 ASCR- 4 ASCR	1/0 ASCR
Cargabilidad[%]	24,97	62,44
Máxima caída tensión [%]	1,61	1,12
Pérdidas[kw]	0,42	0,26
Pérdidas energía [kwh] vida útil	61.097,06	37.349,14
Costo inversión	\$ 8.288,61	\$ 7.040,60
Costo operación y mantenimiento	\$ 1.950,26	\$ 1.656,61
Costo pérdidas energía	\$ 6.109,71	\$ 3.734,91
Costo de la red	\$ 16.348,58	\$ 12.432,12

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



Diferencia de costo de red

\$ 3.916,46

ANEXO 36

Datos y resultados de la optimización de la red 28690.

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED 28690		
PARÁMETRO	RED ORIGINAL	RED OPTIMIZADA
Potencia transformador [kva]	50	30
Ubicación transformador	poste 2	poste 2
Calibre conductor	1/0 ASCR- 4 ASCR	1/0 ASCR
Cargabilidad[%]	24,9	41,51
Máxima caída tensión [%]	0,53	0,55
Pérdidas[kw]	0,2374	0,1769
Pérdidas energía [kwh] vida útil	34.313,80	25.569,13
Costo inversión	\$ 5.994,72	\$ 5.275,15
Costo operación y mantenimiento	\$ 1.410,52	\$ 1.241,21
Costo pérdidas energía	\$ 3.431,38	\$ 2.556,91
Costo de la red	\$ 10.836,62	\$ 9.073,27
Diferencia de costo de red		\$ 1.763,35

ANEXO 37

Datos y resultados de la optimización de la red 28521

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED 28521		
PARÁMETRO	RED ORIGINAL	RED OPTIMIZADA
Potencia transformador [kva]	50	30
Ubicación transformador	poste 2	poste 2
Calibre conductor	1/0 ASCR- 4 ASCR	1/0 ASCR
Cargabilidad[%]	23,28	58,21
Máxima caída tensión [%]	1,44	1,24
Pérdidas[kw]	0,3705	0,244
Pérdidas energía [kwh] vida útil	53.552,07	35.267,76
Costo inversión	\$ 7.377,18	\$ 7.452,66
Costo operación y mantenimiento	\$ 1.735,81	\$ 1.753,57
Costo pérdidas energía	\$ 5.355,21	\$ 3.526,78
Costo de la red	\$ 14.468,19	\$ 12.733,00
Diferencia de costo de red		\$ 1.735,19

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde

**ANEXO 38**

Datos y resultados de la optimización de la red 24239

Fuente: Elaboración propia.

RESUMEN GENERAL DE OPTIMIZACIÓN DE LA RED 4239		
PARÁMETRO	RED ORIGINAL	RED OPTIMIZADA
Potencia transformador [kva]	75	45
Ubicación transformador	poste 3	poste 3
Calibre conductor	1/0 ASCR- 4 ASCR	1/0 ASCR
Cargabilidad[%]	37,93	63,21
Máxima caída tensión [%]	1,8	1,57
Pérdidas[kw]	0,5399	0,456
Pérdidas energía [kwh] vida útil	78.037,15	65.910,24
Costo inversión	\$ 10.627,41	\$ 10.160,88
Costo operación y mantenimiento	\$ 2.500,57	\$ 2.390,80
Costo pérdidas energía	\$ 7.803,71	\$ 6.591,02
Costo de la red	\$ 20.931,69	\$ 19.142,71
Diferencia de costo de red		\$ 1.788,99

ANEXO 39

Registro histórico consumo de energía y porcentaje de variación de la demanda

Fuente: Elaboración propia.

Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%
ene-11	216,881	9,20%	ene-12	225,200	3,84%	ene-13	226,013	0,36%	ene-14	237,286	4,99%	ene-15	230,885	-2,70%
feb-11	206,476	2,91%	feb-12	214,684	3,98%	feb-13	210,556	-1,92%	feb-14	214,071	1,67%	feb-15	218,956	2,28%
mar-11	213,232	0,85%	mar-12	217,604	2,05%	mar-13	220,318	1,25%	mar-14	221,523	0,55%	mar-15	234,964	6,07%
abr-11	214,378	0,35%	abr-12	220,675	2,94%	abr-13	227,064	2,90%	abr-14	228,541	0,65%	abr-15	231,768	1,41%
may-11	220,647	1,70%	may-12	223,353	1,23%	may-13	227,822	2,00%	may-14	229,625	0,79%	may-15	232,898	1,43%
jun-11	221,941	6,01%	jun-12	221,040	-0,41%	jun-13	226,569	2,50%	jun-14	228,905	1,03%	jun-15	230,580	0,73%
jul-11	222,118	4,32%	jul-12	221,350	-0,35%	jul-13	227,944	2,98%	jul-14	232,260	1,89%	jul-15	233,626	0,59%
ago-11	222,500	6,92%	ago-12	223,548	0,47%	ago-13	225,722	0,97%	ago-14	229,558	1,70%	ago-15	228,238	-0,58%
sep-11	220,247	3,93%	sep-12	228,570	0,28%	sep-13	227,800	3,14%	sep-14	229,632	0,80%	sep-15	231,597	0,86%
oct-11	218,970	0,95%	oct-12	225,782	3,11%	oct-13	234,420	3,83%	oct-14	231,434	-1,27%	oct-15	237,909	2,80%

Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde



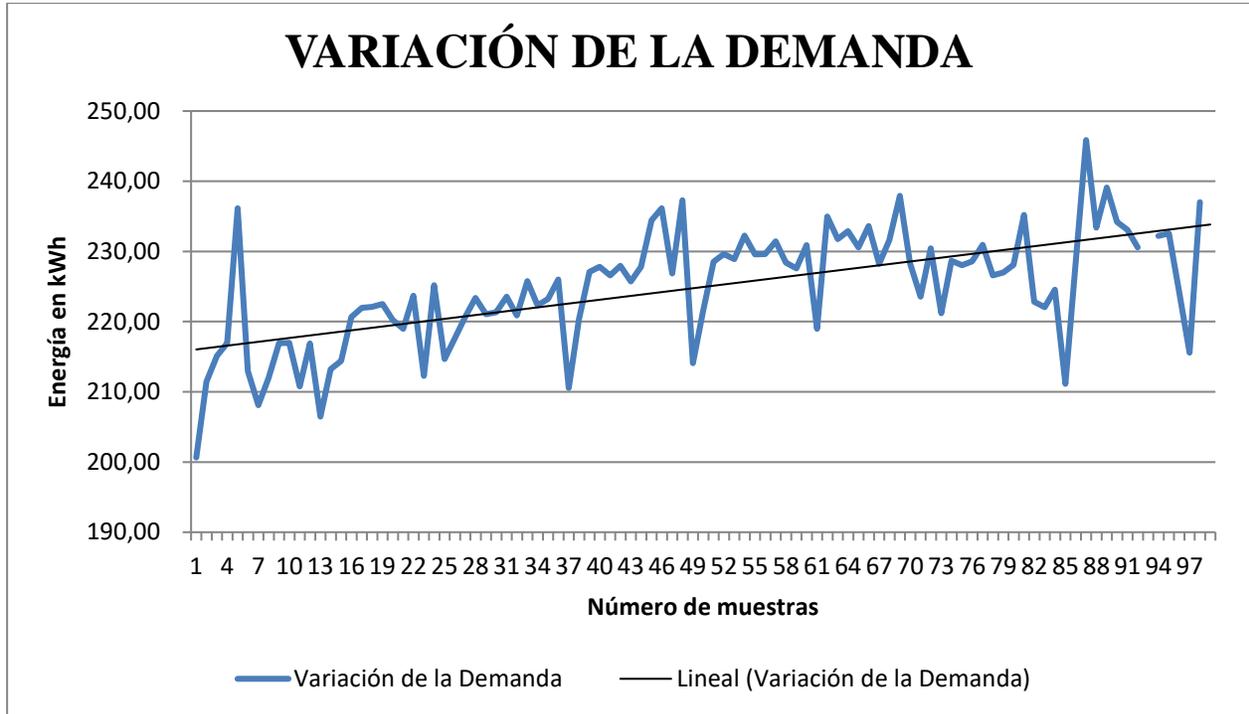
nov-11	223,667	3,09%	nov-12	222,309	-0,61%	nov-13	236,164	6,23%	nov-14	228,418	-3,28%	nov-15	228,287	-0,06%
dic-11	212,284	0,72%	dic-12	223,231	5,16%	dic-13	226,851	1,62%	dic-14	227,596	0,33%	dic-15	223,571	-1,77%

Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%	Fecha	kWh	%
ene-16	230,437	-0,19%	ene-17	224,524	-2,57%	ene-18	224,326	-0,09%
feb-16	221,188	1,02%	feb-17	211,146	-4,54%	feb-18	215,576	2,10%
mar-16	228,671	-2,68%	mar-17	228,253	-0,18%	mar-18	237,015	3,84%
abr-16	228,028	-1,61%	abr-17	245,864	7,82%	Acumulado		1,28%
may-16	228,577	-1,86%	may-17	233,390	2,11%			
jun-16	230,956	0,16%	jun-17	239,088	3,52%			
jul-16	226,588	-3,01%	jul-17	234,215	3,37%			
ago-16	227,002	-0,54%	ago-17	233,076	2,68%			
sep-16	228,096	-1,51%	sep-17	230,567	1,08%			
oct-16	235,192	-1,14%	oct-17					
nov-16	222,819	-2,39%	nov-17	232,198	4,21%			
dic-16	222,056	-0,68%	dic-17	232,583	4,74%			

ANEXO 40

Registro histórico de la variación de la demanda, desde enero 2010 hasta marzo 2018.

Fuente: Elaboración propia.



Santiago Ayabaca Landi

Wilmer Vázquez Campoverde