



Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Planificación de la expansión en sistemas de distribución de energía considerando
vehículos eléctricos

INGE-2734

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Nombre de la titulación

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Jaime Santiago Burbano Pita

Guayaquil - Ecuador

Año: 2024

Dedicatoria

A mis amados padres, Kenya y Jaime, cuya dedicación, amor y esfuerzo constante han sido mi mayor fuente de inspiración y motivación. Gracias por enseñarme el valor del trabajo duro, la perseverancia y los sueños.

A mis queridos abuelos, Efrén y Lucrecia, quienes con su ejemplo de sabiduría y cariño incondicional han dejado una huella imborrable en mi vida.

A mi hermana, Kenyita, por su apoyo, alegría y confianza en mí; tu presencia ha sido un pilar fundamental en mi camino.

Y a mis tíos, Ronald y Ericka, cuya constante motivación y palabras de aliento siempre me acompañaron.

A todos ustedes, les dedico este logro como una muestra de gratitud por el amor y la fe que siempre depositaron en mí. Esta meta alcanzada es también suya.

Con todo mi corazón.

Jaime Santiago Burbano Pita

Agradecimientos

Primero, agradezco profundamente a mis padres, Kenya y Jaime, por ser mis mayores guías y el motor que ha impulsado cada uno de mis pasos. Su amor incondicional, sacrificio y apoyo continuo me han permitido llegar a este momento.

A mis abuelos, Efrén y Lucrecia, cuya experiencia y cariño han sido siempre un faro de inspiración y una fuente de fortaleza en mi vida.

A mi hermana Kenyita, por ser mi compañera de vida, mi amiga y mi apoyo constante, brindándome su comprensión y ánimo en cada etapa de este proceso.

A mis tíos, Ronald y Ericka, quienes han sido una fuente constante de motivación, con sus palabras de aliento y su confianza en mí.

A mi amigo y compañero de estudios, Edgar, por recorrer este camino juntos, compartiendo desafíos, logros y aprendizajes que han hecho este trayecto más significativo y llevadero.

Extiendo mi más sincero agradecimiento a mis tutores de tesis, MSc. Otto Alvarado y Ph.D. Luis Ugarte, por su invaluable guía, paciencia y dedicación. Su orientación profesional y consejos fueron fundamentales para el desarrollo y culminación de este proyecto.

A todos ustedes, quienes han contribuido a este logro de manera directa o indirecta, les expreso mi más profundo agradecimiento. Este éxito no habría sido posible sin el apoyo incondicional, las enseñanzas y el cariño que cada uno de ustedes me ha brindado.

Con gratitud infinita,

Jaime Santiago Burbano Pita

Declaración Expresa

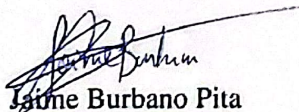
Yo Jaime Santiago Burbano Pita acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 10 de octubre del 2024.


Jaime Burbano Pita

Evaluadores

Mgtr. Patricia Isabel Pasmay Bohórquez

Profesor de Materia

MSc. Otto Ismael Alvarado Moreno

Tutor de proyecto

Resumen

La creciente demanda energética en Ecuador, junto con una infraestructura de generación y distribución limitada, ha generado una crisis energética que afecta la calidad del suministro eléctrico. Este estudio aborda la planificación de la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica (SDEE) considerando la integración de vehículos eléctricos (VE) como una carga creciente en la red. Se propone un modelo matemático basado en la programación lineal entera mixta (MILP) cónica de segundo orden para optimizar la capacidad de la red, minimizando los costos de inversión y operación, y reduciendo las pérdidas de potencia. El modelo incluye la construcción y expansión de subestaciones y la instalación de reguladores de voltaje. A través de escenarios de 23 nodos con diferentes configuraciones de subestaciones y puntos de carga de VE, se evalúan los impactos de la planificación propuesta. Los resultados muestran mejoras significativas en la estabilidad de la tensión, una reducción en las pérdidas de energía y una mayor eficiencia en la operación del sistema. Este enfoque proporciona una base estratégica para mejorar la confiabilidad del suministro y mitigar los desafíos de la movilidad eléctrica en Ecuador.

Palabras Clave: *Planificación de expansión, vehículos eléctricos, programación lineal entera mixta, sistemas de distribución de energía eléctrica, generación distribuida.*

Abstract

The increasing energy demand in Ecuador, combined with limited generation and distribution infrastructure, has led to an energy crisis that affects the quality of the electricity supply. This study addresses the expansion planning of electric power distribution systems (SDEE) considering the integration of electric vehicles (EV) as a growing load on the grid. A second-order cone mixed-integer linear programming (MILP) model is proposed to optimize the network capacity, minimizing investment and operational costs, and reducing power losses. The model includes the construction and expansion of substations and the installation of voltage regulators. Through 23-node scenarios with different substation configurations and EV charging points, the impacts of the proposed planning are evaluated. The results show significant improvements in voltage stability, a reduction in energy losses, and enhanced system operational efficiency. This approach provides a strategic foundation to improve supply reliability and address the challenges of electric mobility in Ecuador.

Keywords: *Expansion planning, electric vehicles, mixed-integer linear programming, power distribution systems, distributed generation.*

Índice general

Evaluadores	4
Resumen	5
<i>Abstract</i>	6
Índice general	7
Abreviaturas	10
Simbología	11
Índice de figuras	12
Índice de tablas.....	13
Capítulo 1	14
1.1 Introducción	15
1.2 Descripción del Problema	16
1.3 Justificación del Problema	17
1.4 Objetivos	18
1.4.1 Objetivo general	18
1.4.2 Objetivos específicos.....	18
1.5 Marco teórico	19
1.5.1 Sistemas de Distribución de energía eléctrica.....	19
1.5.1.1 Sistema de distribución en Anillo	20
1.5.1.2 Sistema de distribución Radial.....	21
1.5.1.3 Sistema de distribución Mallado	21
1.5.2 Vehículos eléctricos y su impacto en la red de distribución	22
1.5.2.1 Vehículos Eléctricos.....	22
1.5.2.2 Tipos de carga en VE	24
1.5.2.3 Desafíos y Oportunidades para la Implementación de VE en la Red de Distribución.....	24
1.5.3 Planificación de la expansión en sistemas de distribución.....	25
1.5.3.1 Técnicas de optimización para la Planificación de la expansión en SDEE	26

1.5.3.2 Modelos de optimización	27
1.5.3.3 Técnicas heurísticas y meta heurísticas.....	28
Capítulo 2	29
2.1 Metodología	30
2.2 Planificación de la expansión en SDEE	32
2.3 Planificación de expansión a largo plazo en múltiples etapas de SDEE considerando Múltiples alternativas	33
2.3.1 Operación de SDEE Radial en estado estacionario.....	33
2.3.2 Modelamiento para la aplicación de reguladores de voltaje, bancos de capacitores y generación distribuida	35
2.3.3 MINLP para la Planificación de la expansión de SDEE	37
2.3.4 Linealización del modelo matemático.....	41
2.3.4.1 Linealización de la variable $V_j, usqr$ de la expresión (2.3).....	41
2.3.4.2 Linealización de la variable $P_{ij}, u_2 + Q_{ij}, u_2$ de la expresión (2.3)	41
2.3.4.3 Linealización de la restricción (2.46) – Limite de la capacidad de transformación en las subestaciones	42
2.3.4.4 Linealización de la restricción (2.47) – Limite de la capacidad de transformación en las subestaciones	43
2.3.5 Modelo de programación lineal entera mixta en Planificación de expansión de SDEE	43
2.4 Vehículos eléctricos	44
2.5 Casos de estudio	45
2.5.1 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1	45
2.5.2 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1 y 2	48
2.5.3 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22	48
2.5.4 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22	49
Capítulo 3	50
3.1 Resultados y análisis	51
3.1.1 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1	51

3.1.2 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1 y 2	55
3.1.3 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22	60
3.1.4 Sistema de distribución de 23 nodos integrando VE.....	64
Capítulo 4.....	69
4.1 Conclusiones y recomendaciones.....	70
4.1.1 Conclusiones	70
4.1.2 Recomendaciones.....	71
Referencias	73

Abreviaturas

AC	Corriente alterna
CHA	Algoritmo heurístico constructivo
DC	Corriente directa
MILP	Modelo de programación lineal entera mixta
MINLP	Modelo de programación no lineal entera mixta
SDEE	Sistema de Distribución de Energía Eléctrica
VE	Vehículos Eléctricos

Simbología

A Amperios

h Horas

min Minutos

km Kilómetros

USD dólares americanos

V Voltios

VA Voltamperio

VAR Voltamperio Reactivo

W Watts

Índice de figuras

<i>Figura 1.1 Sistema eléctrico de potencia.</i>	19
<i>Figura 1.2 SDEE tipo Anillo.</i>	20
<i>Figura 1.3 SDEE tipo Radial.</i>	21
<i>Figura 1.4 SDEE tipo malla.</i>	22
<i>Figura 1.5 Infraestructura de Vehículo Eléctrico Híbrido.</i>	23
<i>Figura 1.6 Infraestructura de Vehículo Eléctrico.</i>	23
<i>Figura 1.7 Infraestructura de Vehículo Eléctrico Híbrido Conectable, BMW Wallbox Gen3.</i>	23
<i>Figura 2.1 Metodología para la planificación de la expansión en SDEE.</i>	30
<i>Figura 2.2 Nodos para carga de VE.</i>	44
<i>Figura 2.3 SDEE de 23 nodos.</i>	46
<i>Figura 3.1 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu].</i>	52
<i>Figura 3.2 SDEE Propuesto de 23 nodos.</i>	55
<i>Figura 3.3 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] con S/E operando en nodos: 1 y 2.</i>	56
<i>Figura 3.4 SDEE Propuesto de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.</i>	59
<i>Figura 3.5 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.</i>	61
<i>Figura 3.6 SDEE Propuesto de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.</i>	63
<i>Figura 3.7 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] considerando VEs.</i>	65
<i>Figura 3.8 SDEE Propuesto de 23 nodos considerando VEs.</i>	68

Índice de tablas

<i>Tabla 2.1 Datos de conductores implementados.</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 2.2 Datos operativos de los 23 nodos.</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 2.3 Datos de circuitos entre nodos.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2.4 Datos operativos de los 23 nodos.</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 3.1 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3.2 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 3.3 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 3.4 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 3.5 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3.6 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3.7 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 3.8 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 3.9 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 3.10 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos considerando VEs.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 3.11 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos considerando VEs.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 3.12 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos considerando VEs.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla A 1 Conjuntos utilizados para el modelo MILP y CHA.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla A 2 Funciones utilizados para el modelo CHA.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla A 3 Constantes utilizados para el modelo MILP.</i>	<i>78</i>
<i>Tabla A 4 Constantes utilizados para el modelo CHA.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla A 5 Variables utilizados para el modelo MILP.</i>	<i>81</i>
<i>Tabla A 6 Variables utilizados para el modelo CHA.</i>	<i>82</i>

Capítulo 1

1.1 Introducción

La creciente demanda energética en Ecuador, sumada la infraestructura de generación y distribución actual cada vez más limitada, ha llevado al país a una situación de crisis energética que afecta directamente a la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Uno de los principales detonantes es la dependencia del agua para la generación de energía que se ve severamente afectada en épocas de estiaje críticas. La reducción de caudal en los ríos, reduce la capacidad de generación hidroeléctrica lo que aumenta la dependencia de otras fuentes de generación secundarias de acuerdo a la matriz energética del país. Sin embargo, las fuentes de generación secundarias como la térmica enfrenta grandes problemas en la actualidad, entre estos los altos costos de operación y generación, impacto ambiental y falta de disponibilidad de las centrales, lo que aumenta la disponibilidad del sistema eléctrico a nivel nacional.

Al mismo tiempo, la demanda de energía se mantiene en constante crecimiento, impulsada por el aumento de la población a nivel nacional, el desarrollo de las actividades económicas y el avance tecnológico que promueve el uso de equipos eléctricos y electrónicos en las casas, comercios e industrias, donde su demanda es de gran escala. Además, uno de los aspectos más relevantes de este acontecimiento de este hecho es la creciente adopción de vehículos eléctricos como una alternativa fiable a la movilidad [38]. No obstante, este crecimiento representa una carga adicional para los sistemas de distribución, específicamente en zonas urbanas donde la infraestructura está envejecida y sub-dimensionada para soportar los niveles de demanda actuales.

Para enfrentar esta problemática resulta necesario mejorar y expandir la infraestructura de distribución, para el desarrollo de un sistema energético más robusto y sustentable. En este trabajo de titulación se propone un modelo de planificación de la expansión donde se considerará estos factores con el objetivo de optimizar la capacidad de la red de distribución frente al crecimiento de la demanda y los desafíos que enfrenta el sector eléctrico actualmente.

1.2 Descripción del Problema

En la actualidad, Ecuador se enfrenta a una gran crisis energética que tiene diversas causas relacionadas. Una de las causas principales es el estiaje en las grandes hidroeléctricas del país. Las largas temporadas de sequía han reducido notablemente la capacidad de generación de energía lo que aumenta la dependencia de centrales de generación térmica y otras fuentes de generación secundarias. Sin embargo, gran parte de estas centrales no se mantienen en operación continua o simplemente se encuentran fuera de operación debido a problemas técnicos, altos costos de operación e impacto ambiental enlazado con el consumo de combustibles fósiles, lo que afecta directamente al sistema eléctrico y lo deja en una situación precaria.

Simultáneamente, la demanda total del país ha incrementado significativamente en zonas urbanas como rurales, impulsando el desarrollo de la economía, crecimiento de población local y aumento del uso y aplicación de equipos tecnológicos, como aparatos eléctricos y electrónicos que necesitan del suministro de energía eléctrica para su funcionamiento. Además, en los últimos años ha incrementado la comercialización de vehículos eléctricos en el país, siendo una alternativa de cero emisiones al ambiente frente a los vehículos tradicionales de combustión interna pero su carga en las redes de distribución presenta un desafío adicional, especialmente en sectores donde la infraestructura eléctrica presenta gran envejecimiento y se encuentran sub dimensionadas.

Además, la falta de políticas que promuevan el uso de vehículos eléctricos dificulta la expansión y modernización de las redes de distribución e incrementar la flexibilidad de la gestión de la demanda a nivel nacional.

1.3 Justificación del Problema

La creciente crisis energética que atraviesa el Ecuador, resalta necesidad de certificar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Actualmente, la disponibilidad limitada de los sistemas de generación afecta la operación continua del sector eléctrico afectando directamente al abastecimiento del sector residencial y comercial, además, parte del sector industrial.

Como respuesta efectiva a estos desafíos, la planificación de la expansión en los sistemas de distribución de energía eléctrica aborda diversos aspectos claves. Para iniciar, la modificación de la topología de la red es vital para la reducción de pérdidas en la red, optimizar el flujo de carga y mejorar la capacidad de que la red se adapte a mayor demanda de energía. Adicionalmente, la construcción de nuevas subestaciones y el redimensionamiento de otras ya existentes aportan a mejorar la distribución de carga y evitar las sobrecargas en los transformadores y otros equipos eléctricos.

La creciente integración de vehículos eléctricos plantea una necesidad adicional en la infraestructura eléctrica lo que añade un componente adicional en el proceso de planificación. Finalmente, la planificación integral de la expansión de la red de distribución a largo plazo contribuirá a una operación más eficiente, confiable y sustentable del sistema eléctrico permitiendo enfrentar la crisis energética de manera organizada y efectiva.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Implementar un modelo de planificación de la expansión en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) considerando la demanda futura de vehículos eléctricos, para enfrentar la creciente demanda de energía y mejoras en la infraestructura eléctrica.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Analizar los modelos matemáticos que representan los activos de la red eléctrica de distribución considerando las características inherentes de la carga de vehículos eléctricos.
2. Aplicar técnicas de optimización para la planificación de la expansión de SDEE considerando el dimensionamiento de nuevas líneas y subestaciones, además la integración de demanda de VE, para mejorar la disponibilidad y eficiencia del sistema, minimizar pérdidas en la red, costos de inversión y operación.
3. Analizar casos de estudio considerando escenarios de expansión de la red de distribución, donde se incluya un crecimiento proyectado de VE, para la evolución técnica de la nueva red mediante técnicas de optimización.

1.5 Marco teórico

Los SEP, son un gran grupo de dispositivos eléctricos y electrónicos que convierten la energía ya sea de fuentes renovables o no renovables a energía eléctrica. Estos sistemas cuentan con la capacidad de transmitir y distribuir la energía a distintos puntos de conexión a los usuarios finales. Estos sistemas se dividen en: Sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica,

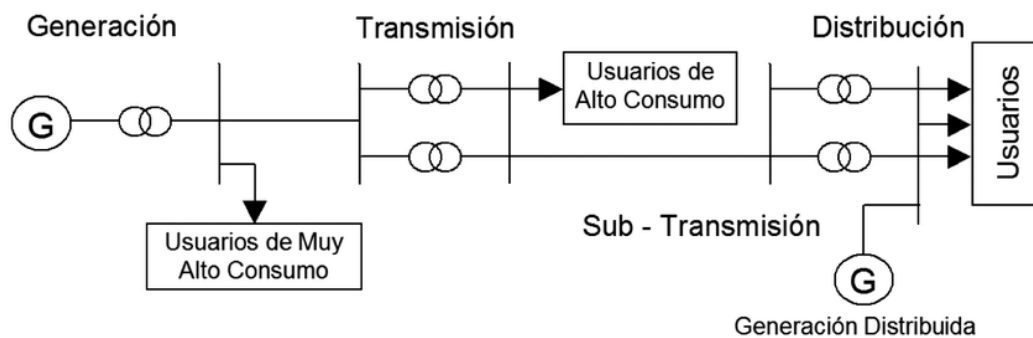


Figura 1.1 Sistema eléctrico de potencia.

Fuente: Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico, 2016.

Para este estudio, nos vamos a centrar en los sistemas eléctricos de distribución de energía.

1.5.1 Sistemas de Distribución de energía eléctrica

Cuando hablamos de sistemas de distribución, nos referimos a los sistemas encargados de recibir la energía proveniente desde las subestaciones de distribución hacia los usuarios finales del sector energético, como industriales, comerciales y residenciales, de acuerdo con los niveles de carga requerido por los usuarios finales, los sistemas eléctricos de distribución pueden ser del tipo industrial, comercial o residencial.

- **Los SDEE industriales**, normalmente están dirigidos a grandes consumidores que reciben el suministro energético en niveles de alta tensión. Adicionalmente, ciertos consumidores de esta categoría cuentan con su propia generación para cubrir cierto porcentaje de la demanda.

- **Los SDEE comerciales**, normalmente son sistemas eléctricos especiales dedicadas a priorizar la seguridad de las personas y de los bienes del lugar. Adicionando fuentes de respaldo de energía como lo son los grupos electrógenos.
- **Los SDEE residenciales**, son sistemas de distribución de gran consumo de energía mantienen una densidad de carga relativamente pequeña. Adicionalmente, es necesario realizar un correcto dimensionamiento de equipos.

El desafío principal de los SDEE es el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sus sistemas, para brindar un servicio eléctrico eficiente y constante. En temas de diseño, no todos los sistemas de distribución son económicamente viables de implementar, porque de estos depende distintos factores y condiciones tales como la densidad de carga, topología de la red, lugar geográfico, entre otras. Los SDEE se dividen en tres según la configuración de red y son:

1.5.1.1 Sistema de distribución en Anillo

La característica principal de los SDEE tipo anillo radica en que posee más de una trayectoria para el suministro de energía eléctrica de tal forma que los usuarios finales tienen la posibilidad de conexión de cualquiera de ellos. Una de las ventajas principales es que en caso de ocurrida una falla en estos sistemas es posible aislar el sector sin afectar los demás usuarios, por otro lado, este es económicamente más costoso de implementar.

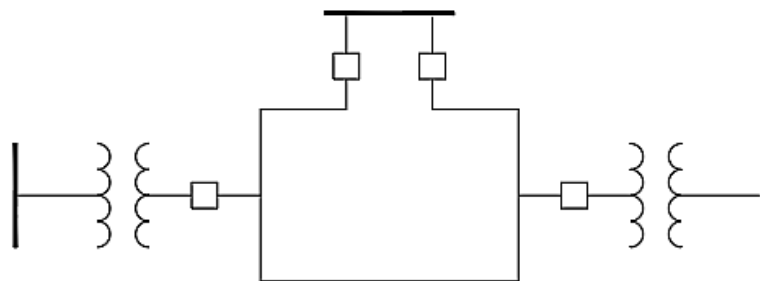


Figura 1.2 SDEE tipo Anillo.

Fuente: Propia del autor.

1.5.1.2 Sistema de distribución Radial

La característica principal de este SDEE Radial radica en que este solo usa una línea de alimentación, de manera tal que los usuarios solo tienen una vía de suministro, es decir, no tiene retorno. Una de las ventajas principales es el bajo costo de implementación y operación, mientras que una de las desventajas principales es la falta de alimentación secundaria en caso de perder el alimentador principal. Es mayormente utilizada en zonas rurales debido a la cantidad de cargas esparcidas y su baja demanda.

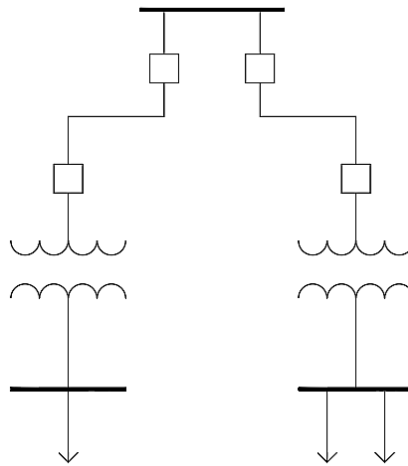


Figura 1.3 SDEE tipo Radial.

Fuente: Propia del autor.

1.5.1.3 Sistema de distribución Mallado

Este tipo de sistemas es utilizado en sectores donde la operación continua y el suministro de energía se tiene que mantener de manera ininterrumpida, por esta razón, este tipo de configuración permite varios caminos de alimentación conectando varios puntos de suministro.

Al estar conectada a distintos puntos de alimentación, los alimentadores tienen menor posibilidades de sobrecarga.

Existe un menor número de pérdidas en la red y minimiza las caídas de tensión, optimizando la operación. Por otro lado, los costos de instalación y mantenimiento son muchos mayores debido

a la complejidad de la infraestructura, equipos de protección y conmutación de la red para su operación.

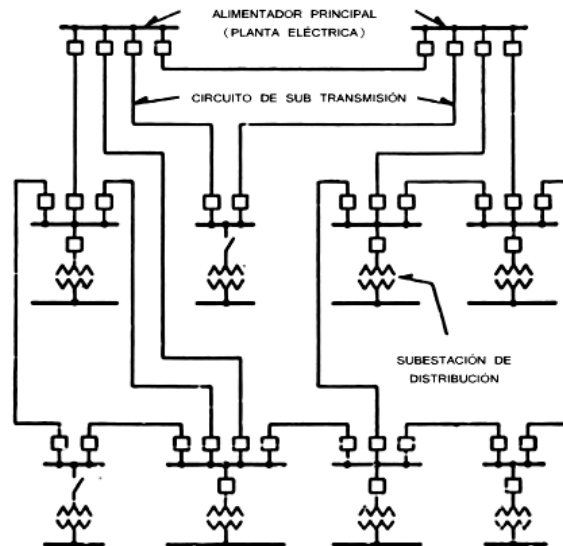


Figura 1.4 SDEE tipo malla.

Fuente: Suswanto, 2009.

1.5.2 Vehículos eléctricos y su impacto en la red de distribución

1.5.2.1 Vehículos Eléctricos

Los vehículos eléctricos (VE) han surgido como una solución clave en la movilidad sostenible, debido a su capacidad para reducir significativamente los efectos ambientales asociados al transporte. El principio de funcionamiento de estos se basa en motores eléctricos acoplados en los ejes que operan mediante la alimentación de baterías que transforman la energía eléctrica en energía mecánica. Los VE se clasifican en tres tipos principales:

Los Vehículos Híbridos Eléctricos (HEV), que combinan un motor de combustión interna con uno eléctrico.

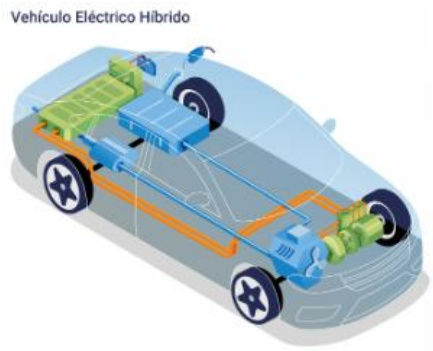


Figura 1.5 Infraestructura de Vehículo Eléctrico Híbrido.

Fuente: Vehículos Eléctricos e Híbridos, National Highway Traffic Safety Administration.

Los Vehículos Eléctricos de Batería (BEV), que operan exclusivamente con energía almacenada en baterías recargables.

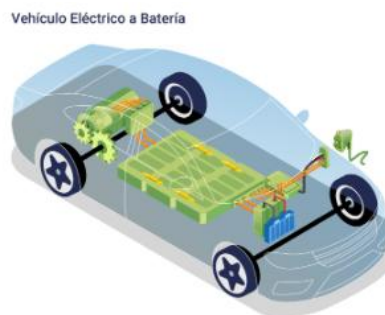


Figura 1.6 Infraestructura de Vehículo Eléctrico.

Fuente: Vehículos Eléctricos e Híbridos, National Highway Traffic Safety Administration.

Los Vehículos Eléctricos Híbridos Enchufables (PHEV), los cuales pueden cargarse externamente y alternar entre motores eléctricos y de combustión.

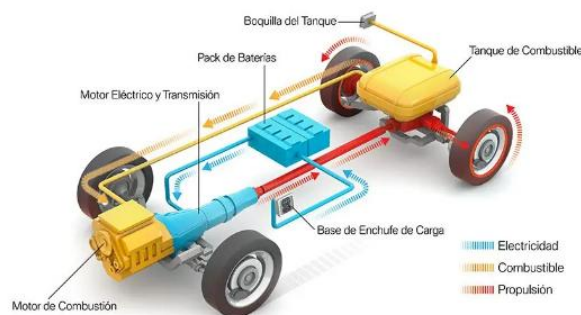


Figura 1.7 Infraestructura de Vehículo Eléctrico Híbrido Conectable, BMW Wallbox Gen3.

Fuente: BMW Híbrido Conectable, bmw.com.py.

1.5.2.2 Tipos de carga en VE

Carga normal o carga lenta

La **carga de Nivel 1** utiliza un enchufe estándar de 120 V AC, lo cual permite cargar un VE en cualquier toma doméstica sin requerir infraestructura adicional. Este tipo de carga es la más lenta, proporcionando una velocidad de carga de aproximadamente 4 a 9 km de autonomía por hora de carga, o alrededor de 8 a 12 h para una carga completa de un VE con batería de tamaño medio. [15]

La **carga de Nivel 2** se realiza mediante un cargador que utiliza una toma de corriente de 240 V AC, lo que reduce significativamente el tiempo de carga. Con potencias que varían entre 3.4 kW y 22 kW, permite recargar un VE en un rango de 3 a 8 h, dependiendo de la capacidad de la batería y la potencia del cargador. [16]

Carga rápida DC

Las estaciones de carga rápida DC emplean potencias mucho mayores, generalmente entre 50 kW y 350 kW, lo que permite cargar hasta un 80% de la capacidad de la batería en menos de una hora. Este tipo de carga es común en autopistas y puntos estratégicos de largo recorrido, dado que reduce los tiempos de espera y permite a los conductores recargar sus vehículos en pocos minutos. [17]

Carga súper rápida

La carga ultrarrápida es una evolución de la carga rápida, diseñada para satisfacer las necesidades de los VE modernos con baterías de alta capacidad. Estos sistemas de carga operan a voltajes de hasta 800 V y potencias que alcanzan los 350 kW, lo que permite añadir cientos de kilómetros de autonomía en solo 10 a 20 min. [18]

1.5.2.3 Desafíos y Oportunidades para la Implementación de VE en la Red de Distribución

No obstante, persisten obstáculos técnicos y económicos en la integración de VE a las redes eléctricas. Entre los principales desafíos se encuentra la capacidad limitada de la infraestructura

actual para soportar el aumento en la carga y las fluctuaciones en la demanda, así como los riesgos asociados a la ciberseguridad y el manejo de datos en las redes inteligentes [10]. Asimismo, las inversiones iniciales para el desarrollo de infraestructura de carga y sistemas de gestión energética son considerablemente elevadas, lo que puede frenar el crecimiento de estas tecnologías. [9]

1.5.3 Planificación de la expansión en sistemas de distribución

La planificación de la expansión en sistemas de distribución de energía eléctrica es un proceso esencial para asegurar que las redes puedan satisfacer la demanda creciente y adaptarse a las nuevas tecnologías. En la actualidad, los sistemas eléctricos se enfrentan a desafíos que requieren un enfoque integral en la expansión de la infraestructura, de modo que sea capaz de proporcionar un suministro confiable, eficiente y sostenible.

Implica diseñar e implementar estrategias que permitan a las redes adaptarse a las necesidades futuras, incluyendo el crecimiento de la demanda y la incorporación de nuevas tecnologías como la generación distribuida o almacenamiento de energía. Este proceso se enfoca en anticipar los requisitos de capacidad del SDEE, identificando las zonas de expansión y determinar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura, además, debe considerar la eficiencia de los sistemas y su capacidad de adaptarse a las variaciones en la demanda y a las condiciones de generación. [19]

Uno de los factores principales que impulsa la planificación de la expansión es el incremento de la demanda, el cual se ha visto acelerado en los últimos años debido al aumento de dispositivos eléctricos y la electrificación del transporte. Sin una infraestructura de distribución adecuada, la red puede enfrentar problemas de sobrecarga y baja eficiencia, lo que puede llevar a apagones y pérdidas significativas en los sistemas. Además, la integración de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, como la solar y la eólica, plantea nuevos desafíos y oportunidades en la planificación de la expansión. Estos recursos, al estar ubicados cerca de los puntos de consumo, reducen las pérdidas de transmisión y mejoran la estabilidad de la red, pero

requieren una planificación cuidadosa para integrarse sin causar problemas de flujo de energía bidireccional. [20]

1.5.3.1 Técnicas de optimización para la Planificación de la expansión en SDEE

Las técnicas de optimización en sistemas eléctricos de distribución hacen referencia a un conjunto de métodos y enfoques diseñados para mejorar el rendimiento y la eficiencia de la red eléctrica que transporta energía desde las subestaciones hasta los consumidores finales. Las técnicas de optimización se utilizan para minimizar costos operativos, maximizar la fiabilidad del suministro, así como también mejorar la confiabilidad del sistema, enfocándose en asegurar la continuidad del servicio eléctrico para los consumidores finales (reducir las pérdidas de energía y por ello garantizar un suministro confiable del mismo). Una forma común de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad, que se mide en función de su frecuencia y duración. Entre las principales técnicas de optimización, se presenta:

- **Optimización de carga:** Ajusta la distribución de cargas en la red para evitar sobrecargas y minimizar pérdidas de energía.
- **Análisis de flujos de carga:** Utiliza algoritmos para calcular el flujo de energía en la red, identificando puntos de congestión y optimizando el diseño de la infraestructura.
- **Control de voltaje:** Implementa estrategias para mantener niveles de voltaje dentro de los rangos óptimos, mejorando la calidad del suministro.
- **Sistemas de gestión de energía (EMS):** Integran software y hardware para supervisar y controlar el consumo y la distribución de energía en tiempo real.
- **Optimización de la ubicación de equipos:** Determina la mejor ubicación para transformadores y otros dispositivos para minimizar pérdidas y maximizar la cobertura.
- **Algoritmos de optimización estocástica:** Utilizan modelos probabilísticos para optimizar la operación bajo incertidumbre, considerando variaciones en la demanda y generación.

- **Análisis de costos de ciclo de vida:** Evalúa el costo total de operación y mantenimiento de los activos eléctricos para tomar decisiones más informadas sobre inversiones.

Las técnicas de optimización tienen múltiples propósitos claves:

- **Eficiencia energética:** Mejorar la utilización de recursos energéticos reduciendo pérdida y maximizando la entrega de energía a los consumidores.
- **Reducción de costos:** Minimizar los costos operativos y de mantenimiento mediante la planificación y operación eficiente de la red.
- **Mejora la fiabilidad:** Aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico al identificar y mitigar posibles fallos o ineficiencias en la red.
- **Integración de energías renovables:** Facilitar la incorporación de fuentes de energía renovable, optimizando su uso y gestionando la intermitencia.
- **Gestión de la demanda:** Implementar estrategias para equilibrar el consumo de energía con la disponibilidad, lo que puede reducir picos de demanda y mejorar la estabilidad de la red.
- **Planificación y diseño de redes:** Ayudar en el diseño óptimo de la infraestructura de distribución, considerando factores como la ubicación de subestaciones y líneas de transmisión.
- **Impacto ambiental:** Minimizar la huella de carbono y promover prácticas sostenibles al optimizar el uso de recursos energéticos.

1.5.3.2 Modelos de optimización

Los modelos matemáticos son fundamentales en la optimización de sistemas eléctricos. Se utilizan enfoques como.

- **Programación Lineal (PL):** Se aplica para resolver problemas donde las relaciones son lineales. Permite optimizar la operación de la red y la asignación de recursos.

- **Programación No Lineal (PNL):** Se utiliza en sistemas donde las relaciones no son lineales, lo que es común en sistemas eléctricos debido a características como la pérdida de energía.
- **Programación Entera:** Empleada cuando las decisiones son discretas, como la selección de equipos o la configuración de redes.

1.5.3.3 Técnicas heurísticas y meta heurísticas

Estas técnicas se utilizan cuando los problemas son complejos y los métodos exactos son impracticables.

- **Algoritmos genéticos:** Simulan el proceso de selección natural para encontrar soluciones óptimas en problemas de gran escala.
- **Enfriamiento simulado:** Un método inspirado en el proceso de enfriamiento metalúrgico que permite explorar soluciones de manera eficiente.
- **Optimización por colonia de hormigas:** Basada en el comportamiento de las hormigas para resolver problemas de enrutamiento y diseño de redes.

Capítulo 2

2.1 Metodología

El alcance principal de este trabajo de investigación se basa en la aplicación de técnicas de optimización para la planificación de la expansión en sistemas de distribución de energía eléctrica, con la finalidad de reducir las pérdidas en el sistema eléctrico y minimizar los costos de inversión para expansión de subestaciones, modificación de la topología de la red eléctrica teniendo en consideración la estabilidad del servicio, aumente la disponibilidad de la red y la demanda proyectada por la integración de infraestructura para la carga de vehículos eléctricos que va aumentando exponencialmente en los últimos años. Este enfoque va a permitir evaluar y generar propuestas para el fortalecimiento de la infraestructura de la red de distribución en el Ecuador, para la optimización de la capacidad frente al incremento de demanda. La metodología consiste en:

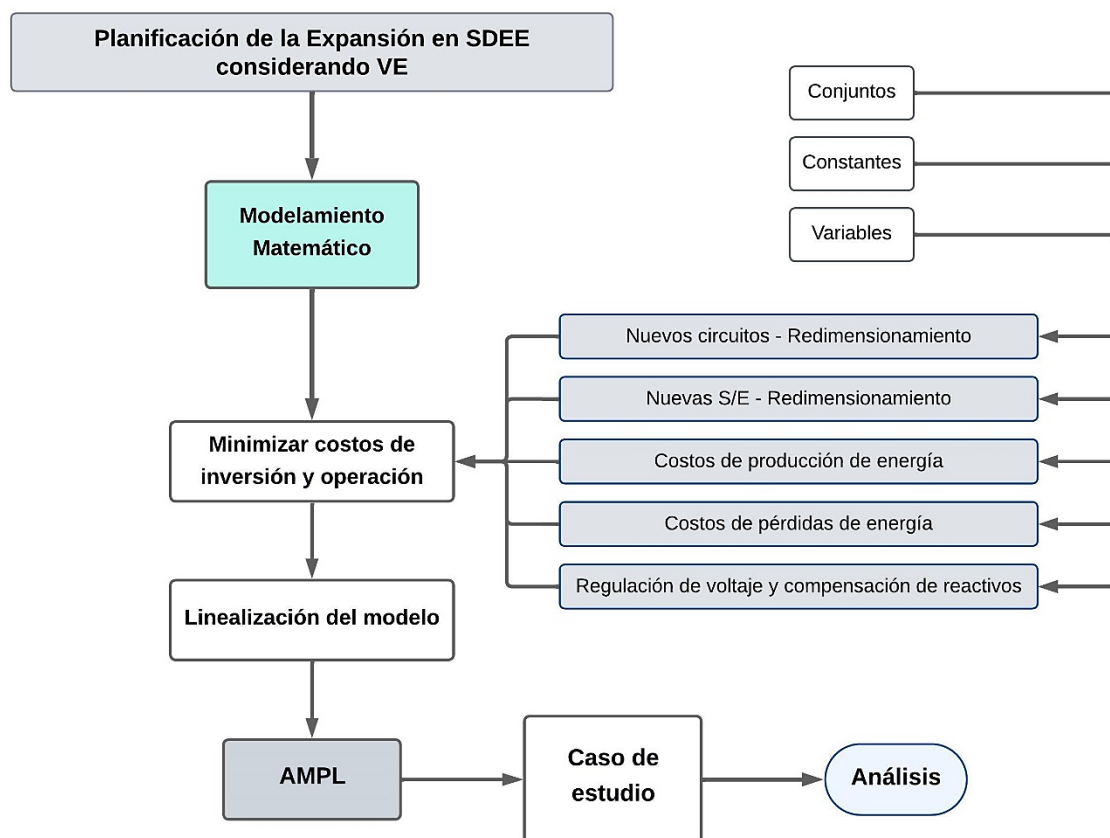


Figura 2.1 Metodología para la planificación de la expansión en SDEE.

Fuente: Propia del autor.

La metodología presentada consiste en analizar e implementar modelos de optimización para la planificación de la expansión en sistemas de distribución. Para iniciar, es necesario identificar el modelo de expansión que se va a implementar que sea adecuado. Donde se busca modelar las siguientes necesidades de los sistemas para la expansión de la demanda, como:

- Construcción de nuevos circuitos o redimensionar líneas de distribución ya existentes.
- Construcción o expansión de subestaciones de distribución.
- Instalación de bancos de capacitores para compensación reactiva y reguladores de tensión.

La finalidad de la planificación de la expansión en SDEE es la de minimizar costos de inversión y operación sujeto a restricciones que pueden afectar la correcta operación de los sistemas como:

- Balance o equilibrio de potencia activa y reactiva.
- Límites en la magnitud de tensión.
- Límites en la corriente de los circuitos.
- Operación de los SDEE en tipología radial.

Teniendo en consideración estas variables, restricciones y función objetivo se propone un modelo optimización basado en la programación lineal entera mixta.

Una vez analizado este método de optimización, se analizará diferentes casos de estudios, donde se busca representar situaciones específicas del SDEE, considerando variaciones de en la demanda de la red e implementación de infraestructura necesaria para la demanda generada por los vehículos eléctricos. Permitiendo analizar la efectividad del modelo frente a condiciones proyectadas o reales.

Por último, analizar los resultados obtenidos evaluando el rendimiento del modelo matemático aplicado en términos de reducción de pérdidas, minimización de costos de operación e inversión y optimización de la capacidad de la red frente al aumento de la demanda energética para finalmente en base al análisis realizado generar conclusiones que respondan a los objetivos planteado en este trabajo de investigación.

2.2 Planificación de la expansión en SDEE

En este capítulo se propone sentar las bases conceptuales y metodológicas para el desarrollo de un modelo matemático que permita optimizar la capacidad de entrega de demanda de la red de distribución y la infraestructura necesaria para esto, además la integración de movilidad eléctrica en la red como cargas constantes. Para aquello, se analiza un enfoque que ofrece soluciones innovadoras para la problemática de expansión, este obedece a un modelo de programación lineal entera mixta (MILP). En esta sección vamos a abordar la metodología correspondiente a la planificación de la expansión en SDEE, con la finalidad de brindar y garantizar un suministro eficiente y confiable, ofreciendo un servicio eléctrico de calidad para el crecimiento continuo de la demanda. Además, uno de los objetivos de estas metodologías es:

1. Minimización de costos, considerando la inversión inicial y los costos de operación del sistema.
2. Reducción de pérdidas en el sistema, de acuerdo a mejoras en la infraestructura y estrategias de optimización.
3. Satisfacer la demanda proyectada, teniendo en consideración la integración de tecnologías emergentes en la actualidad como los vehículos eléctricos.

La complejidad de la problemática incrementa con la incorporación de restricciones operativas, como lo es el balance de potencia, límites de magnitudes de tensión, límites de capacidad de líneas de distribución y subestaciones y la necesidad de aplicar una metodología radial para la operación del SDEE.

Para iniciar, es importante definir de manera estructurada los conjuntos sobre los cuales se va a trabajar, constantes y variables que describen los componentes principales que interactúan en el sistema eléctrico, estos se describen en la sección de Apéndice A. Los conjuntos tienen la función principal de permitir organizar los elementos de la red de distribución, como lo son los nodos, ramas o circuitos, subestaciones, y etapas de planificación.

Las constantes tienen la función de incluir parámetros técnicos, costos asociados e información de demanda energética que son primordiales para el análisis de los sistemas.

Las variables representan la toma de decisiones y estados de operación del sistema, como la construcción de líneas de distribución, operación de subestaciones y asignación de nodos donde se implemente generación distribuida.

2.3 Planificación de expansión a largo plazo en múltiples etapas de SDEE considerando Múltiples alternativas

Esta metodología propone un modelo MILP para abordar la PESDEE a largo plazo, donde se considera alternativas para el aumento de capacidad de S/E existentes y construcción de nuevas, instalación de banco de capacitores y reguladores de tensión, construcción o reforzamiento de la topología de la red. Su objetivo principal es minimizar los costos de inversión y operación en el proceso de planificación aplicando técnicas de optimización y aproximación para el modelo MILP.

2.3.1 Operación de SDEE Radial en estado estacionario

De acuerdo con [39], donde se presenta una metodología matemática para la resolución de la planificación de la expansión en SDEE de acuerdo un modelo de programación lineal entera mixta con restricciones cuadráticas. En base a esto se realiza el siguiente cambio de variable, para convertirlo en un modelo de programación lineal entera mixta:

$$\begin{aligned}\tilde{V}_{j,u}^{sqr} &= \tilde{V}_{j,u}^2 \\ I_{ij,a,u}^{sqr} &= I_{ij,a,u}^2\end{aligned}$$

Teniendo en consideración las siguientes hipótesis:

- El SDEE opera en estado estable.
- El SDEE es representado por un equivalente monofásico y equilibrado.
- Las cargas son modeladas son de tipo constante.

Para el modelado, la siguiente ecuación representa el flujo de potencia activa en cada uno de los nodos.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} P_{ki,a,u} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (P_{ij,a,u} + R_a I_{ij} I_{ij,a,u}^{sqr}) + P_{i,u}^S + \sum_{g \in \Omega_g} P_{i,g,u}^{DG}$$

$$= P_{i,u}^D ; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.1)$$

De igual manera, la ecuación que se muestra a continuación describe el flujo de potencia reactiva en cada nodo.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} Q_{ki,a,u} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (Q_{ij,a,u} + X_a I_{ij} I_{ij,a,u}^{sqr}) + \psi_{i,u} Q_{bc}^{esp} + Q_{i,u}^S + \sum_{g \in \Omega_g} Q_{i,g,u}^{DG}$$

$$= Q_{i,u}^D ; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.2)$$

La siguiente ecuación representa la relación entre la potencia activa y reactiva que fluye a través de un circuito. Donde la relación entre el voltaje, la corriente y la potencia es clave para el cálculo de pérdidas en el sistema.

$$\tilde{V}_{j,u}^{sqr} \hat{I}_{ij,u}^{sqr} = \hat{P}_{ij,u}^2 + \hat{Q}_{ij,u}^2 ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.3)$$

La caída de tensión en un circuito que va del nodo i al nodo j .

$$V_{i,u}^{sqr} - \tilde{V}_{j,u}^{sqr} = \sum_{a \in \Omega_a} [2(R_a P_{ij,a,u} + X_a Q_{ij,a,u}) I_{ij} + Z_a^2 I_{ij}^2 I_{ij,a,u}^{sqr}] + b_{ij,u} ;$$

$$\forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.4)$$

Los flujos de potencia activa y reactiva, además el flujo de corriente total en el sistema se calcula en base a las ecuaciones (2.5), (2.6) y (2.7).

$$\hat{I}_{ij,u}^{sqr} = \sum_{a \in \Omega_a} I_{ij,a,u}^{sqr} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.5)$$

$$\hat{P}_{ij,u} = \sum_{a \in \Omega_a} P_{ij,a,u} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.6)$$

$$\hat{Q}_{ij,u} = \sum_{a \in \Omega_a} Q_{ij,a,u} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.7)$$

La metodología presentada convierte un modelo de programación no lineal en programación lineal entera mixta utilizando cambios de variables para representar el cuadrado de voltajes y corrientes. Las ecuaciones incluyen el balance de potencias activa y reactiva en nodos, la relación

entre potencia, voltaje e intensidad, y las caídas de tensión en las líneas. Además, se definen los flujos totales de potencia activa, reactiva y corriente en el sistema, considerando un SDEE monofásico equilibrado en estado estable con cargas constantes.

2.3.2 Modelamiento para la aplicación de reguladores de voltaje, bancos de capacitores y generación distribuida

Para la asignación de reguladores de voltaje, se asume que todos estos poseen un mismo rango de regulación y un mismo de numero de pasos de derivación. Debido al enfoque multietapa a largo plazo de la problemática de SDEE, la posición de derivación en los reguladores de voltajes se estima de manera aproximada. Por lo tanto, se considera que la toma de derivación es una variable continua y obedece a las siguientes restricciones:

$$(1 - R_{ij}^{\%})^2 \tilde{V}_{j,u}^{sqr} \leq V_{j,u}^{sqr} \leq (1 + R_{ij}^{\%})^2 \tilde{V}_{j,u}^{sqr} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.8)$$

$$V_{i,u}^{sqr} - \tilde{V}_{j,u}^{sqr} \leq \left| \bar{V}^2 - \underline{V}^2 \right| \alpha_{ij,u}^{vr} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.9)$$

Los reguladores de voltajes entran en operación una vez hayan sido asignados, de acuerdo a la (2.10) y (2.11) limita la cantidad de unidades que pueden asignarse en la planificación.

$$\alpha_{ij,u}^{vr} \leq \sum_{k=1}^u \beta_{ij,k}^{vr} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.10)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{ij \in \Omega_l} \beta_{ij,k}^{vr} \leq \bar{O} \quad (2.11)$$

Para la asignación de bancos de capacitores en un nodo del SDEE para compensación reactiva, se asocia a dos costos principalmente. Un costo fijo asociado a la decisión de instalación de un capacitor en el nodo i , incluyendo los gastos relacionados con la infraestructura, protecciones y costos de instalación, además, un costo variable que va a depender del número de capacitores instalados, descrito en la siguiente ecuación (2.12).

$$\varpi_{i,u} \leq \bar{N} \sum_{k=1}^u \beta_{i,k}^{cb} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.12)$$

La instalación de capacitores en una etapa determinada solo es viable siempre que ya se haya tomado la decisión de asignación al nodo correspondiente ya sea en la etapa actual o anterior, de acuerdo a la restricción (2.13). Por otro lado, se limita la cantidad de que puede ser instalada considerando la asignación del equipo según la expresión (2.14). Además, es importante limitar la cantidad de módulos que operan en cada nivel de demanda para que estos no excedan la cantidad de módulos ya instalados, de esta forma se establece que no es posible asignar más de un banco de capacitores en un nodo. Adicionalmente, (2.15) representa el número máximo de banco de capacitores instalados en el SDEE.

$$\sum_{u \in \Omega_u} \varpi_{i,u} \leq \bar{N} ; \forall i \in \Omega_b \quad (2.13)$$

$$\psi_{i,u} \leq \sum_{k=1}^u \varpi_{i,k} ; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.14)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \beta_{i,u}^{cb} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_b \quad (2.15)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{i \in \Omega_b} \beta_{i,u}^{cb} \leq \bar{M} \quad (2.16)$$

Por otro lado, para la toma de decisiones sobre la inversión para la implementación de generación distribuida corresponde a las expresiones (2.17) y (2.18) las mismas que limitan la potencia generada, garantizando que solo se permita una alternativa a elegir según (2.19), limitando la cantidad de puntos de generación en cada nodo respecto a (2.20).

$$0 \leq P_{i,g,u}^{DG} \leq S_g^{DG} Fc_g^{dg} \beta_{i,g,u}^{dg} ; \forall i \in \Omega_b, g \in \Omega_g, u \in \Omega_u \quad (2.17)$$

$$|Q_{i,g,u}^{dg}| \leq S_g^{DG} \text{sen}(\arccos(Fc_g^{dg})) \beta_{i,g,u}^{dg} ; \forall i \in \Omega_b, g \in \Omega_g, u \in \Omega_u \quad (2.18)$$

$$\sum_{g \in \Omega_g} \beta_{i,g,u}^{dg} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.19)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{g \in \Omega_g} \beta_{i,g,u}^{dg} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_b \quad (2.20)$$

En base a la planificación de estos sistemas, la expresión (2.21), limita el total de puntos de generación distribuida pueden instalarse en el SDEE.

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{g \in \Omega_g} \beta_{i,g,u}^{dg} \leq \bar{G} \quad (2.21)$$

2.3.3 MINLP para la Planificación de la expansión de SDEE

En esta sección se describe la función objetivo que se implementará, de acuerdo a la propuesta de [39], donde esta tendrá dos tipos de costos asociados principalmente. El primero basado en la inversión como: Inversión en Circuitos, Subestaciones, Reguladores de tensión, banco de capacitores y generación distribuida. El segundo costo asociado basado en la operación y producción de energía desde las subestaciones y generación distribuida. A continuación, se formula cada uno de estos costos asociados:

Inversión en Circuitos (IC):

$$IC = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_{ij,a}^f \delta_{ij,a,u} l_{ij} \quad (2.22)$$

Inversión en Subestaciones (IS):

$$IS = \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{c \in \Omega_c} (c_{i,c}^s \sigma_{i,c,u} + c_{i,c}^r r_{i,c,u}) \quad (2.23)$$

Inversión en Reguladores de voltaje (IVR):

$$IVR = \sum_{ij \in \Omega_l} c^{vr} \beta_{ij,u}^{vr} \quad (2.24)$$

Inversión en Banco de capacitores (IBC):

$$IBC = \sum_{i \in \Omega_s} (c^{cb} \beta_{i,u}^{cb} + c^{mod} \bar{\omega}_{i,u}) \quad (2.25)$$

Inversión en Generación distribuida (IGD):

$$IGD = \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{g \in \Omega_g} c_g^{dg} \beta_{i,g,u}^{dg} \quad (2.26)$$

Costos de producción de electricidad desde Subestaciones (CES):

$$CES = \sum_{i \in \Omega_s} \alpha \phi_l c^e P_{i,u}^S f(\tau, K) \quad (2.27)$$

Costos de producción de electricidad de Generación distribuida (CEGD):

$$CEGD = \sum_{i \in \Omega_s} \sum_{g \in \Omega_g} \alpha \phi_l c_g^{edg} P_{i,g,u}^{DG} f(\tau, K) \quad (2.28)$$

Costos de operación de Subestaciones (OS):

$$OS = \sum_{i \in \Omega_s} \alpha \phi_s c_i^v S g_{i,u}^{sqr} f(\tau, K) \quad (2.29)$$

Por lo tanto, la **Función objetivo** es:

$$\text{Min} \sum_{u \in \Omega_u} [IC + IS + IVR + IBC + IGD + CES + CEGD + OS] (1 + \tau)^{-(u-1)K} \quad (2.30)$$

La función objetivo se rige bajo un conjunto de restricciones que están directamente relacionadas con las variables de inversión y operación para el modelo de planificación de expansión en SDEE. Estas restricciones corresponden a lo descrito en [39]:

$$\sum_{a \in \Omega_a} \delta_{ij,a,u} \leq 1 ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.31)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \delta_{ij,a,u} \leq 1 ; \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a \quad (2.32)$$

$$z_{ij,a,u} \leq \sum_{h=1}^u \delta_{ij,a,h} ; \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, u \in \Omega_u \quad (2.33)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \sigma_{i,c,u} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.34)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} r_{i,c,u} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.35)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{c \in \Omega_c} \sigma_{i,c,u} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_s \quad (2.36)$$

$$\sum_{u \in \Omega_u} \sum_{c \in \Omega_c} r_{i,c,u} \leq 1 ; \forall i \in \Omega_s \quad (2.37)$$

$$\omega_{i,c,u} \leq \sum_{h=1}^u \sigma_{i,c,h} ; \forall i \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.38)$$

$$r_{i,c,u} \leq \sum_{h=1}^u \sigma_{i,c,h} ; \forall i \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.39)$$

Las siguientes variables binarias mostradas (2.40) y (2.41) representan el estado de funcionamiento de un circuito en cada una de las etapas para la reconfiguración de los SDEE:

$$\sum_{a \in \Omega_a} z_{ij,a,u} = y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^- ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.40)$$

$$y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^- \leq 1 ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.41)$$

La ecuación (2.42) define la relación entre el número de ramas activas y los nodos del sistema para mantener la topología radial en cada etapa.

$$\sum_{ij \in \Omega_l} (y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^-) = |\Omega_b| - |\Omega_s| - \sum_{i \in \Omega_{bp}} \varepsilon_{i,u} ; \forall u \in \Omega_u \quad (2.42)$$

La expresión (2.43) garantiza que cada nodo de carga energizado está conectado al menos por dos ramas activas.

$$\sum_{ij \in \Omega_l} (y_{ij,u}^+) + \sum_{ki \in \Omega_l} (y_{ki,u}^-) \geq 2\varepsilon_{i,u} ; \forall i \in \Omega_{bp}, u \in \Omega_u \quad (2.43)$$

Las expresiones (2.44) y (2.45) son restricciones que garantizan que un ramal solo puede estar activo si su nodo de entrada se encuentra energizado.

$$y_{ij,u}^+ + y_{ij,u}^- \leq \varepsilon_{i,u} ; \forall ij \in \Omega_l, i \in \Omega_{bp}, u \in \Omega_u \quad (2.44)$$

$$y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^- \leq \varepsilon_{i,u} ; \forall ji \in \Omega_l, i \in \Omega_{bp}, u \in \Omega_u \quad (2.45)$$

Las restricciones (2.46) y (2.47) representan los límites de la capacidad de transformación en las subestaciones, cabe aclarar que (2.46) obedece a una restricción cuadrática.

$$Sg_{i,u}^{sqr} = P_{i,u}^S{}^2 + Q_{i,u}^S{}^2 ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.46)$$

$$Sg_{i,u}^{sqr} \leq \left(\sum_{h=1}^u \sum_{c \in \Omega_c} Sg'_{i,c} \sigma_{i,c,h} + \sum_{h=1}^u \sum_{c \in \Omega_c} Rg'_{i,c} r_{i,c,h} \right); \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.47)$$

Las restricciones para los límites de magnitudes de tensión obedecen a la expresión (2.48):

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,u}^{sqr} \leq \overline{V}^2; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.48)$$

La restricción para los límites de magnitudes de corrientes, de acuerdo al tipo de conductor y etapa del circuito, obedecen a:

$$0 \leq I_{ij,a,u}^{sqr} \leq \overline{I}^2 z_{ij,a,u}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.49)$$

$$0 \leq I_{ij,a,u}^{sqr} \leq \overline{I}^2 (y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^-); \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.50)$$

La restricción para el límite de tensión según la etapa actual obedece a:

$$|b_{ij,u}| \leq \bar{b}(1 - y_{ji,u}^+ - y_{ji,u}^-); \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.51)$$

De acuerdo a lo propuesto en [39], la restricción para el límite de flujo de carga en cierta etapa y tipo de conductor obedecen a las siguientes expresiones:

$$|P_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a (y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^-); \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, u \in \Omega_u \quad (2.52)$$

$$|Q_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a (y_{ji,u}^+ + y_{ji,u}^-); \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, u \in \Omega_u \quad (2.53)$$

$$|P_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a z_{ij,a,u}; \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, u \in \Omega_u \quad (2.54)$$

$$|Q_{ij,a,u}| \leq \overline{VI}_a z_{ij,a,u}; \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, u \in \Omega_u \quad (2.55)$$

Las siguientes restricciones describen las variables de decisión binarias y enteras:

$$\omega_{i,c,u} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.56)$$

$$r_{i,c,u} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.57)$$

$$\sigma_{i,c,u} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.58)$$

$$z_{ij,a,u} \in \{0,1\}; \forall ij \in \Omega_s, c \in \Omega_c, u \in \Omega_u \quad (2.59)$$

$$\beta_{i,g,u}^{dg} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_b, g \in \Omega_g, u \in \Omega_u \quad (2.60)$$

$$y_{ji,u}^+, y_{ji,u}^- \in \{0,1\}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.61)$$

$$\alpha_{ij,u}^{vr} \in \{0,1\}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.62)$$

$$\beta_{ij,u}^{vr} \in \{0,1\}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.63)$$

$$\varepsilon_{i,u} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.64)$$

$$\beta_{i,u}^{cb} \in \{0,1\}; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.65)$$

$$\varpi_{i,u} \in \mathbb{Z} \geq 0; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.66)$$

$$\psi_{i,u} \in \mathbb{Z} \geq 0; \forall i \in \Omega_b, u \in \Omega_u \quad (2.67)$$

2.3.4 Linealización del modelo matemático

En base a lo anterior, se conoce que las ecuaciones (2.3), (2.46) y (2.47) posee expresiones no lineales. En esta sección se plantea el modelo de linealización de la expresión.

2.3.4.1 Linealización de la variable $\tilde{V}_{j,u}^{sqr}$ de la expresión (2.3)

Para linealizar $\tilde{V}_{j,u}^{sqr}$ es necesario realizar la aproximación del producto involucrado mediante un valor estimado de la magnitud de voltaje. Esta simplificación introduce un error mínimo debido a que las variaciones en la magnitud de voltaje son limitadas, como lo confirman los resultados que muestran un bajo error en la estimación de las pérdidas de potencia.

$$\tilde{V}_{j,u}^{sqr} \hat{I}_{j,u}^{sqr} \approx (V'_{i,u})^2 \hat{I}_{ij,u}^{sqr} \quad (2.68)$$

2.3.4.2 Linealización de la variable $\hat{P}_{ij,u}^2 + \hat{Q}_{ij,u}^2$ de la expresión (2.3)

Para linealizar $\hat{P}_{ij,u}^2 + \hat{Q}_{ij,u}^2$, se implementan las siguientes expresiones para la aproximación de esta:

$$\hat{P}_{ij,u}^2 + \hat{Q}_{ij,u}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_y^G \Delta_{ij,y,u}^{Pg} + \sum_{y=1}^Y m_y^G \Delta_{ij,y,u}^{Qg}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.69)$$

Las expresiones (2.70) y (2.71) describen variables auxiliares no negativas para la potencia activa y potencia reactiva en el circuito ij en la etapa u respectivamente.

$$\hat{P}_{ij,u} = P_{ij,u}^+ - P_{ij,u}^-; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.70)$$

$$\hat{Q}_{ij,u} = Q_{ij,u}^+ - Q_{ij,u}^-; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.71)$$

Por otro lado, tanto (2.72) y (2.73), describe la sumatoria de las variables discretas de (2.70) y (2.71).

$$P_{ij,u}^+ + P_{ij,u}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,y,u}^{Pg} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.72)$$

$$Q_{ij,u}^+ + Q_{ij,u}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta_{ij,y,u}^{Qg} ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.73)$$

Además, con la finalidad de limitar la sumatoria de las variables discretas (2.72) y (2.73) que no excedan el valor de $\bar{\Delta}^G$. Las expresiones (2.76) y (2.77) se utilizan para el cálculo de $\bar{\Delta}^G$.

$$\Delta_{ij,y,u}^{Pg} \leq \bar{\Delta}^G ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u, y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.74)$$

$$\Delta_{ij,y,u}^{Qg} \leq \bar{\Delta}^G ; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u, y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.75)$$

$$m_y^G = (2y - 1)\bar{\Delta}^G ; y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.76)$$

$$\bar{\Delta}^G = \frac{\bar{V}}{Y} \max\{I_a, a \in \Omega_a\} \quad (2.77)$$

2.3.4.3 Linealización de la restricción (2.46) – Limite de la capacidad de transformación en las subestaciones

En base a la metodología para linealización de la expresión anterior se tiene la ecuación (2.78) que modela el límite de la capacidad de transformación en una S/E. Las expresiones (2.83) y (2.84) son utilizadas para el cálculo de $\bar{\Delta}^S$.

$$Sg_{i,u}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_y^S \Delta_{i,y,u}^{Ps} + \sum_{y=1}^Y m_y^S \Delta_{i,y,u}^{Qs} ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.78)$$

$$P_{i,u}^S = \sum_{y=1}^Y \Delta_{i,y,u}^{Ps} ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.79)$$

$$Q_{i,u}^S = \sum_{y=1}^Y \Delta_{i,y,u}^{Qs} ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.80)$$

$$\sum_{y=1}^Y \Delta_{i,y,u}^{Ps} \leq \bar{\Delta}^S; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u, y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.81)$$

$$\sum_{y=1}^Y \Delta_{i,y,u}^{Qs} \leq \bar{\Delta}^S; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u, y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.82)$$

$$m_y^S = (2y - 1)\bar{\Delta}^S; y = 1, 2, 3, \dots, Y \quad (2.83)$$

$$\bar{\Delta}^S = \frac{\bar{V}}{Y} \max\{Sg'_{i,c} + Rg'_{i,c}, c \in \Omega_c, i \in \Omega_s\} \quad (2.84)$$

2.3.4.4 Linealización de la restricción (2.47) – Limite de la capacidad de transformación en las subestaciones

Para el segundo término de la restricción (2.47), se tiene que tener en consideración lo siguiente para su linealización la expresión:

1. De acuerdo a la expresión (2.36), solo es posible la elección de un tipo de subestación en cada etapa.
2. De acuerdo a la expresión (2.37), solo es posible redimensionar o repotenciar un tipo de subestación en cada etapa.
3. De acuerdo a la expresión (2.39), solo es posible repotenciar subestaciones que hayan sido construidas con anterioridad.

En la restricción (2.85) mostrada a continuación, se reemplaza la restricción (2.47) correspondiente al límite operativo de una subestación por una restricción lineal.

$$Sg_{i,u}^{sqr} \leq \sum_{h=1}^u \sum_{c \in \Omega_c} Sg'_{i,c}{}^2 \sigma_{i,c,h} + \sum_{h=1}^u \sum_{c \in \Omega_c} Rg'_{i,c}{}^2 r_{i,c,h} + 2 \sum_{h=1}^u \sum_{c \in \Omega_c} Sg'_{i,c} Rg'_{i,c} r_{i,c,h} \\ ; \forall i \in \Omega_s, u \in \Omega_u \quad (2.85)$$

2.3.5 Modelo de programación lineal entera mixta en Planificación de expansión de SDEE

Para el modelamiento de la planificación de la expansión en SDEE se propone en [39] el modelo de MILP donde la función objetivo corresponde a:

$$\text{Min} \sum_{u \in \Omega_u} [IC + IS + IVR + IBC + IGD + CES + CEGD + OS] (1 + \tau)^{-(u-1)K} \quad (2.30)$$

Sujeto a las siguientes:

$$(2.1) - (2.2), (2.4) - (2.67), (2.70) - (2.85)$$

$$(V'_{i,u})^2 \hat{I}_{ij,u}^{sqr} = \sum_{y=1}^Y m_y^G \Delta_{ij,y,u}^{Pg} + \sum_{y=1}^Y m_y^G \Delta_{ij,y,u}^{Qg}; \forall ij \in \Omega_l, u \in \Omega_u \quad (2.86)$$

2.4 Vehículos eléctricos

De acuerdo al Pliego Tarifario para los proveedores del servicio de carga de energía a VE, límites máximos del costo del año 2024 Resolución Nro. ARCERNNR-036/2023, vamos a definir las cargas correspondientes a carga de VE. Se implementará la integración de dos tipos de vehículos: Vehículos livianos y vehículos pesados, además se tomará el tipo de carga Rápida AC con un nivel de demanda de 35 [kW]. Estas cargas van a ser modeladas mediante electrolineras con varios puntos de carga según sea el caso:

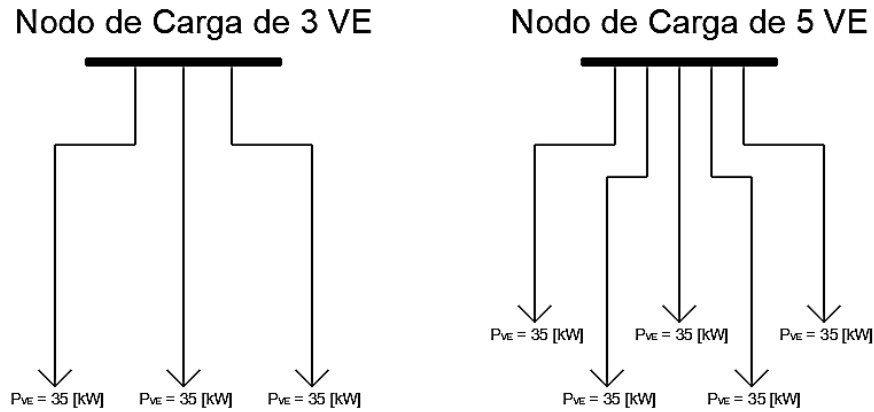


Figura 2.2 Nodos para carga de VE.

Fuente: Propia del autor.

$$P_{VE=3} = 3 * (35 [kW]) = 105 [kW]$$

$$P_{VE=5} = 5 * (35 [kW]) = 175 [kW]$$

2.5 Casos de estudio

Para evaluar la efectividad del modelo matemático propuesto en este proyecto y su capacidad de adaptabilidad a diferentes condiciones, nos vamos a centrar en un escenario correspondiente a un Sistema de Distribución de 23 barras (nodos) donde se va a reflejar distintos niveles de crecimiento de demanda, incorporación de VE como cargas puntuales y constantes. Estos casos de estudios van a permitir facilitar el análisis de los diferentes costos y decisiones de expansión, entregando información clave para la planificación futura del SDEE.

2.5.1 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1

Para el primer escenario propuesto, se selecciona un sistema constituido por 23 nodos con las siguientes características:

- $V_{nom} = 34.5 [kV]$
- $fp = 0.9$
- $\phi = 0.35$
- $C^l = 0.05 \left[\frac{USD\$}{kW} \right]$
- $C^o = 0$
- $\alpha = 8760 [h]$
- $T = 20 [años]$
- $\tau = 10\%$

El sistema presenta la conexión de una S/E de 10 [MVA] en el nodo 1 de acuerdo a la figura 2.2. Adicionalmente, en las tablas 2.1, 2.2 y 2.3 se presentan los datos de conductores implementados, datos operativos de los 23 nodos y datos de circuitos entre nodos respectivamente.

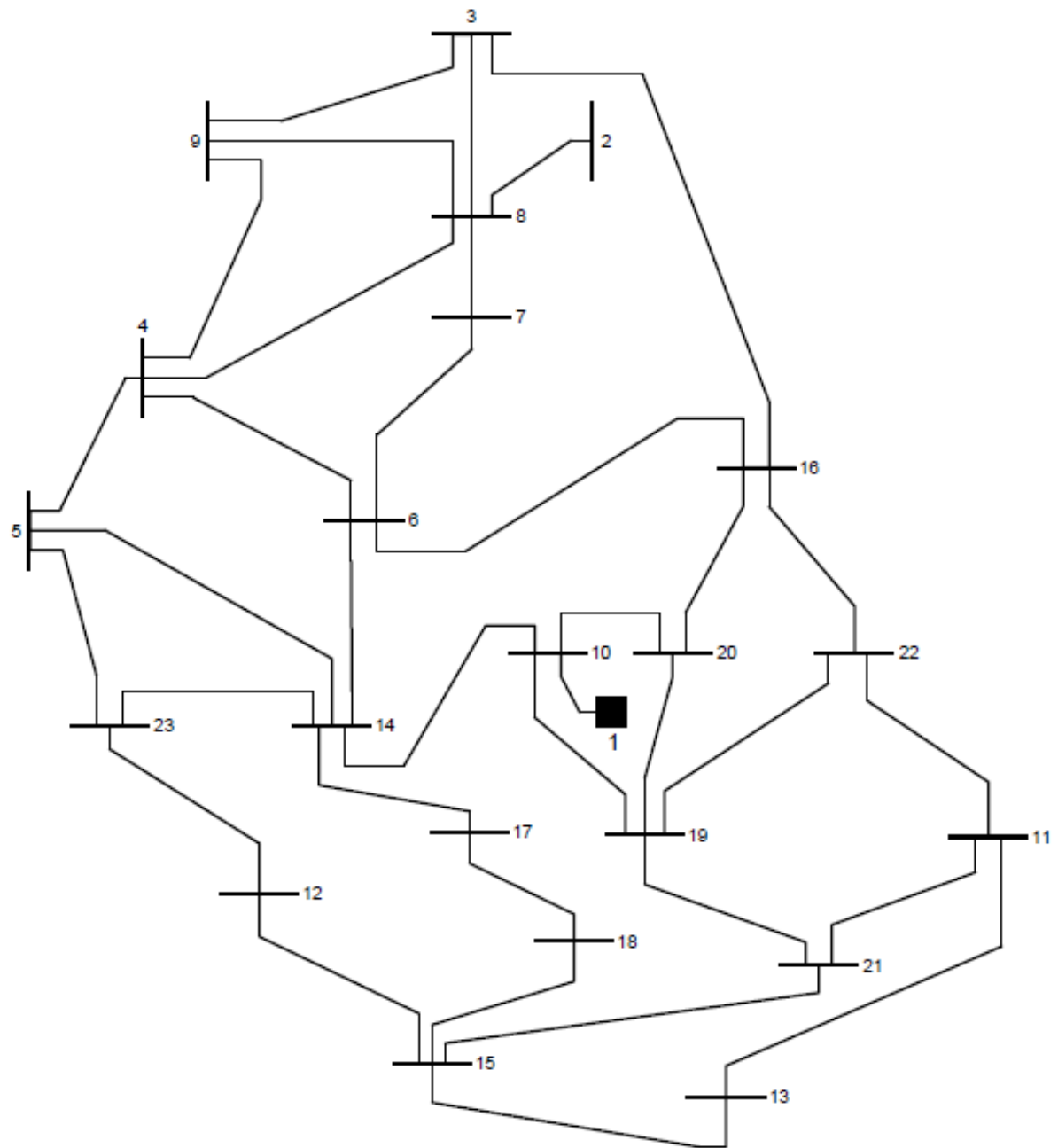


Figura 2.3 SDEE de 23 nodos.

Fuente: Propia del autor.

Tabla 2.1 Datos de conductores implementados.

a	$R_a[\Omega/\text{km}]$	$X_a[\Omega/\text{km}]$	$I_a[A]$	$c_a[USD\$]$
1	0.6045	0.429	230	10000
4	0.3017	0.402	340	20000

Tabla 2.2 Datos operativos de los 23 nodos.

No [i]	Se [KVA]	So [KVA]	SL [KVA]	CCS [USD\$]
1	0.000	10000	0	0
2	0.001	0	0	0
3	640.0	0	0	0
4	320.0	0	0	0
5	320.0	0	0	0
6	320.0	0	0	0
7	320.0	0	0	0
8	320.0	0	0	0
9	320.0	0	0	0
10	320.0	0	0	0
11	320.0	0	0	0
12	320.0	0	0	0
13	320.0	0	0	0
14	320.0	0	0	0
15	320.0	0	0	0
16	320.0	0	0	0
17	320.0	0	0	0
18	320.0	0	0	0
19	320.0	0	0	0
20	320.0	0	0	0
21	320.0	0	0	0
22	320.0	0	0	0
23	320.0	0	0	0

Tabla 2.3 Datos de circuitos entre nodos.

Circuito		Circuito	
Rama [<i>ij</i>]	<i>l_{ij}</i> [km]	Rama [<i>ij</i>]	<i>l_{ij}</i> [km]
1 – 10	0.20209	10 – 20	0.69728
2 – 8	0.07560	11 – 13	0.50527
3 – 8	2.70790	11 – 21	0.63941
3 – 9	1.82020	11 – 22	0.69245
3 – 16	4.22370	12 – 15	0.98085
4 – 5	0.94020	12 – 23	0.67855
4 – 6	1.50170	13 – 15	0.62291
4 – 8	2.30530	14 – 17	0.44821
4 – 9	3.44790	14 – 23	0.48604
5 – 14	1.01620	15 – 18	0.57114
5 – 23	0.64091	15 – 21	0.60687
6 – 7	0.81807	16 – 20	0.50185
6 – 14	0.81772	16 – 22	0.94829
6 – 16	1.17520	17 – 18	0.44113
7 – 8	0.68661	19 – 20	0.73027
8 – 9	2.05670	19 – 21	0.55500
10 – 14	0.42971	19 – 22	0.58266
10 – 19	0.59489		

2.5.2 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1 y 2

Considerando el sistema de 23 nodos anterior, se propone que la S/E ubicada en el nodo 1 tenga una capacidad a 4 [MVA] y una segunda S/E instalada en el nodo 2 de las mismas características.

2.5.3 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22

Considerando el sistema de 23 nodos anterior, se propone que la S/E ubicada en los nodos 1, 2 y 3 tenga una capacidad a 3 [MVA].

2.5.4 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22

Considerando el sistema de 23 nodos anterior, se propone que la S/E ubicada en el nodo 1 tenga una capacidad a 12 [MVA] y un nodo de carga para 3 vehículos ubicado en los nodos 7 y 10 y un nodo de carga para 5 vehículos ubicado en los nodos 3, 8, 15, 18, 20 y 23.

Tabla 2.4 Datos operativos de los 23 nodos.

No [i]	Se [KVA]	So [KVA]	SL [KVA]	CCS [USD\$]
1	0.000	3000	0	10000
2	0.001	3000	0	10000
3	815.0	0	0	0
4	320.0	0	0	0
5	320.0	0	0	0
6	320.0	0	0	0
7	425.0	0	0	0
8	495.0	0	0	0
9	320.0	0	0	0
10	425.0	0	0	0
11	320.0	0	0	0
12	320.0	0	0	0
13	320.0	0	0	0
14	320.0	0	0	0
15	495.0	0	0	0
16	320.0	0	0	0
17	320.0	0	0	0
18	495.0	0	0	0
19	320.0	0	0	0
20	495.0	0	0	0
21	320.0	0	0	0
22	0.000	3000	100	15000
23	495.0	0	0	0

Capítulo 3

3.1 Resultados y análisis

En este capítulo se presenta y analiza los resultados obtenidos de acuerdo a la implementación del modelo propuesto para la planificación de la expansión en SDEE.

3.1.1 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1

Para este primer escenario tenemos el sistema de 23 nodos, donde según los resultados obtenidos, en la Tabla 3.1 se muestran las magnitudes de tensiones en por unidad con respecto al voltaje nominal de 13.8 kV. El sistema presenta una magnitud máxima de 1.0300 [pu] y mínima de 1.0242 [pu] en los nodos 1 y 3 respectivamente, este umbral es muy estrecho, lo que indica que la caída de tensión es mínima, esta es de 35.535 [kV] y 35.3349 [kV] respectivamente.

Tabla 3.1 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos.

Magnitudes de tensión [pu]			
Nodo [i]	[pu]	Nodo [i]	[pu]
1	1.0300	13	1.0283
2	1.0261	14	1.0283
3	1.0242	15	1.0278
4	1.0275	16	1.0291
5	1.0277	17	1.0281
6	1.0274	18	1.0279
7	1.0266	19	1.0289
8	1.0261	20	1.0292
9	1.0249	21	1.0286
10	1.0295	22	1.0288
11	1.0283	23	1.0280
12	1.0278		

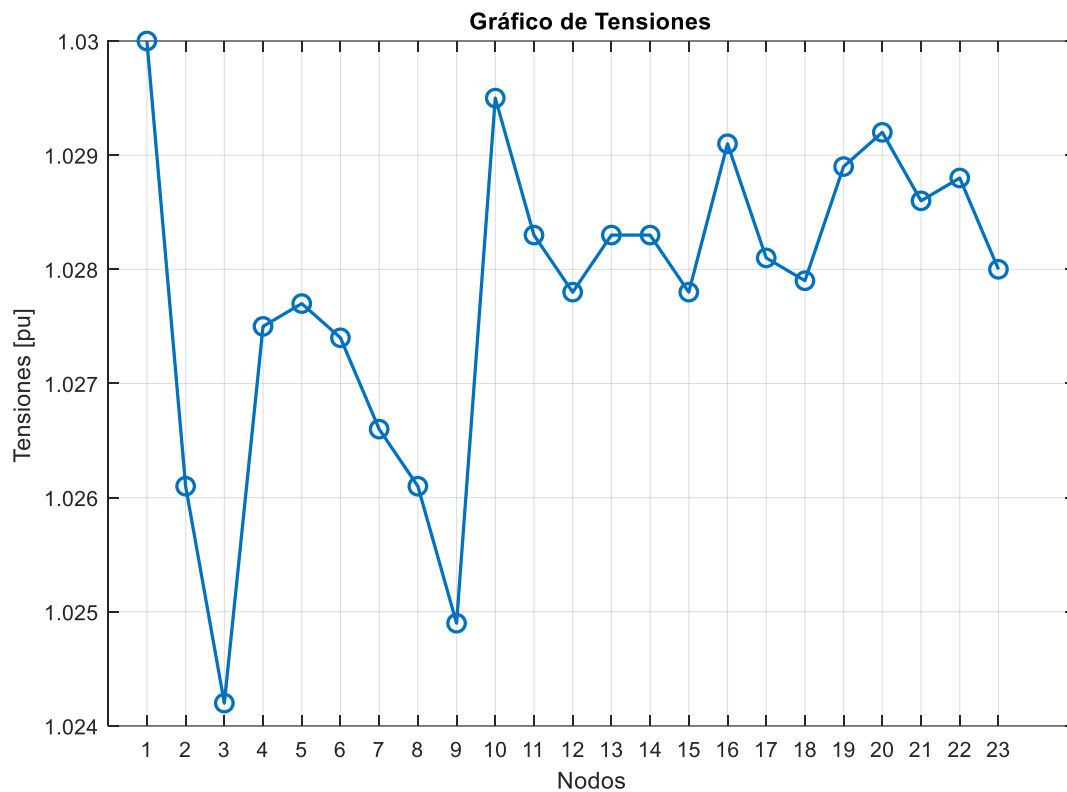


Figura 3.1 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu].

De acuerdo a la operación de la S/E ubicada en el nodo 1, la potencia entregada y la compensación reactiva sugiere un factor de potencia de aproximadamente 0.89, ligeramente inferior a los valores óptimos que están entre 0.95 y 1 (ideal). La potencia suministrada por la S/E es de 7114.72 [kVA], lo que indica que la S/E opera al 71% de capacidad, permitiendo un margen de crecimiento futuro de demanda sin la necesidad de una expansión inmediata.

Tabla 3.2 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos.

Operación de Subestaciones					
Nodo [i]	P_g [kW]	Q_g [kVAR]	S_g [kVA]	S_{mx} [kVA]	X_g
1	6349.07	3079.44	7114.72	10000.00	0

En algunos de los circuitos se indica potencias negativas lo que indica un flujo de potencia hacia el nodo de mayor denominación. Las ramas más críticas son la rama 1 – 10 y 10 – 14, con una potencia activa de 6.3 [MW] y 4.0 [MW] respectivamente, además la carga de estas líneas es

de 198.58 [A] y 236.45 [A] respectivamente. Alguna de las ramas, como por ejemplo 3 – 8 y 4 – 8 tienen una carga de 0 [A], se debe a la configuración del flujo de carga actual o de su rol de redundancia por lo que 13 de estas ramas son eliminadas según el modelo de optimización.

Tabla 3.3 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos.

Resultados de ramas						
Rama [ij]	V_m [pu]	V_n [pu]	P_m [kW]	Q_m [kW]	I_m [kW]	Cond
1 – 10	1. 0300	1. 0295	6346.66	3076.23	198.58	4
2 – 8	1. 0261	1. 0261	- 0.00	- 0.00	0.01	1
3 – 8	1. 0242	1. 0261	0.00	0.00	0.00	0
3 – 9	1. 0242	1. 0249	- 576.36	- 279.23	18.11	1
3 – 16	1. 0242	1. 0291	0.00	0.00	0.00	0
4 – 5	1. 0275	1. 0277	- 288.05	- 139.52	9.03	1
4 – 6	1. 0275	1. 0274	0.00	0.00	0.00	0
4 – 8	1. 0275	1. 0261	0.00	0.00	0.00	0
4 – 9	1. 0275	1. 0249	0.00	0.00	0.00	0
5 – 14	1. 0277	1. 0283	0.00	0.00	0.00	0
5 – 23	1. 0277	1. 0280	- 279.09	18.05	18.05	1
6 – 7	1. 0274	1. 0266	698.72	45.24	45.24	1
6 – 14	1. 0274	1. 0283	-839.95	54.27	54.27	1
6 – 16	1. 0274	1. 0291	0.00	0.00	0.00	0
7 – 8	1. 0266	1. 0261	1153.28	558.85	36.20	1
8 – 9	1. 0261	1. 0249	864.36	418.71	27.16	1
10 – 14	1. 0295	1. 0283	4037.19	1956.47	126.45	1
10 – 19	1. 0295	1. 0289	1440.42	697.73	45.09	1
10 – 20	1. 0295	1. 0292	576.02	278.99	18.03	1
11 – 13	1. 0283	1. 0283	288.00	139.48	9.02	1
11 – 21	1. 0283	1. 0286	- 576.15	- 279.08	18.04	1
11 – 22	1. 0283	1. 0288	0.00	0.00	0.00	0
12 – 15	1. 0278	1. 0278	0.00	0.00	0.00	0
12 – 23	1. 0278	1. 0280	- 288.03	- 139.51	9.02	1
13 – 15	1. 0283	1. 0278	0.00	0.00	0.00	0
14 – 17	1. 0283	1. 0281	864.11	418.54	27.07	1

14 – 23	1. 0283	1. 0280	1152.21	558.09	36.10	1
15 – 18	1. 0278	1. 0279	- 288.03	- 139.50	9.02	1
15 – 21	1. 0278	1. 0286	0.00	0.00	0.00	0
16 – 20	1. 0291	1. 0292	- 288.02	- 139.50	9.01	1
16 – 22	1. 0291	1. 0288	0.00	0.00	0.00	0
17 – 18	1. 0281	1. 0279	576.03	278.99	18.05	1
19 – 20	1. 0289	1. 0292	0.00	0.00	0.00	0
19 – 21	1. 0289	1. 0286	864.15	418.56	27.06	1
19 – 22	1. 0289	1. 0288	288.00	139.48	9.02	1

Por otro lado, el costo de inversión en S/E es de 0 por lo que según el modelo de optimización no se integraron ni re dimensionaron nuevas subestaciones. Las pérdidas de potencia activa del sistema son de 13.07 [kW], indicando un sistema eficiente de acuerdo a las modificaciones realizadas en el SDEE. Además, el tiempo computacional total es de 5.38 [s] debido a la simpleza del sistema.

Costo de inversión total = 170968.53 [USD]

Costo de inversión en subestaciones = 0.00

Costo de inversión en circuitos = 153913.34 [USD]

Costo de operación de subestaciones = 0.00

Costo de pérdidas de potencia activa = 17055.19 [USD]

Generación de potencia aparente = 7114.72 [kVA]

Generación de potencia activa = 6349.07 [kW]

Generación de potencia reactiva = 3079.44 [kVAR]

Demanda de potencia activa = 6336.00 [kW]

Demanda de potencia reactiva = 3068.67 [kVAR]

Pérdida de potencia activa = 13.07 [kW]

Pérdida de potencia reactiva = 10.77 [kVAR]

Magnitudes de tensión mínima = 1.0242 [pu]

Tiempo Transcurrido = 4.70 [s]

Tiempo Computacional Total = 5.38 [s]

En la figura 3.2 se muestra el sistema de ramificaciones actual eliminando las ramas redundantes para la minimización de pérdidas en el sistema.

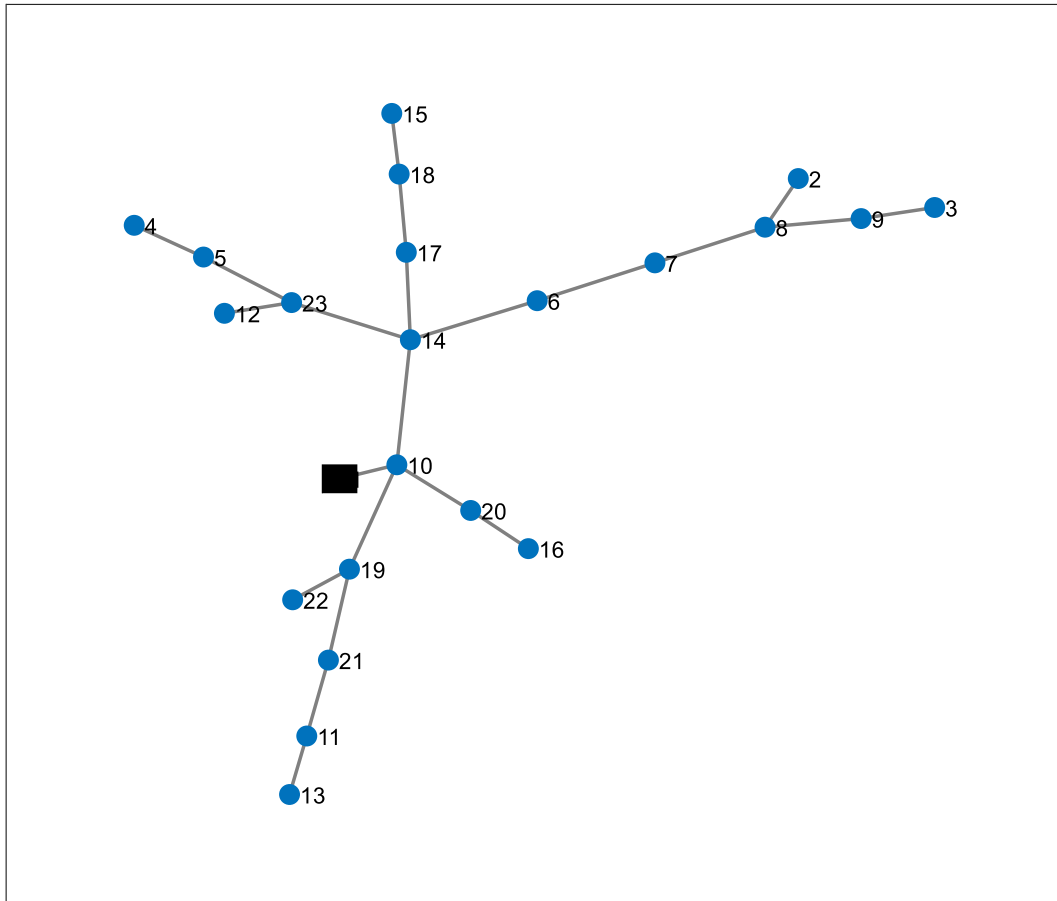


Figura 3.2 SDEE Propuesto de 23 nodos.

3.1.2 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1 y 2

De acuerdo al caso anterior, las magnitudes de tensiones se mantienen entre el 1.0242 [pu] y 1.03 [pu] en base al perfil de magnitudes de tensiones se observa que en los nodos no se muestran caídas de tensiones significativas de acuerdo a la operación del sistema.

Tabla 3.4 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.

Magnitudes de tensión [pu]			
Nodo [i]	[pu]	Nodo [i]	[pu]
1	1.0300	13	1.0280
2	1.0300	14	1.0273
3	1.0280	15	1.0279
4	1.0265	16	1.0292
5	1.0266	17	1.0276
6	1.0280	18	1.0277
7	1.0290	19	1.0287
8	1.0299	20	1.0293
9	1.0287	21	1.0282
10	1.0296	22	1.0283
11	1.0281	23	1.0269
12	1.0268		

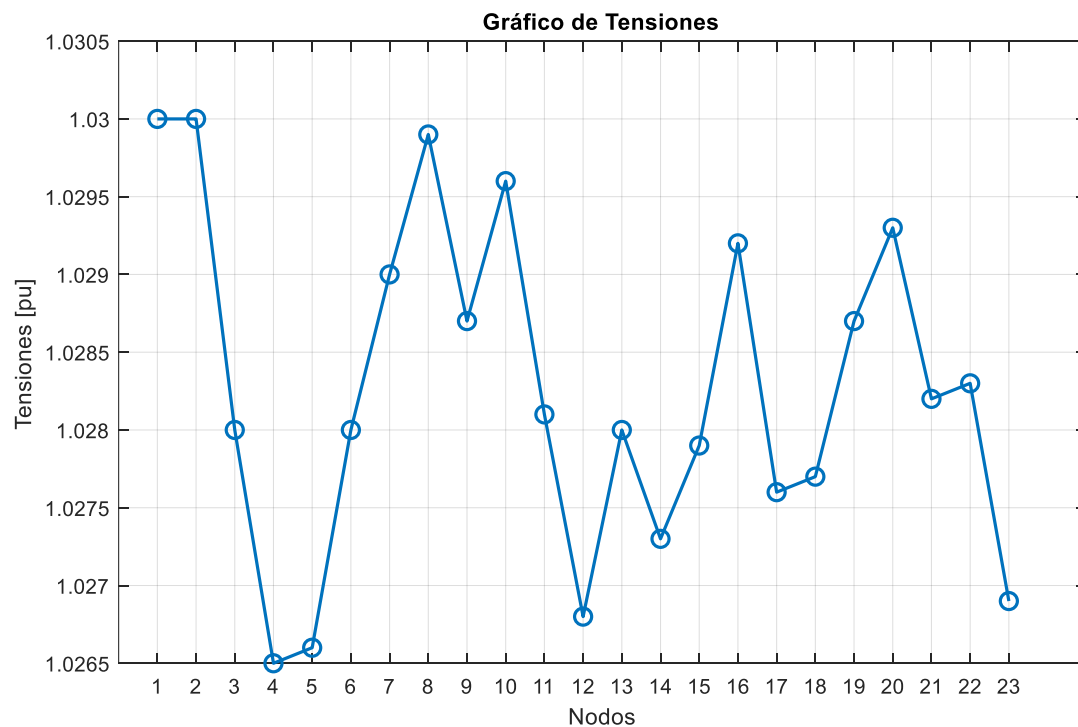


Figura 3.3 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] con S/E operando en nodos: 1 y 2.

La potencia aparente total genera es de 7053 [kVA] siendo el 88% de la capacidad total instalada entre ambas S/Es, la potencia activa generada es de 6346.7 [kW] operando a un factor de potencia de 0.9. se considera que ambas S/Es ya se encuentran construidas y en operación.

Tabla 3.5 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.

Operación de Subestaciones					
Nodo [i]	P_g [kW]	Q_g [kVAR]	S_g [kVA]	S_{mx} [kVA]	X_g
1	3172.50	1537.52	3525.44	4000.00	0
2	3174.20	1538.87	3527.56	4000.00	0

Las ramas predominantes del sistema son la rama 1 – 10 y 2 – 8 que son las encargadas de entregar energía al sistema con una carga de aproximadamente 99 [A] en ambos casos. El conductor implementado en la rama 2 – 8 no se encuentra dimensionado de manera adecuada, ya que la corriente soportada por el conductor 1 es suficiente para su operación sin generar puntos calientes.

Tabla 3.6 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.

Resultados de ramas						
Rama [ij]	V_m [pu]	V_n [pu]	P_m [kW]	Q_m [kW]	I_m [kW]	Cond
1 – 10	1.0300	1.0296	3171.29	1536.67	99.21	1
2 – 8	1.0300	1.0299	3173.98	1538.57	99.27	4
3 – 8	1.0280	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
3 – 9	1.0280	1.0287	- 576.36	- 279.23	18.04	1
3 – 16	1.0280	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
4 – 5	1.0265	1.0266	- 288.05	- 139.52	9.04	1
4 – 6	1.0265	1.0280	0.00	0.00	0.00	0
4 – 8	1.0265	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
4 – 9	1.0265	1.0287	0.00	0.00	0.00	0
5 – 14	1.0266	1.0273	0.00	0.00	0.00	0
5 – 23	1.0266	1.0269	- 576.17	- 279.09	18.07	1
6 – 7	1.0280	1.0290	- 1731.05	- 839.07	54.19	1

6 – 14	1.0280	1.0273	1440.59	697.84	45.17	1
6 – 16	1.0280	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
7 – 8	1.0290	1.0299	- 2020.71	- 979.73	63.20	1
8 – 9	1.0299	1.0287	864.36	418.71	27.06	1
10 – 14	1.0296	1.0273	0.00	0.00	0.00	0
10 – 19	1.0296	1.0287	2305.26	1116.77	72.18	1
10 – 20	1.0296	1.0293	576.02	278.99	18.02	1
11 – 13	1.0281	1.0280	288.00	139.48	9.02	1
11 – 21	1.0281	1.0282	0.00	0.00	0.00	0
11 – 22	1.0281	1.0283	- 576.16	- 279.08	18.05	1
12 – 15	1.0268	1.0279	0.00	0.00	0.00	0
12 – 23	1.0268	1.0269	- 288.03	- 139.51	9.03	1
13 – 15	1.0280	1.0279	0.00	0.00	0.00	0
14 – 17	1.0273	1.0276	0.00	0.00	0.00	0
14 – 23	1.0273	1.0269	1152.21	558.09	36.14	1
15 – 18	1.0279	1.0277	576.02	278.98	18.05	1
15 – 21	1.0279	1.0282	- 864.40	- 418.74	27.08	1
16 – 20	1.0292	1.0293	- 288.02	- 139.50	9.01	1
16 – 22	1.0292	1.0283	0.00	0.00	0.00	0
17 – 18	1.0276	1.0277	- 288.02	- 139.50	9.03	1
19 – 20	1.0287	1.0293	0.00	0.00	0.00	0
19 – 21	1.0287	1.0282	1152.40	558.23	36.10	1
19 – 22	1.0287	1.0283	864.16	418.57	27.06	1

Las pérdidas de potencia activa y reactiva son muy bajas, de aproximadamente 10 [kW] y 7 [kVAR] respectivamente, lo que indica un sistema operando en condiciones óptimas con pérdidas mínimas. Por otro lado, los costos de operación de S/E son considerablemente altos indicando posibles mejoras en la eficiencia de generación. El tiempo computacional es relativamente alto, lo que sugiere que con las modificaciones realizadas el sistema se vuelve más robusto.

Costo de inversión total = 6656775.44 [USD]

Costo de inversión en subestaciones = 0.00

Costo de inversión en circuitos = 150468.38 [USD]

Costo de operación de subestaciones = 6492343.46 [USD]

Costo de pérdidas de potencia activa = 13963.60 [USD]

Generación de potencia aparente = 7053.00 [kVA]

Generación de potencia activa = 6346.70 [kW]

Generación de potencia reactiva = 3076.40 [kVAR]

Demanda de potencia activa = 6336.00 [kW]

Demanda de potencia reactiva = 3068.67 [kVAR]

Pérdida de potencia activa = 10.70 [kW]

Pérdida de potencia reactiva = 7.73 [kVAR]

Magnitudes de tensión mínima = 1.0242 [pu]

Tiempo Transcurrido = 564.81 [s]

Tiempo Computacional Total = 2101.12 [s]

En la imagen 3.4 se muestra el sistema de ramificaciones actual eliminando las ramas redundantes para la minimización de pérdidas en el sistema.

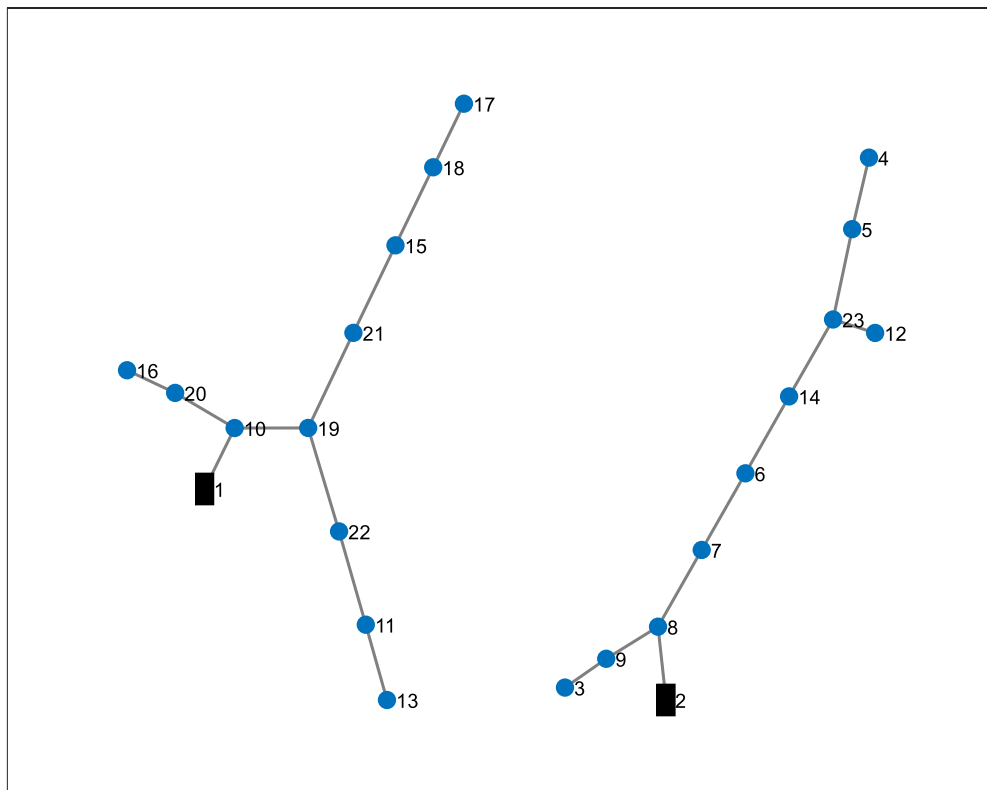


Figura 3.4 SDEE Propuesto de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1 y 2.

3.1.3 Sistema de distribución de 23 nodos, S/E operando en la barra 1, 2 y 22

El rango de tensiones en cada uno de los nodos va desde el 1.028 [pu] al 1.030 [pu], para este escenario se observa que este aumenta ligeramente en comparación del resto de escenarios muy cercanos su límite inferior con su límite superior.

Tabla 3.7 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.

Magnitudes de tensión [pu]			
Nodo [i]	[pu]	Nodo [i]	[pu]
1	1.0300	13	1.0294
2	1. 0300	14	1.0292
3	1. 0280	15	1.0293
4	1. 0289	16	1.0292
5	1. 0288	17	1.0291
6	1. 0292	18	1.0290
7	1. 0295	19	1.0296
8	1. 0299	20	1.0293
9	1. 0287	21	1.0294
10	1. 0297	22	1.0300
11	1.0296	23	1.0290
12	1.0288		

El perfil de tensión muestra valores con un buen comportamiento en cuanto a regulación de voltajes, estos no muestran caídas de tensión agresivas.

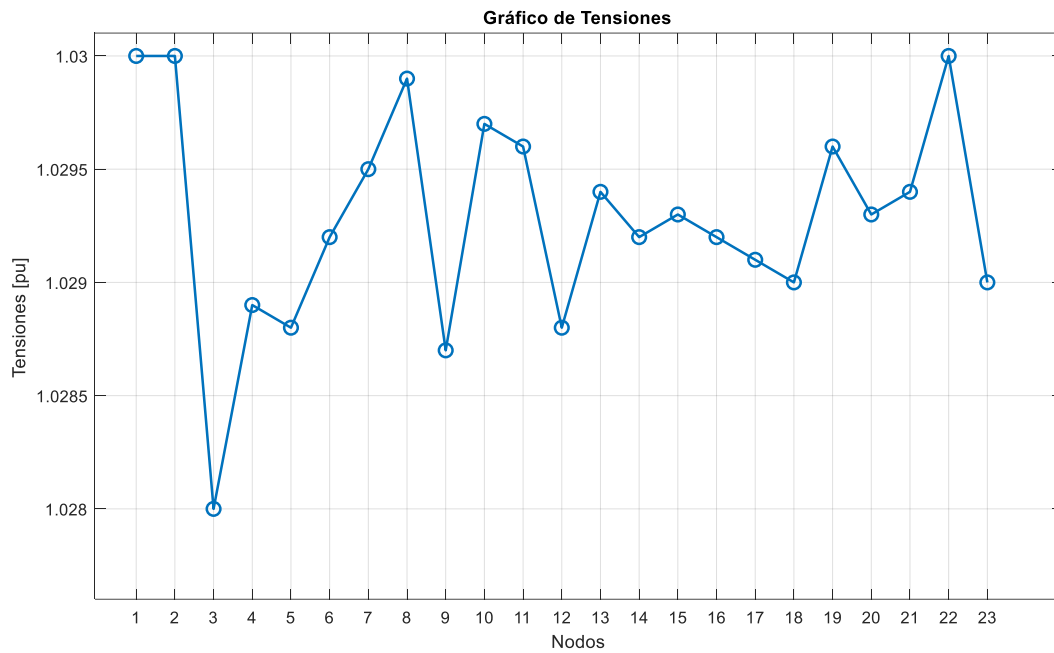


Figura 3.5 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.

Respecto a las 3 S/E operativas, todas operan al 74% de su capacidad por lo que se tiene un 26% de reserva para soportar el crecimiento de demanda futura. Además, en las 3 S/E la potencia entregada está distribuida equitativamente sin sobrecargar una de estas. Por otro lado, el factor de potencia se mantiene en los 0.9.

Tabla 3.8 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.

Operación de Subestaciones					
Nodo [i]	Pg [kW]	Qg [kVAR]	Sg [kVA]	Samx [kVA]	Xg
1	2017.64	977.98	2241.98	3000.00	0
2	2017.99	977.81	2241.41	3000.00	0
22	2017.09	977.17	2241.32	3000.00	0

Las ramas que presentan un mayor consumo de energía son 1 – 10 y 2 – 8 con un corriente de aproximadamente de 63 [A]. Po otro lado, para las ramas 11 – 22 y 19 – 22 la potencia entregada por la S/E #3 se divide de acuerdo a los requerimientos del sistema. La decisión del modelo es la de separar al SDEE inicial en 3 de acuerdo a la figura 3.6.

Tabla 3.9 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.

Resultados de ramas						
Rama [ij]	V_m [pu]	V_n [pu]	P_m [kW]	Q_m [kW]	I_m [kW]	Cond
1 – 10	1.0300	1.0297	2017.15	977.21	63.09	1
2 – 8	1.0300	1.0299	2017.68	977.68	63.10	1
3 – 8	1.0280	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
3 – 9	1.0280	1.0287	- 576.36	- 279.22	18.05	1
3 – 16	1.0280	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
4 – 5	1.0289	1.0288	0.00	0.00	0.00	0
4 – 6	1.0289	1.0292	- 288.07	- 139.54	9.01	1
4 – 8	1.0289	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
4 – 9	1.0289	1.0287	0.00	0.00	0.00	0
5 – 14	1.0288	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
5 – 23	1.0288	1.0290	- 288.03	- 139.51	9.02	1
6 – 7	1.0292	1.0295	- 576.23	- 279.14	18.03	1
6 – 14	1.0292	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
6 – 16	1.0292	1.0292	0.00	0.00	0.00	0
7 – 8	1.0295	1.0299	- 864.54	- 418.84	27.04	1
8 – 9	1.0299	1.0287	864.36	418.71	27.06	1
10 – 14	1.0297	1.0292	1728.39	837.18	54.08	1
10 – 19	1.0297	1.0296	0.00	0.00	0.00	0
10 – 20	1.0297	1.0293	0.00	0.00	0.00	0
11 – 13	1.0296	1.0294	733.57	355.30	18.02	1
11 – 21	1.0296	1.0294	0.00	0.00	0.00	0
11 – 22	1.0296	1.0300	- 1022.16	- 495.20	27.03	1
12 – 15	1.0288	1.0293	0.00	0.00	0.00	0
12 – 23	1.0288	1.0290	- 288.03	- 139.51	9.02	1
13 – 15	1.0294	1.0293	445.50	215.77	9.01	1
14 – 17	1.0292	1.0291	733.55	355.29	18.03	1
14 – 23	1.0292	1.0290	1021.56	494.78	27.05	1
15 – 18	1.0293	1.0290	0.00	0.00	0.00	0
15 – 21	1.0293	1.0294	0.00	0.00	0.00	0
16 – 20	1.0292	1.0293	- 288.02	- 139.50	9.01	1

16 – 22	1.0292	1.0300	0.00	0.00	0.00	0
17 – 18	1.0291	1.0290	445.50	215.77	9.01	1
19 – 20	1.0296	1.0293	733.52	355.27	18.02	1
19 – 21	1.0296	1.0294	288.00	139.48	9.01	1
19 – 22	1.0296	1.0300	- 1310.38	- 634.84	36.04	1

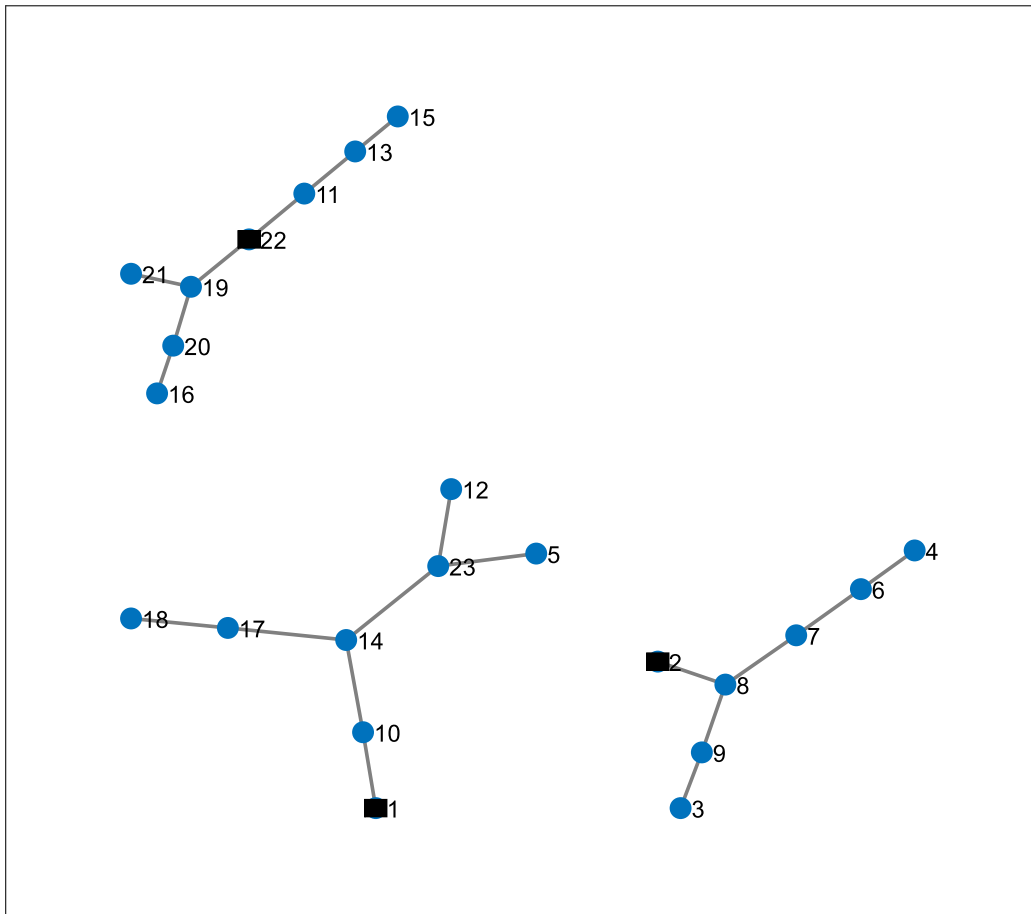


Figura 3.6 SDEE Propuesto de 23 nodos con S/E operando en nodos: 1, 2 y 22.

El costo de inversión total ronda aproximadamente los 4 millones de dólares, siendo el costo de operación de S/E aproximadamente el 96% del gasto total. Las pérdidas de potencia y reactiva son mínimas, por lo tanto, los costos de pérdidas de potencia son despreciables. El tiempo computacional empleado no es demandante.

Costo de inversión total = 4086749.13 [USD]

Costo de inversión en subestaciones = 0.00

Costo de inversión en circuitos = 144759.34 [USD]

Costo de operación de subestaciones = 3935839.13 [USD]

Costo de pérdidas de potencia activa = 6150.66 [USD]

Generación de potencia aparente = 6725.70 [kVA]

Generación de potencia activa = 6052.71 [kW]

Generación de potencia reactiva = 2932.53 [kVAR]

Demanda de potencia activa = 6048.00 [kW]

Demanda de potencia reactiva = 2929.18 [kVAR]

Pérdida de potencia activa = 4.71 [kW]

Pérdida de potencia reactiva = 3.34 [kVAR]

Magnitudes de tensión mínima = 1.0280 [pu]

Tiempo Transcurrido = 19.38 [s]

Tiempo Computacional Total = 21.42 [s]

3.1.4 Sistema de distribución de 23 nodos integrando VE

Las magnitudes de tensiones muestran estabilidad en el sistema, lo que beneficia a la operación del mismo para la integración de VEs. Donde el perfil de carga respecto a cada uno de los nodos no tiene perturbaciones tan agresivas y se mantiene dentro de los parámetros recomendados.

Tabla 3.10 Resultados de magnitudes de tensión para SDEE de 23 nodos considerando VEs.

Magnitudes de tensión [pu]			
Nodo [i]	[pu]	Nodo [i]	[pu]
1	1.0300	13	1.0293
2	1.0300	14	1.0291
3	1.0276	15	1.0291
4	1.0288	16	1.0290
5	1.0286	17	1.0289
6	1.0291	18	1.0287
7	1.0294	19	1.0295
8	1.0299	20	1.0291
9	1.0285	21	1.0294
10	1.0297	22	1.0300
11	1.0293	23	1.0288
12	1.0286		

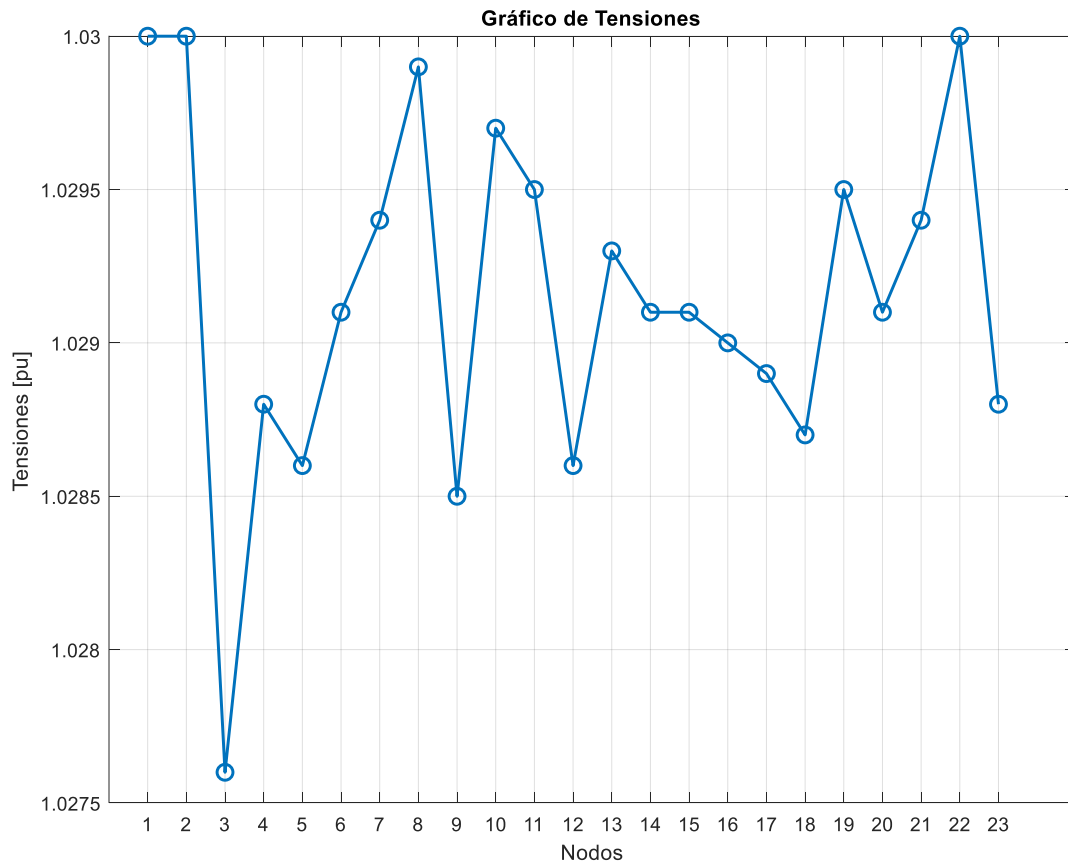


Figura 3.7 Perfil de Magnitud de tensiones en [pu] considerando VEs.

Las subestaciones se mantienen operando aproximadamente a un 90% de su capacidad nominal, lo que sugiere que es muy poco factible el aumento de demanda en el sistema a futuro individualmente, pero de manera unificada con este modelo de planificación se llegaría a un punto óptimo de operación para el sistema de distribución.

Tabla 3.11 Resultados de operación de S/E para SDEE de 23 nodos considerando VEs.

Operación de Subestaciones					
Nodo [i]	P_g [kW]	Q_g [kVAR]	S_g [kVA]	S_{mx} [kVA]	X_g
1	2427.83	1176.37	2697.81	3000.00	0
2	2428.23	1176.66	2698.30	3000.00	0
22	2332.54	1130.05	2591.86	3000.00	0

De acuerdo a la tabla 3.12, se muestran los parámetros operativos de cada una de las ramas, donde las predominantes son la rama 1 – 10, 2 – 8, 11 – 22 y 19 – 22, por ser los puntos de entrega de energía al sistema. Con la integración de puntos de cargas para VE, se observa aumento en la carga del sistema.

Tabla 3.12 Resultados de ramas para SDEE de 23 nodos considerando VEs.

Resultados de ramas						
Rama [ij]	V_m [pu]	V_n [pu]	P_m [kW]	Q_m [kW]	I_m [kW]	Cond
1 – 10	1.0300	1.0297	2427.12	1175.87	75.92	1
2 – 8	1.0300	1.0299	2427.96	1176.47	75.93	1
3 – 8	1.0276	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
3 – 9	1.0276	1.0285	- 734.08	- 355.66	22.99	1
3 – 16	1.0276	1.0290	0.00	0.00	0.00	0
4 – 5	1.0288	1.0286	0.00	0.00	0.00	0
4 – 6	1.0288	1.0291	- 288.07	- 139.54	9.02	1
4 – 8	1.0288	1.0299	0.00	0.00	0.00	0
4 – 9	1.0288	1.0285	0.00	0.00	0.00	0
5 – 14	1.0286	1.0291	0.00	0.00	0.00	0
5 – 23	1.0286	1.0288	- 288.03	- 139.51	9.02	1
6 – 7	1.0291	1.0294	- 576.23	- 279.14	18.03	1
6 – 14	1.0291	1.0291	0.00	0.00	0.00	0
6 – 16	1.0291	1.0290	0.00	0.00	0.00	0
7 – 8	1.0294	1.0299	- 959.11	- 464.65	29.99	1
8 – 9	1.0299	1.0285	1022.08	495.15	32.01	1
10 – 14	1.0297	1.0291	2043.56	989.87	63.96	1
10 – 19	1.0297	1.0295	0.00	0.00	0.00	0
10 – 20	1.0297	1.0291	0.00	0.00	0.00	0
11 – 13	1.0295	1.0293	733.57	355.30	22.95	1
11 – 21	1.0295	1.0294	0.00	0.00	0.00	0
11 – 22	1.0295	1.0300	- 1022.16	- 495.20	31.96	1
12 – 15	1.0286	1.0291	0.00	0.00	0.00	0
12 – 23	1.0286	1.0288	- 288.03	- 139.51	9.02	1

13 – 15	1.0293	1.0291	445.50	215.77	13.94	1
14 – 17	1.0291	1.0289	733.55	355.29	22.96	1
14 – 23	1.0291	1.0288	1021.56	494.78	31.98	1
15 – 18	1.0291	1.0287	0.00	0.00	0.00	0
15 – 21	1.0291	1.0294	0.00	0.00	0.00	0
16 – 20	1.0290	1.0291	- 288.02	- 139.50	9.01	1
16 – 22	1.0290	1.0300	0.00	0.00	0.00	0
17 – 18	1.0289	1.0287	445.50	215.77	13.95	1
19 – 20	1.0295	1.0291	733.52	355.27	22.96	1
19 – 21	1.0295	1.0294	288.00	139.48	9.01	1
19 – 22	1.0295	1.0300	- 1310.38	- 634.84	40.98	1

Nuevamente, el costo principal es el costo de operación de subestaciones y el costo de inversión de circuitos corresponde al 2% en un lapso de 20 años, lo que sugiere que las líneas actuales cumplen con las exigencias para soportar la demanda planificada.

$$\text{Costo de inversión total} = 5707143.54 \text{ [USD]}$$

$$\text{Costo de inversión en subestaciones} = 0.00$$

$$\text{Costo de inversión en circuitos} = 144759.34 \text{ [USD]}$$

$$\text{Costo de operación de subestaciones} = 5553782.10 \text{ [USD]}$$

$$\text{Costo de pérdidas de potencia activa} = 8602.11 \text{ [USD]}$$

$$\text{Generación de potencia aparente} = 7987.97 \text{ [kVA]}$$

$$\text{Generación de potencia activa} = 7188.59 \text{ [kW]}$$

$$\text{Generación de potencia reactiva} = 3483.08 \text{ [kVAR]}$$

$$\text{Demanda de potencia activa} = 7182.00 \text{ [kW]}$$

$$\text{Demanda de potencia reactiva} = 3478.00 \text{ [kVAR]}$$

$$\text{Pérdida de potencia activa} = 6.59 \text{ [kW]}$$

$$\text{Pérdida de potencia reactiva} = 4.68 \text{ [kVAR]}$$

$$\text{Magnitudes de tensión mínima} = 1.0276 \text{ [pu]}$$

$$\text{Tiempo Transcurrido} = 87.58 \text{ [s]}$$

$$\text{Tiempo Computacional Total} = 150.27 \text{ [s]}$$

.

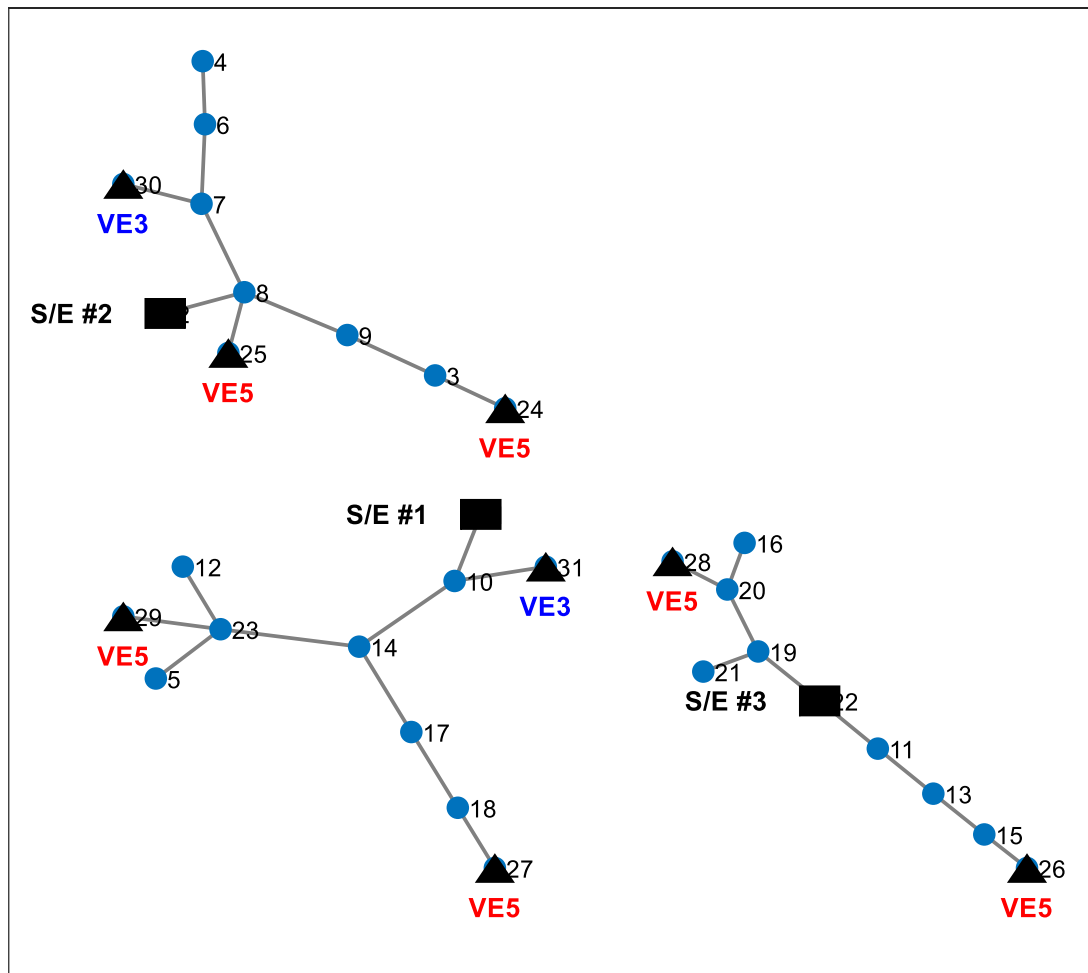


Figura 3.8 SDEE Propuesto de 23 nodos considerando VEs.

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

En base a la metodología implementada y los resultados obtenidos para la propuesta de planificación de la expansión en sistemas de distribución se puede concluir lo siguiente:

4.1.1 Conclusiones

Se analizaron los modelos matemáticos tales como el modelo de programación lineal entera mixta cónica de segundo orden (MILPCSO) y el algoritmo heurístico constructivo (CHA), de acuerdo con estos, ambos modelos son atractivos para representar los activos del sistema de distribución eléctrico (SDEE) de manera adecuada, pero el MILPCSO presentaba características más atractivas de simulación con un consumo de carga computacional mucho menor con resultados similares a comparación del modelo CHA. Sin embargo, el modelo CHA presenta mayor grado de complejidad, donde de una u otra forma demanda una mayor carga computacional que se logra sobrepasar en muchos casos con el ordenador utilizado para este proyecto integrador. Estos modelos consideran cargas convencionales en la red y cargas especiales como lo son los Vehículos Eléctricos (VE) que son analizadas en conjunto, para tener una toma de decisiones más acertada y precisa para la planificación de la expansión en sistemas de distribución.

Las técnicas de optimización implementadas en este trabajo de investigación permitieron identificar principalmente los puntos críticos en el SDEE como los ramales o líneas de distribución redundantes que no aportan calidad y afectando directamente a la eficiencia de la red, además de optimizar los flujos de potencia en el sistema. Este modelo implementado demuestra que la reconfiguración de la red mantiene en cada uno de los nodos niveles de tensión estables, que se mantienen dentro del umbral de operación. Por otro lado, permitió dimensionar de manera eficaz y correcta las líneas de distribución de energía y subestaciones existentes o tentativas, logrando el rediseño del SDEE y aportando mayor robustez a la red con reservas de energía de hasta un 30% de capacidad para entrega a demanda futura. Este tipo de enfoque permitió minimizar pérdidas

evidenciando una mejora con respecto a enfoques convencionales de expansión que normalmente no considera el impacto e integración de demanda futura y cargas especiales como los VE.

En cada uno de los escenarios evaluados anteriormente, el voltaje en cada uno de los 23 nodos mantiene estabilidad y no existen caídas tensión que afecten directamente a la operación normal del SDEE, reflejando una adecuada regulación de voltaje garantizando una operación confiable del sistema bajo condiciones de alta demanda. Los ramales que presentan mayor criticidad representan a cargas de alta demanda, pero manejables para el sistema, asegurando un desempeño óptimo sin comprometer la estabilidad del mismo. El modelo demuestra gran robustez para la integración de demanda adicional, donde se evidencia distribución equilibrada para cada una de las subestaciones sin generar sobrecarga en cada una ellas. De acuerdo a los costos de inversión, para la expansión de los circuitos o líneas de distribución representan normalmente el 2% de los gastos totales que se estiman en un tiempo de 20 años, posicionando el modelo como el adecuado como una solución económica para la planificación de la expansión en SDEE.

4.1.2 Recomendaciones

En este documento se consideraron varios escenarios de simulación considerando cargas convencionales y VE, demostrando que pueden operar de manera simultánea en la red. Sin embargo, dada esta nueva demanda se debe tener alternativas de re potenciación o de gestión de carga como la integración de transformadores OLTC para la gestión del TAP que permite variar el voltaje del lado de BT o implementación de nuevos transformadores que posean características para atender estas variaciones de demanda.

Por otro lado, se puede tomar medidas para la integración de demanda futura adoptando generación distribuida conectada a la red, generando flujos de potencia bidireccionales que pueden ser atendidos sin problema por el algoritmo implementado. Además de la compensación de

reactivos en el sistema para mejorar el factor de potencia, que afecta directamente a las pérdidas en el sistema y disminuir la demanda de potencia reactiva.

En el desarrollo de este documento, por facilidades de simulación se consideró la carga de los VE como cargas constantes. Sin embargo, en la realidad estas cargas son no convencionales, es decir, son cargas no lineales con una electrónica de potencia inmersa en este elemento de la red por lo que se recomienda modelar la electrónica de potencia que se encuentra inmersa en el funcionamiento de los VE y estudiar su comportamiento más direccionado a lo que se podría tener en la realidad.

Referencias

- [1] Barbosa, R., Zhang, X., y Silva, C. (2020). Estrategias de carga inteligente para vehículos eléctricos en redes eléctricas futuras: una revisión. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 110329.
- [2] Buharali, N., y Shaaban, M. (2022). Vehículo a red (V2G): una revisión integral de tecnologías facilitadoras, oportunidades y desafíos. *Energy Reports*, 8, 1134-1148.
- [3] Cao, J., Zhao, Y. y Zhang, W. (2021). Mejora de la estabilidad de la red con tecnología de vehículo a red en condiciones de alta penetración de energías renovables. *Energía*, 234, 121234.
- [4] Chen, S., Sun, Y. y Li, Q. (2022). Almacenamiento de energía distribuida en sistemas de energía: una revisión integral de los beneficios, los desafíos y las direcciones futuras. *Journal of Energy Storage*, 50, 104472.
- [5] Gómez, P., & Martínez, R. (2022). Marcos regulatorios para la implementación de la conectividad vehículo-red: una visión global. *Energy Policy*, 165, 112983.
- [6] Hoffmann, A., Müller, M. y Becker, T. (2023). Evaluación del impacto de la integración de vehículos a red en sistemas de energía renovable. *Journal of Energy Research*, 47(6), 1140-1152.
- [7] Kley, F., Plocher, M. y Weis, L. (2022). Tendencias de desarrollo de vehículos eléctricos y su impacto en el futuro del transporte. *Journal of Clean Transportation*, 15(3), 89-99.
- [8] Liu, Z., y Zhang, Y. (2020). Sistemas móviles de almacenamiento de energía: una nueva aplicación de vehículos eléctricos para equilibrar la red. *Energy Storage and Management*, 33, 12321.
- [9] Olabi, AG, Abdelkareem, MA y Elsaid, K. (2021). Vehículos eléctricos y perspectivas globales de futuro. *Environmental Impact Assessment Review*, 91, 106672.
- [10] Park, Y., Jung, H. y Lim, D. (2022). Almacenamiento de energía estacionario y móvil: un análisis comparativo de sistemas de energía. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 51, 10 de octubre de 1982.
- [11] Petrillo, A., Felice, F., y De Felice, M. (2021). Viabilidad financiera de proyectos de vehículo a red en redes inteligentes urbanas. *Applied Energy*, 300, 117537.
- [12] Rodríguez, L., & Gómez, E. (2022). Esquemas de incentivos para la adopción de vehículos eléctricos y la integración a la red: una perspectiva latinoamericana. *Energy Policy* , 163, 112810.

- [13] Schwarz, H., Schmidt, C. y Lang, A. (2020). Ciberseguridad en redes inteligentes: una revisión de problemas y desafíos críticos. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(3), 1424-1433.
- [14] Wang, Q., y Li, Y. (2021). Vehículos eléctricos y su impacto en la sostenibilidad urbana: una revisión. *Energy Research & Social Science*, 73, 101933.
- [15] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), 371-380.
- [16] Jiang, Z., & Zhang, L. (2016). Development of a dual port EV charger for level 2 charging applications. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 4(4), 1226-1235.
- [17] Wu, X., Jiang, J., & Liu, G. (2019). Fast charging technology for electric vehicles: An overview. *Battery Research and Innovation Journal*, 28(3), 45-56.
- [18] Peterson, S. B., & Whitacre, J. F. (2021). Review of high-power EV charging technologies and implications on the electric grid. *Journal of Power Sources*, 456, 228-236.
- [19] ang, D. y Hu, L. (2021). Una revisión crítica de las tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas de red. *Energía renovable*, 181, 1283-130.
- [20] Mokryani, G., & Pilo, F., & Jenkins, N. (2015). Multi-objective optimization of distribution network planning using a scenario-based multi-objective approach. *Energy Systems*, 6(1), 111-129.
- [21] González-Longatt, F., & Wall, P., & Regulski, P. (2012). Optimal location and sizing of distributed generation in distribution systems by genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 84(1), 174-180.
- [22] Palizban, O., & Kauhaniemi, K. (2016). Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, 6, 248-259.
- [23] Yamashiro, T., & Hirayama, K. (2020). Optimizing distribution network expansion planning using a genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(3), 1205-1213.
- [24] Carvalho, P. M., & Ferreira, L. A., & Nunes, J. P. (2010). A review of optimization models for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3), 1212-1221.
- [25] Li, C., & Jayaweera, D., & Teng, F. (2015). Distribution network expansion planning considering the benefits of distributed generation and demand response. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 712-722.

- [25] A. B. Masi, "Distributed Generation and the Grid: Integrating Renewables into the Utility Network," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 5-10, Jan. 2020.
- [26] M. Hossain, A. Oo, and J. Ali, "Review on Renewable Energy Integration in Grid-connected Distributed Generation System," *Renewable Sustainable Energy Rev.*, vol. 85, pp. 194-206, 2018.
- [27] International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2022," IRENA, Abu Dhabi, 2023.
- [28] Y. Li and J. Zhang, "Photovoltaic Solar Energy in Distributed Generation Systems: Advancements and Challenges," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 12, no. 3, pp. 780-787, Mar. 2022.
- [29] C. Liu, "Storage and Intermittency: Assessing the Integration of Solar Energy in Distributed Systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 152-160, 2021.
- [30] P. Sorensen, "Wind Power Integration into Distributed Generation Networks: Challenges and Solutions," *Renewable Energy*, vol. 179, pp. 1201-1208, 2023.
- [31] R. Evans, M. Strezov, & P. Evans, "Biomass for Distributed Power Generation: Environmental Impacts and Efficiency," *Biomass Bioenergy*, vol. 152, pp. 139-147, 2023.
- [32] T. J. Pérez, M. Ortiz, & H. Chávez, "Energy Autonomy and Prosumers in Distributed Generation," *Energy Policy*, vol. 165, no. 6, pp. 46-56, 2022.
- [33] Z. Wang, "Resilience of Power Systems with Distributed Renewable Energy Sources," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 1112-1121, 2020.
- [34] A. Chen, G. Huang, & D. Zhao, "Energy Storage Solutions for Renewable-based Distributed Generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 36, no. 5, pp. 701-710, 2023.
- [35] J. Roberts & P. Funk, "Redesigning Grids for Distributed Renewable Energy," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 35, no. 2, pp. 50-58, 2022.
- [36] H. Chávez, A. Malik, & Y. Kim, "Smart Grids and Distributed Renewable Energy Integration," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, no. 1, pp. 124-131, 2024.
- [37] S. Lin & R. Sánchez, "Policy Frameworks for Distributed Renewable Energy," *Energy Econ.*, vol. 78, pp. 311-319, 2021.
- [38] P. T. Franco. "Vehículos eléctricos crecen el 71 % en ventas en Ecuador y los híbridos suben el 42 %". *El Universo | Noticias de Ecuador y del mundo*. Accedido el 24 de noviembre de 2024. <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/vehiculos-electricos-hibridos-ventas-crecimiento-aeade-cinae-nota/>

- [39] A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato and M. J. Rider, "MultiStage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 3, pp. 1900 – 1914, May 2016.
- [40] M. Lavorato, M. J. Rider, A. V. Garcia and R. Romero, "A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1734–1742, Aug. 2010.
- [41] J. L. Villa Restrepo, M. A. Romero, y J. C. Gómez López, "Análisis de la criticidad de los sistemas de distribución como parte fundamental en la prestación del servicio eléctrico," *Revista Científica*, vol. 24, no. 1, pp. 1-7, Jan. 2016.

Apéndice

Apéndice A

Tabla A 1 Conjuntos utilizados para el modelo MILP y CHA.

Fuentes: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, 2016 & vol. 25, 2010.

MILP	CHA
Conjuntos:	Conjuntos:
Ω_a : Conjunto de tipo de circuitos.	Ω_l : Conjunto de ramas existentes y propuestas.
Ω_b : Conjunto de nodos.	Ω_b : Conjunto de nodos.
Ω_c : Conjunto de alternativas para subestaciones.	Ω_{b_s} : Conjunto de nodos de subestaciones de bus existentes y propuestas. Donde: $\Omega_{b_s} \subset \Omega_b$.
Ω_g : Conjunto de alternativas para generación distribuida.	Ω_{b_i} : Conjunto de nodos conectados en el nodo i . Donde: $\Omega_{b_i} \subset \Omega_b$.
Ω_{bp} : Conjunto de nodos de transferencia.	Ω_a : Conjunto de tipo de circuitos.
Ω_s : Conjunto de nodos de subestación.	Ω_f : Conjunto de direcciones de flujo de potencia. Donde: $\Omega_f = \{ij ; i \in \Omega_b \wedge j \in \Omega_{b_i}\}$.
Ω_l : Conjunto de ramas.	
Ω_u : Conjunto de etapas.	

Tabla A 2 Funciones utilizados para el modelo CHA.

Fuentes: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, 2010.

G_{ij} : Matriz conductancia nodal.
B_{ij} : Matriz susceptancia nodal.
P_i : Potencia activa calculada en el nodo i .
Q_i : Potencia reactiva calculada en el nodo i .
$P_{ij,a}$: Flujo de potencia activa de tipo a , que va del nodo i hacia el nodo j .
$Q_{ij,a}$: Flujo de potencia reactiva de tipo a , que va del nodo i hacia el nodo j .
$S_{ij,a}$: Flujo de potencia aparente de tipo a , que va del nodo i hacia el nodo j .
Donde: $S_{ij,a} = \sqrt{P_{ij,a}^2 + Q_{ij,a}^2}$.
$\hat{n}_{ij,a}$: Número total de circuitos de rama ij de tipo a .
v : Costo total de inversión y operación.

Tabla A 3 Constantes utilizados para el modelo MILP.

Fuente: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, 2016.

$\overline{\Delta}_i^S$: Límite superior para cada bloque de $\Delta_{i,y,u}^{Ps}$ y $\Delta_{i,y,u}^{Qs}$. $\overline{\Delta}^G$: Límite superior para cada bloque de $\Delta_{ij,y,u}^{Pg}$ y $\Delta_{ij,y,u}^{Qg}$ Y : Número de bloques en linealización por partes. ϕ_l : Factor de carga. ϕ_s : Factor de pérdidas. τ : Tasa de interés. α : Número total de horas en un año. Donde: $\alpha = 8760 h$. $\overline{b}$: Límite superior para la variable $b_{ij,u}$. c^{cb} : Costo de instalación de Banco de capacitores en [US\$]. $c_{i,c}^s$: Costo fijo de subestación en el nodo i usando la alternativa c en [US\$]. $c_{ij,a}^f$: Costo de construcción del circuito ij usando conductor de tipo a en [US\$]. c^e : Costo de energía de subestaciones en $\left[\frac{US\$}{kWh}\right]$. c_g^{dg} : Costo de energía de generación distribuida considerando la alternativa g en [US\$]. c^{mod} : Costo de cada unidad capacitiva estándar en [US\$]. c^{vr} : Costos de instalación de reguladores de voltaje en [US\$]. $c_{i,c}^r$: Costo de repotenciación de la subestación en el nodo i usando la alternativa c en [US\$].	c_i^v : Costo de operación de la subestación en el nodo i en $\left[\frac{US\$}{kVAh^2}\right]$. $\overline{I}_a$: Magnitud máxima de corriente que circula por el conductor de tipo a en [A] Fc_g^{dg} : Factor de potencia para generación distribuida considerando la alternativa g . K : Número de años en cada etapa. l_{ij} : Longitud del circuito de la rama ij . m_y^G : Pendiente del y -ésimo bloque de linealización por partes para flujo de carga en un circuito. m_y^S : Pendiente del y -ésimo bloque de linealización por partes para la energía proveniente de una subestación. $\overline{G}$: Número máximo de puntos de generación distribuida que se puede instalar en el sistema. $\overline{M}$: Número máximo de bancos de capacitores que se puede instalar en el sistema. $\overline{N}$: Número máximo de unidades capacitivas estándar que se puede instalar en el sistema. $\overline{O}$: Número máximo de reguladores de voltaje que se puede instalar en el sistema. $P_{i,u}^D$: Demanda de potencia activa en el nodo i usando la etapa u en [kW]. $Q_{i,u}^D$: Demanda de potencia reactiva en el nodo i usando la etapa u en [kVAR]. Q_{bc}^{esp} : Demanda de potencia reactiva de cada unidad capacitiva estándar en [kVAR].
--	--

$R_{ij}^{\%}$: Rango de regulación de reguladores de voltaje.

R_a : Resistencia por longitud de conductor del tipo a en $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$.

$Rg'_{i,c}$: Capacidad de potencia aparente para la repotenciación de la subestación considerando la alternativa c en el nodo i en $[kVA]$.

$Sg'_{i,c}$: Capacidad de potencia aparente para nueva subestación considerando la alternativa c en el nodo i en $[kVA]$.

S_g^{DG} : Capacidad de potencia aparente para generación distribuida considerando la alternativa g en el nodo i en $[kVA]$.

$\underline{V}$: Límite inferior de magnitud de voltaje en $[kV]$.

$\overline{V}$: Límite superior de magnitud de voltaje en $[kV]$.

X_a : Reactancia por longitud de conductor del tipo a en $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$.

Z_a : Impedancia por longitud de conductor del tipo a en $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$

Tabla A 4 Constantes utilizados para el modelo CHA.

Fuente: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, 2010.

k_l : Tasa de recuperación de capital por construcción de circuitos.	ΔV : Umbral de tensión.
k_s : Tasa de recuperación de capital por construcción o renovación de Subestaciones.	$n_{ij,a}^0$: Circuito existente en la rama ij de tipo a .
$c_{ij,a}$: Costo de construcción de rama ij de tipo a en $\left[\frac{US\$}{km}\right]$.	l_{ij} : Longitud del circuito de la rama ij .
c_{fi} : Costo fijo de la subestación en el nodo i en $[US\$]$.	$\bar{S}_i^0$: Límite máximo de potencia aparente en la subestación existente en el nodo i .
α : Número total de horas en un año. Donde: $\alpha = 8760 h$.	$\bar{S}_i$: Límite máximo de potencia aparente en la subestación renovada o construida en el nodo i .
τ_l : Tasa de interés del costo de pérdidas de energía.	V_{nom} : Magnitud de voltaje nominal.
τ_s : Tasa de interés de costo de operación de subestaciones.	$\bar{S}_{ij,a}$: Límite máximo de potencia aparente en la rama ij de tipo a .
ϕ_l : Factor de pérdidas de circuitos.	n_b : Número de nodos. Donde: $n_b = \Omega_b $.
ϕ_s : Factor de pérdidas de subestaciones.	n_{b_s} : Número de nodos de subestaciones de bus. Donde: $n_{b_s} = \Omega_{b_s} $.
c_l : Costo por unidad de energía perdida en $\left[\frac{US\$}{kWh}\right]$.	P_{D_i} : Demanda de potencia activa en el nodo i .
c_{vi} : Costo de operación de la subestación en el nodo i en $\left[\frac{US\$}{kVAh^2}\right]$.	Q_{D_i} : Demanda de potencia reactiva en el nodo i .
	$g_{ij,a}$: Conductancia de rama ij de tipo a .
	$b_{ij,a}$: Susceptancia de rama ij de tipo a .

Tabla A 5 Variables utilizados para el modelo MILP.

Fuente: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, 2016.

$\Delta_{ij,y,u}^{Pg}$: Variable de discreción del y -ésimo bloque para $ \hat{P}_{ij,u} $. $\Delta_{i,y,u}^{Ps}$: Variable de discreción del y -ésimo bloque para $P_{i,u}^S$. $\Delta_{ij,y,u}^{Qg}$: Variable de discreción del y -ésimo bloque para $ \hat{Q}_{ij,u} $. $\Delta_{i,y,u}^{Qs}$: Variable de discreción del y -ésimo bloque para $Q_{i,u}^S$. $\beta_{i,u}^{cb}$: Variable binaria asociada a la localización de un banco de capacitores en el nodo i de la etapa u . $\beta_{i,g,u}^{dg}$: Variable binaria asociada a la localización de generación distribuida en el nodo i considerando la alternativa g de la etapa u . $\alpha_{ij,u}^{vr}$: Variable binaria asociada a la operación de un regulador de voltaje en el circuito ij de la etapa u . $\beta_{ij,u}^{vr}$: Variable binaria asociada a la localización de un regulador de voltaje en el circuito ij de la etapa u . $\varepsilon_{i,u}$: Variable binaria asociada a uso de transferencia en el nodo i de la etapa u . $\delta_{ij,a,u}$: Variable binaria asociada con la construcción o reconducción del circuito ij usando conductor del tipo a de la etapa u . $\sigma_{i,c,u}$: Variable binaria asociada con la construcción de una subestación en el nodo i usando la alternativa c de la etapa u . $r_{i,c,u}$: Variable binaria asociada con la repotenciación de una subestación en el nodo i usando la alternativa c de la etapa u .	$\varpi_{i,u}$: Número entero de unidades capacitivas estándar instaladas en el nodo i de la etapa u . $\psi_{i,u}$: Número entero de unidades capacitivas estándar operando en el nodo i de la etapa u . $I_{ij,a,u}^{sqr}$: Cuadrado de la magnitud de corriente en el circuito ij asociado al conductor del tipo a de la etapa u . $\hat{I}_{ij,u}^{sqr}$: Cuadrado de la magnitud de corriente en el circuito ij de la etapa u . $P_{i,g,u}^{DG}$: Potencia activa proveniente de generación distribuida en el nodo i en la etapa u considerando la alternativa g en $[kW]$. $P_{i,u}^S$: Potencia activa proveniente de una subestación en el nodo i en la etapa u en $[kW]$. $P_{ij,a,u}$: Flujo de potencia activa el circuito ij asociado a un conductor de tipo a de la etapa u en $[kW]$. $\hat{P}_{ij,u}$: Flujo de potencia activa el circuito ij de la etapa u en $[kW]$. $P_{ij,u}^+$: Variable auxiliar usada en el cálculo de $ \hat{P}_{ij,u} $ en $[kW]$. $P_{ij,u}^-$: Variable auxiliar usada en el cálculo de $ \hat{P}_{ij,u} $ en $[kW]$. $Q_{i,g,u}^{DG}$: Potencia reactiva proveniente de generación distribuida en el nodo i en la etapa u considerando la alternativa g en $[kVAR]$. $Q_{i,u}^S$: Potencia reactiva proveniente de una subestación en el nodo i en la etapa u en $[kVAR]$.
---	---

$Q_{ij,a,u}$: Flujo de potencia reactiva el circuito ij asociado a un conductor de tipo a de la etapa u en $[kVAR]$.

$\hat{Q}_{ij,u}$: Flujo de potencia reactiva el circuito ij de la etapa u en $[kVAR]$.

$Q_{ij,u}^+$: Variable auxiliar usada en el cálculo de $|\hat{Q}_{ij,u}|$ en $[kVAR]$.

$Q_{ij,u}^-$: Variable auxiliar usada en el cálculo de $|\hat{Q}_{ij,u}|$ en $[kVAR]$.

$Sg_{i,u}^{sqr}$: Cuadrado de la potencia aparente suministrada por la subestación en el nodo i en la etapa u en $[kVA]$.

$V_{i,u}^{sqr}$: Cuadrado de la magnitud de voltaje en el nodo i en la etapa u en $[V]$.

$\tilde{V}_{i,u}^{sqr}$: Cuadrado de la magnitud de voltaje no regulado en el nodo i en la etapa u en $[V]$.

$y_{ij,u}^+$: Variable binaria asociada con la dirección de avance del circuito ij de la etapa u .

$y_{ij,u}^-$: Variable binaria asociada con la dirección de retroceso del circuito ij de la etapa u .

$\omega_{i,c,u}$: Variable binaria que indica si la subestación en el nodo i , considerando la alternativa c , está activa en la etapa u .

$z_{ij,a,u}$: Variable binaria asociada con la operación del circuito ij usando el conductor tipo a de la etapa u .

$b_{ij,u}$: Variable utilizada en el cálculo de la caída de tensión del circuito ij de la etapa u .

Tabla A 6 Variables utilizados para el modelo CHA.

Fuente: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, 2010.

$n_{ij,a}$: Número de circuitos que se puede agregar en la rama ij de tipo a .

m_i : Número de subestaciones que se puede agregar en el nodo i .

V_i : Magnitud de voltaje en el nodo i .

θ_{ij} : Diferencia de ángulo de fase entre el nodo i y j .

P_{S_i} : Potencia activa proporcionada por la subestación en el nodo i .

Q_{S_i} : Potencia reactiva proporcionada por la subestación en el nodo i .

$n_{ij,a}^+$: Número de circuitos agregados en la rama ij de tipo a durante el proceso iterativo del Algoritmo Heurístico Constructivo.

m_i^+ : Número de subestaciones agregadas en el nodo i durante el proceso iterativo del Algoritmo Heurístico Constructivo.

n^{+R} : Vector de circuitos agregados clasificados.

Apéndice B

Algoritmo heurístico constructivo para la planificación de sistemas de distribución

Esta metodología propone un CHA con el objetivo de abordar la problemática de la planificación de expansión de SDEE, donde se busca soluciones para mejora local y técnicas de ramificaciones. Consiste en un proceso iterativo que utiliza índices de sensibilidad para determinar la decisión de construcción de S/E y circuitos que son modelados como variables continuas.

Modelo de planificación de la expansión en SDEE

El modelo matemático presentado en [40], describe un problema de programación no lineal entera mixta considerando variables binarias que representan la construcción o redimensionamiento de S/E y circuitos o líneas. Donde se implementan una fase para mejora local y técnicas de ramificación de las líneas para aumentar la exactitud de los resultados.

La función objetivo se describe en la expresión (B.1), tiene como objetivo principal minimizar los costos de inversión y operación totales como: costos de inversión relacionados a la construcción o repotenciación de nuevos circuitos y S/E, costos de operaciones anuales provenientes de pérdidas de carga en circuitos u operación de S/E.

$$\begin{aligned} \min f = & k_l \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_{ij,a} n_{ij,a} l_{ij}) + k_s \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_{fi} m_i) \\ & + \delta_l \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (g_{ij,a} \hat{n}_{ij,a} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_{ij}))) \\ & + \delta_s \sum_{i \in \Omega_{bs}} (c_{vi} (P_{Si}^2 + Q_{Si}^2)) \quad (B.1) \end{aligned}$$

Donde:

$$\delta_l = \alpha \tau_l \phi_l c_l$$

$$\delta_s = \alpha \tau_s \phi_s c_s$$

La función (B.1) está sujeta a las restricciones (B.2) – (B.11). Para el balance de carga activa y reactiva entregada en un nodo se dice que la potencia activa y reactiva entregada por el sistema

está equilibrada con respecto a la demanda y las perdidas en los circuitos, según la expresión (B.2) y (B.3).

$$P_i - P_{S_i} + P_{D_i} = 0 ; \forall i \in \Omega_b \quad (B.2)$$

$$Q_i - Q_{S_i} + Q_{D_i} = 0 ; \forall i \in \Omega_b \quad (B.3)$$

La restricción (B.4) establece los límites de tensión en los nodos dentro de los rangos permitidos para mantener calidad del suministro de energía eléctrica.

$$\left(1 - \frac{\Delta V}{100}\right) \leq \frac{V_i}{V_{nom}} \leq \left(1 + \frac{\Delta V}{100}\right) ; \forall i \in \Omega_b \quad (B.4)$$

La restricción (B.5) limita la potencia máxima que puede entregar las S/E considerando las S/E existentes y las redimensionadas o repotenciadas.

$$P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2 \leq (\bar{S}_i^0 + m_i \bar{S}_i)^2 ; \forall i \in \Omega_{b_s} \quad (B.5)$$

Para el flujo de potencia activa y reactiva se establece la relación de estas, los parámetros de los circuitos y variables operativas, de acuerdo con la restricción (B.6).

$$P_{ij,a}^2 + Q_{ij,a}^2 \leq (\hat{n}_{ij,a} \bar{S}_{ij,a})^2 ; \forall ij \in \Omega_f, \forall a \in \Omega_a \quad (B.6)$$

Los flujos de potencia activa y reactiva están descritos por las siguientes expresiones:

$$P_{ij,a} = \hat{n}_{ij,a} [V_i^2 g_{ij,a} - V_i V_j (g_{ij,a} \cos(\theta_{ij}) + b_{ij,a} \sin(\theta_{ij}))]$$

$$Q_{ij,a} = \hat{n}_{ij,a} [-V_i^2 b_{ij,a} - V_i V_j (g_{ij,a} \sin(\theta_{ij}) - b_{ij,a} \cos(\theta_{ij}))]$$

La expresión (B.7) evita que se integren más de un circuito entre nodos, este debe no debe acceder la unidad.

$$\sum_{a \in \Omega_a} \hat{n}_{ij,a} \leq 1 ; \forall ij \in \Omega_l \quad (B.7)$$

Para la toma de decisiones de inversión se modelo las variables binarias (B.8) y (B.9) que indican si es viable la construcción o repotenciación de un circuito o S/E.

$$n_{ij,a} \leq [0,1] ; \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (B.8)$$

$$m_i \leq [0,1] ; \forall i \in \Omega_{b_s} \quad (B.9)$$

La expresión (B.10) asegura que el sistema tenga una topología radial, para mantener la estabilidad y simplicidad operativa del sistema. Además, de acuerdo con (B.11) se garantiza que todos los nodos se mantengan en conexión permitiendo así el suministro hacia todas las cargas.

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} \hat{n}_{ij,a} = n_b - n_{b_s} \quad (B.10)$$

$$\hat{n}_{ij,a} = n_{ij,a}^0 + n_{ij,a} ; \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (B.11)$$

De acuerdo a las expresiones (B.2) y (B.3), las funciones P_i y Q_i son representadas en (B.12) y (B.13) modelando las matrices conductancia y susceptancia nodal para el cálculo de flujo de carga.

$$P_i = V_i \sum_{j \in \Omega_b} V_j [G_{ij}(\hat{n}_{ij,a}) \cos(\theta_{ij}) + B_{ij}(\hat{n}_{ij,a}) \sin(\theta_{ij})] \quad (B.12)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in \Omega_b} V_j [G_{ij}(\hat{n}_{ij,a}) \sin(\theta_{ij}) - B_{ij}(\hat{n}_{ij,a}) \cos(\theta_{ij})] \quad (B.13)$$

Algoritmo heurístico constructivo

La propuesta inicial de esta metodología radica en un problema de programación no lineal mixta binaria, para simplicidad de las variables binarias que describen las construcción o rediseño de circuitos y S/E se toman como variables continuas de valor 0 y 1.

El CHA se rige bajo una secuencia de pasos consecutivos que añaden de manera gradual una S/E o un circuito en el SDEE. Esta selección de inversión en cada etapa se realiza discriminando los índices de sensibilidad de subestación y circuitos de acuerdo a las expresiones (B.14) y (B.15) respectivamente.

$$SSI = \max_{i \in \Omega_{b_s}} \left\{ \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} ; \forall m_i \neq 0 \right\} \quad (B.14)$$

$$CSI = \max_{ij \in \Omega_f, a \in \Omega_a} \{S_{ij,a} ; \forall n_{ij,a} \neq 0\} \quad (B.15)$$

La restricción (B.16) limita la capacidad de las S/E tomando en consideración las inversiones parciales.

$$P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2 \leq (\bar{S}_i^0 + m_i^+ \bar{S}_i + m_i \bar{S}_i)^2 ; \forall i \in \Omega_{b_s} \quad (B.16)$$

Las restricciones (B.17) y (B.18) controla en valor en que son construidos o repotenciados los circuitos y S/E respectivamente.

$$0 \leq n_{ij,a} \leq (1 - n_{ij,a}^+) ; \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (B.17)$$

$$0 \leq m_i \leq (1 - m_i^+) ; \forall i \in \Omega_{b_s} \quad (B.18)$$

Además, la restricción (B.19) garantiza que el SDEE sea del tipo radial y sea mantenga interconectado.

$$\hat{n}_{ij,a} = n_{ij,a}^0 + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a} ; \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (B.19)$$

Para la solución del modelo, se calcula el costo óptimo de inversión y operación total acumulado, respecto a la construcción o redimensionamiento de los elementos durante las iteraciones del CHA.

$$\begin{aligned} v = & k_l \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_{ij,a} n_{ij,a}^+ l_{ij}) + k_s \sum_{i \in \Omega_{b_s}} (c_{fi} m_i^+) \\ & + \delta_l \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (g_{ij,a} (n_{ij,a}^0 + n_{ij,a}^+) (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_{ij}))) \\ & + \delta_s \sum_{i \in \Omega_{b_s}} (c_{vi} (P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2)) \quad (B.20) \end{aligned}$$

Además, en el CHA se utiliza dos criterios para definir cuándo debe de detenerse el proceso iterativo. La ecuación (B.21) evalúa la necesidad de incrementar el número de S/E a manera de abastecer los requisitos energéticos del sistema, mientras que, la ecuación (B.22) determina si los circuitos agregados satisfacen la demanda actual.

$$SFI = \sum_{i \in \Omega_{b_s}} m_i \quad (B.21)$$

$$CFI = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} \quad (B.22)$$