

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

“Gestión de la energía en redes de distribución de baja tensión  
desequilibradas con microgeneración y almacenamiento”

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Presentado por:

Steven Jacob Marín Vega  
Brayan Andre Ordóñez Buele

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres, a mis hermanos, tíos y a la memoria de mi abuelita Rosario Buele (+), y mis bisabuelos Manuela Salazar (+) y Clotario Buele (+).

Brayan Andre Ordóñez Buele

Este proyecto de titulación va dedicado a Dios, a mis padres, a mi abuelita Carmen, a María Frías, a mis amigos y a todas las personas que pude conocer a lo largo de mi etapa universitaria.

Steven Jacob Marín Vega

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a mi familia y amigos que me apoyaron en todo este proceso, y mi agradecimiento hacia la Escuela Superior Politécnica del Litoral, junto con sus tutores, profesores y demás personas que forman parte de esta gran institución.

Brayan Andre Ordóñez Buele

Quiero agradecer a mi familia por haberme apoyado en todo momento, a mis profesores por ser una guía en esta etapa de la vida y a todas las personas que estuvieron siempre presentes durante mi formación profesional.

Steven Jacob Marín Vega

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Steven Jacob Marín Vega, Brayan Andre Ordóñez Buele y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



---

Marín Vega  
Steven Jacob



---

Ordóñez Buele  
Brayan Andre

## **EVALUADORES**

.....  
**Endara Vélez Iván David**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**Rengifo Santana Johnny Wladimir**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

En el presente proyecto se desarrolla la minimización de costos de implementación de microgeneración en conjunto con el almacenamiento, dimensionando el sistema para la corrección de problemas en las redes de distribución, como las pérdidas de energía y caídas de voltaje en ciertas zonas de la red. El aumento constante de la demanda de energía eléctrica, la contaminación por energías no renovables, y los problemas mencionados previamente, plantea la búsqueda de alternativas tecnológicas como microgeneración, que inclusive promueve una reducción de costos de mantenimientos con el sistema actual. La metodología aplicada fue de optimización por enjambre de partículas, con función de minimización considerando las restricciones. Para ello, se analizó un caso de prueba de una red de bajo voltaje de 13 barras donde presenta la característica de desequilibrio y problemas de niveles de voltaje fuera de los rangos aceptables de  $\pm 5\%$ . Por medio del uso del software Matlab/Simulink se realizó el diseño de la red y se aplicó el algoritmo de optimización para verificar la correcta ubicación y potencia durante cada iteración. Las mejorías observadas en la red fueron significativas, llegando a ser hasta un 10% mejores en ciertos nodos, la potencia total determinada por el algoritmo es de 20kW, aunque los resultados de la investigación alcanzaron un costo de \$69.240, este costo será recuperado en la optimización de la energía almacenada gradualmente, sumado a los beneficios para el medio ambiente, tal como se fue dando eventualmente con el sistema fotovoltaico.

**Palabras Clave:** Optimización, Microgeneración, Baterías, Baja tensión, Red desequilibrada.

## **ABSTRACT**

*In this project, the minimization of microgeneration implementation costs in conjunction with storage is developed, sizing the system to correct problems in distribution networks, such as energy losses and voltage drops in certain areas of the network. The constant increase in the demand for electrical energy, pollution by non-renewable energies, and the problems mentioned previously, raises the search for technological alternatives such as microgeneration, which even promotes a reduction in maintenance costs with the current system. The methodology applied was particle swarm optimization, with a minimization function considering the constraints. For this, a test case of a 13-bus low voltage network was analyzed, where it presents the unbalance characteristic and problems of voltage levels outside the acceptable ranges of  $\pm 5\%$ . Through the use of Matlab/Simulink software, the design of the network was carried out and the optimization algorithm was applied to verify the correct location and power during each iteration. The improvements observed in the network were significant, reaching up to 10% better in certain nodes, the total power determined by the algorithm is 20kW, although the results of the investigation reached a cost of \$69,240, this cost will be recovered in the gradually optimizing stored energy, added to the benefits for the environment, as was eventually the case with the photovoltaic system.*

**Keywords:** Optimization, Microgeneration, Batteries, Low voltage, Unbalanced network

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
RESUMEN .....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1 .....	10
1.    Introducción .....	10
1.1    Descripción del problema .....	10
1.2    Justificación del problema .....	11
1.3    Objetivos .....	13
1.3.1    Objetivo General .....	13
1.3.2    Objetivos Específicos.....	13
1.4    Microgeneración en redes de distribución.....	13
1.4.1    Tipos de generación distribuida.....	14
1.4.2    Generación distribuida en el Ecuador.....	15
1.4.3    Microgeneración fotovoltaica.....	16
1.5    Emisiones de GEI en el Ecuador .....	17
1.6    Influencia de la generación distribuida en el sistema eléctrico. ....	17
1.7    Almacenamiento de energía en redes de distribución .....	19
1.8    Métodos de Optimización .....	20
1.8.1    Técnicas de optimización en sistemas conectados a la red .....	21

1.9	Algoritmo de optimización PSO .....	22
1.10	Forma de trabajo del algoritmo .....	23
1.11	Estudio de sistemas de distribución desequilibrados con microgeneración Matlab/Simulink .....	24
CAPÍTULO 2 .....		26
2.	Metodología .....	26
2.1	Costo de implementación de GD y almacenamiento en Ecuador .....	27
2.1.1	Generación fotovoltaica.....	27
2.1.2	Almacenamiento con baterías .....	28
2.2	Minimización de costos de GD y BESS .....	30
2.2.1	Función objetivo .....	30
2.2.2	Restricciones .....	30
2.3	Optimización de la función.....	31
2.4	Modelación del sistema de prueba .....	34
2.5	Simulaciones .....	38
CAPÍTULO 3 .....		40
3.	Resultados y análisis .....	40
CAPÍTULO 4 .....		49
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	49
4.1	Conclusiones .....	49
4.2	Recomendaciones .....	50
BIBLIOGRAFÍA .....		51
APÉNDICES.....		54
A	Modelamiento .....	55
B	Flujos de potencia .....	67
B.1.	Sistema caso base.....	67

B.2.	Sistema con microgeneración .....	68
B.3.	Sistema con microgeneración y almacenamiento .....	68
C	Inserción de generación .....	69
C.1.	Primera microgeneración .....	69
C.2.	Segunda microgeneración .....	70
C.3.	Tercera microgeneración .....	70
D	Costo de implementación .....	72
D.1.	Microgeneración .....	72
D.2.	Microgeneración y BESS .....	72

## **ABREVIATURAS**

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
GD	Generación Distribuida
ER	Energía Renovable
PSO	Particle Swarm Optimization
BESS	Battery Energy Storage System
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables
PV	Fotovoltaico
BAT	Baterías
GEI	Gases de efecto invernadero

## SIMBOLOGÍA

pu	Por unidad
kTon	Miles de toneladas
eq	Equivalente
kW	Quilovatio
V	Voltios

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Flujograma de la metodología .....	27
Figura 2.2 Flujograma del algoritmo de optimización PSO .....	33
Figura 2.3 Red de bajo voltaje de 13 barras .....	34
Figura 3.1 Sistema base de 13 barras creado automáticamente en Simulink.....	40
Figura 3.2 Perfil de voltaje de sistema base .....	41
Figura 3.3 Inserción de microgeneración de acuerdo con el algoritmo .....	42
Figura 3.4 Perfil de voltaje del sistema con microgeneración .....	43
Figura 3.5 Sistema de distribución con microgeneración y almacenamiento .....	45
Figura 3.6 Inserción del sistema de almacenamiento de acuerdo con el algoritmo...	46
Figura 3.7 Perfil de voltaje del sistema con la GD y BESS .....	46
Figura 4.1 Resultados de flujo de potencia inicial .....	67
Figura 4.2 Potencia de la GD 1 determinada luego de la optimización .....	69
Figura 4.3 Potencia de la GD 2 determinada luego de la optimización .....	70
Figura 4.4 Potencia de la GD 3 determinada luego de la optimización .....	71

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Niveles de tensión y capacidad máxima de GD .....	14
Tabla 1.2 Comparación entre GD. ....	14
Tabla 1.3 Emisiones de GEI por actividad [11] .....	17
Tabla 1.4 Tipos de Generación distribuida [13].....	18
Tabla 2.1 Costo de inversión de generación fotovoltaica. ....	28
Tabla 2.2 Costo de la energía en baterías de Litio [28].....	29
Tabla 2.3 Información técnica del BESS [29].....	29
Tabla 2.4 Datos de los transformadores .....	35
Tabla 2.5 Configuración de las líneas aéreas .....	35
Tabla 2.6 Configuración de las líneas subterráneas .....	35
Tabla 2.7 Datos de las líneas .....	37
Tabla 2.8 Datos de los capacitores en cada fase .....	38
Tabla 2.9 Datos de las cargas en cada fase .....	38
Tabla 2.10 Datos de carga distribuida .....	38
Tabla 3.1 Valores de voltaje del caso inicial .....	41
Tabla 3.2 Flujo de potencia del caso inicial .....	42
Tabla 3.3 Inserción de microgeneración .....	43
Tabla 3.4 Valores de voltaje del caso de estudio con microgeneración .....	43
Tabla 3.5 Porcentaje de cambio al ingreso de microgeneración .....	44
Tabla 3.6 Flujo de potencia del caso inicial con microgeneración.....	45
Tabla 3.7 Valores de voltaje del caso de estudio con microgeneración y BESS. ....	47
Tabla 3.8 Porcentaje de cambio al ingreso de microgeneración y BESS.....	47
Tabla 3.9 Flujo de potencia del caso inicial con microgeneración y BESS.....	48
Tabla 3.10 Costos del sistema con microgeneración y BESS.....	48

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial existe un crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, y con ello la contaminación ambiental derivada de energías no renovables, frente a esta situación el presente estudio presenta una alternativa que es la generación distribuida (GD) desde el punto de vista de microgeneración, desarrollada a partir de energías renovables (ER), por sus beneficios ambientales, ya que no contribuyen en las emisiones de carbono, y pueden estructurarse como un sistema funcional de apoyo para los grandes generadores, y son contribuyentes activos en la reducción de pérdidas y en el aumento en los niveles de voltaje.

El uso de la GD a pequeña escala genera un incremento en los niveles de energía y potencia la red. Considerando que a lo largo del día se tiene horarios de demanda que son bajos y con una producción excesiva de energía, se propone el control de éste recurriendo a dispositivos de almacenamiento programados para que inyecten energía conforme a la fluctuación de la demanda, con lo que se consigue un nivel óptimo de eficiencia energética.

Al combinar un modelo de red de distribución de baja tensión con la aplicación de GD a pequeña escala y dispositivos de almacenamiento según el nivel de la demanda, se cambian los modelos tradicionales de red de energía dónde predomina el consumismo y surge el concepto de prosumidores [1], que dentro del sector de la energía, son aquellos nuevos participantes del entorno, que se involucran desde la producción, almacenamiento, el autoconsumo e inclusive una oportunidad de negocio al vender energía eléctrica. Es decir, existe una función bidireccional beneficiando los sistemas de red de energía.

### 1.1 Descripción del problema

En las redes de distribución tradicionales suelen presentarse problemas como las como pérdidas en las líneas y deficiente calidad de la energía con la desviación de la tensión o la corriente, esto se debe a todo el recorrido que hace la energía

eléctrica desde las centrales de generación hasta llegar a la parte de distribución a industrias y hogares para cumplir con las demandas energéticas.

Con la innovación existente dentro del sector energético, es posible reducir el impacto de los problemas que subyacen con el sistema de red tradicional, y se pueden recibir múltiples beneficios dentro del ámbito económico, ecológico y técnico. Entre los cuales se puede mencionar, un sistema de almacenamiento de energía y la microgeneración o GD a pequeña escala, al ser instalaciones ubicadas a poca distancia del usuario final, reducen los costos por transportación de energía, y al utilizar ER contribuyen en la reducción de emisiones de carbono, incidiendo en la calidad de la energía debido a que mejora los perfiles de voltaje.

Por lo previamente expuesto, es necesario plantear nuevos métodos orientados a la optimización de recursos y costos, aplicando conceptos innovadores, por lo que surge el cuestionamiento ¿Cómo se puede dimensionar un sistema de microgeneración que permita mantener un voltaje que cumpla con los niveles de tensión según la normativa del país?

El presente proyecto plantea el método de optimización por enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization o PSO) con el objetivo de minimizar los costos que emergen por la aplicación de GD y reducir las pérdidas de potencia, combinados con la aplicación de dispositivos de almacenamiento localizados en puntos estratégicos, cuya finalidad es mejorar el perfil de voltaje y mantenerse dentro de los límites.

## **1.2 Justificación del problema**

La constante emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en las diversas centrales de energía eléctrica convencionales, tales como: las térmicas de carbón, centrales de tipo nuclear, entre otras tienen la capacidad de emitir alrededor de 1761 kTon de CO<sub>2</sub> en el período de un año, esta realidad exige que existan propuestas como la planteada en el presente proyecto, lo que su realización lo hace relevante porque permite el desarrollo de alternativas que contribuyan con el

cuidado del medio ambiente, porque disminuyen los efectos nocivos en su implementación.

Otro de los aspectos favorables con la realización de la presente propuesta es la corrección de caídas abruptas de voltajes existentes en las redes de distribución tradicional, debido a las grandes distancias que conforman su estructura en sí, con la aplicación de tecnologías innovadoras como la microgeneración, se pueden diversificar su uso como, por ejemplo: los arreglos fotovoltaicos, turbinas eólicas a pequeña escala, entre otros.

Son comprobados los problemas del sistema de distribución tradicional, debido a los fallos presentes en el suministro de energía hasta el consumidor final, por lo que la realización de este proyecto genera beneficios directos a la comunidad en general replicados a gran escala. Las ventajas y beneficios que ofrece la microgeneración han sido evidenciados por diferentes estudios previos, por lo que en la presente propuesta se ampliarán los estudios preexistentes orientados al dimensionamiento de la microgeneración con énfasis en el almacenamiento para un correcto control de los límites del voltaje.

La propuesta es innovadora, debido a que incorpora la inclusión de la microgeneración y un uso estratégico de las unidades de almacenamiento, haciendo óptimas y eficientes los sistemas de redes de energía; de continuar con el procedimiento tradicional, los voltajes continuarían con fluctuaciones que van fuera de los límites apropiados, incidiendo en las pérdidas de potencia, como consecuencia se presentarían problemas hacia los usuarios y continuarían con el aumento de las pérdidas de recursos y energía.

El planteamiento de la presente propuesta está orientado principalmente en el dimensionamiento de microgeneración y dispositivos de almacenamiento cuando existe sobreproducción de GD en horarios de baja demanda, para posteriormente ser inyectada según el requerimiento de energía en la red. Al aplicarse optimizará

los costos que dependerán de la ubicación estratégica determinada por el algoritmo y así poder mantener los niveles de voltaje.

Cabe recalcar, que es importante que la normativa reguladora de energía regente en cada país facilite en la práctica la implementación de proyectos innovadores como el que se presenta, dónde se incluyan la microgeneración o GD, asignando los recursos financieros y tecnológicos necesarios, debido a los beneficios a nivel económico, energético y ambiental.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Dimensionar un sistema de microgeneración implementando dispositivos de almacenamiento mediante el análisis de optimización de costos para que la red de bajo voltaje cumpla con los niveles de tensión.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Modelar el sistema de distribución para su análisis revisando el comportamiento del sistema mediante el software Matlab/Simulink.
- Optimizar los costos del uso de la microgeneración y almacenamiento en una red de distribución de baja tensión por medio de PSO.
- Identificar los factores que influyen en la variación de voltaje en la red cuando se conecta una microgeneración para la inyección de potencia activa o reactiva.
- Analizar los aspectos ambientales, técnicos y económicos para la determinación de la viabilidad del proyecto.

### **1.4 Microgeneración en redes de distribución**

Al incluir la microgeneración en las redes de distribución, es necesario considerar su relación entre las capacidades máximas de generación con el nivel de tensión, tal como se observa en la Tabla 1.1

**Tabla 1.1 Niveles de tensión y capacidad máxima de GD**

	<b>Rango</b>	<b>Capacidad máxima de GD</b>
Bajo tensión (BT)	BT < 600 V	200-250 kVA
Media tensión (MT)	600 V < MT < 50 kV	10 MVA
Alta tensión (AT)	50 kV < AT < 150 kV	10-40 MVA

En la Tabla 1.1 se hace una referencia según recursos bibliográficos [2], sin embargo puede generarse cambios en los rangos, según las normativas que regulan el sector de energía de cada país en el que se desee implementar la microgeneración.

El concepto tradicional de redes de distribución es entregar energía al usuario final fluyendo unidireccionalmente desde la subestación hasta el consumidor, por medio de una estructura de redes que cruza largos tramos de distancia. Al introducir métodos innovadores como la GD, implicaría que el usuario final puede convertirse en un productor de energía, lo que se denomina como un “prosumidor” [3], esta bidireccionalidad disminuiría los costos de facturación por servicio eléctrico.

#### **1.4.1 Tipos de generación distribuida**

Los diferentes referentes bibliográficos determinan que existen dos tipos de GD, aquellos que se basan en combustibles, como las turbina de gas y microturbina, y los que se basan en ER, como la turbina eólica y fotovoltaica [4]. Para una mejor comprensión del tipo de tecnología empleada en cada tipo, los costos inherentes de su implementación se presentan una comparativa en la Tabla 1.2

**Tabla 1.2 Comparación entre GD.**

<b>Tecnología</b>	<b>Basada en combustible</b>		<b>Basada en energías renovables</b>	
	<b>Turbina de Gas</b>	<b>Microturbina</b>	<b>Turbina eólica</b>	<b>Fotovoltaica</b>

<b>Eficiencia eléctrica de potencia (%)</b>	15 kW – 30 MW 25-30	25 kW – 500 kW 20-30	300 kW – 5 MW 20-40	300 kW – 2 MW 5-15
<b>Eficiencia total (%)</b>	80-90	80-85	-	-
<b>Costo de instalación (\$/kW)</b>	400-1200	1200-1700	1000-5000	6000-10000
<b>O &amp; M (\$/MWh)</b>	3-8	5-10	1-4	10
<b>Tipo de combustible</b>	Gas natural, biogas, propano	Gas natural, diésel, hidrogeno	Viento	Luz solar
<b>Emisiones CO<sub>2</sub> (kg/ MWh)</b>	580-680	580-680	0	0
<b>Emisiones NO<sub>x</sub> (kg/ MWh)</b>	0.3-0.5	0.3-0.5	0	0

#### 1.4.2 Generación distribuida en el Ecuador

En Ecuador, los sistemas eléctricos de acuerdo con el tipo de central están conformado de la siguiente manera: el 92% está representado por las centrales hidráulicas, un 7% corresponde a las centrales térmicas y apenas el 1% a fuentes de energías renovables [5]. Este nivel es algo alarmante, por lo que en el año 2019 entra en vigencia la “Ley Orgánica de Eficiencia Energética” que fomenta la construcción de proyectos energéticos eficientes con sustentabilidad ambiental, con el fin de consolidar un cambio en la matriz energética del país, creando políticas que atraigan la inversión extranjera orientada al desarrollo tecnológico y económico de este sector y promoviendo un ambiente habitable para sus ciudadanos, por lo que aportaría a mejorar su estilo de vida.

Para el año 2020 según el informe anual del CENACE, los tipos de producción bruta energética diferente de la convencional hidroeléctrica en Ecuador son: 18% de generación eólica, 8% fotovoltaica, 11% Biogas y un

63% Biomasa, también describe que el 90% de la energía eléctrica que se produce en el sistema nacional eléctrico proviene de empresas que permanecen al sector público [6].

Con respecto a las centrales eólicas, uno de los primeros proyectos ecuatorianos con capacidad de suministro energético para aproximadamente 7.475 habitantes, fue en la Isla San Cristóbal con una potencia que alcanza los 2,4 MW. Se cuenta además con centrales fotovoltaicas y eólicas, sistemas híbridos combinando fotovoltaico, biocombustible, y con almacenamiento en la isla Floreana [7]. Para Julio del 2021, fueron incrementados los bloques de energías renovables principalmente de origen limpio, seccionándolos en 3 bloques: Bloque 1 hasta 150 MW estarían ubicadas las pequeñas centrales hidroeléctricas, en el Bloque 2 hasta 320 MW los proyectos fotovoltaicos y eólicos y en el Bloque 3 hasta 20 MW los proyectos de Biomasa, es decir incrementó de 200 MW a 500 MW ampliando el rango de potencia con el fin de fomentar proyectos que aporten en la generación de energía eléctrica con reducido impacto de CO<sub>2</sub> y que serán implementados con la aportación del sector privado al 100% [8].

#### **1.4.3 Microgeneración fotovoltaica**

La función principal de los sistemas fotovoltaicos es transformar la energía solar en energía eléctrica, por lo que su naturaleza es de corriente continua, para su implementación es necesario contar con convertidores de potencia, y un sistema de red, para obtener corriente alterna y poder abastecer un determinado lugar, la capacidad de estos sistemas dependerá de cuánta energía requieran en la localidad dónde se instaure [9].

Ecuador posee un clima favorable para la aplicación de la microgeneración basada en energía solar, por lo que en su regulación se considera este tipo de producción energética, siempre y cuando esté orientada a un sistema fotovoltaico por propietario, destinando un rango de potencia entre 100 kW

y 300kW para usuarios residenciales y 500 kW para usuarios industriales, con un período de funcionamiento de hasta 25 años [10]. La microgeneración fotovoltaica posee múltiples ventajas entre las que se destaca un reducido impacto al medio ambiente, su funcionamiento es silencioso lo que contribuye también al entorno, el costo del mantenimiento es mínimo, eficientes aportes en la carga parcial energética [4].

### 1.5 Emisiones de GEI en el Ecuador

Los reportes referentes a los niveles de emisiones de GEI en Ecuador en conformidad con la actividad, se pueden visualizar en la Tabla 1.3. El Balance Energético Nacional 2020, distinguió que los principales contaminantes dentro de este sector son: el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>) y Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), aunque se ha observado una disminución de los niveles de exposición con relación a años anteriores, es necesario dar continuidad a los monitoreos gestionados por las autoridades correspondientes, para seguir trabajando en la reducción del impacto negativo al ambiente dado por este sector industrial.

**Tabla 1.3 Emisiones de GEI por actividad [11]**

Actividad	2019				2020			
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>	Total	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>	Total
Centrales eléctricas	2189	4	2	2195	1761	3	2	1766

En Ecuador se tiene un total de 317 centrales eléctricas con una potencia de 8.183 MW [12], los cuales emiten 1766 kTon Co<sub>2</sub> eq que se observan en la Tabla 1.3.

### 1.6 Influencia de la generación distribuida en el sistema eléctrico.

Es importante identificar los diferentes tipos de GD a pequeña escala antes de su implementación, y están relacionados con el nivel de potencia que se requiera en conformidad con la distancia hasta el consumidor final. Al estar ubicado en zonas más cercanas corresponden a una fuente de energía de menor tamaño, los sistemas que utilizan la GD y sus características se exponen en la Tabla 1.4.

Adoptando la GD se obtienen múltiples beneficios como controlar las pérdidas de energía, almacenándolas para un uso en una futura demanda, contener los voltajes dentro de los límites, lo que lo convierte en un sistema confiable para sus usuarios.

**Tabla 1.4 Tipos de Generación distribuida [13]**

Tipo de GD	Sistemas que lo usan	Características
GD-I	Baterías, sistemas fotovoltaicos, celdas de combustible, microturbinas	El tipo de potencia entregada es reactiva y posee un factor de potencia de 1
GD-II	Turbinas de gas, capacitores, compensadores de potencia reactiva, compensador sincrónico	Entrega potencia reactiva y posee factor de potencia igual a 0
GD-III	Generadores sincrónicos y generadores de diésel	El tipo de potencia es activa y reactiva y posee un factor de potencia entre 0.80 a 0.99 e atraso
GD-IV	Generadores de inducción operados con turbinas	Entrega potencia activa, pero consume potencia reactiva y cuenta con un factor de potencia entre 0.8 a 0.99 pero en adelanto

El ingreso de GD a una red de distribución trae consigo la mejora de distintos aspectos como son:

- **Perfiles de voltaje**

En las redes de distribución existen cargas desequilibradas, transposición incompleta de las líneas de transmisión, conexiones abiertas del transformador por desgaste de materiales, un deficiente mantenimiento, por lo que se presentan desbalances en el voltaje [14], y si a este escenario se le inyectan cargas al sistema eléctrico sin control y planificación en su distribución incrementan aún más este desbalance.

El mejoramiento del sistema de red eléctrico puede verse impulsado al incorporar una microgeneración, pero esto implica desafíos que se deben pulir como la captación de la producción excesiva de energía en las horas dónde la carga es mínima incrementando el voltaje por encima de los límites aceptables. Esto impulsa la búsqueda de medidas de control a esta situación, dónde se

diseñe un sistema de almacenamiento que preserve y distribuya la energía manteniendo el voltaje dentro de los límites permitidos [15].

- **Pérdidas de potencia**

Las pérdidas en el sistema es un indicativo de la eficiencia general del sistema, las pérdidas en las líneas se ven reducidas por la disminución de la corriente que circula por las mismas una vez se haya ingresado la microgeneración. En casos donde se ubique la GD en puntos desfavorables de la red puede generar el efecto contrario y aumentar las pérdidas en otras zonas. De acuerdo con la topología del sistema se debe encontrar el correcto dimensionamiento y la posición de estos equipos.

Otro indicativo que puede señalar si el sistema de red eléctrica está funcionando de manera eficiente es “la pérdida de potencia”, esto se revela cuando existe una reducción de la corriente que circula una vez que se haya implementado la microgeneración. Es importante analizar los puntos estratégicos para ubicar la GD, conforme a la dimensión del proyecto y la posición de los equipos, porque puede repercutir en el resultado que se desea lograr al instalarlo, y producir el efecto contrario; es decir, aumentar pérdidas de potencia en otras zonas [13].

- **Protección del sistema**

Los sistemas de distribución tradicionales de energía han sido diseñados para que fluya de manera unidireccional, desde la central hacia el consumidor, al implementar la GD incluye un diseño de relés de protección bidireccional, por lo tanto, implica mayor complejidad y planificación en el análisis de contingencias, según el número requerido de relés.

## 1.7 Almacenamiento de energía en redes de distribución

Otro aspecto que se debe considerar cuando se implementa la GD, por ser un sistema de red bidireccional, es un correcto sistema de almacenamiento de energía de la batería (*Battery Energy Storage System* o BESS), porque brinda mayor flexibilidad para que la red de distribución de baja tensión absorba energía

renovable producida por la generación. Cabe indicar que, en la actualidad, el almacenamiento de energía genera altos costos con respecto a cuanto se puede aumentar la capacidad de almacenamiento para mejorar el consumo de energía, al buscar la optimización de recursos se plantea la reducción de costos de construcción de este sistema, del modo que permita el ajuste o configuración de la capacidad de BESS, según la capacidad requerida. [14].

En [16] presenta un informe relacionado con los sistemas de almacenamiento de energía aplicados a GD, y de carga, y sugiere el planteamiento de un análisis económico considerando los costos de pérdidas de energía y penalizaciones que surgen al instaurar un sistema de almacenamiento, en función del objetivo perseguido. De ahí, la importancia del registro de los picos y variaciones para optimizar los costos y poder emplear lo almacenado cuando sea necesario.

## **1.8 Métodos de Optimización**

Al elaborar un proyecto es necesario incorporar métodos de optimización, que consiste en el uso de fórmulas aplicables que combinan las matemáticas, métodos estadísticos e inclusive algoritmos para la toma de decisiones, en función del propósito que se persigue, buscando ser lo más asertivo posible al resultado esperado. En [17] señalan que los métodos de optimización se pueden dividir en dos: la programación matemática que se aplican cuando se tienen problemas o planteamientos del tipo lineal y convexo y los métodos metaheurísticos, que incorpora el análisis computacional de iteraciones para obtener soluciones aproximadas a problemas que no son lineales o convexos.

Uno de los beneficios de la aplicación de estos métodos de optimización es que puede enfocarse para un objetivo, así como puede aplicarse a múltiples objetivos. Es decir, que “consiste en encontrar soluciones que maximicen simultáneamente varias funciones objetivas sobre un conjunto de soluciones factibles” [18].

### 1.8.1 Técnicas de optimización en sistemas conectados a la red

Entre los numerosos métodos de optimización en especial los algoritmos metaheurísticos se tienen:

- Optimización de colonia de hormigas (ACO)
- Optimización de colonias de abejas artificiales
- Optimización por enjambre de partículas
- Optimización de ballenas
- Algoritmos genéticos

Estos algoritmos metaheurísticos tienen la capacidad de resolver diversos problemas de optimización y tienen función similar, inclusive algunos de ellos resultan de variaciones de métodos originales [19].

Una técnica de optimización multiobjetivo que se utiliza para mejorar la estabilidad del voltaje, emplea el uso del algoritmo denominado “colonia de abejas artificial” que tiene la finalidad de distribuir la generación de energía según la demanda existente, en el caso de GD de los prosumidores [20].

Otra técnica consiste en compensar el factor de desequilibrio de voltaje con la cantidad optima de controlador PI, mediante la técnica de “optimización de ballenas” [21]. En [22] se habla de la técnica de optimización de “colonia de hormigas” que puede aplicarse de manera efectiva en la planificación y configuración del sistema de almacenamiento de energía.

Con el objetivo de minimizar las pérdidas en un sistema de red de distribución de energía, es recomendable aplicar combinadamente distintos algoritmos metaheurísticos, esto permite realizar comparativas y ajustar hasta alcanzar la optimización que se requiere para que el sistema sea eficiente, sobre todo al implementar GD [23].

## 1.9 Algoritmo de optimización PSO

Un método de optimización recomendable es el propuesto inicialmente por el Dr. Kennedy y Eberhart en la década de los 90 denominado “enjambre de partículas”, que consiste en analizar cada una de las partículas de modo aleatorio, adicionando diversas ubicaciones con el fin de obtener diversas posibles soluciones, y se actualizan sus datos conforme a la nueva posición y/o condición de manera continua y la velocidad de la partícula teniendo en cuenta los siguientes principios [24]:

- Mantener su inercia
- Cambiar su condición de acuerdo con su posición más optima
- Cambiar su condición de acuerdo con el conjunto de partículas con posición más optima

Cada partícula mantiene su naturaleza sin afectación originalmente es el primer registro, posteriormente esta condición se ve afectada según su posición óptima, esto se considera una experiencia individual, y un tercer aspecto es cómo cambia su condición si se ve afectado por el conjunto de partículas en posición óptima, al agruparse se produce un “enjambre de partículas”, permitiendo conocer aquellas partículas óptimas dentro del grupo de partículas óptimas.

Al moverse cada partícula a una nueva posición utiliza un nivel de velocidad conforme a su experiencia, es decir en un tiempo determinado, estos puntos se denominan  $P_{best}$  y  $G_{best}$  que corresponde al registro de los mejores valores globales obtenidos de las partículas estudiadas hasta ese momento. Aleatoriamente el algoritmo modifica la velocidad en conformidad con la distancia de las posiciones de las partículas y así obtener los mejores resultados. Este procedimiento se va ajustando con cada interacción hasta obtener los mejores valores y que cada partícula defina su mejor posición, a la mejor velocidad, modificándose en orden según la siguiente ecuación:

$$V_i^{k+1} = wV_i^k + c_1r_1(P_{best\ i}^k - X_i^k) + c_2r_2(G_{best\ i}^k - X_i^k)$$

Donde:

$V_i^{k+1}$  = Velocidad de la partícula actualizada en la iteración i

w = Peso de la inercia

$V_i^k$  = Velocidad de la partícula

$c_1$  y  $c_2$  = Constantes de aprendizaje

$r_1$  y  $r_2$  =Valores aleatorios

$X_i^k$  = posición de la partícula

$P_{best}$  = mejor posición local de la partícula

$G_{best}$  = Mejor posición global de la partícula

El peso de la inercia viene dado por la siguiente ecuación:

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} (iter)$$

Donde:

$w_{min}$  = Peso de inercia mínimo

$w_{max}$  = Peso de inercia máximo

$iter_{max}$  = iteración máxima

$iter$  = iteración actual

Dependiendo de la velocidad también se actualiza la nueva posición

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1}$$

Donde:

$X_i^{k+1}$  = Posición de la partícula actualizada en la iteración i

$X_i^k$  = Posición de la partícula actual

$V_i^{k+1}$  = Velocidad de la partícula actualizada en la iteración i

## 1.10 Forma de trabajo del algoritmo

Es necesario establecer los alcances de los objetivos planteados para la toma de decisiones de todo proyecto o investigación, por lo que para la resolución de problemas dónde se aplican métodos de optimización con el uso de algoritmos, es

importante señalar cuáles son las restricciones o limitaciones. Estas limitantes al combinarlas con los métodos de optimización con algoritmos pueden asegurar que el estudio posea las características específicas que permitan obtener los resultados óptimos más asertivos según el proyecto.

Para poder optimizar un problema se necesita de la función objetivo que se define como:

$$\min f(x) = x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$$

Donde:

$f(x)$  = La función objetivo

$x$  = variables a optimizar

$n$  = cantidad de variables

### **1.11 Estudio de sistemas de distribución desequilibrados con microgeneración Matlab/Simulink**

En la actualidad es posible contar con diferentes softwares que facilitan la visualización del diseño, y permiten obtener una simulación de diversos sistemas eléctricos, entre los cuales se pueden destacar Matlab/Simulink, su utilidad radica en acercar a la realidad la idea que se plantea previo a su desarrollo, entre las múltiples simulaciones de un sistema eléctrico que pueden diseñarse en estos softwares se tienen la microgeneración, la conversión, la transmisión, el consumo energético, entre otros.

Por medio de herramientas como Simscape de MathWorks, es posible crear modelos con conexiones utilizando diagramas de bloques, ya que utilizan lenguaje de Matlab empleado en MatPower una herramienta sin costo de código abierto que puede aplicarse en la simulación y optimización de diversos sistemas energéticos, promoviendo la investigación científica para nuevos proyectos como la presente propuesta.

Al ser un software con múltiples características y funcionalidades se pueden emplear en diversidad de proyectos que va desde la optimización y simulación de sistemas de potencias, sistemas de distribución balanceados y desbalanceados, realizar ajustes en simulaciones diseñadas, reubicar unidades de almacenamientos

a puntos estratégicos óptimos para la microgeneración, fijar tensiones, ángulos u otros parámetros según el enfoque con el que plantea trabajar.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

La metodología empleada se enfocó en la optimización de las redes de distribución mediante la ubicación de la GD y BESS, tomando en consideración lo siguiente:

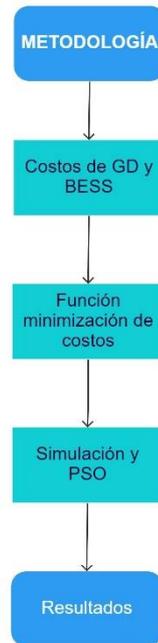
- Sistemas fotovoltaicos como GD y baterías de ion de litio como BESS
- Minimización de costos de instalación de GD y BESS basados en la disminución de pérdidas de potencia y mejora del perfil de voltaje
- Optimización por PSO de la función objetivo y restricciones
- Simulación de un sistema de prueba de distribución

En la primera fase del desarrollo del presente proyecto se analizó los costos de inversión para la implementación de la microgeneración y BESS que existen en Ecuador, considerando la función de minimización de costos.

Al aplicar la función de minimización se incluyeron restricciones, coeficientes de significación, penalizaciones para el costo de implementación y las pérdidas estimadas para tener una solución óptima asertiva para el desarrollo del presente proyecto.

Posteriormente se realizó la simulación del modelo de prueba, que para el presente estudio es de un sistema de 13 barras de baja tensión, para ejecutar el algoritmo PSO que coloca la GD y BESS en los nodos dónde la reducción de pérdidas en aprovechada mayormente.

El flujograma de la metodología se muestra en la Figura 2.1, en el que se describe el esquema de pasos que se realizó para el presente proyecto.



**Figura 2.1** Flujograma de la metodología

## 2.1 Costo de implementación de GD y almacenamiento en Ecuador

Toda empresa eléctrica independiente si pertenece al sector público o privado, debe considerar los costos de implementación de GD por los múltiples beneficios y la reducción de costos inherentes en su aplicación. En estos costos se toman en cuenta el tipo de microgeneración, los costos de transmisión, los costos de distribución, estudios preexistentes del sistema, investigación y desarrollo si son nuevos proyectos, el recurso humano, entre otros.

### 2.1.1 Generación fotovoltaica

Para el cálculo del costo total de generación fotovoltaica se realiza la sumatoria del costo de inversión, el operacional y el de mantenimiento. En [25] se puede observar una referencia de los rubros en los que se puede incurrir al implementar la generación fotovoltaica, conforme a la siguiente tabla:

**Tabla 2.1 Costo de inversión de generación fotovoltaica.**

Equipamiento	Costo (USD/Wp)
Importación de módulos	1,11
Inversores	0,32
Mano de obra, soportes de los módulos, cableado, equipamiento de protección	0,27
Total	1,7

Ahora para obtener el costo de la energía producida se utiliza la siguiente ecuación:

$$C = \left\{ \left[ \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \right] + OM \right\} \frac{Inv}{8.76CF}$$

Donde:

$r$ : tasa de descuento = 7%

$N$ : Vida útil = 25 años [26]

$OM$ : Operación y Mantenimiento = 1% de  $Inv$

$Inv$ : Inversión inicial = 1700 USD/kWp

$CF$ : Factor de capacidad = 15 %

Al resolver la ecuación tenemos que el costo de energía producida es de 123.95 USD/kWp.

### 2.1.2 Almacenamiento con baterías

El costo total por el BESS viene dado por el costo capital y el costo de operación y mantenimiento, los mismos que van a depender de la potencia y la capacidad de la batería [27]. Para calcular el costo total se emplean las siguientes ecuaciones:

$$C_{capital} = C_p P_{BESS} + C_w C_{BESS}$$

Donde:

$P_{BESS}$ : capacidad de potencia de BESS (kW)

$C_{BESS}$ : capacidad energética de BESS (kWh)

$C_p$ : costo de potencia específico de BESS (\$/kW)

$C_w$ : costo de capacidad específica de BESS (\$/kWh)

$$C_{OM} = C_{Mf}P_{BESS} + W_{anual}C_{MV}$$

Donde:

$P_{BESS}$ : capacidad de potencia de BESS (kW)

$W_{anual}$ : energía de descarga anual de BESS (kWh/año)

$C_{Mf}$ : costo fijo de BESS (\$/kW/año)

$C_{MV}$ : costo variable de operación y mantenimiento (\$/kWh/año)

En la Tabla 2.2 se tiene el costo de la energía de y en la Tabla 2.3 la información técnica del BESS.

**Tabla 2.2 Costo de la energía en baterías de Litio [28].**

Baterías	Precio \$USD	Voltaje (V)	Capacidad C24 (Ah) Descarga en 24h	Capacidad 50% Descarga C24	Cantidad de ciclos	kWh Total en todos los ciclos con 50% Descarga C24	\$/kWh C24
PYLONTECH +50	1.775,00	48	50	40	6000	11520	0,15
PYLONTECH +100	3.549,00	48	100	80	6000	23040	0,15
PYLONTECH +150	5.245,00	48	150	120	6000	34560	0,15
PYLONTECH +200	6.991,00	48	200	160	6000	46080	0,15
PYLONTECH +250	9.014,00	48	250	200	6000	57600	0,16
PYLONTECH +300	10.343,00	48	300	240	6000	69120	0,15

**Tabla 2.3 Información técnica del BESS [29].**

Parámetro	BESS
$C_p$ (\$/kW)	1568
$C_w$ (\$/kWh)	261

$C_{Mf} (\$/kW/año)$	20
$C_{MV} (\$/kWh/año)$	0
Eficiencia de ida y vuelta	90%

## 2.2 Minimización de costos de GD y BESS

En un sistema de distribución es de gran importancia tener en cuenta el correcto perfil de voltaje en los nodos y así tener valores compensados aun si estos se encuentran en los puntos más lejanos a la subestación. Por medio de la inserción de GD en los nodos adecuados se puede mejorar este perfil de voltaje, por lo cual inicialmente se debe determinar las pérdidas de potencia y voltajes iniciales; y por medio del algoritmo de optimización obtener una solución óptima que cumpla con el objetivo de minimizar los costos.

### 2.2.1 Función objetivo

Se busca minimizar los costos de implementación de GD y BESS en una red de distribución manteniendo las tensiones dentro de los límites y cumpliendo con las restricciones, para lo cual se tiene la siguiente función objetivo:

$$\min FO_{GD\_PV} = A(P_{GD\_PV}) + B(P_{perdidas}) + P_{GDmax} + V_{GD}$$

Donde:

$A$  = Valor de significación dado al costo de implementación de GD

$B$  = Valor de significación dado a las pérdidas

$P_{GD\_PV}$  = Costo de implementación de generación distribuida

$P_{perdidas}$  = Pérdidas del sistema

$P_{GDmax}$  = Penalización en caso de que no se cumpla el balance de potencia

$V_{GD}$  = Penalización por no cumplir con los límites de voltaje

### 2.2.2 Restricciones

#### Restricción de voltaje

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$$

Donde:

$V_{min}$  = Limite de menor voltaje en pu

$V_{max}$  = Limite de mayor voltaje en pu

### **Balance de potencia**

$$P_{GD_i} + P_{sub} = P_{carga} + P_{per}$$

Donde:

$P_{GD_i}$  = Potencia de la GD a ser instalada en la barra  $i$

$P_{sub}$  = Potencia activa de la generacion

$P_{carga}$  = Potencia activa total de la carga

$P_{per}$  = Potencia total de perdidas

### **Capacidad de generación distribuida**

$$P_{GDmin} \leq P_{GD} \leq P_{GDmax}$$

Donde:

$P_{GDmin}$  = Mínima potencia de la GD

$P_{GDmax}$  = Máxima potencia de la GD

### **Estado de carga de las baterías**

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$$

### **Estado de carga final**

$$SOC_{fmin} \leq SOC_f \leq SOC_{fmax}$$

## **2.3 Optimización de la función**

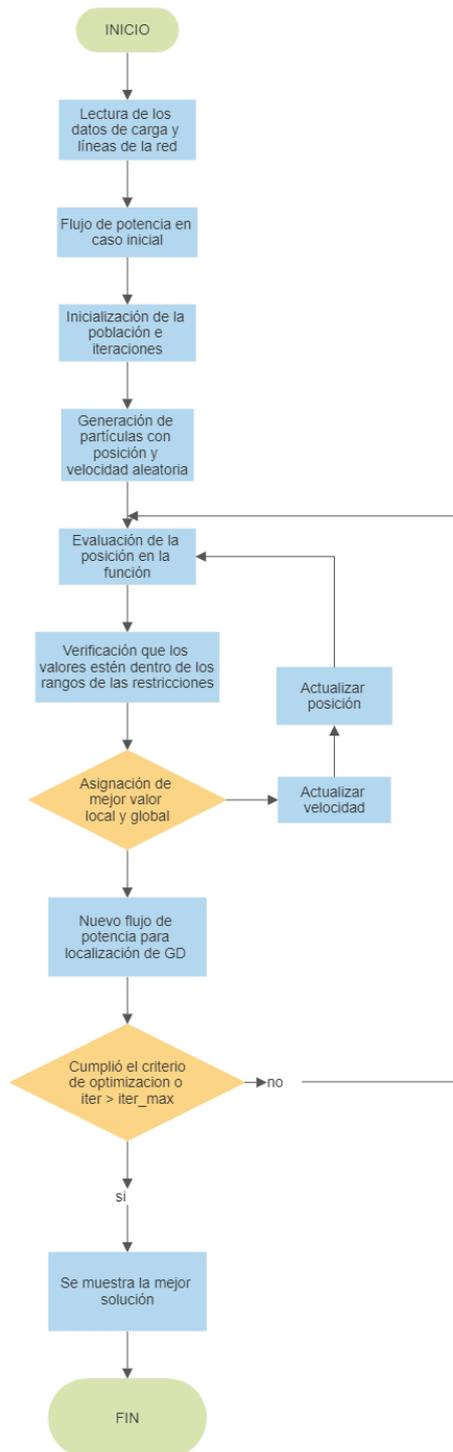
En específico el algoritmo PSO inicia con la creación de partículas de acuerdo con la población ingresada para el análisis, luego estas partículas se generan de manera aleatoria y se encargan de buscar los nodos óptimos para la ubicación de la generación distribuida. Una vez realizado este proceso se lleva a cabo una

evaluación de la función objetivo que busca la minimización de los costos hasta obtener las partículas que indiquen la mejor posición global, que se realiza por medio de la actualización de las partículas en cada iteración de manera que ayuda a buscar en el espacio de posibles soluciones dado por los límites de las restricciones, y finalmente se obtiene la solución óptima de costos así como de la pérdida de potencia con el ingreso de la GD y los voltajes mejorados.

El proceso para realizar el algoritmo PSO se presenta en los siguientes pasos:

1. Asignación y lectura de datos del sistema para el flujo de potencia inicial
2. Cálculo del flujo de potencia sin generación distribuida
3. Resultados obtenidos de pérdidas de potencia
4. Inicialización de la población y número de iteraciones para el algoritmo PSO
5. Ubicación de la población de manera aleatoria y velocidad en un espacio de posibles soluciones
6. Identificación de la partícula en el enjambre
7. Evaluación de la partícula en la función objetivo
8. Inicialización de cada partícula en el enjambre como mejor posición local  $P_{best}$
9. Asignación de la mejor partícula global  $Q_{best}$
10. Actualización de la velocidad y posición de cada partícula por medio de las ecuaciones .....
11. Evaluar la partícula en el nuevo caso de flujo de potencia
12. Considerar los límites de voltajes  $V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$
13. Actualización de mejores partículas locales y globales
14. Si se llega a cumplir con los criterios de minimización o se cumplió con el número máximo de iteraciones se procede a detener las iteraciones y mostrar la mejor solución, caso contrario se debe repetir la evaluación de la función objetivo y actualizar nuevamente la velocidad y posición.

El flujograma del algoritmo PSO se muestra en la Figura 2.2, en este se describe el esquema de pasos que realiza el algoritmo durante cada iteración y para cada partícula.



**Figura 2.2** Flujograma del algoritmo de optimización PSO

## 2.4 Modelación del sistema de prueba

Se presenta un caso de estudio de una red desequilibrada la cual es un sistema de bajo voltaje de 13 barras, se realiza un análisis comparativo entre un caso inicial donde presenta niveles de tensión menores a los permitidos y el caso final una vez se haya realizado la optimización con la generación distribuida y el almacenamiento obteniendo los costos totales del uso de esta generación.

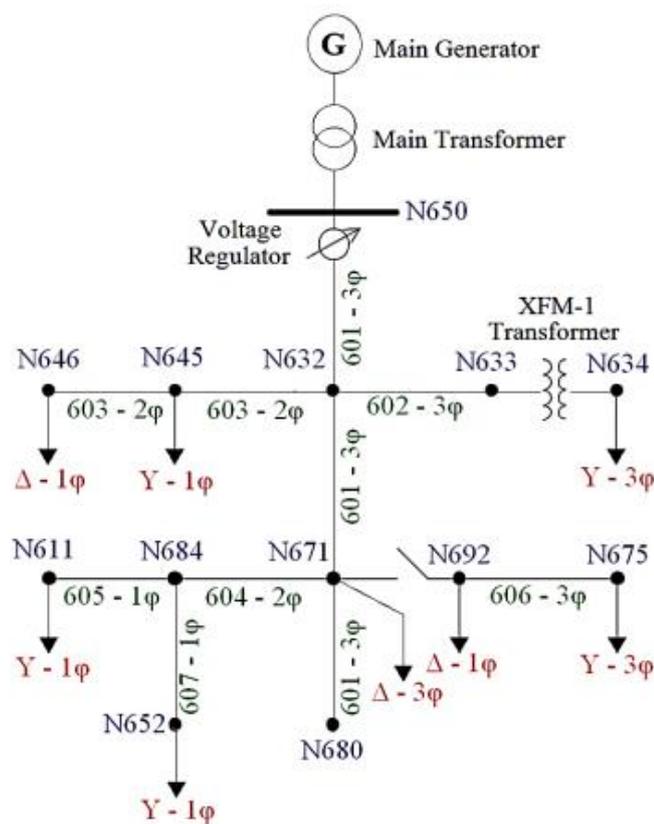


Figura 2.3 Red de bajo voltaje de 13 barras

Es un sistema relativamente pequeño pero que posee características que lo hacen de gran interés de estudio, tiene un nivel de voltaje de 600V. En este sistema al ser una red desequilibrada está pensada a la resolución de sistema trifásico desequilibrado, el sistema cuenta con 13 barras que se encuentran interconectadas por 10 líneas tanto aéreas como subterráneas, posee un transformador de la subestación o principal y un transformador denominado XFM-1 conexión YY

1/0.480 kV, dos capacitores shunt y cargas distribuidas en ciertos puntos de acuerdo con las líneas presentes en las barras [26].

**Tabla 2.4 Datos de los transformadores**

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	0.6 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	0.6 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

En los datos de los transformadores se observa el tipo de conexión, los niveles de voltaje, las capacidades y sus parámetros.

**Tabla 2.5 Configuración de las líneas aéreas**

Configuración	Fases	Fase	Neutro
		ACSR	ACSR
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1
603	C B N	1/0	1/0
604	A C N	1/0	1/0
605	C N	1/0	1/0

**Tabla 2.6 Configuración de las líneas subterráneas**

Configuración	Fases	Cables	Neutro
606	A B C N	250,000 AA, CN	None
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu

La configuración de las líneas aéreas y subterráneas presentan las fases que están involucradas y la configuración que indica valores de impedancias dependiendo de cada configuración, esto se observa en:

Configuración 601

$$Z(R + jX)$$

$$= \begin{bmatrix} 0.0500 & 0.3896 \times 10^{-3} & 0.0225 & 0.1920 \times 10^{-3} & 0.0228 & 0.1621 \times 10^{-3} \\ 0.0225 & 0.1920 \times 10^{-3} & 0.0487 & 0.4011 \times 10^{-3} & 0.0222 & 0.1473 \times 10^{-3} \\ 0.0228 & 0.1621 \times 10^{-3} & 0.0222 & 0.1473 \times 10^{-3} & 0.0493 & 0.3961 \times 10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0.1158 & -0.0367 & -0.0232 \\ -0.0367 & 0.1096 & -0.0136 \\ -0.0232 & -0.0136 & 0.1036 \end{bmatrix} * 1x10^{-6}$$

### Configuración 602

$$Z(R + jX)$$

$$= \begin{bmatrix} 0.1086 & 0.4522x10^{-3} & 0.0228 & 0.1621x10^{-3} & 0.0225 & 0.1920x10^{-3} \\ 0.0228 & 0.1621x10^{-3} & 0.1079 & 0.4587x10^{-3} & 0.0222 & 0.1473x10^{-3} \\ 0.0225 & 0.1920x10^{-3} & 0.0222 & 0.1473x10^{-3} & 0.1073 & 0.4636x10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0.1048 & -0.0199 & -0.0311 \\ -0.0199 & 0.0952 & -0.0121 \\ -0.0311 & -0.0121 & 0.0997 \end{bmatrix} * 1x10^{-6}$$

### Configuración 603

$$Z(R + jX) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.1918 & 0.5156x10^{-3} & 0.0298 & 0.1757x10^{-3} \\ 0 & 0 & 0.0298 & 0.1757x10^{-3} & 0.1918 & 0.5156x10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.8657 & -0.1654 \\ 0 & -0.1654 & 0.8577 \end{bmatrix} * 1x10^{-7}$$

### Configuración 604

$$Z(R + jX) = \begin{bmatrix} 0.1910 & 0.5194x10^{-3} & 0 & 0 & 0.0298 & 0.1757x10^{-3} \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.0298 & 0.1757x10^{-3} & 0 & 0 & 0.1918 & 0.5156x10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0.8577 & 0 & -0.1654 \\ 0 & 0 & 0 \\ -0.1654 & 0 & 0.8657 \end{bmatrix} * 1x10^{-7}$$

### Configuración 605

$$Z(R + jX) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.1918 & 5.1577x10^{-4} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 8.3074 \end{bmatrix} * 1x10^{-8}$$

Configuración 606

$$Z(R + jX) = \begin{bmatrix} 0.1152 & 0.1708 \times 10^{-3} & 0.0461 & 0.0126 \times 10^{-3} & 0.0411 & 0.0055 \times 10^{-3} \\ 0.0461 & 0.0126 \times 10^{-3} & 0.1139 & 0.1547 \times 10^{-3} & 0.0461 & 0.0126 \times 10^{-3} \\ 0.0411 & 0.0055 \times 10^{-3} & 0.0461 & 0.0126 \times 10^{-3} & 0.1152 & 0.1708 \times 10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0.1781 & 0 & 0 \\ 0 & 0.1781 & 0 \\ 0 & 0 & 0.1781 \end{bmatrix} * 1 \times 10^{-5}$$

Configuración 607

$$Z(R + jX) = \begin{bmatrix} 0.1937 & 1.9613 \times 10^{-4} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 1.6358 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * 1 \times 10^{-6}$$

De acuerdo con cada configuración debe ir la línea conectando los nodos necesarios para formar la red, las líneas presentan sus longitudes y propiedades de acuerdo con la Tabla 2.7.

**Tabla 2.7 Datos de las líneas**

Nodo A	Nodo B	Longitud (ft.)	Configuración.
632	645	72.15	603
632	633	72.15	602
633	634	0	XFM-1
645	646	43.29	603
650	632	288.6	601
684	652	115.44	607
632	671	288.6	601
671	684	43.29	604
671	680	144.3	601
671	692	0	Switch
684	611	43.29	605
692	675	72.15	606

**Tabla 2.8 Datos de los capacitores en cada fase**

Nodo	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kvar	kvar	kvar
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

**Tabla 2.9 Datos de las cargas en cada fase**

Nodo	Carga	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	23.09	15.9	17.32	12.99	17.3	13
645	Y-PQ	0	0	24.53	18.04	0	0
646	D-Z	0	0	33.19	19.05	0	0
652	Y-Z	18.47	12.4	0	0	0	0
671	D-PQ	55.56	31.7	55.56	31.75	55.6	31.7
675	Y-PQ	69.99	27.4	9.812	8.658	41.8	30.6
692	D-I	1E-07	0	1E-07	0	24.5	21.8
611	Y-I	0	0	0	0	24.5	11.5
	TOTAL	167.1	87.4	140.4	90.48	164	109

Como se observa en la Tabla 2.9 las cargas se encuentran distribuidas por fases y en potencia activa y reactiva, en ciertos nodos la carga es de 0 para ciertas fases, lo que indica una carga diferente a una trifásica.

**Tabla 2.10 Datos de carga distribuida**

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

## 2.5 Simulaciones

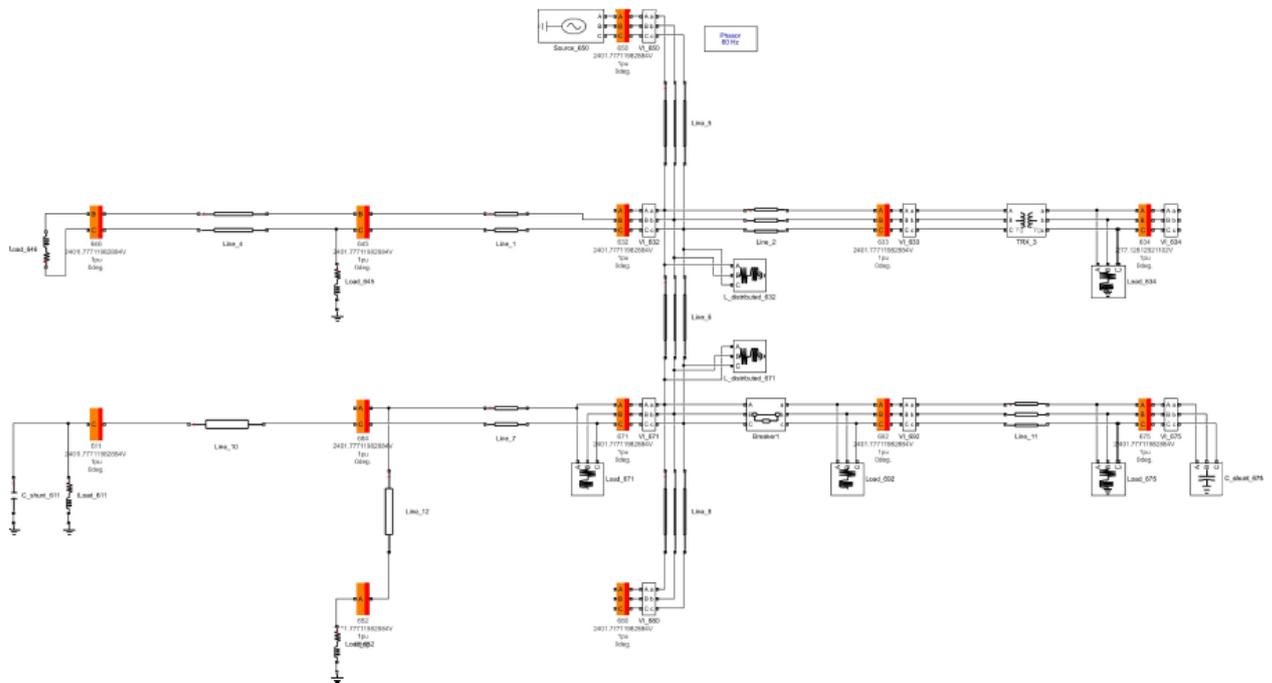
En base a los datos de la red se creó el sistema en Simulink usando bloques de MatPower activados por medio de comandos propios del Matlab. Esta creación automática del sistema permitió la modificación de los parámetros de las barras, así como el ingreso de generación distribuida; esta última es de suma importancia

porque es la que se va a ir modificando de manera automática por medio del algoritmo para determinar la potencia óptima una vez se cumplan con las restricciones. El análisis de flujo de potencia desequilibrado se puede llevar a cabo por medio de las funciones presentes en Matlab, esto se realiza ya que al ser un algoritmo metaheurístico se debe evaluar el sistema en presencia de la nueva generación para verificar sus voltajes y pérdidas en cada iteración, este análisis está llevado a cabo para cada hora de un día donde la demanda de carga varía. Se toma en consideración el sistema de baterías de acuerdo con su energía final entregada, esto también entra en el algoritmo junto con sus restricciones y toma en consideración el tiempo en el que la potencia tenga un valor determinado, esto se realiza con fines de mejorar el tiempo de cómputo y menor uso de recursos computacionales.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

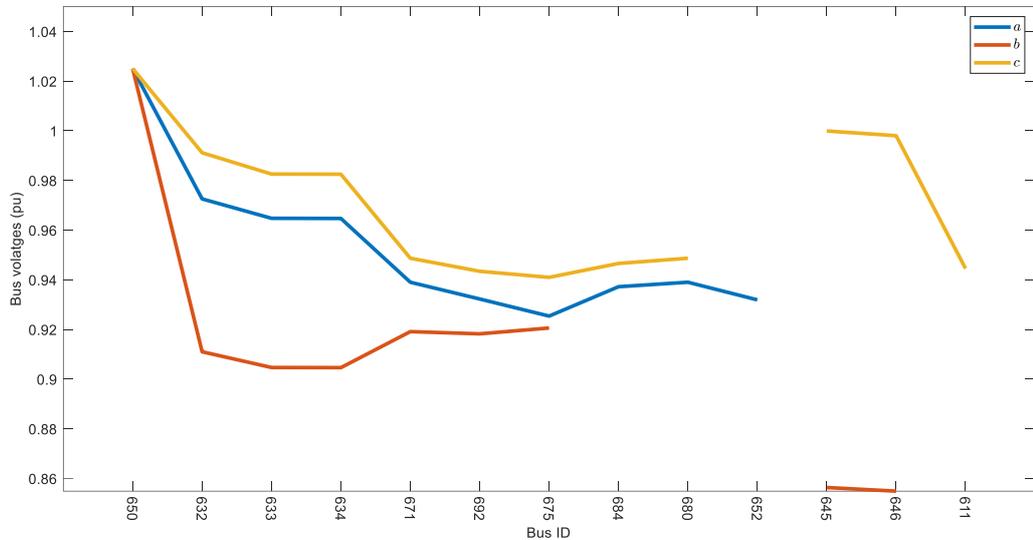
En esta sección se presentan los resultados de la optimización de costos en comparación con el caso base en el cual no se presenta ninguna microgeneración, en la Figura 3.1 se observa la creación automática del sistema inicial en Simulink por medio de los comandos de Matlab.



**Figura 3.1 Sistema base de 13 barras creado automáticamente en Simulink**

La Figura 3.2 muestra los voltajes en por unidad de cada barra en el caso base. Hay que tomar en consideración que al ser una red de distribución desequilibrada se tienen secciones de la red donde no existirán las 3 fases, por lo cual no se grafican esos datos.

Inicialmente se observan valores de voltajes fuera del rango permitidos presentados en la sección de restricciones, teniendo valores de voltaje en por unidad inferiores a 0.95, tal como se muestra en la Figura 3.2 y la Tabla 3.1.



**Figura 3.2 Perfil de voltaje de sistema base**

**Tabla 3.1 Valores de voltaje del caso inicial**

Fase A	Fase B	Fase C
1.02500	1.02500	1.02500
0.97255	0.91099	0.99113
0.96474	0.90467	0.98255
0.96468	0.90461	0.98250
0.93900	0.91911	0.94866
0.93224	0.91822	0.94340
0.92537	0.92057	0.94096
0.93720	-	0.94657
0.93900	0.91911	0.94866
0.93191	-	-
-	0.85634	0.99989
-	0.85488	0.99801

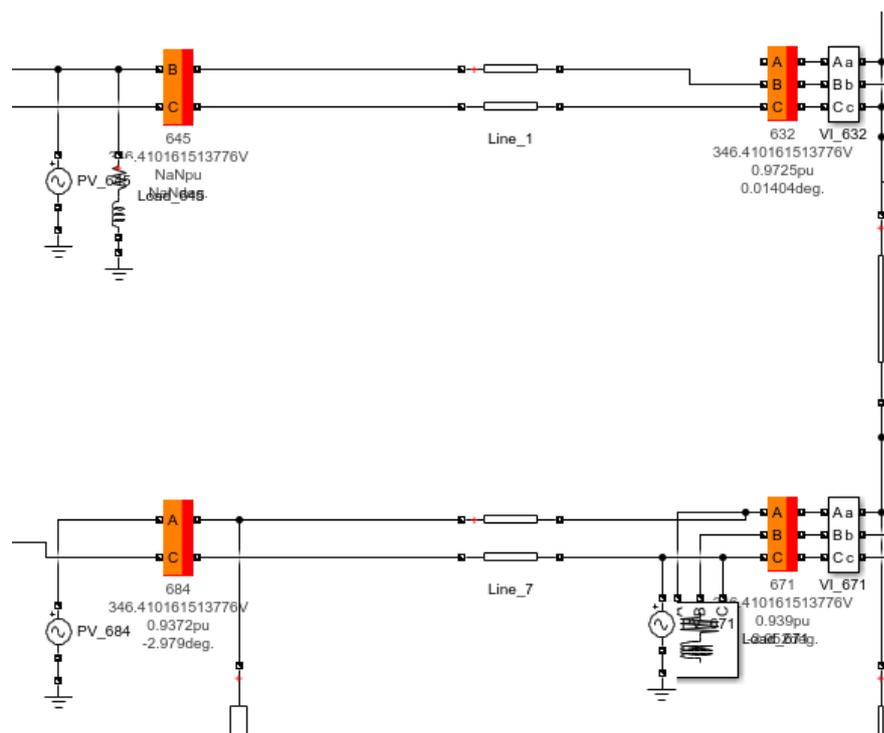
Estos valores se ven afectados por las impedancias de línea, las cuales son mayores o menores dependiendo de la distancia que se tiene entre los nodos, ocasionando mayores caídas de voltaje cuando el tramo es más largo. En consecuencia, las tensiones de los nodos de los siguientes tramos también están involucrados y al ser un sistema desequilibrado la carga presente en el nodo será la que determine la caída de tensión en dicha fase.

El flujo de potencia del caso inicial converge en 3 iteraciones y en la Tabla 3.2 se observa los resultados del sistema, mostrando las pérdidas que se tienen.

**Tabla 3.2 Flujo de potencia del caso inicial**

	P [kW]	Q [kvar]
<b>Generación total</b>	770	520
<b>Carga total</b>	590	380
<b>Carga Zshunt total</b>	40	- 60
<b>Pérdidas totales</b>	140	200

Una vez se inicia el algoritmo de optimización se procede con la creación automática de la microgeneración en el sistema representado en *Simulink* como una fuente de voltaje AC, luego identifica la mejor opción de potencia activa dentro de los rangos colocados como restricción, como resultado colocó una generación tanto en la barra 684, en la barra 671 y en la barra 645 tal como se observa en la Figura 3.3



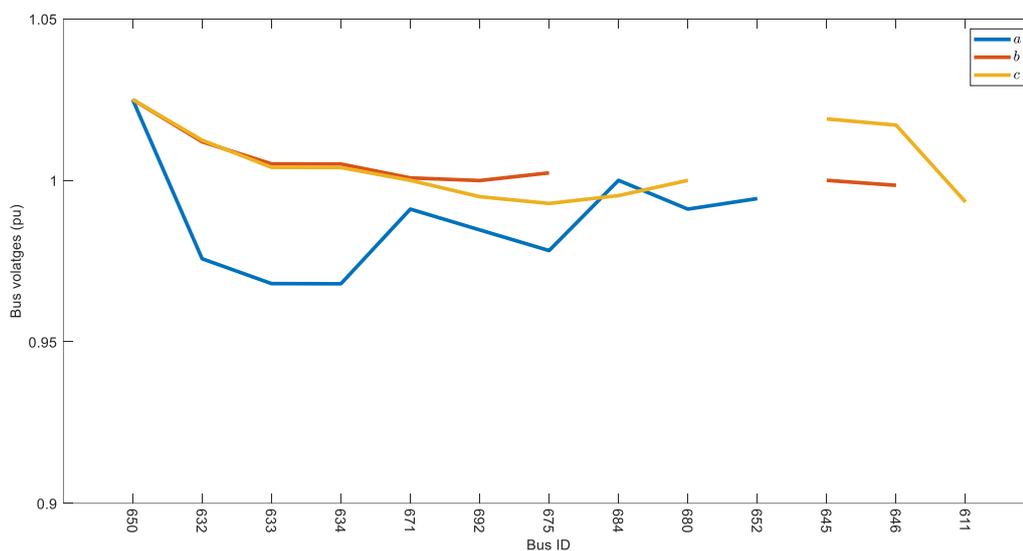
**Figura 3.3 Inserción de microgeneración de acuerdo con el algoritmo**

En la Tabla 3.3 se puede notar las características y potencia de cada generación insertada, las mismas que ayudan a la mejoría de la red.

**Tabla 3.3 Inserción de microgeneración**

Parámetro	PV_684	PV_671	PV_645
Generación de potencia activa (W)	3298.52	13485.10	3298.52
Amplitud pico (V)	489.897	489.897	489.897
Fase (deg)	-6.185	111.808	-123.181
Frecuencia (Hz)	60	60	60

El ingreso de la generación produce una notable mejoría en el perfil de voltaje al aumentar todos los voltajes con perfiles similares, tal como se muestra en la Figura 3.4 y en los datos de la Tabla 3.4



**Figura 3.4 Perfil de voltaje del sistema con microgeneración**

**Tabla 3.4 Valores de voltaje del caso de estudio con microgeneración**

Fase A	Fase B	Fase C
1.02500	1.02500	1.02500
0.97572	1.01194	1.01243
0.96803	1.00511	1.00403
0.96797	1.00505	1.00397

0.99108	1.00075	1.00000
0.98465	0.99993	0.99494
0.97826	1.00231	0.99284
1.00000	-	0.99528
0.99108	1.00075	1.00000
0.99436	-	-
-	1.00000	1.01902
-	0.99846	1.01709

Ahora bien, al comparar la Tabla 3.1 con la Tabla 3.4 se pudo evidenciar la mejoría que tiene la red al introducir microgeneración fotovoltaica en términos de porcentaje, al tomar como base el caso inicial en la Tabla 3.5 se aprecia el incremento que se tiene en cada fase, el mismo tiene un promedio de 3,5 % para la fase A, un 10% para la fase B y un 3,5% para la fase C.

**Tabla 3.5 Porcentaje de cambio al ingreso de microgeneración**

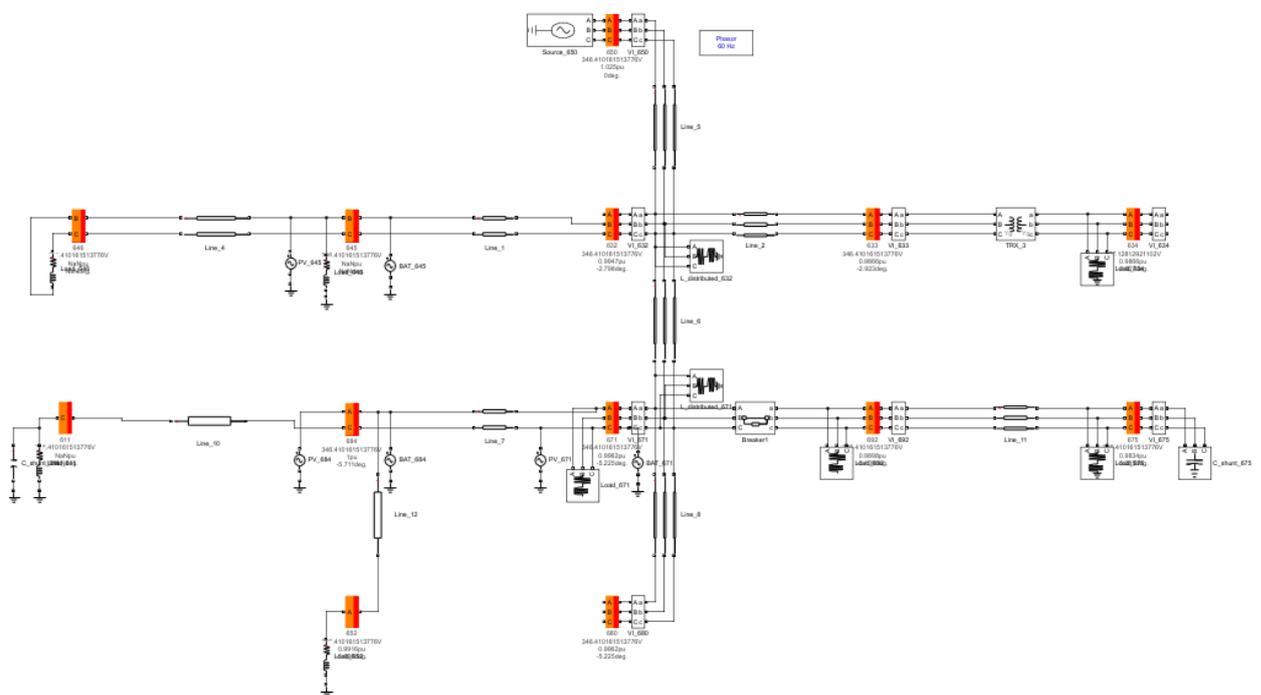
<b>Nodos</b>	<b>Fase A (%)</b>	<b>Fase B (%)</b>	<b>Fase C (%)</b>
632	0	0	0
633	0	11	2
634	0	11	2
671	0	11	2
692	6	9	5
675	6	9	5
684	6	9	6
680	7	-	5
652	6	9	5
645	7	-	-
646	-	17	2
611	-	17	2

El flujo de potencia cuando se agrega la generación converge en 3 iteraciones y se observa el cambio que experimenta el sistema en su aumento de generación total y disminución de pérdidas totales, como se muestra en la Tabla 3.6

**Tabla 3.6 Flujo de potencia del caso inicial con microgeneración**

	P [kW]	Q [kvar]
<b>Generación total</b>	770	490
<b>Carga total</b>	590	380
<b>Carga Zshunt total</b>	50	- 70
<b>Pérdidas totales</b>	130	180

En el caso final se observa el ingreso del almacenamiento en la red en la Figura 3.5



**Figura 3.5 Sistema de distribución con microgeneración y almacenamiento**

Al igual que con la representación de la microgeneración en Simulink se agregó una fuente de voltaje AC, se está considerando un sistema completo con convertidores DC/AC, que ejemplifique al BESS; teniendo ahora dos fuentes en cada nodo mencionados anteriormente se pudo obtener una actualización en el sistema tal como se muestra en la Figura 3.6

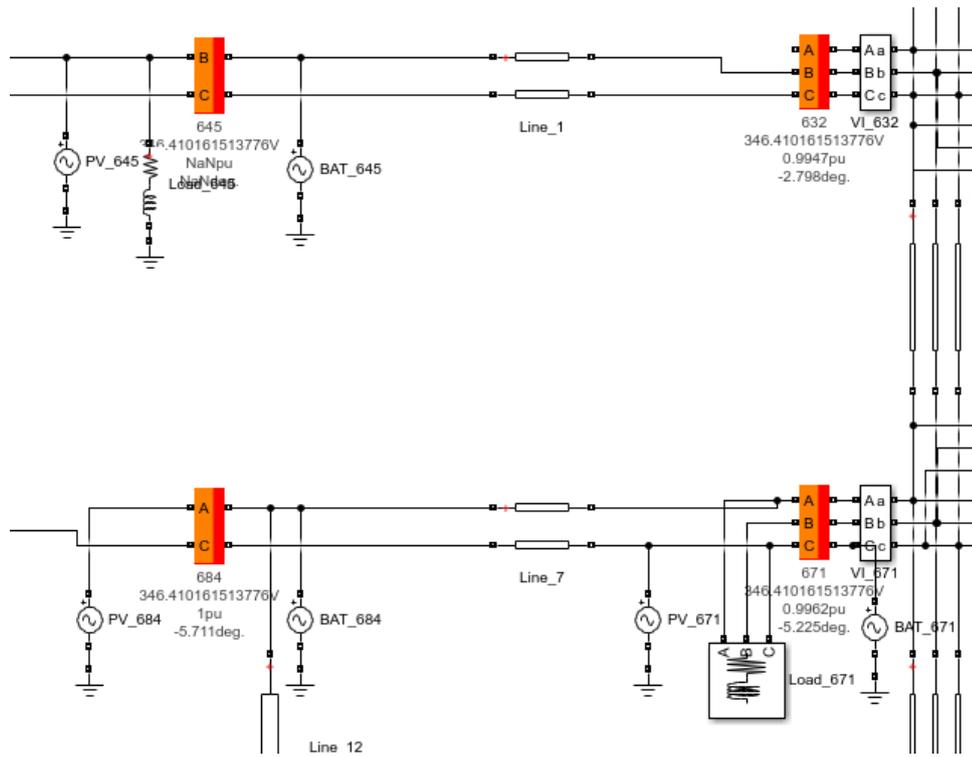


Figura 3.6 Inserción del sistema de almacenamiento de acuerdo con el algoritmo

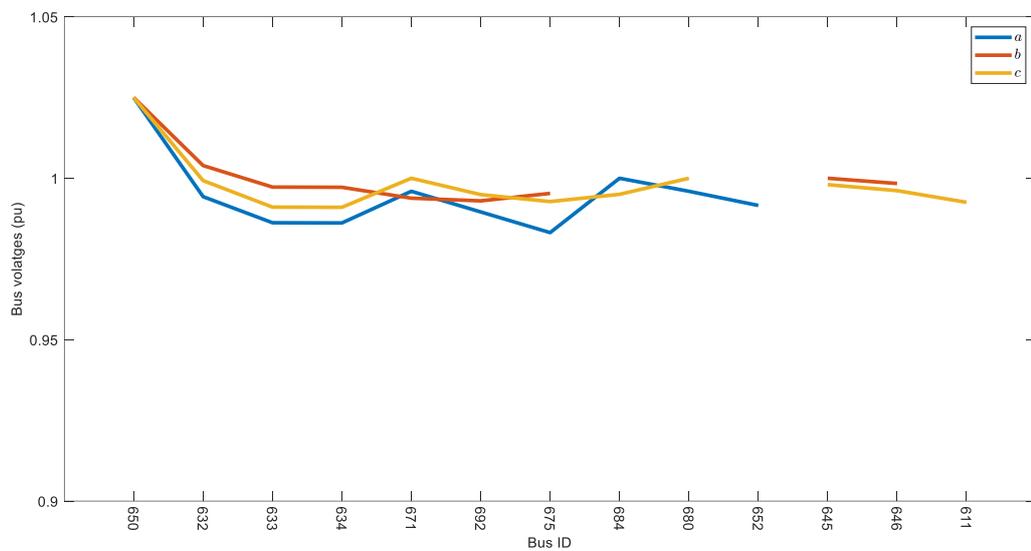


Figura 3.7 Perfil de voltaje del sistema con la GD y BESS

**Tabla 3.7 Valores de voltaje del caso de estudio con microgeneración y BESS.**

Fase A	Fase B	Fase C
1.02500	1.02500	1.02500
0.99430	1.00393	0.99927
0.98622	0.99727	0.99106
0.98616	0.99721	0.99100
0.99596	0.99383	1.00000
0.98957	0.99300	0.99493
0.98316	0.99532	0.99278
1.00000	-	0.99503
0.99596	0.99383	1.00000
0.99158	-	-
-	1.00000	0.99802
-	0.99838	0.99616

Finalmente, comparando los niveles de voltaje en relación con el caso inicial se tiene una mejoría con la introducción de microgeneración y BESS como se percibe en la Tabla 3.8, esta mejoría es de un promedio del de 4,5 % para la fase A, un 10% para la fase B y un 2,5% para la fase C.

**Tabla 3.8 Porcentaje de cambio al ingreso de microgeneración y BESS**

Nodos	Fase A (%)	Fase B (%)	Fase C (%)
632	0	0	0
633	2	10	1
634	2	10	1
671	2	10	1
692	6	8	5
675	6	8	5
684	6	8	6
680	7	-	5
652	6	9	5
645	6	-	-
646	-	17	0
611	-	17	0

El flujo de potencia cuando se agrega la microgeneración y BESS converge en 4 iteraciones produciendo un cambio en el sistema con un aumento de generación total y disminución de pérdidas totales, como se muestra en la Tabla 3.9

**Tabla 3.9 Flujo de potencia del caso inicial con microgeneración y BESS**

	P [kW]	Q [kvar]
<b>Generación total</b>	640	470
<b>Carga total</b>	460	380
<b>Carga Zshunt total</b>	60	- 70
<b>Pérdidas totales</b>	120	160

En la Tabla 3.10 se tiene los costos de implementación y las pérdidas en el sistema, los resultados indican que al introducir un sistema con microgeneración y BESS cuesta alrededor del 2.5 veces el valor de introducir únicamente microgeneración, y en cuanto a las pérdidas se tiene una reducción del 10% con microgeneración y del 20% con microgeneración y BESS.

**Tabla 3.10 Costos del sistema con microgeneración y BESS**

	Caso base	Con microgeneración	Con microgeneración y almacenamiento
<b>Costos implementación \$</b>	-	27440	69240
<b>Pérdidas en el sistema P [kW]</b>	140	130	120
<b>Pérdidas en el sistema Q [kvar]</b>	200	180	160

Por otro lado, la generación total del caso base es de 770 kW y la del sistema con microgeneración y BESS es de 640 kW, esto representa una disminución de 130kW por parte de las grandes centrales que puede ser traducido en términos ambientales a una disminución de 28.07 kTon eq.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- Se implementó un algoritmo de optimización con una función de costos que permite determinar la cantidad de energía renovable y almacenamiento para que una red de bajo voltaje cumpla los perfiles de tensión minimizando costos, con lo cual se obtuvo 20 kW de microgeneración y almacenamiento en total permitiendo que los niveles de tensión en la red se vean mejorados desde un 2.5% hasta en un 10% en sus fases con respecto al caso base con un costo final de \$69240 por la implementación del sistema.
- La creación del sistema de distribución mediante el uso de Matlab/Simulink permitió la modificación de parámetros e ingresos de bloques propios del software a la red en cada iteración y la ejecución automática de un flujo de potencia desequilibrado necesario para el algoritmo de optimización.
- Los costos de implementación por medio del algoritmo de optimización PSO cuando se usa la microgeneración llegan a ser de \$27440 y el sistema completo con almacenamiento tiene un costo de \$69240, con esto se evidencia que económicamente no es viable por su gran costo, pero se tiene un 20% de reducción de pérdidas lo que significa una recuperación de la inversión a largo plazo.
- La variación de voltaje en la red se ve influenciado por las distancias que se tienen entre los nodos, pues al tener mayor longitud las impedancias de línea aumentan y esto se traduce como mayores caídas de voltaje. En consecuencia, las tensiones de los nodos de los siguientes tramos también están involucrados y al ser un sistema desequilibrado la carga presente en el nodo será la que determine la caída de tensión en dicha fase.
- Introducir microgeneración y almacenamiento a una red de bajo voltaje contribuye en los siguientes aspectos: en el ambiental una disminución de 130 kW representa un menor uso de las empresas generadoras, por consiguiente, repercute directamente con la disminución de GEI al dejar de emitir 28.07 kTon Co<sub>2</sub> eq; en cuanto al técnico, influye en el flujo de potencia de las redes de distribución de tal manera que eleva los niveles de voltaje

mejorándolos, en este análisis se determinó la colocación de hasta 3 unidades de microgeneración; y económicamente, ofrece beneficios al estado empezando por la disminución del costo que se tiene cuando hay pérdidas de potencia, además que su ubicación local ayuda a las líneas de distribución para suplir la demanda y reducir las sobrecargas. Con lo explicado anteriormente se evidencia que el sistema es más eficiente pero económicamente presenta una gran inversión por lo cual no es viable.

- El sistema de distribución utilizado es desequilibrado y posee tanto líneas aéreas como subterráneas. Inicialmente en la red se puede notar que en las barras 645, 684 y 671 los niveles de tensión están por debajo del 5% permitido, en cambio al ingresar la microgeneración en estas barras se presenta una mejora en el perfil de voltaje pasando a un 6, 8 y un 10% respectivamente más altos con respecto a la situación inicial.

## **4.2 Recomendaciones**

- Con el modelamiento de la red de distribución y minimización de costos y pérdidas presentado se pueden plantear futuras investigaciones como probarlo en redes de distribución más grandes e introducir otros tipos de generación distribuida como turbinas eólicas y vehículos eléctricos.
- Este trabajo está enfocado en un análisis estático adecuado para fases de planificación y podría ser llevado a un análisis dinámico para ver el comportamiento del modelo en tiempo real.
- La metodología puede ser ampliada con el uso de diversos algoritmos de optimización para la verificación de los resultados y selección de mejores opciones en base a lo que se requiera optimizar, además el modelamiento automático por medio de Simulink plantea una adecuada herramienta para la creación de sistemas de mayor complejidad y diversos niveles de voltaje dando apertura nuevas investigaciones.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] Q. Sun, A. Beach, M. E. Cotterell, Z. Wu, y S. Grijalva, «An Economic Model for Distributed Energy Prosumers», en *2013 46th Hawaii International Conference on System Sciences*, ene. 2013, pp. 2103-2112. doi: 10.1109/HICSS.2013.81.
- [2] M. P. Kazmierkowski, «Power System Dynamics: Stability and Control, Third Edition [Book News]», *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 14, n.º 2, pp. 94-95, jun. 2020, doi: 10.1109/MIE.2020.2985200.
- [3] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, y V. Fernão Pires, «Energy management in unbalanced low voltage distribution networks with microgeneration and storage by using a multi-objective optimization algorithm», *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 102100, ene. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102100.
- [4] A. Foles, L. Fialho, y M. Collares-Pereira, «Economic Evaluation of the Portuguese PV and Energy Storage Residential Applications», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100686.
- [5] «ECUADOR CONSOLIDA LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.rekursyenergia.gob.ec/ecuador-consolida-la-produccion-electrica-a-partir-de-fuentes-renovables/> (accedido 23 de enero de 2022).
- [6] «Informe Anual 2020 – Operador Nacional de Electricidad CENACE». <http://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2020/> (accedido 23 de enero de 2022).
- [7] «balance\_energetico\_de\_galapagos\_2018.pdf». Accedido: 23 de enero de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/05/balance\\_energetico\\_de\\_galapagos\\_2018.pdf](https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/05/balance_energetico_de_galapagos_2018.pdf)
- [8] «Ecuador actualiza el Bloque de Energías Renovables a 500 megavatios con potencial de inversión por USD 968 millones – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.rekursyenergia.gob.ec/ecuador-actualiza-el-bloque-de-energias-renovables-a-500-megavatios-con-potencial-de-inversion-por-usd-300-millones/> (accedido 23 de enero de 2022).
- [9] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, y P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. IET Digital Library, 2009. doi: 10.1049/PBRN006E.
- [10] «res\_nro\_\_arcernnr-013-2021.pdf». Accedido: 8 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res\\_nro\\_\\_arcernnr-013-2021.pdf](https://www.controlrecursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf)
- [11] «Balance-Energético-Nacional-2020-Web.pdf». Accedido: 16 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/09/Balance-Energe%CC%81tico-Nacional-2020-Web.pdf>
- [12] «4.-EXPANSION-DE-LA-GENERACION.pdf». Accedido: 16 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/4.-EXPANSION-DE-LA-GENERACION.pdf>
- [13] R. Verma y M. Kashyap, «DG Penetration in Distribution Networks: A Review», en *2021 7th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems (ICACCS)*, mar. 2021, vol. 1, pp. 1144-1147. doi: 10.1109/ICACCS51430.2021.9441813.
- [14] A. Siddique, G. S. Yadava, y B. Singh, «Effects of voltage unbalance on induction motors», en *Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, sep. 2004, pp. 26-29. doi: 10.1109/ELINSL.2004.1380430.
- [15] F. Carrillo M., R. Castro, A. M.E, y P. V. Fernao, «Energy management in unbalanced low voltage distribution networks with microgeneration and storage by using a multi-objective optimization algorithm».

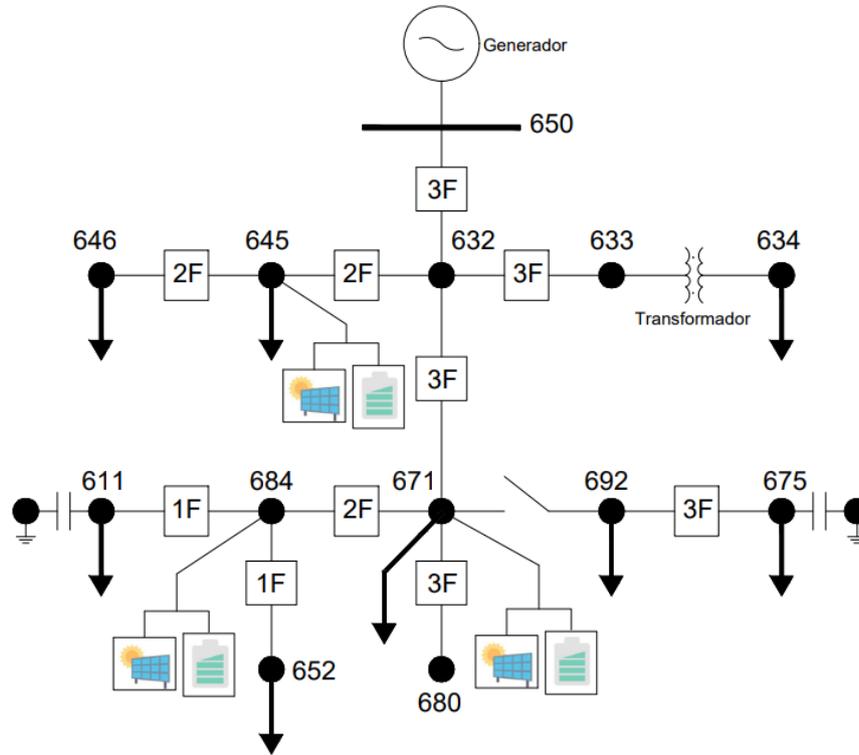
- [16] X. Li, L. Wang, N. Yan, y R. Ma, «Economic Dispatch of Distribution Network with Distributed Energy Storage and PV Power Stations», en *2020 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*, oct. 2020, pp. 1-2. doi: 10.1109/ASEMD49065.2020.9276164.
- [17] R. Ooka y S. Ikeda, «A review on optimization techniques for active thermal energy storage control», *Energy and Buildings*, vol. 106, pp. 225-233, nov. 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.07.031.
- [18] «Inverse multi-objective combinatorial optimization | Discrete Applied Mathematics». <https://dl.acm.org/doi/abs/10.1016/j.dam.2013.04.024> (accedido 24 de enero de 2022).
- [19] A. Keane *et al.*, «State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n.º 2, pp. 1493-1502, may 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2214406.
- [20] «A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems\_ Off-grid and grid-connected systems | Elsevier Enhanced Reader». <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2210670718301264?token=5563F18718E124D04C144E79A7FE131AFBD1B29D071BB10C3BE5AAF09A616ADB0683F0E5D9F7680ABDB705D511A17547&originRegion=us-east-1&originCreation=20220124224104> (accedido 24 de enero de 2022).
- [21] B. Mothi Ram y A. Ganesh, «Optimal Voltage Imbalance Compensation in Islanded Microgrid by Using Whale Optimization Technique.», en *2021 7th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, feb. 2021, pp. 484-489. doi: 10.1109/ICEES51510.2021.9383703.
- [22] W. Deshun, Z. Yumeng, T. Qiong, X. Jinhua, y Y. Jelei, «Research on Planning and Configuration of Multi-objective Energy Storage System Solved by Improved Ant Colony Algorithm», en *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, sep. 2018, pp. 2279-2283. doi: 10.1109/CICED.2018.8592157.
- [23] S. Angalaeswari, P. Sanjeevikumar, J. Kamaraj, y Z. Leonowicz, «Hybrid PIPSO-SQP Algorithm for Real Power Loss Minimization in Radial Distribution Systems with Optimal Placement of Distributed Generation», *Sustainability*, vol. 12, p. 5787, jul. 2020, doi: 10.3390/su12145787.
- [24] G. Niazi y M. Lalwani, «PSO based optimal distributed generation placement and sizing in power distribution networks: A comprehensive review», en *2017 International Conference on Computer, Communications and Electronics (Comptelix)*, jul. 2017, pp. 305-311. doi: 10.1109/COMPTELIX.2017.8003984.
- [25] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, y C. R. Barreto-Calle, «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador», *ings*, n.º 19, pp. 60-68, ene. 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [26] A. Stanisavljevic, V. Katic, B. Dumnic, y B. Popadic, «A brief overview of the distribution test grids with a distributed generation inclusion case study», *Serb J Electr Eng*, vol. 15, n.º 1, pp. 115-129, 2018, doi: 10.2298/SJEE1801115S.
- [27] T. Kerdphol, Y. Qudaih, y Y. Mitani, «Optimum battery energy storage system using PSO considering dynamic demand response for microgrids», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 58-66, dic. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.03.064.
- [28] «CON BATERIAS LITIO», *Heliostrategiaecuador*. <https://heliostrategiaecuador.com/con-baterias-litio/> (accedido 9 de febrero de 2022).

[29] J. A. Dowling, K. Z. Rinaldi, T. H. Ruggles, Tong, N. S. Lewis, y K. Caldeira, «Role of Long-Duration Energy Storage in Variable Renewable Electricity Systems».

# APÉNDICES

# APÉNDICE A

## Programación Matlab



## A Modelamiento

```
clc
clearvars
close all
% Creating of the Simulink Model
%% Bus

Nodes = [650 400 0 420 50 0.6e3
        632 400 300 420 350 0.6e3
        633 800 300 820 350 0.6e3
        634 1200 300 1220 350 480
        645 000 300 020 350 0.6e3
        646 -420 300 -400 350 0.6e3
        671 400 600 420 650 0.6e3
        692 800 600 820 650 0.6e3
        675 1200 600 1220 650 0.6e3
        684 000 600 020 650 0.6e3
        611 -440 600 -420 650 0.6e3
        680 400 900 420 950 0.6e3
        652 000 900 020 950 0.6e3];

nNodes = Nodes;

file_name = 'IEEE_13_bus_system';
h = new_system(file_name);
open_system(file_name);
for k=1:size(Nodes,1)
```

```

Bus_name=strcat(file_name,'/Bus_');
object = strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1)));
add_block('powerlib/Measurements/Load Flow Bus',...
    object,'Phases','ABC',...
    'Connectors','on both sides','ID',num2str(Nodes(k,1)),...
    'Vbase',mat2str(Nodes(k,6)*ones(1)/sqrt(3)),...
    'Vangle',mat2str([0 -120 120]),...
    'Vref',mat2str(ones(1,3)))

X = Nodes(k,2:5);
set_param(object,'Position',X)
% set(gcbh,'Orientation','up')
Meas = strcat(file_name,'/VI_');
Measurement_name = strcat(Meas,num2str(Nodes(k,1)));
add_block('powerlib/Measurements/Three-Phase V-I Measurement',...
    Measurement_name,'SetLabelV','on',...
    'LabelV',strcat('V_',num2str(Nodes(k,1))),...
    'SetLabelI','on',...
    'LabelI',strcat('I_',num2str(Nodes(k,1))))
Y = [X(3)+(X(3)-X(1)) X(2) X(3)+2*(X(3)-X(1)) X(4)];
set_param(Measurement_name,'Position',Y)
Block1PortHandles = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(Measurement_name,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3), Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
end

%% Lines
[Lines,~,raw]=xlsread('Line Data.xls','A4:D15');
if exist('config.xls','file') == 2 && exist('UG config.xls','file') == 2
    % There are over- and underground-lines in the system
    [Config_available_1,OverHeadLines]=xlsread('config.xls','A5:B9');
    [Config_available_2,UnderGroundLines,~]=xlsread('UG config.xls','A4:B5');
    Phases_Disposition = [OverHeadLines;UnderGroundLines(:,1)];
    Config_available = [Config_available_1;Config_available_2];

elseif exist('UG config.xls','file') == 2
    % there are only underground-lines in the system
    [Config_available_2,UnderGroundLines,~]=xlsread('UG config.xls','A4:B5');
    Phases_Disposition = UnderGroundLines;
    Config_available = Config_available_2;
else
    % there are only over-head-lines in the system
    [~,OverHeadLines,~]=xlsread('config.xls','A5:B9');
    Phases_Disposition = [OverHeadLines(:,2);UnderGroundLines];
    Config_available_1 = str2num(cell2mat(OverHeadLines(:,1))); %ok<ST2NM>
    Config_available = [Config_available_1;Config_available_2];
end

% Line size
miles2km=1.60934;
ft2km = 0.0003048;

flag = 0;
count = 1;
n = 1;
while flag==0
    X1 = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(count,1))),'Position');
    X2 = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(count,2))),'Position');
    DX = X1-X2;
    if DX(2)==0 % horizontal
        available_space = DX(1);
        width_spc = abs(0.3*available_space);
        height_spc = abs(X1(4)-X1(2));
        flag=1;
    end
    count = count+1;
end
for k=1:size(Lines,1)
    if Lines(k,3)~=0
        config = Lines(k,4);
        phases = Phases_Disposition(Config_available==config);
        if ismember(phases,'C B N') || ismember(phases,'A C N') || ismember(phases,'B C N') || ismember(phases,'A B N')
            % The feeder has two phases
            N_phase = '2';
            k_l(n) = k; %ok<SAGROW>
            n = n+1;
        elseif ismember(phases,'C N') || ismember(phases,'A N') || ismember(phases,'B N')

```

```

    % The feeder has one phase
    N_phase = '1';
    k_1(n) = k; %#ok<SAGROW>
    n      = n+1;
else
    % The feeder has three phases
    N_phase = '3';
end
end
if N_phase == '3'
    [R,L,C] = feeders_parameters(config);
    R = R/miles2km;
    L = L/miles2km;
    C = C/miles2km;
    freq=60;
    long = Lines(k,3)*ft2km;
    X1=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,1))), 'Position');
    X2=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,2))), 'Position');
    Y1=get_param(strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))), 'Position');
    Y2=get_param(strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))), 'Position');

    DX=X1-X2;
    lname = strcat(file_name, '/Line_');
    line_name = strcat(lname,num2str(k));
    add_block('powerlib/Elements/Distributed Parameters Line',...
        line_name, 'Phases', N_phase, 'Resistance', mat2str(R), ...
        'Length', mat2str(long), 'Frequency', mat2str(freq))
    if DX(1)==0 % Vertical
        set(gcbh, 'Orientation', 'down')
        available_space = DX(2);
        connect_spc = 0.6*available_space;
        if X1(2)<X2(2)
            midHight = X1(4)+(X2(2)-X1(4))/2;
            set_param(line_name, 'Position', ...
                [Y1(1)+height_spc/2 midHight-width_spc/2 Y2(3)+height_spc midHight+width_spc/2])
        else
            set(gcbh, 'Orientation', 'up')
            midHight = X2(4)+(X1(2)-X2(4))/2;
            set_param(line_name, 'Position', ...
                [Y2(1)+height_spc/2 midHight-width_spc/2 Y1(3)+height_spc midHight+width_spc/2])
        end
        Block1PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))), 'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(...
            line_name, 'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))), 'PortHandles');
        add_line(file_name, Block1PortHandles.RConn(1:3), ...
            Block2PortHandles.LConn(1:3), 'autorouting', 'smart');
        add_line(file_name, Block2PortHandles.RConn(1:3), ...
            Block3PortHandles.RConn(1:3), 'autorouting', 'smart');
    elseif DX(2)==0 % horizontal

```

```

available_space = DX(1);
connect_spc = abs(0.8*available_space);
if X1(1)<X2(1)
    set_param(line_name,'Position',...
        [connect_spc/2+Y1(1) X1(2) X2(3)-connect_spc/2 X1(4)])
    Block1PortHandles = get_param(...
        strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
    Block2PortHandles = get_param(line_name,'PortHandles');
    Block3PortHandles = get_param(...
        strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
    add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
        Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
    add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1:3),...
        Block3PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
else
    set_param(line_name,'Position',...
        [connect_spc/2+Y2(1) X1(2) X1(3)-connect_spc/2 X1(4)])
    Block1PortHandles = get_param(...
        strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
    Block2PortHandles = get_param(line_name,'PortHandles');
    Block3PortHandles = get_param(...
        strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
    add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(1:3),...
        Block2PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
    add_line(file_name,Block2PortHandles.LConn(1:3),...
        Block3PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
end
end
end

else
X1=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,1))),'Position');
X2=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,2))),'Position');
Y1=get_param(strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'Position');
Y2=get_param(strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))),'Position');

DX=X1-X2;
if contains(raw(k,4),'XFM-1') % There is a transformer
    tname = strcat(file_name,'/TRX_');
    trx_name = strcat(tname,num2str(k));
    Winding1_Connection = 'Yg';
    Winding2_Connection = 'Yg';
    Nominal_power = mat2str([50000e3 60]);
    Data_Winding1 = mat2str([0.6e3 0.0022/2 0.04/2]);
    Data_Winding2 = mat2str([480 0 0]);
    add_block(...
        'powerlib/Elements/Three-Phase Transformer (Two Windings)',...
        trx_name,'Winding1Connection',Winding1_Connection,...
        'Winding2Connection',Winding2_Connection,...
        'NominalPower',Nominal_power,...
        'Winding1',Data_Winding1,'Winding2',Data_Winding2)

if DX(1)==0 % Vertical
    set(gcch,'Orientation','down')
    available_space = DX(2);
    connect_spc = 0.6*available_space;
    if X1(2)<X2(2)
        midHeight = X1(4)+(X2(2)-X1(4))/2;
        set_param(trx_name,'Position',...
            [Y1(1)+height_spc/2 midHeight-width_spc/2 Y1(3)+height_spc midHeight+width_spc/2])
        Block1PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(trx_name,'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
    else
        midHeight = X2(4)+(X1(2)-X2(4))/2;
        set_param(trx_name,'Position',...
            [Y1(1)+height_spc/2 midHeight-width_spc/2 Y1(3)+height_spc midHeight+width_spc/2])
        Block1PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(...
            trx_name,'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
    end
end
end

```

```

end
add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
         Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1:3),...
         Block3PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
elseif DX(2)==0 % horizontal
available_space = DX(1);
connect_spc = abs(0.8*available_space);
if X1(1)<X2(1)
set_param(trx_name,'Position',...
         [connect_spc/2+Y1(1) X1(2) X2(3)-connect_spc/2 X1(4)])
Block1PortHandles = get_param(...
         strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(trx_name,'PortHandles');
Block3PortHandles = get_param(...
         strcat(Bus_name,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
         Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1:3),...
         Block3PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
else
set_param(trx_name,'Position',...
         [connect_spc/2+Y2(1) X1(2) X1(3)-connect_spc/2 X1(4)])
Block1PortHandles = get_param(...
         strcat(Meas,num2str(Lines(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(trx_name,'PortHandles');
Block3PortHandles = get_param(...
         strcat(Meas,num2str(Lines(k,2))),'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(1:3),...
         Block2PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
add_line(file_name,Block2PortHandles.LConn(1:3),...
         Block3PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
end
end
end
end
end

```

```

%% Switches
[Nodes1,state,~]=xlsread('switch data.xls','A4:C4');
for k=1:length(state)
X1=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes1(k,1))),'Position');
X2=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes1(k,2))),'Position');
Y1=get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,1))),'Position');
Y2=get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,2))),'Position');
swname = strcat(file_name,'/Breaker');
switch_name = strcat(swname,num2str(k));
if ismember(state(k),'closed')
initial_state = 'closed';
else
initial_state = 'open';
end
add_block('powerlib/Elements/Three-Phase Breaker',...
         switch_name,'InitialState',initial_state)

DX=X1-X2;
if DX(1)==0 % Vertical
set(gcbh,'Orientation','down')
available_space = DX(2);
connect_spc = 0.6*available_space;
if X1(2)<X2(2)
midHeight = X1(4)+(X2(2)-X1(4))/2;
set_param(switch_name,'Position',...
         [Y1(1)+height_spc/2 midHeight-width_spc/2 Y1(3)+height_spc midHeight+width_spc/2])
Block1PortHandles = get_param(...
         strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(switch_name,'PortHandles');
Block3PortHandles = get_param(...
         strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,2))),'PortHandles');
else
midHeight = X2(4)+(X1(2)-X2(4))/2;
set_param(switch_name,'Position',...
         [Y1(1)+height_spc/2 midHeight-width_spc/2 Y1(3)+height_spc midHeight+width_spc/2])
Block1PortHandles = get_param(...

```

```

        strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,2)),'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(...
            switch_name,'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,1)),'PortHandles');
    end
    add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
        Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
    add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1:3),...
        Block3PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
elseif DX(2)==0 % horizontal
    available_space = DX(1);
    connect_spc = abs(0.8*available_space);
    if X1(1)<X2(1)
        set_param(switch_name,'Position',...
            [connect_spc/2+Y1(1) X1(2) X2(3)-connect_spc/2 X1(4)])
        Block1PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,1)),'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(switch_name,'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(...
            strcat(Bus_name,num2str(Nodes1(k,2)),'PortHandles');
        add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
            Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
        add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1:3),...
            Block3PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
    else
        set_param(switch_name,'Position',...
            [connect_spc/2+Y2(1) X1(2) X1(3)-connect_spc/2 X1(4)])
        Block1PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,1)),'PortHandles');
        Block2PortHandles = get_param(trx_name,'PortHandles');
        Block3PortHandles = get_param(...
            strcat(Meas,num2str(Nodes1(k,2)),'PortHandles');
        add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(1:3),...
            Block2PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
        add_line(file_name,Block2PortHandles.LConn(1:3),...
            Block3PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');
    end
end
end
end

```

```

%% Distributed loads
Nodes = xlsread('Distributed Load Data.xls','A5:B5');
[~,LoadTypes,~]=xlsread('Distributed Load Data.xls','C5:C5');
LoadDemand = xlsread('Distributed Load Data.xls','D5:I5');
Qc1 = [0 0 0];
Qc2 = [0 0 0];
for k = 1:size(Nodes,1)
    load_name_1 = strcat(...
        'IEEE_13_bus_system/L_distributed_',num2str(Nodes(k,1)));
    load_name_2 = strcat(...
        'IEEE_13_bus_system/L_distributed_',num2str(Nodes(k,2)));
    X1 = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'Position');
    X2 = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,2))),'Position');
    Y1 = get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes(k,1))),'Position');
    Y2 = get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes(k,2))),'Position');
    Vb = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'Vbase');
    VV=str2num(Vb); %#ok<ST2NM>

    dX = X1(3)-X1(1);
    dY = X1(4)-X1(2);
    P1 = LoadDemand(k,[1 3 5])*1e3/2;
    Q11 = LoadDemand(k,[2 4 6])*1e3/2;
    P2 = LoadDemand(k,[1 3 5])*1e3/2;
    Q12 = LoadDemand(k,[2 4 6])*1e3/2;
    % Load connection
    if contains(LoadTypes(k),'Y')
        Config_load = 'Y (grounded)';
        ratedVoltageType = 'Vabc';
        V = mat2str([VV VV VV]);
        ActivePower = 'Pabc';
        InductiveReactivePower = 'QLabc';
        CapacitiveReactivePower = 'QCabc';
    end
end

```

```

else
    Config_load = 'Delta';
    ratedVoltageType = 'Vabcp';
    V = mat2str([VV VV VV]*sqrt(3));
    ActivePower = 'Pabcp';
    InductiveReactivePower = 'QLabcp';
    CapacitiveReactivePower = 'QCabcp';
end
% Load model
if contains(LoadTypes(k),'PQ')
    Load_Model = 'constant PQ';
elseif contains(LoadTypes(k),'Z')
    Load_Model = 'constant Z';
else
    Load_Model = 'constant I';
end
add_block('powerlib/Elements/Three-Phase Series RLC Load',...
load_name_1,'Configuration',Config_load,'LoadType',Load_Model,...
'UnbalancedPower','on',ActivePower,mat2str(P1),...
InductiveReactivePower,mat2str(Q11),CapacitiveReactivePower,...
mat2str(Qc1),ratedVoltageType,V)

set(gcbh,'Orientation','right')

set_param(load_name_1,...
'Position',[X1(1)+6.5*dX X1(4) X1(1)+6.5*dX+dY X1(4)+dY])

Block1PortHandles = get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes(k,1))),...
'PortHandles');

Block2PortHandles = get_param(load_name_1,'PortHandles');

add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');

add_block('powerlib/Elements/Three-Phase Series RLC Load',...
load_name_2,'Configuration',Config_load,'LoadType',Load_Model,...
'UnbalancedPower','on',ActivePower,mat2str(P2),...
InductiveReactivePower,mat2str(Q12),CapacitiveReactivePower,...
mat2str(Qc2),ratedVoltageType,V)

set_param(load_name_2,'Position',...
[X1(1)+6.5*dX X1(4)+200 X1(1)+6.5*dX+dY X1(4)+dY+200])
%[X2(1)+4*dX X2(4)+dX X2(1)+4*dX+dY X2(4)+dX+dY])

set(gcbh,'Orientation','right')

Block1PortHandles = get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes(k,2))),...
'PortHandles');

Block2PortHandles = get_param(load_name_2,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
end

%% Loads
Nodes = xlsread('Spot Load Data.xls','A5:A12');
[~,LoadTypes,~]=xlsread('Spot Load Data.xls','B5:B12');
LoadDemand = xlsread('Spot Load Data.xls','C5:H12');
Qc = [0 0 0];
for k = 1:length(Nodes)
    loname=strcat(file_name,'/Load_');
    load_name = strcat(loname,num2str(Nodes(k)));
    X1=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))), 'Position');
    Vb=get_param(strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))), 'Vbase');
    dX = X1(3)-X1(1);
    dY = X1(4)-X1(2);
    P = LoadDemand(k,[1 3 5])*1e3;
    Q1 = LoadDemand(k,[2 4 6])*1e3;
    % Load connection
    if sum(P==0)==0 %Three phase load
        if contains(LoadTypes(k),'Y')
            Config_load = 'Y (grounded)';
            ratedVoltageType = 'Vabc';
            VV=str2num(Vb); %#ok<ST2NM>

```

```

V = mat2str([VV VV VV]);
ActivePower = 'Pabc';
InductiveReactivePower = 'QLabc';
CapacitiveReactivePower = 'QCabc';
else
    Config_load = 'Delta';
    ratedVoltageType = 'Vabcp';
    VV=str2num(Vb)*sqrt(3); %ok<ST2NM>
    V = mat2str([VV VV VV]);
    ActivePower = 'Pabcp';
    InductiveReactivePower = 'QLabcp';
    CapacitiveReactivePower = 'QCabcp';
end
% Load model
if contains(LoadTypes(k),'PQ')
    Load_Model = 'constant PQ';
elseif contains(LoadTypes(k),'Z')
    Load_Model = 'constant Z';
else
    Load_Model = 'constant I';
end
add_block('powerlib/Elements/Three-Phase Series RLC Load',...
    load_name,'Configuration',Config_load,'LoadType',Load_Model,...
    'UnbalancedPower','on',ActivePower,mat2str(P),...
    InductiveReactivePower,mat2str(Ql),...
    CapacitiveReactivePower,mat2str(Qc),ratedVoltageType,V)
set_param(load_name,...
    'Position',[Xl(1)-dX-dY Xl(4)+dX Xl(1)-dX Xl(4)+dX+dY])
Block1PortHandles = get_param(...
    strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(load_name,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(1:3),...
    Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');
elseif sum(P~=0)==1 && contains(LoadTypes(k),'Y') % Single phase load
    Ph = P~=0;
    if Ph(1)==1 % Load connected to phase a
        Phase = 1;
    elseif Ph(2)==1 % Load connected to phase b
        Phase = 2;
    else % Load connected to phase c
        Phase = 3;
    end
    if contains(LoadTypes(k),'PQ')
        Load_Model = 'constant PQ';
    elseif contains(LoadTypes(k),'Z')
        Load_Model = 'constant Z';
    else
        Load_Model = 'constant I';
    end
end
VV=str2num(Vb); %ok<ST2NM>
V = mat2str(VV(1));
add_block('powerlib/Elements/Series RLC Load',...
    load_name,'LoadType',Load_Model,...
    'NominalVoltage',V,...
    'ActivePower',mat2str(P(Phase)),...
    'InductivePower',mat2str(Ql(Phase)),...
    'CapacitivePower',mat2str(0),'NominalFrequency',mat2str(freq))
set(gcch,'Orientation','down')
set_param(load_name,'Position',...
    [Xl(1)-2*dX Xl(4)+dX Xl(1)-dX Xl(4)+dX+dY])
Block1PortHandles = get_param(...
    strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(load_name,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(Phase),...
    Block2PortHandles.LConn(1),'autorouting','smart');

lonameG = strcat(file_name,'/G_');
load_name_G = strcat(lonameG,num2str(Nodes(k)));
add_block('powerlib/Elements/Ground',load_name_G)
X = get_param(load_name,'Position');
set_param(load_name_G,'Position',[X(1) X(4)+dX X(3) X(4)+2*dX]);
Block3PortHandles = get_param(load_name_G,'PortHandles');
add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1),...

```

```

        Block3PortHandles.LConn(1), 'autorouting', 'smart');
elseif sum(P~=0)==1 && contains(LoadTypes(k), 'D') % Single phase between phases
    Ph = P~=0;
    if Ph(1)==1 % Load connected from phase a
        Phase = 1;
    elseif Ph(2)==1 % Load connected from phase b
        Phase = 2;
    else % Load connected from phase c
        Phase = 3;
    end

    if contains(LoadTypes(k), 'PQ')
        Load_Model = 'constant PQ';
    elseif contains(LoadTypes(k), 'Z')
        Load_Model = 'constant Z';
    else
        Load_Model = 'constant I';
    end
    VV=str2num(Vb)*sqrt(3); %#ok<ST2NM>
    V = mat2str(VV(1));

    add_block('powerlib/Elements/Series RLC Load', ...
        load_name, 'LoadType', Load_Model, ...
        'NominalVoltage', V, ...
        'ActivePower', mat2str(P(Phase)), ...
        'InductivePower', mat2str(Ql(Phase)), ...
        'CapacitivePower', mat2str(0), 'NominalFrequency', mat2str(freq))
    set(gcbbh, 'Orientation', 'down')
    set_param(load_name, 'Position', ...
        [Xl(1)-2*dX Xl(4)+dX Xl(1)-dX Xl(4)+dX+dY])
    Block1PortHandles = get_param(...
        strcat(Bus_name, num2str(Nodes(k,1))), 'PortHandles');
    Block2PortHandles = get_param(load_name, 'PortHandles');
    add_line(file_name, Block1PortHandles.LConn(Phase), ...
        Block2PortHandles.LConn(1), 'autorouting', 'smart');
    if Phase~=3
        add_line(file_name, Block1PortHandles.LConn(Phase+1), ...
            Block2PortHandles.RConn(1), 'autorouting', 'smart');
    else
        add_line(file_name, Block1PortHandles.LConn(Phase-2), ...
            Block2PortHandles.RConn(1), 'autorouting', 'smart');
    end
end
end
end

```

#### %% Shunt Compensator

```

Nodes = xlsread('Cap Data.xls', 'A5:A6');
CompReactive = xlsread('Cap Data.xls', 'B5:D6');
Ps = [0 0 0];
Qls = [0 0 0];

for k = 1:size(Nodes,1)
    cname=strcat(file_name, '/C_shunt_');
    Comp_name = strcat(cname, num2str(Nodes(k,1)));
    Xl = get_param(strcat(Bus_name, num2str(Nodes(k,1))), 'Position');
    Yl = get_param(strcat(Meas, num2str(Nodes(k,1))), 'Position');

    dX = Xl(3)-Xl(1);
    dY = Xl(4)-Xl(2);

    Vb = get_param(strcat(Bus_name, num2str(Nodes(k,1))), 'Vbase');
    VV = str2num(Vb); %#ok<ST2NM>

    Qc = CompReactive(k, [1 2 3])*1e3;
    % Load connection
    Config_load = 'Y (grounded)';
    ratedVoltageType = 'Vabc';
    ActivePower = 'Pabc';
    InductiveReactivePower = 'QLabc';
    CapacitiveReactivePower = 'QCabc';
    % Load model
    Load_Model = 'constant Z';
    if sum(Qc==0)==0 %Three phase load
        V = mat2str([VV VV VV]);
    end
end

```

```

add_block('powerlib/Elements/Three-Phase Series RLC Load',...
    Comp_name,'Configuration',Config_load,'LoadType',Load_Model,...
    'UnbalancedPower','on',ActivePower,mat2str(Ps),...
    InductiveReactivePower,mat2str(Qls),CapacitiveReactivePower,...
    mat2str(Qc),ratedVoltageType,V)

set_param(Comp_name,'Position',...
    [Y1(3)+dX X1(4)+dX Y1(3)+dX+dY X1(4)+dX+dY])
% [X1(1)-5*dX X1(4)+dX X1(1)-3*dX X1(4)+dX+dY])
Block1PortHandles = get_param(strcat(Meas,num2str(Nodes(k,1))),...
    'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(Comp_name,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.RConn(1:3),...
    Block2PortHandles.LConn(1:3),'autorouting','smart');

else
V = mat2str(VV(1));
Qh = Qc~=0;
if Qh(1)==1 % Load connected from phase a
    Phase = 1;
elseif Qh(2)==1 % Load connected from phase b
    Phase = 2;
else % Load connected from phase c
    Phase = 3;
end
add_block('powerlib/Elements/Series RLC Load',...
    Comp_name,'LoadType',Load_Model,...
    'NominalVoltage',V,...
    'ActivePower',mat2str(Ps(1)),...
    'InductivePower',mat2str(Qls(1)),...
    'CapacitivePower',mat2str(Qc(Phase)),...
    'NominalFrequency',mat2str(freq))
set(gcbh,'Orientation','down')
set_param(Comp_name,'Position',...
    [X1(1)-4*dX X1(4)+dX X1(1)-3*dX X1(4)+dX+dY])
Block1PortHandles = get_param(...
    strcat(Bus_name,num2str(Nodes(k,1))),'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(Comp_name,'PortHandles');
add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(Phase),...
    Block2PortHandles.LConn(1),'autorouting','smart');
gname=strcat(file_name,'/Gc_shunt');
Comp_name_G = strcat(gname,num2str(Nodes(k)));
add_block('powerlib/Elements/Ground',Comp_name_G)
X = get_param(Comp_name,'Position');
set_param(Comp_name_G,'Position',[X(1) X(4)+dX X(3) X(4)+2*dX])
Block3PortHandles = get_param(Comp_name_G,'PortHandles');
add_line(file_name,Block2PortHandles.RConn(1),...
    Block3PortHandles.LConn(1),'autorouting','smart');

end
end
%% Source
Node = 650;
sname = strcat(file_name,'/Source_');
Source_name = strcat(sname,num2str(Node));
Gen_config = 'Yg';
NonIdealSource_1 = 'off';
Phase_Phase_volt = num2str(0.6e3);

add_block('powerlib/Electrical Sources/Three-Phase Source',...
    Source_name,'InternalConnection',Gen_config,...
    'Voltage',Phase_Phase_volt,...
    'NonIdealSource',NonIdealSource_1);

Bus_name=strcat(file_name,'/Bus_');
object = strcat(Bus_name,num2str(Node));
set_param(object,'Vref',mat2str(ones(1,3)*1.025))

X1 = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Node)),'Position');
set_param(Source_name,'Position',...
    [X1(1)-dX-2*dY X1(2) X1(1)-dX X1(4)])

Block1PortHandles = get_param(strcat(Bus_name,num2str(Node)),...
    'PortHandles');
Block2PortHandles = get_param(Source_name,'PortHandles');

```

```

add_line(file_name,Block1PortHandles.LConn(1:3),...
        Block2PortHandles.RConn(1:3),'autorouting','smart');

%% Powergui block
set_param(file_name,'Solver','ode15s','StopTime','1')
Powergui_name = strcat(file_name,'/powergui');
add_block('powerlib/powergui',Powergui_name,'SimulationMode','Phasor',...
        'Pbase','100e3')

Unbalance_lines_v2
% %Valores iniciales
ndg = 4;
Busn = 13;
Pg = zeros(Busn,1);
MinP = 1000;
MaxP = 10000; %W
V = ones(Busn,1);
del = zeros(Busn,1);
lbBus = ones(1, ndg);
ubBus = ndg*ones(1, ndg);

lbP = MinP*ones(1, ndg);
ubP = MaxP*ones(1, ndg);

%Flujo de potencia caso inicial
[V,Ploss] = powerflow(V, Pg);
figure(1)
plot(V,'LineWidth',3)
ylim([0.90 1.05])
xticks(1:length(nNodes(:,1)))
xticklabels(nNodes(:,1))
xtickangle(-90)
set(gca,'FontSize',12)
lg=legend('$a$', '$b$', '$c$');
set(lg,'interpreter','latex','FontSize',12)
xlabel('Bus ID','FontSize',12)
ylabel('Bus voltages (pu)','FontSize',12)
hold off
Ploss_in = real(Ploss);
% V = V(:,3);
PV_sources
EV_Sources
n = 0.90; %Eficiencia
W_in = 0;
for i = 1 : 1:3
    if i == 1
        P1 = [1 1 1]*50*1e3;
        horas1 = 7;
        Pt = P1;
    elseif i == 2
        P2 = [1 1 1]*60*1e3;
        horas2 = 12;
        Pt = P2;
    else
        P3 = [1 1 1]*30*1e3;
        horas3 = 5;
        Pt = P3;
    end
end
loads = xlsread('Spot Load Data.xls','A5:A12');

```

```

for k = 1:length(loads)
    P = LoadDemand(k,[1 3 5])*1e3;
    if sum(P~=0)==1
        Ph = P~=0;
        if Ph(1)==1 % Load connected to phase a
            Phase = 1;
        elseif Ph(2)==1 % Load connected to phase b
            Phase = 2;
        else % Load connected to phase c
            Phase = 3;
        end
    end
    loadname=strcat('IEEE_13_bus_system','/Load_');
    load_name = strcat(loadname,num2str(loads(k)));
    set_param(load_name,'ActivePower',num2str(Pt(Phase)));
end
end
% Generacion Distribuida
Nodes = xlsread('EV Data.xls','A5:A7');
objfunc = @(x) AddGD_2(...
    x(1:ndg), x(ndg+1:end),...
    V,Pg,ndg,Ploss,Nodes);
x = particleswarm(objfunc, ndg*3, [lbBus, lbP], [ubBus, ubP]);
xcal = x(1:ndg);
Pdg = x(ndg+1:end);
for k = 1:length(xcal)
    xk = round(xcal(k));
    Pg(xk) = Pg(xk)+Pdg(k);
    if Pg(k) > 0 && Pg(k)<MinP
        Pg(k) = MinP;
    end
    if Pg(k) >= MaxP
        Pg(k) = MaxP;
    else
        Pg(k) = Pg(k);
    end
end
end

PV_power = Pg;
PV_power(PV_power==0) = [];
if length(PV_power) ~= 3
    PV_power(3) = PV_power(2);
end
NodesEV = xlsread('EV Data.xls','A5:A7');
EV_power = xlsread('EV Data.xls','B5:G7');
for k = 1:length(Nodes)
    pvname=strcat('IEEE_13_bus_system','/PV_');
    PV_name = strcat(pvname,num2str(Nodes(k)));
    set_param(PV_name,'Pref',num2str(PV_power(k)),'Qref',num2str(PV_power(k)));
    evname=strcat('IEEE_13_bus_system','/EV_');
    P = EV_power(k,5)*1e3;
    Q1 = EV_power(k,6)*1e3;
    EV_name = strcat(evname,num2str(NodesEV(k)));
    set_param(EV_name,'Pref',num2str(PV_power(k)*-1),'Qref',num2str(sqrt((Q1^2)-(PV_power(k)^2))))
end
[V,Ploss] = powerflow(V, Pg);
Ploss_fin= real(Ploss);
Pg = round(sum(PV_power)/1000,1,'significant');
Costo = costo(Pg,MinP/1000,MaxP/1000);

W_final = W_in + P1*horas1*n+P2*horas2*n+P3*horas3*n;

```

## APÉNDICE B

### Resultados computacionales

#### B Flujos de potencia

##### B.1. Sistema caso base

The Load Flow converged in 3 iterations !

SUMMARY for subnetwork No 1

Total generation	: P=	0.77 MW	Q=	0.52 Mvar
Total PQ load	: P=	0.59 MW	Q=	0.38 Mvar
Total Zshunt load	: P=	0.04 MW	Q=	-0.06 Mvar
Total losses	: P=	0.14 MW	Q=	0.20 Mvar

**Figura 4.1 Resultados de flujo de potencia inicial**

## B.2. Sistema con microgeneración

|The Load Flow converged in 3 iterations !

SUMMARY for subnetwork No 1

Total generation	: P=	0.77 MW	Q=	0.49 Mvar
Total PQ load	: P=	0.59 MW	Q=	0.38 Mvar
Total Zshunt load	: P=	0.05 MW	Q=	-0.07 Mvar
Total losses	: P=	0.13 MW	Q=	0.18 Mvar

## B.3. Sistema con microgeneración y almacenamiento

|The Load Flow converged in 4 iterations !

SUMMARY for subnetwork No 1

Total generation	: P=	0.64 MW	Q=	0.47 Mvar
Total PQ load	: P=	0.46 MW	Q=	0.38 Mvar
Total Zshunt load	: P=	0.06 MW	Q=	-0.07 Mvar
Total losses	: P=	0.12 MW	Q=	0.16 Mvar

# APÉNDICE C

## Optimización

### C Inserción de generación

#### C.1. Primera microgeneración

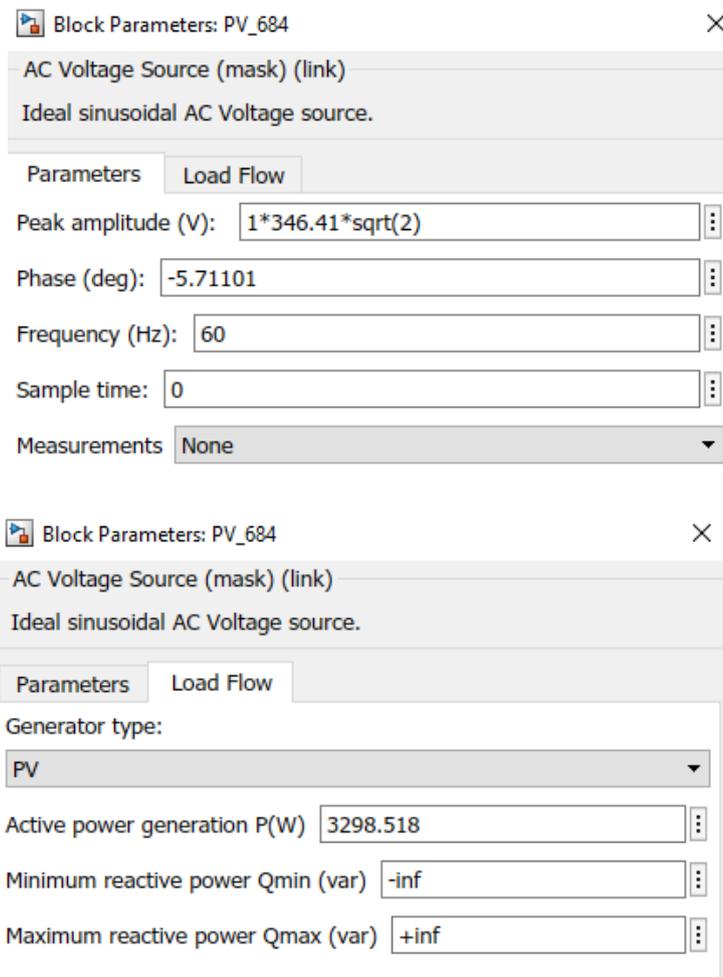


Figura 4.2 Potencia de la GD 1 determinada luego de la optimización

## C.2. Segunda microgeneración

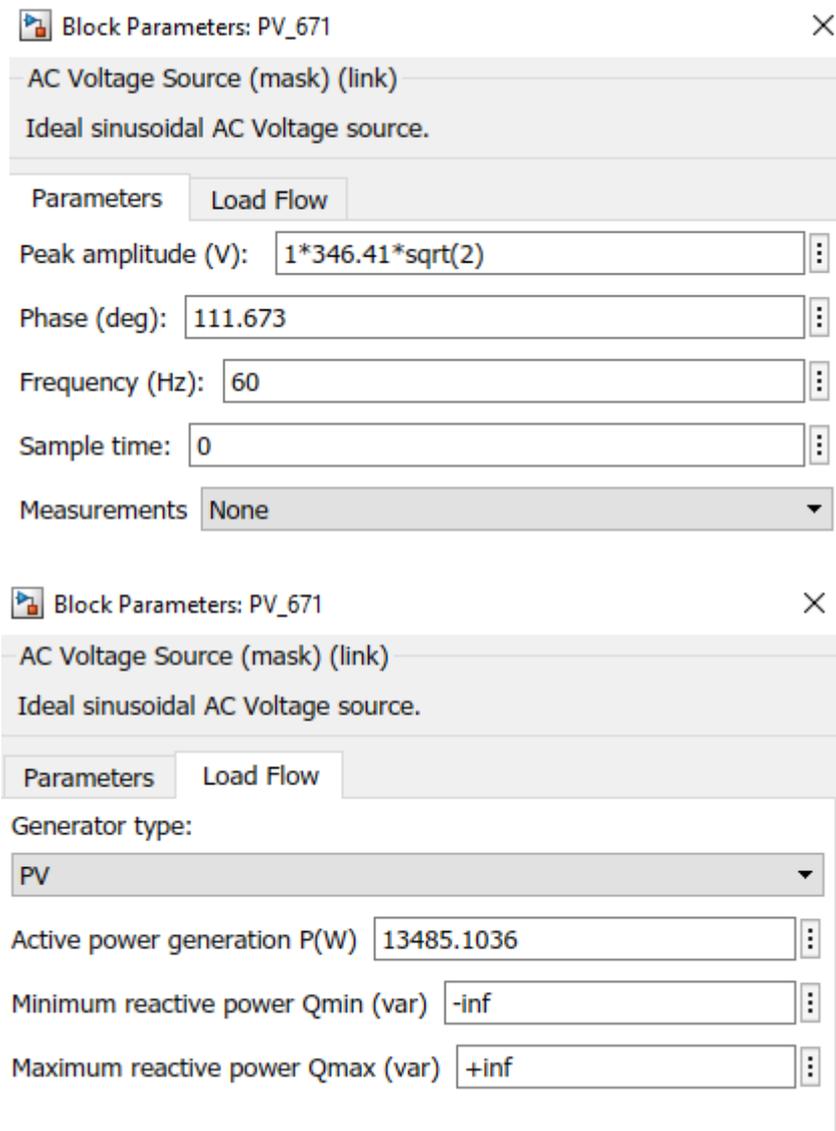


Figura 4.3 Potencia de la GD 2 determinada luego de la optimización

## C.3. Tercera microgeneración

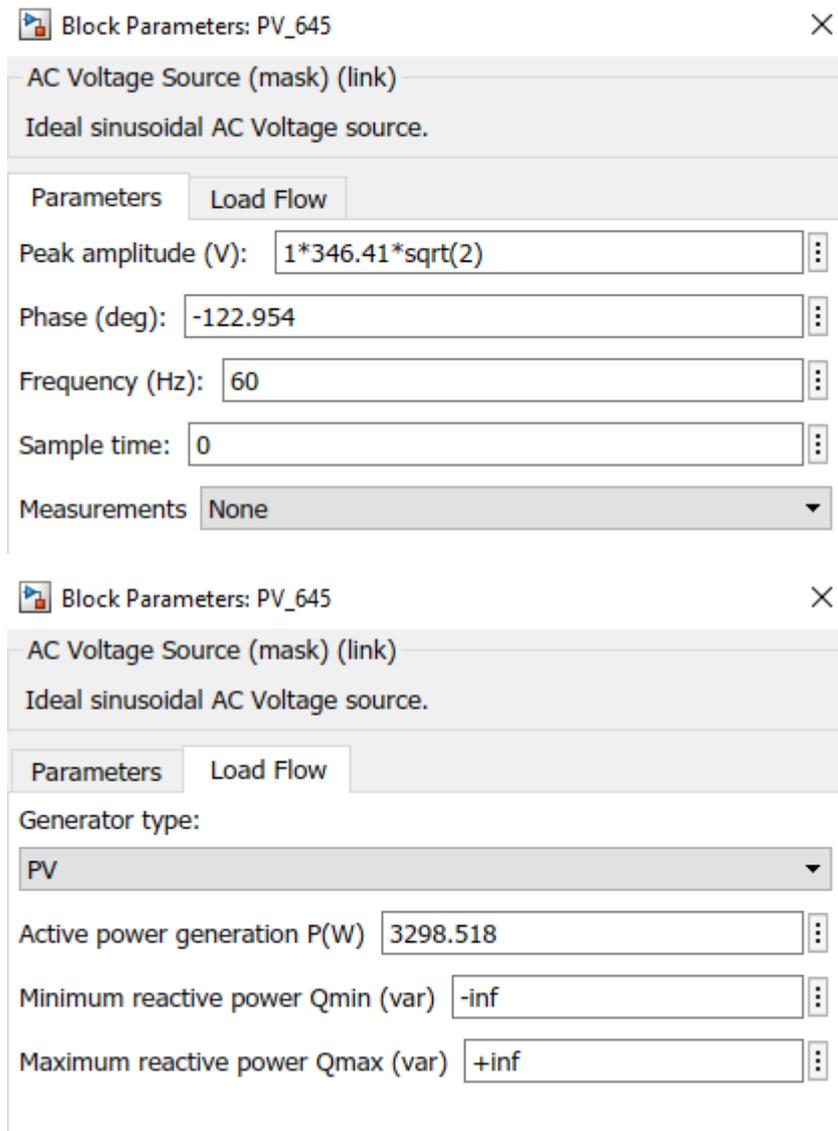


Figura 4.4 Potencia de la GD 3 determinada luego de la optimización

# APÉNDICE D

## Resultados de optimización

### D Costo de implementación

#### D.1. Microgeneración

```
Best fit parameters:  
cost = OP_Cost( [ Pdg, Ploss ] )  
-----  
cost = 27440  
mean cost = 27575.5407  
# de iteraciones = 30
```

#### D.2. Microgeneración y BESS

```
Best fit parameters:  
cost = OP_Cost( [ Pdg, Ploss ] )  
-----  
cost = 69240  
mean cost = 69890.1619  
# de iteraciones = 30
```