

**COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE
GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

TEMA:

**COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO
DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**AUTOR:
MIGUEL ÁNGEL QUILUMBAQUIN ORBE**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito D.M., septiembre 2020

Miguel Ángel Quilumbaquin Orbe

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MICRORREDES ELECTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Miguel Ángel Quilumbaquin Orbe. (Y'1992 - M'06) Realizó sus estudios de nivel secundario de Bachiller Técnico en la especialidad de Electrónica. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en compensación volt-var mediante despacho opimo de generación distribuida en microrredes eléctricas con alta penetración de generación distribuida. mquilumbaquino@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09). Recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana-Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia eléctrica. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

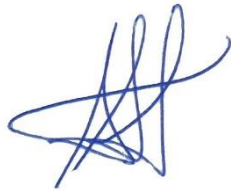
©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA*” realizado por Miguel Ángel Quilumbaquin Orbe, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, D.M., septiembre de 2020



.....
Alexander Águila Téllez

C.C.: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Miguel Ángel Quilumbaquin Orbe, con documento de identificación N° 1721547964, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MICRORREDES ELECTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., septiembre de 2020



.....
Miguel Ángel Quilumbaquin Orbe

C.C: 1721547964

1. INDICE GENERAL

1.	Introducción	2
1.1	Antecedentes	2
2.	Marco Teórico.....	4
2.1	Demanda	4
2.2	Microrred.....	4
2.2.1	Definición de una microrred de distribución eléctrica.....	4
2.2.2	Características de una microrred de distribución eléctrica.	5
2.2.3	Gestión de microrredes en la red.....	5
2.2.4	Clasificación de estabilidad en microrredes.....	6
2.3	Energías Renovables	6
2.4	Despacho	6
2.4.1	Energía solar fotovoltaica	7
2.4.2	Energía eólica.....	7
3.	Planteamiento y estudio del problema.	7
3.1	Planteamiento del Problema.....	7
3.2	Gestión y Regulación de Voltaje.....	8
3.3	Factor de Potencia	8
4.	Modelo de Compensación.....	8
4.1	Planteamiento del sistema	9
4.2	Pseudocódigo	10
5.	Análisis y Resultados	11
5.1	Comparación de resultados entre DIgSilent y Optimizador GAMS	11
5.2	Análisis del Perfil de Voltaje	11
5.3	Análisis de desviación de Voltaje	12
5.4	Análisis del Factor de Potencia	12
5.5	Análisis del comportamiento angular del sistema.....	13
5.6	Análisis de Potencia Activa	13
5.7	Costos operativos de Generación	14
6.	Conclusiones	14
7.	Referencias	15
7.1	Estado del Arte	21
8.	Anexo.....	29

2. INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Conversión de energía solar.....	7
Figura 2 Conversión de energía eólica.....	7
Figura 3. Sistema de 9 barras.....	9
Figura 4. Implementación de GD al sistema.....	11
Figura 5. Diagrama de Voltaje sin GD vs. Voltaje con GD.....	12
Figura 6. Derivación de tensión en cada barra.....	12
Figura 7. Factor de potencia en cada barra sin GD vs. con GD.....	13
Figura 8. Comportamiento angular.....	13
Figura 9. Pérdidas de potencia activa en las líneas.....	14
Figura 10. Resultados de la minimización de costos de operación.....	14
Figura 11. Temática del Problema.....	27
Figura 12. Formulación del Problema	27
Figura 13. Solución al Problema	28

3. INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rangos permitidos por la norma IEEE-519	8
Tabla 2. Simbología de las ecuaciones	8
Tabla 3. Algoritmo de estabilización de voltaje	10
Tabla 4. Resultados comparativos de los programas.....	11
Tabla 5. Perfiles de Tensión en (p.u.).....	12
Tabla 6. Derivación de tensión en cada barra (p.u.).....	12
Tabla 7. Factor de Potencia sin GD y con GD	13
Tabla 8. Pérdidas de potencia activa en (MW).....	13
Tabla 9. Resultados de costos operativos sin GD.....	14
Tabla 10. Resultados de costos operativos con GD.....	14
Tabla 11. Matriz del Estado del Arte.....	21
Tabla 12. Parámetros de los Generadores del sistema.....	29
Tabla 13. Conexiones de las líneas en el sistema	29
Tabla 14. Parámetros de las líneas del sistema.....	29

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MICRORREDES ELECTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Resumen

En el presente trabajo se desarrolló un modelo de compensación de potencia activa y reactiva, en una microrred eléctrica a la que se implementó un flujo óptimo de potencia, para un análisis preciso del flujo que circula por la microrred, favoreciendo la integración de fuentes de generación de origen renovable. El método propuesto es por programación lineal entera mixta (MILP), al que se incorporó generación distribuida (GD) en una o varias barras establecidas.

El algoritmo calcula una solución óptima, que satisface los requerimientos necesarios para garantizar fiabilidad y calidad en la microrred; desarrollado en la herramienta GAMS minimizando costos operativos en el sistema como función objetivo.

Como análisis final se realizó una comparación de datos del sistema sin GD y con GD destacando una mejoría de los perfiles de voltaje, reducción de las pérdidas de potencia activa en las líneas, una mejora en el factor de potencia y comportamiento angular; que cumple con las restricciones planteadas a un mínimo costo de operación.

Para el modelamiento del problema se utilizó el sistema de 9 barras de la IEEE.

Palabras Claves: Compensación Volt-Var, Factor de potencia GAMS, Generación Distribuida, Microrred, Perfil de Voltaje.

Abstract

In the present work, an active and reactive power compensation model was developed, in an electric microgrid to which an optimal power flow was implemented, for a precise analysis of the flow circulating through the microgrid, favoring the integration of generation sources of renewable origin. The proposed method is by mixed integer linear programming (MILP), to which distributed generation (GD) was incorporated in one or more established bars.

The algorithm calculates an optimal solution, which satisfies the necessary requirements to guarantee reliability and quality in the microgrid; developed in the GAMS tool minimizing operating costs in the system as an objective function.

As a final analysis, a comparison of data from the system without GD and with GD was carried out, highlighting an improvement in the voltage profiles, reduction of the losses of active power in the lines, an improvement in the power factor and angular behavior; that complies with the restrictions set forth at a minimum operating cost.

To model the problem, the IEEE 9-bar system was used.

Key Words: Volt-Var Compensation, Power Factor GAMS, Distributed Generation, Microgrid, Voltage Profile.

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Hasta el día de hoy podemos decir que; el noventa por ciento de todas las necesidades energéticas en el planeta tierra, se dieron gracias al uso de combustibles fósiles: (petróleo, gas, carbón), todos estos combustibles extinguidos y muy contaminantes; ya que fueron utilizados de manera ineficiente por mucho tiempo.

Debido al consumo de estas fuentes primarias de energía se han obtenido varios problemas tanto económicos como ambientales tales como: la acidez de la lluvia, desastres naturales, la retención del calor solar y el decrecimiento de la capa de ozono; estos factores obligan a los investigadores y gobiernos a promover el despliegue de fuentes de energía renovables, para la producción de energía eléctrica. Por lo tanto, estos problemas deben tratarse con nuevas formas de producción de energía basada principalmente en la eficiencia [1], [2].

En la actualidad, nos preguntamos cuanta energía eléctrica consume el mundo, o la energía que se pierde en el camino desde las centrales eléctricas hasta los consumidores finales, o tal vez nos preguntamos cuanta energía se podría ahorrar al disminuir emisiones de gases de efecto invernadero.

En tal forma el consumo energético ha crecido porcentualmente de manera significativa, debido al desarrollo económico y poblacional, por tal motivo la evolución de la red inteligente y el despliegue de energía renovable están trayendo cambios revolucionarios a la red existente, que se encuentra enfocada principalmente en la optimización Volt-Var, ya que es un problema estudiado para aportar soluciones y reducir pérdidas a lo largo de las líneas de distribución [1], [3]–[5].

En contexto varias industrias están experimentando una transición fundamental hacia un mayor uso de energía limpia y sostenible como lo es energía eólica y solar.

En la última década, la capacidad de generación de energía renovable aumenta constantemente y se convierte en una gran parte de la cartera mundial. Sin embargo, a diferencia de las tecnologías de generación convencionales, las generaciones de energía renovable son muy variables, intermitentes y no distribuibles. Por lo tanto, es un desafío integrar y administrar generaciones de energía renovable en el sistema de energía.

En la planificación y unificación de las energías renovables podemos encontrar flexibilidad disponible en los sistemas (por ejemplo, reserva y almacenamiento de energía) [6].

La tecnología de pequeña escala que proporciona electricidad en puntos cercanos al consumidor se puede definir como generación distribuida (GD) y presenta varias ventajas como: reducción de pérdidas técnicas, mejoramiento del factor de potencia, reducción de la dependencia de grandes centrales, aplanamiento de la curva de demanda, etc. [7], [8].

Por tal manera dentro de GD existen opciones referentes, la primera se encuentra enfocada a pequeñas centrales eléctricas, instaladas cerca o en los centros de carga (ciudades) conectadas a la red de distribución, y la segunda son las minicentrales fotovoltaicas instaladas en techos o tejados de construcciones; sean estos de tipo residencial, comercial o industrial [4].

Las microrredes, como un nuevo paradigma de la tecnología inteligente, tienen muchas ventajas en las comunicaciones bidireccionales, gestión de demanda y la adaptación de las generaciones de energía renovable, ofreciendo una gran plataforma para un crecimiento masivo; debido a que

estas energías capturan una amplia gama de fuentes a nivel general. Por tal motivo existe una planificación de generación en microrredes estudiada en [6], considerando como objetivo la energía renovable utilizada en modelos híbridos de optimización de recursos energéticos [2].

El estudio de las microrredes es muy amplio, dado esto se exige estándares de importancia como: magnitud de tensión, frecuencia y ángulo de fase, por lo que se estima una estructura compuesta; esto lo hace para poder conectarse a la red y lograr desarrollarse en tal magnitud; por tal fundamento hay varios estudios sobre administración energética en microrredes. El controlador central sustenta de potencia activa y reactiva a la red, según los requerimientos e igualmente posee controladores para afianzar un voltaje y una corriente necesaria, para llegar a la permanencia de red controlada [9], [10], [11].

Las microrredes poseen generadores con fuentes de energía renovables, de igual manera los generadores tienen fuentes de energía convencionales, la desventaja que llevan las fuentes de energía renovable es que tienen o poseen oscilaciones de tensión y no siempre estarán en utilidad, asimismo poseen cargas estables; las cuales poseen estados convencionales de aprovisionamiento y calidad. Son favorables para el sistema ya que puede disminuir la carga, magnificar niveles de calidad, eficiencia, despachar energía y tener autoaprovisionamiento de energía ante las fallas e interrupciones que tenga el sistema de distribución [10] [12].

El entorno energético ha favorecido una transición gradual, que va desde la generación de energía centralizada hasta la generación distribuida, donde las fuentes están conectadas en la red de distribución; estas fuentes de generación distribuida

comprenden varias tecnologías como: motores a diésel, microturbinas, celdas de combustible, turbinas eólicas y fotovoltaicas [13], [14].

En el presente Artículo Académico se buscará el mejoramiento de los perfiles de voltaje en el sistema, con la implementación de despacho óptimo de potencia activa y reactiva, mediante GD en microrredes eléctricas e integrando fuentes de generación de origen renovable. La formulación es general para cualquier cantidad de barras y centrales de Generación Distribuida; considerando las restricciones de costos. [5]

A continuación, este trabajo se estructura de la siguiente forma: La sección 2 describe el estado del arte con definiciones sencillas para una mejor comprensión del artículo. En la sección 3 se presentará el planteamiento y estudio del problema. En la sección 4, se observa el modelo de compensación; que abarca planteamiento y pseudocódigo, la sección 5 ofrece análisis y resultados obtenidos. Para la sección 6 se sintetiza conclusiones.

1.2 Objetivo General

Implementar despacho óptimo de potencia activa y reactiva mediante GD en microrredes eléctricas favoreciendo la integración de fuentes de generación de origen renovable, mejorando los perfiles de voltaje en el sistema a través del algoritmo matemático Programación Lineal Entera Mixta (MILP)

1.3 Objetivos Específicos

- Formular la función objetivo con las restricciones para gestionar y regular los niveles de voltaje en micro redes de distribución con generación distribuida.
- Validar el modelo de compensación en un caso de estudio

2. Marco Teórico

2.1 Demanda

El incremento de la demanda en los establecimientos de carga obliga a generar o construir centrales de generación alejadas de las cargas; esto conlleva a tener mayor longitud en redes de transmisión, por lo cual presentan diversos problemas como son: permisos de construcción, impacto ambiental, índices bajos de calidad, descenso de tensión, pérdidas de potencia en líneas, inconstancia del factor de potencia (FP), pérdidas técnicas y económicas, así como podría darse la explotación de energías no renovables; por tal motivo usuarios y compañías exigen soluciones para garantizar la calidad y eficiencia del sistema instalando, más generadores distribuidos para satisfacer dicha demanda, lo que esto hace es que la planificación de la expansión de microrred sea muy significativa [4], [9], [10], [15].

Para la gestión de demanda máxima se consideró el uso de tecnología, ya que es un requisito importante, óptimo y rápido para tener mejoras en la red de distribución eléctrica. Sin embargo, dichas tecnologías privan a los consumidores finales a utilizar sus recursos, esto podría ser estimado como un quebrantamiento de los derechos del consumidor [14], [16], [17].

Al existir dos tipos de redes de distribución: primarias y secundarias, encontramos distribuidores del servicio eléctrico en cada una de estas regiones; los cuales se encargan de abastecer del suministro eléctrico a clientes industriales y comerciales, por lo que una de las ventajas de la compensación en distribución primaria es el mejoramiento de los niveles de voltaje [18].

Al implementar compensación de potencia reactiva en la red eléctrica, se obtiene muchos resultados tanto en transmisión como en distribución, estas son apreciadas como infraestructuras importantes para la comunidad moderna y

cualquier defecto podría inducir un quebranto de energía a nivel general [9], [17], [19], [20].

2.2 Microrred

2.2.1 Definición de una microrred de distribución eléctrica.

El estándar IEEE define microrred como un grupo de cargas interconectadas, y medios de energía distribuida con límites eléctricos abiertamente definidos, que actúan como una corporación controlable única con respecto a la red, que puede conectarse y desconectarse de la red para ser habilitada. Se componen de unidades de generación distribuida (GD), incluye una fuente de energía renovable (RES) y sistemas de provisión de energía (ESS), más cargas que operan localmente como una cantidad controlable única [21], [22].

Se pueden encontrar en rangos de operación de bajo y medio voltaje, típicamente de 400V a 69kV, además, existen en varios tamaños como redes grandes y complejas, de hasta decenas de MW, con varios recursos de generación y unidades de almacenamiento que sirven a múltiples cargas. Por lo tanto, las microrredes también pueden ser sistemas pequeños y simples en el rango de cientos de kW, que suministran solo unos pocos clientes [22]–[24].

Las microrredes son sistemas que poseen medición en tiempo real de los flujos de potencia, a través de las tecnologías de investigación y participación lo que nos concede implementar sistemas de administración muy eficaces. Comprenden una partición de la red de distribución en baja tensión, la cual abarca: clientes que precisan energía eléctrica, generadores eléctricos de diferentes tipos (solares, eólicos, fotovoltaicos, diésel, etc.) además, posee inclusión de GD en redes eléctricas convencionales permitiendo una conexión exitosa entre los diversos generadores y una eficiente administración de energía.

Para una excelente gestión de GD de

energía eléctrica a los usuarios se requieren reglas estratégicas; con opiniones que obtengan una estabilidad en lo que se estima a eficiencia energética, costos y constantes ambientales [25]–[28].

Las arquitecturas dependen del tipo y propósito de la microrred, en el que se incluye factores como la conectividad de la red, el tipo de activos que forman la red y los niveles de confiabilidad requeridos. Las principales variables utilizadas en el control primario en una microrred incluyen voltaje, frecuencia, y flujos de potencia activa y reactiva. En el modo de operación conectado a la red, la tensión y la frecuencia son impuestos por la red principal, lo que limita la función de la microrred a la realización de servicios auxiliares [29].

2.2.2 Características de una microrred de distribución eléctrica.

Se caracteriza como un bloque de construcción de Smart Grid, es un sistema de energía auto controlable a pequeña escala, que se interconecta a los recursos de energía distribuida y a cargas dentro de los límites eléctricos definidos. Interactúan con la red principal (por ejemplo: el área de servicio de una empresa de servicios públicos) a través de puntos de acoplamiento común en sus límites; estas pueden operar en dos modos, es decir, el modo conectado a la red cuando funciona en coordinación con el sistema de alimentación externo y el modo de isla cuando funciona de manera independiente, con la capacidad de transición perfecta entre los dos modos [23], [30]–[32].

Desempeña un papel vital en la vinculación de los consumidores locales con la red principal. Teniendo en cuenta esta red, cada microrred se trata como una carga agregada y controlable, es decir; positiva o negativa; que proporciona más flexibilidad al funcionamiento de los sistemas de potencia variable [22].

Desde el punto de perspectiva de los consumidores, las microrredes mejoran la

calidad de energía, reducen los costos de electricidad y mantienen el suministro de energía a cargas críticas en condiciones de emergencia. El despliegue de las microrredes allana el camino hacia el logro de sistemas de energía resistentes. Las microrredes pueden mejorar drásticamente la capacidad de supervivencia de la fuente de alimentación local, cuando la red principal sufre cortes de emergencia prolongados [22], [24].

2.2.3 Gestión de microrredes en la red.

Cada microrred puede tener un diseño topológico y operativo heterogéneo, que puede cumplir con los requisitos únicos de las fuentes de alimentación locales; por lo tanto, los beneficios potenciales de las microrredes se pueden obtener de manera más suficiente cuando están en red para lograr una mayor eficiencia y seguridad para las fuentes de alimentación [23], [33].

Además, pueden acortar cualquier interrupción del suministro de energía fuera de sus territorios, y acelerar los procesos de restauración de los sistemas de distribución de energía. En particular, las microrredes permiten a los sistemas de energía adoptar una estrategia de restauración ascendente en paralelo, con las estrategias convencionales descendentes. Es decir, las microrredes en red comienzan a energizar la red de distribución local mediante la restauración del suministro a cargas críticas dentro de sus territorios, mientras que los generadores a granel comienzan la regeneración de los componentes de la red de transmisión.

Estas dos estrategias de restauración se implementan en estrecha coordinación hasta que se sincroniza todo el sistema de energía. En consecuencia, el rendimiento del sistema se puede recuperar de manera eficaz, utilizando una forma bidireccional simultánea [6], [10], [21].

El despliegue de microrredes en red puede establecer resistencia en los sistemas de energía, en la medida que ayudaría a

desafiar los eventos extremos pertinentes en las regiones de microrred correspondientes. La proliferación desigual de daños en eventos extremos, confirma aún más la aparición de microrredes en red, ya que la probabilidad de que todos los componentes funcionales en todo el grupo de microrredes no funcionen simultáneamente es bastante minuciosa [22], [33], [24].

Las diferencias más importantes de las microrredes en comparación con los sistemas de energía a granel relevantes para la estabilidad son las siguientes: menor tamaño del sistema, mayor penetración de energía renovable, mayor incertidumbre, menor inercia del sistema, mayor relación de R/X de los alimentadores, capacidad limitada de cortocircuito, y carga trifásica desequilibrada. Estas diferencias intrínsecas entre las microrredes y los sistemas de energía a granel requieren una revisión de las definiciones de estabilidad y clasificación de las microrredes con respecto a las redes de transmisión [29].

2.2.4 Clasificación de estabilidad en microrredes

La estabilidad en las microrredes se puede clasificar de acuerdo con la causa física de inestabilidad, el tamaño relativo de la perturbación, los componentes físicos que intervienen en el proceso, el periodo de tiempo durante la cual ocurre la inestabilidad y la metodología para analizar o predecir inestabilidad. El voltaje y frecuencia están fuertemente acoplados en las microrredes y por lo tanto, a diferencia de algunos fenómenos de inestabilidad en los sistemas convencionales, la inestabilidad en las microrredes se manifiesta por fluctuaciones en todas las variables del sistema [23], [29], [34].

La microrred tiene más capacidad que un consumidor de un sistema de suministro de energía tradicional y centralizado, sin embargo, muchas tareas, previamente

realizadas por el operador del sistema y las compañías de servicios eléctricos, en microrred se transmite a la posibilidad del consumidor.[35] Por lo tanto, podemos observar lista de capacidades de los consumidores en microrred.:

- 1 Posibilidad, si es necesario de desconectarse del suministro de red para el periodo en que no es rentable.
- 2 Posibilidad y/o necesidad de lanzamiento independiente del equipo y mantenimiento del equipo (incluido el generador) o a la elección de una organización que pueda realizar este tipo de acción.
- 3 Capacidad para participar en el cálculo y previsión de su consumo y generación.
- 4 Capacidad para beneficiar y beneficiarse de la venta de electricidad a la red.

2.3 Energías Renovables

Existen estaciones que tiene la capacidad de soportar la red eléctrica, inyectando energía durante los periodos de luz solar, las microrredes fotovoltaicas tienen numerosas ventajas sobre las grandes estaciones fotovoltaicas; estas ventajas cubren áreas amplias que incluyen el entorno, los costos, las pérdidas y la estabilidad de la red [2].

Mientras tanto el suministro de energía con energía renovable tiene la prioridad de mejorar la eficiencia de las microrredes independientes, y evitar el desperdicio de energía eólica y solar [14], [36].

2.4 Despacho

Para los sistemas de energía, es primordial que el sistema sea económico y seguro en operación. Por lo tanto, el correcto despacho de potencia reactiva no solo puede reducir la pérdida de potencia activa, sino que también puede mejorar la estabilidad del voltaje y hacer que el sistema funcione en el rango de

operación de seguridad, cumpliendo así con estándares de la IEEE obteniendo un sistema netamente estable [37].

El envío óptimo de energía reactiva es uno de los problemas complejos en la planificación y operación del sistema de energía que puede tratarse como un problema de flujo óptimo. Esta investigación se centra principalmente en el modelo de despacho, por tal motivo se propone un modelo de despacho óptimo de GD dentro de una Microrred con la consideración de una alta penetración de energía renovable para realizar el despacho en tiempo real de la microrred [38], [39].

Los generadores distribuidos incluyen una variedad de fuentes de energía, que pueden enviarse o no. Dado que las microrredes deben poder integrar diferentes fuentes de energía, la composición de la matriz energética de la microrred debe estar de acuerdo con la disponibilidad de recursos.

Los recursos energéticos más comunes utilizados en las microrredes son: la energía solar, fotovoltaica, eólica, microturbinas, celdas de combustible, grupos electrógenos y diésel.

Tradicionalmente en los cambiadores de tomas de carga en los transformadores se han manipulado para moderar el voltaje en la red de distribución [40]. Sin embargo, la introducción de la generación distribuida ha reducido la capacidad de control de voltaje de un OLTC. La compensación de potencia reactiva de generadores distribuidos es un método alternativo de regulación de voltaje.

Muchos investigadores llevan a cabo estudios sobre el despacho óptimo de potencia reactiva (ORPD) para la regulación de voltaje. Algunos de ellos están en [41], [42], [43], [44], [45] y [46] sin embargo, estos estudios se centraron solo en el envío centralizado de potencia reactiva.

Detallaremos los tipos de energía a utilizar en este despacho.

2.4.1 Energía solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica implica generación eléctrica a partir de energía solar gratuita e inagotable. Los dispositivos para la generación fotovoltaica son aquellos capaces de realizar la conversión inmediata de la radiación solar en electricidad. Como se puede ver en la Figura. (1).

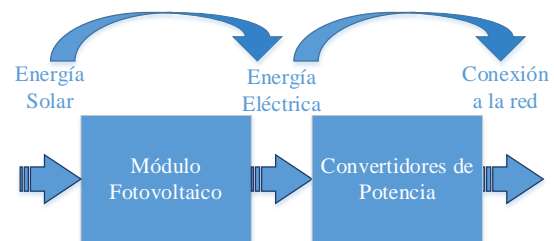


Figura 1. Conversión de energía solar

2.4.2 Energía eólica

La generación eólica se define como energía derivada de tecnologías que utilizan el viento como fuerza motriz.

La energía eólica se genera por el desplazamiento del viento, pasa perpendicularmente por una turbina, transformando energía cinética en energía mecánica; esta se acopla un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en electricidad. Su conversión se expresa en la Figura (2) [31], [47].

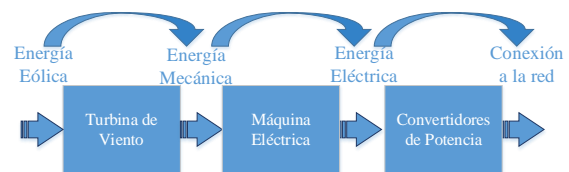


Figura 2 Conversión de energía eólica

3. Planteamiento y estudio del problema.

3.1 Planteamiento del Problema

La compensación por medio de equipos reactivos no es la única forma de mantener

estable el sistema eléctrico por ende la incorporación de generación distribuida es una de varias alternativas.

Con el objetivo de obtener un mejoramiento de los perfiles de voltaje implementado generación distribuida, se optó por el uso del software: Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS, por sus siglas en inglés) ya que posee la facultad de resolver procesos de optimización complejos y extensos. modelos lineales, no lineales y optimización mixta.

3.2 Gestión y Regulación de Voltaje

Se establece parámetros y límites normalizados que ayudan a la determinación de aplicaciones y medidas a mejorar en cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico; de esta manera se puede trabajar en condiciones normales.

Estos parámetros tienen criterios propios del diseñador y normas establecidas por reglamentos o códigos internos, existen varias normas y regulaciones internacionales, nacionales que ayudan a obtener una buena calidad de energía en sistemas de distribución entre estas se tiene: IEEE.519, IEC 50160, IEC 61400-21, CONELEC 004/01, entre otras.

Los parámetros para utilizar se los representa en la Tabla (1).

Tabla 1. Rangos permitidos por la norma IEEE-519

UNIDADES	PORCENTAJES Y RANGOS
Tensión	Puede tener una variación de $\pm 5\%$ a la unidad. para redes de distribución en baja y media tensión.

3.3 Factor de Potencia

El factor de potencia posee mayor repercusión en el mejoramiento de regulación de voltaje y en las pérdidas de

potencia activa; el límite mínimo del FP es 0.9, si se presenta valores menores a este obligatoriamente se tiene que corregir el FP a través de los consumidores, o por la empresa que distribuye el servicio eléctrico.

4. Modelo de Compensación

En esta sección se procede a estructurar el modelo, que tiene como enfoque central la estabilización de los perfiles de voltaje, considerando varias restricciones. Mediante la programación lineal entera mixta (MILP).

Se plantea la función objetivo la minimización de costos operativos y las restricciones con explicación textual de cada ecuación a utilizar en el sistema. A continuación, tenemos la representación de simbología correspondiente a la Tabla (2)

Tabla 2. Simbología de las ecuaciones

Simbología	
i, j	Índice de barras
l	Índice de líneas
g	Índice de Generadores
Bus	Conjunto de barras
Gen	Conjunto de generadores
L	Conjunto líneas
P_{Gen}	Potencia activa de generación
Q_{Gen}	Potencia reactiva de generación
P_D	Demanda Potencia Activa
Q_D	Demanda Potencia Reactiva
P_{Li}	Flujo de potencia activa en líneas
Q_{Li}	Flujo de potencia reactiva en líneas
P_{Gen}^{min}	Potencia activa mínima del generador
Q_{Gen}^{min}	Potencia reactiva mínima del generador
P_{Gen}^{max}	Potencia activa máxima del generador
Q_{Gen}^{max}	Potencia reactiva máxima del generador
$ V_i $	Magnitud de Voltaje
V_i^{max}	Voltaje máximo en la barra

V_i^{min}	Voltaje mínimo en la barra
F_p	Factor de potencia
F_p^{min}	Factor de potencia mínimo
F_p^{max}	Factor de potencia máximo
$ \theta_i $	Magnitud de Ángulo
θ_i^{max}	Ángulo máximo en la barra
θ_i^{min}	Ángulo mínimo en la barra
CG_i	Costo de cada generador
PB	Parámetros de las barras
PL	Parámetros de las líneas
PG	Parámetros de los generadores
YB	Matriz Y de barra
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
B_{ij}	Susceptancia
G_{ij}	Conductancia

4.1 Planteamiento del sistema

El análisis se realizó utilizando el sistema de la IEEE 9 barras, compuesto de 6 líneas, 3 generadores que operan en condiciones normales y 3 cargas como se observa en la Figura (3). Los parámetros utilizados en el sistema vienen representados en la Tabla (16) y Tabla (17) (Anexos).

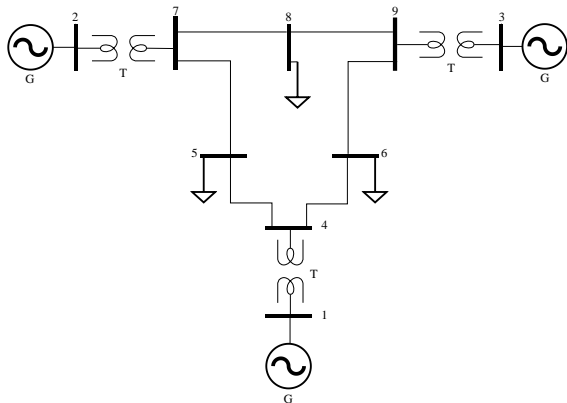


Figura 3. Sistema de 9 barras

El modelo planteado es:

En (1) se muestra la función objetivo, que es la minimización de los costos de generación del sistema, las cuales se obtiene del producto entre la sumatoria de las potencias activas de generación por el costo de los generadores del sistema.

$$MIN OF = \sum_{i=1} P_{Gen} * CG_i \quad (1)$$

La función objetivo debe sujetarse a las siguientes restricciones.

Restricciones:

En (2) y (3) se representa el flujo de Potencia Activa y Potencia Reactiva del sistema.

$$P_{Li} = |V_i|^2 G_{ij} + |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$Q_{Li} = |V_i|^2 B_{ij} + |V_i| |V_j| (B_{ij} \sin \theta_{ij} - G_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3) \quad (3)$$

Se muestra en (4) la ecuación de balance de potencia activa generada, menos la potencia de demanda activa del sistema y la potencia presente del sistema más el flujo, que circula por la red referente a cada barra en el sistema.

$$P_{Gen} - P_D = \sum_{i=n} P_{Li} + \sum_{i=n} P_{ij} \quad (4)$$

De igual manera en (5) se observa la ecuación de balance de potencia reactiva generada, menos la potencia de demanda reactiva del sistema y la potencia presente del sistema más el flujo, que circula por la red referente a cada barra en el sistema.

$$Q_{Gen} - Q_D = \sum_{i=n} Q_{Li} + \sum_{i=n} Q_{ij} \quad (5)$$

En (6) y (7) se tienen los límites que restringen la generación de potencia activa y potencia reactiva del sistema.

$$P_{Gen}^{min} \leq P_{Gen} \leq P_{Gen}^{max} \quad (6)$$

$$Q_{Gen}^{min} \leq Q_{Gen} \leq Q_{Gen}^{max} \quad (7)$$

En (8) se indica los límites de magnitud de voltaje.

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}| \quad (8)$$

En (9) tenemos los límites referentes al factor de potencia en cada barra.

$$Fp_{min} \leq Fp \leq Fp_{max} \quad (9)$$

De igual forma se observa en (10) los límites que restringen la diferencia angular de cada barra en el sistema.

$$|\theta_i^{min}| \leq |\theta_i| \leq |\theta_i^{max}| \quad (10)$$

Ahora en (11) se observa las pérdidas del sistema, las cuales se obtiene de la diferencia entre la sumatoria de las potencias activas de generación menos la potencia activa de la carga.

$$P_e = \sum P_{Gen} - \sum P_D \quad (11)$$

4.2 Pseudocódigo

Tabla 3. Algoritmo de estabilización de voltaje

Algoritmo de Simulación	
Inicio	
Paso 1:	Asignación de Valores Asignar valores de S_b , π , parámetros de líneas, parámetros de barras, parámetros de generadores.
Paso 2:	Ingreso de los parámetros del sistema PB $= [V, V_{max}, V_{min}, \theta, \theta_{max}, \theta_{min}, Fp, Fp_{max}, Fp_{min}, P_D, Q_D]$
	$PL = [L_i, L_j, R, X]$
	PG $= [P, P_{max}, P_{min}, Q, Q_{max}, Q_{min}, CG_i]$
Paso 3:	Cálculo de Conductancia y Susceptancia
	$G_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}; \quad \forall l \in L$
	$B_{ij} = \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}; \quad \forall l \in L$
Paso 4:	Cálculo de la Matriz Y de barra
	$YB(PL) = [G_{ij}, B_{ij}]$
Paso 5:	Cálculo del flujo de potencia activa y potencia reactiva de las líneas
	$P_{Li} = V_{ij} ^2 G_{ij} + V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)); \quad \forall l \in L$
	$Q_{Li} = V_{ij} ^2 B_{ij} + V_i V_j (B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)); \quad \forall l \in L$
Paso 6:	Verificación de los límites de voltajes, potencia activa y potencia reactiva, variación de ángulos.
	$P_{Gen}^{min} \leq P_{Gen} \leq P_{Gen}^{max}$

$$Q_{Gen}^{min} \leq Q_{Gen} \leq Q_{Gen}^{max}$$

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}|$$

$$F_P^{min} \leq F_P \leq F_P^{max}$$

$$|\theta_i^{min}| \leq |\theta_i| \leq |\theta_i^{max}|$$

Paso 7: Verificación del balance de potencia activa y reactiva.

$$P_{Gen} - P_D = \sum_{i=n} P_{Li} + \sum_{i=n} P_{ij}$$

$$Q_{Gen} - Q_D = \sum_{i=n} Q_{Li} + \sum_{i=n} Q_{ij}$$

Paso 8: Cálculo de pérdidas del sistema

$$P_e = \sum P_{Gen} - \sum P_D$$

Paso 9: Minimización de Costos

$$Costo = \sum_{i=1} P_{Gen} * CG_i$$

Fin

5. Análisis y Resultados

El análisis se realizó al sistema eléctrico de 9 barras de la IEEE, donde se utilizó los parámetros propios del sistema que trabaja en condiciones normales. La simulación se desarrolló por medio del programa DIgSilent, el cual se obtuvo resultados fuera de las normas establecidas para el SEP.

Se observó el comportamiento de los perfiles de voltaje, pérdidas en las líneas, desviación máxima de voltaje, factor de potencia y comportamiento angular.

Al realizar el modelo matemático y obtener los resultados se observó un mejoramiento notable de los perfiles de voltaje, comportamiento angular y factor de potencia en el sistema.

Con los parámetros indicados en las

Tablas (12), (13) y (14) (Anexos) se asignó una barra slack con $V = 1$ y $\theta = 0$, adicional se incorporó datos correspondientes a 3 fuentes de generación (eólica, fotovoltaica y biogás), obteniendo los resultados esperados se acopló GD a las barras 7 y 9 como se indica en la Figura (4) realizando una adecuada compensación.

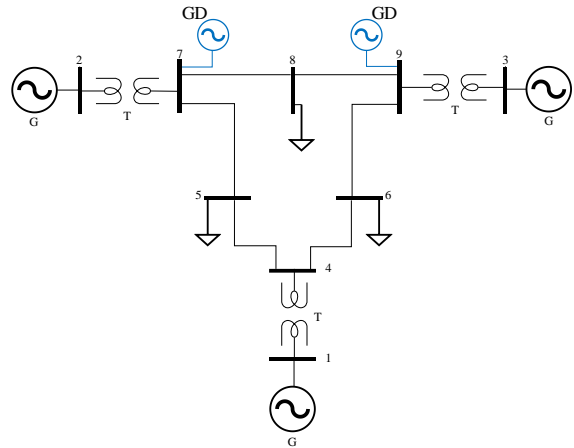


Figura 4. Implementación de GD al sistema

5.1 Comparación de resultados entre DIgSilent y Optimizador GAMS

En la Tabla (4) se puede observar y comparar los resultados adquiridos por medio del programa de simulación DIgSilent y el optimizador GAMS.

Tabla 4. Resultados comparativos de los programas

Barra	DIgSilent	GAMS
B1	0.93	1
B2	1.02	1.01823
B3	1.02	1.02222
B4	0.93	1.00070
B5	0.91	1.00006
B6	0.94	1.00024
B7	1	1.01243
B8	0.99	1.01000
B9	1.01	1.01557

5.2 Análisis del Perfil de Voltaje

Se analizó los perfiles de voltajes del sistema realizando una tabla comparativa, Tabla (5) en la cual indica dos tipos de escenarios; en

el primero sin GD y el segundo con implementación de GD donde se aprecia una mejoría en cada barra obteniendo un incremento del 8% del perfil de tensión total.

Tabla 5. Perfiles de Tensión en (p.u.)

Barra	Sin GD	Con GD
B1	0.93	1
B2	1.02	1.01823
B3	1.02	1.02222
B4	0.93	1.00070
B5	0.91	1.00006
B6	0.94	1.00024
B7	1	1.01243
B8	0.99	1.01000
B9	1.01	1.01557

En la Figura (5) se puede observar las barras de color azul que representan los voltajes de cada barra sin incorporación de GD y las barras de color verde se observa el voltaje óptimo obtenido con implementación de GD en el sistema.

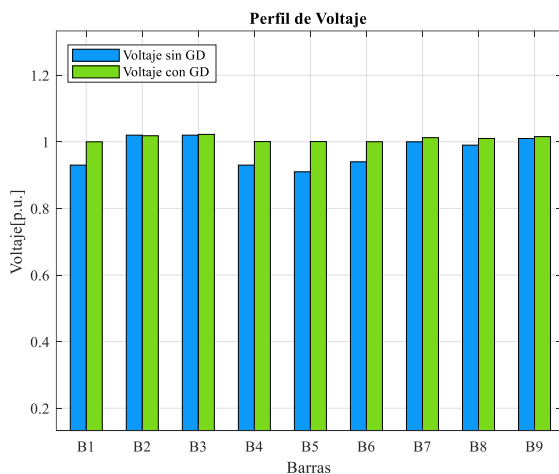


Figura 5. Diagrama de Voltaje sin GD vs. Voltaje con GD

5.3 Análisis de desviación de Voltaje

La máxima desviación de voltaje representada en cada una de las barras tiene un valor máximo; este valor está permitido debido a que cumple con la restricción de ser menor a 0.1 en la desviación de voltaje como se observa en la Figura (6). La línea de color anaranjado nos indica la máxima derivación de tensión que se localiza en 0.09 y la línea verde indica un decrecimiento de este factor;

por medio de la instalación de generación distribuida (GD) este valor se reduce en 0.02222 como máxima desviación del voltaje.

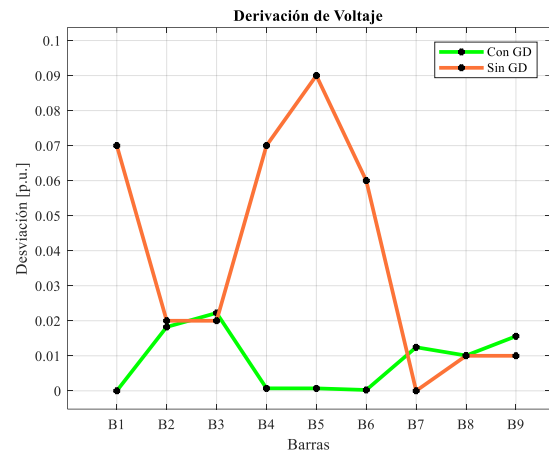


Figura 6. Derivación de tensión en cada barra

Al analizar la desviación promedio de tensión su valor es 0.02 sin implementación de GD y con GD tiene un valor de 0.008910. En la Tabla (6) se observa los valores de derivación en el perfil de tensión.

Tabla 6. Derivación de tensión en cada barra (p.u.)

Barra	Sin GD	Con GD
B1	0.07	0
B2	0.02	0.0182
B3	0.02	0.0222
B4	0.07	0.0007
B5	0.09	0.0006
B6	0.06	0.0002
B7	0	0.0124
B8	0.01	0.0100
B9	0.01	0.0155

5.4 Análisis del Factor de Potencia

El factor de potencia ofrece mayor calidad y eficiencia al sistema por lo tanto los niveles de FP permitidos en el sistema de distribución son de 0.9.

Al realizar la simulación se obtienen valores por debajo del nivel y al implementar el análisis de optimización se logró cambiar

estos resultados obteniendo una mejoría en cada barra. En la Tabla (7) se indica los valores sin generación distribuida y con GD y se observa que en la barra 2 se obtiene un decremento en FP de 0.0219.

Tabla 7. Factor de Potencia sin GD y con GD

Barra	Sin GD	Con GD
B1	0.92977649	0.99729904
B2	1	0.97980864
B3	0.98325491	0.98905
B4	-0.62114778	1
B5	-0.62524266	1
B6	-0.61703588	0.99778516
B7	-0.78369346	0.98893635
B8	-0.7325429	0.98639392
B9	-0.72777276	0.99719931

En la Figura (7) la línea de color rojo interpreta el factor de potencia sin GD y de igual manera la línea de color verde concreta una bonificación de 66% del factor de potencia a ser implementado con la incorporación de GD dando una mejoría notable al sistema.

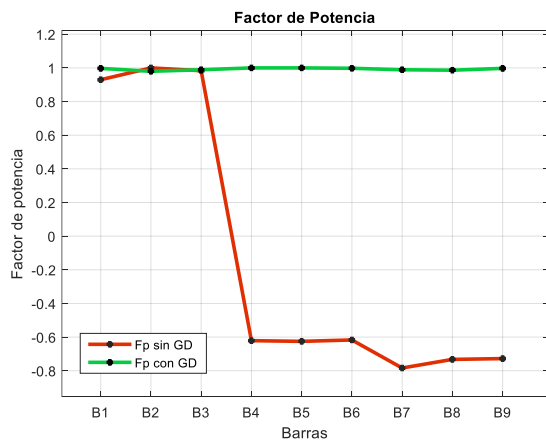


Figura 7. Factor de potencia en cada barra sin GD vs. con GD

5.5 Análisis del comportamiento angular del sistema

En este análisis se determina que, utilizando la implementación de generación distribuida en el sistema, el ángulo que constituye el flujo de potencia de las barras tiende a descender y estabilizarse en cada barra de la red como se exhibe en la Figura (8).

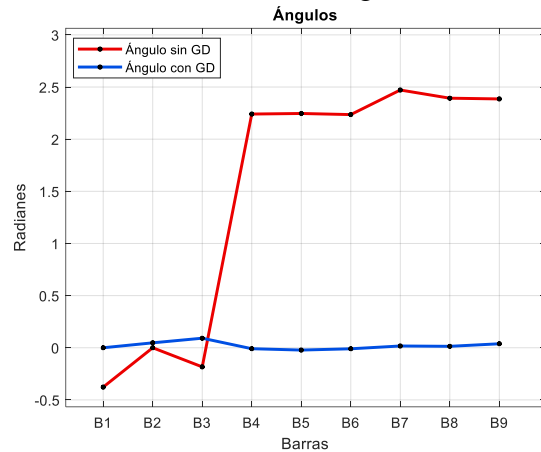


Figura 8. Comportamiento angular.

5.6 Análisis de Potencia Activa

Al implementar generación distribuida se obtiene una bonificación en las pérdidas de potencia activa en cada línea como se aprecia en la Tabla (8), obteniendo un decrecimiento de pérdidas. En la Figura (9) se aprecia que las barras de color turquesa interpretan las pérdidas en las líneas sin DG y en las barras de color azul se observa las pérdidas potencia activa en cada línea compensada con GD

Tabla 8. Pérdidas de potencia activa en (MW)

	T. Inicial	T. Final	Sin GD	Con GD	Diferencia
L4	7	8	1.7814	1.0175	0.7638
L5	8	9	0.8415	0.6958	0.1456
L6	7	5	0.3126	0.2761	0.0365
L7	9	6	0.2628	0.2564	0.0064
L8	5	4	1.0202	0.9801	0.0401
L9	4	6	0.6067	0.6000	0.0066

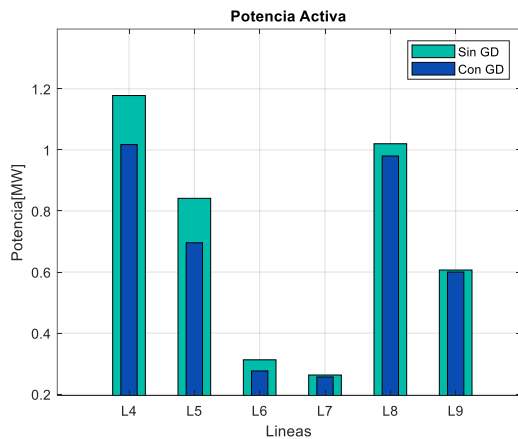


Figura 9. Pérdidas de potencia activa en las líneas

5.7 Costos operativos de Generación

En la Tabla (9) se observa el nivel de potencia activa, que entrega cada generador en condiciones normales con su demanda y costo de operación, de igual manera en la Tabla (10) se observa que la demanda y costos de operación disminuyen en el sistema debido a que se implementó GD. En la Figura (10) se observa esta comparativa.

Tabla 9. Resultados de costos operativos sin GD

Gen	Pgmin	Pgmáx	Sin GD
G1	0	16	16
G2	0	50	50
G3	0	100	100
Demanda			166
Costo total [USD/MWh]			462.908

Tabla 10. Resultados de costos operativos con GD

Gen	Pgmin	Pgmáx	Con GD
G1	0	16	16
G2	0	50	50
G3	0	100	94.630781
Demanda			160.6307
Costo total [USD/MWh]			441.4150

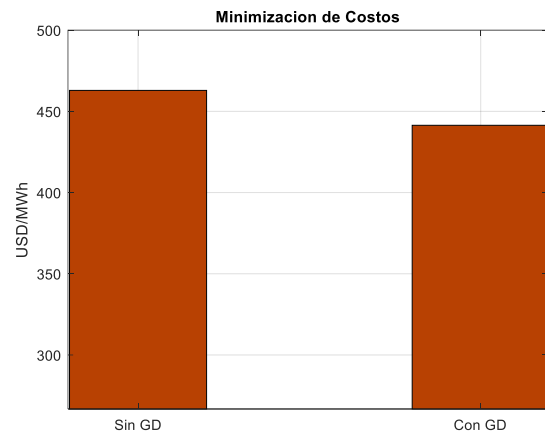


Figura 10. Resultados de la minimización de costos de operación

6. Conclusiones

Se obtuvo un manejo preciso y simple de las ecuaciones tanto de la función objetivo, como restricciones para el desarrollo del sistema, de igual manera se manejaron los respectivos límites de las variables de voltaje, factor de potencia, desviación del voltaje y comportamiento angular precisando resultados óptimos a la microrred utilizada.

El sistema presentado originalmente tenía valores de voltaje fuera de los límites establecidos por la norma IEEE-519; lo que conllevó a la implementación del algoritmo matemático Programación Lineal Entera Mixta (MILP) y cumplir con las restricciones planteadas; obteniendo resultados como: la reducción de las pérdidas totales en comparación al caso sin generación distribuida, destacando una bonificación en los perfiles de tensión, mitigando pérdidas en las líneas, perfeccionando el factor de potencia, aminorando la derivación máxima de voltaje obteniendo una mejor calidad y eficiencia en la red.

La metodología aplicada a la solución del problema es completa y dinámica, ya que aplica resolución repetitiva de flujos de potencia, incorporando diferentes tipos de restricciones de acuerdo con los requerimientos o necesidades establecidas por el usuario.

Las microrredes son provechosas para el sistema ya que pueden mitigar la carga, maximizar niveles de calidad y eficiencia, despachar energía y obtener autoabastecimiento ante fallas o interrupciones que presente el sistema de distribución.

Se cumplió con los objetivos planteados, debido a que la formulación del problema es general; por lo tanto, se puede aplicar a cualquier sistema de N barras donde se pueda conectar generación distribuida (GD).

7. Referencias

- [1] A. Alexander and W. Jorge, "Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems," *Iopscience.Iop.Org*, vol. 8, no. February 2018, pp. 68–74, 2017, doi: 10.1088/1755-1315.
- [2] M. Nassereddine and V. Pangracious, "Advanced Operation for Micro-Grid on Residential Properties for Network Power Stability during Peak Load," *2019 Int. Conf. Electr. Comput. Technol. Appl. ICECTA 2019*, 2019, doi: 10.1109/ICECTA48151.2019.8959610.
- [3] M. H. K. Tushar and C. Assi, "Volt- VAR Control Through Joint Optimization of Capacitor Bank Switching, Renewable Energy, and Home Appliances," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4077–4086, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2648509.
- [4] V. Villa and A. Águila, "Óptima Gestión Y Regulación De Voltaje En Microredes De Distribución Con Generación Distribuida Y Almacenamiento De Energía," p. 30, 2017.
- [5] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [6] H. Wang, "Microgrid generation planning considering renewable energy target," *PECON 2016 - 2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Energy, Conf. Proceeding*, pp. 356–360, 2017, doi: 10.1109/PECON.2016.7951587.
- [7] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [8] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguilá, "Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador," in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378.
- [9] L. Ortiz-Matos, A. Aguilá-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sánchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012020.

- [10] G. Gonzalo and Á. Alexander, "Universidad Politécnica Salesiana." [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15901>.
- [11] J. Rojas and A. Águila, "Óptima Compensación De La Potencia Reactiva En Redes De Distribución Eléctrica Basado En Simulated Annealing," *Univerisdad Politécnica Sales.*, 2017.
- [12] R. Perez *et al.*, "Fault Diagnosis on Electrical Distribution Systems Based on Fuzzy Logic," T. Q. (eds) Tan Y., Shi Y., Ed. Springer, Cham, 2018, pp. 174–185.
- [13] H. Hosseinian and H. Damghani, "Ideal planning of a hybrid wind-PV-diesel microgrid framework with considerations for battery energy storage and uncertainty of renewable energy resources," *2019 IEEE 5th Conf. Knowl. Based Eng. Innov. KBEI 2019*, pp. 911–916, 2019, doi: 10.1109/KBEI.2019.8734947.
- [14] C. Hong-Tao, C. Jian-Xue, D. Yang, Y. Meng, and P. Ge, "Local consumption model of wind and photovoltaic power based on demand side response," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. 201802250000006, pp. 1933–1937, 2018, doi: 10.1109/CICED.2018.8592126.
- [15] Z. Wang, Y. Chen, S. Mei, S. Huang, and Y. Xu, "Optimal expansion planning of isolated microgrid with renewable energy resources and controllable loads," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 7, pp. 931–940, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0661.
- [16] C. V. Chandran, M. Basu, and K. Sunderland, "Demand Response and Consumer Inconvenience," *SEST 2019 - 2nd Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol.*, 2019, doi: 10.1109/SEST.2019.8849062.
- [17] S. P. Anjana and T. S. Angel, "Intelligent demand side management for residential users in a smart micro-grid," *Proc. 2017 IEEE Int. Conf. Technol. Adv. Power Energy Explor. Energy Solut. an Intell. Power Grid, TAP Energy 2017*, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397265.
- [18] D. Jacome and A. Águila, "Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC para la compensación de potencia reactiva en SEP," pp. 1–17, 2017.
- [19] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, "Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [20] S. M. Medina and A. Aguila, "Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period," *2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [21] J. Yalta, S. Makinen, K. Kotilainen, P. Jarventausta, and G. Mendes, "Comparison of Regulatory Challenges Faced by Different Microgrid Ownership Models," *Proc. - 2018 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2018*, 2018, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571890.
- [22] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience," *Proc. IEEE*, vol. 105, no.

- 7, pp. 1289–1310, 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2685558.
- [23] J. Lv, L. Fang, P. Guo, C. Wang, X. Zhang, and C. Zhao, “Information integration system for microgrid based on the electric power router,” *Proc. 2018 IEEE 4th Inf. Technol. Mechatronics Eng. Conf. ITOEC 2018*, no. Itoec, pp. 1528–1532, 2018, doi: 10.1109/ITOEC.2018.8740680.
- [24] P. P. Vergara, J. C. López, L. C. P. Da Silva, and M. J. Rider, “Economic impact of the active power droop gain in droop-based islanded microgrids,” *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810513.
- [25] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, “Estrategia para la Gestión de una Micro Red,” *2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018*, 2018, doi: 10.1109/EPIM.2018.8756437.
- [26] P. Kalkal and V. K. Garg, “Transition from conventional to modern grids: Modern grid include microgrid and smartgrid,” *4th IEEE Int. Conf. Signal Process. Comput. Control. ISPCC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 223–228, 2017, doi: 10.1109/ISPCC.2017.8269679.
- [27] R. K. Chauhan, C. Phurailatpam, B. S. Rajpurohit, F. M. Gonzalez-Longatt, and S. N. Singh, “Demand-Side Management System for Autonomous DC Microgrid for Building,” *Technol. Econ. Smart Grids Sustain. Energy*, vol. 2, no. 1, 2017, doi: 10.1007/s40866-017-0020-y.
- [28] A.-L. Toba, M. Seck, M. Amisshah, and S. Bouazzaoui, “An approach for DEVS based modeling of electrical power systems,” in *2017 Winter Simulation Conference (WSC)*, Dec. 2017, no. Fripp 2012, pp. 977–988, doi: 10.1109/WSC.2017.8247848.
- [29] M. Farrokhhabadi *et al.*, “Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.
- [30] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [31] L. O. Matos, U. Politécnica, and U. Politécnica, “An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation,” *2019 IEEE 4th Colomb. Conf. Autom. Control*, p. 6, 2019, doi: 10.1109/CCAC.2019.8921191.
- [32] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, “Heliyon Hybrid AC / DC microgrid test system simulation: grid-connected mode,” *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [33] B. Aluisio, M. Bronzini, M. Dellapigna, M. Dicorato, G. Forte, and M. Trovato, “Network assessment in static and dynamic conditions of microgrid optimal operation plan,” *2017 AEIT Int. Annu. Conf. Infrastructures Energy ICT Oppor. Foster. Innov. AEIT 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.23919/AEIT.2017.8240521.
- [34] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.

- [35] S. Usachev, A. Voloshin, A. Ententeev, B. Maksudov, R. Maksimov, and S. Livshits, "Software Package for Improving Financial and Technological Performance of Microgrid Networks," *2019 2nd Int. Youth Sci. Tech. Conf. Relay Prot. Autom. RPA 2019*, pp. 1–9, 2019, doi: 10.1109/RPA47751.2019.8958213.
- [36] Q. Zhang, M. Wangg, X. Wang, and S. Tian, "Mid-long term optimal dispatching method of power system with large-scale wind-photovoltaic-hydro power generation," *2017 IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. EI2 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/EI2.2017.8245290.
- [37] Y. M. Zhang, C. R. Chen, and C. Y. Lee, "Solution of the optimal reactive power dispatch for power systems by using novel charged system search algorithm," *Proc. - 2018 7th Int. Symp. Next-Generation Electron. ISNE 2018*, no. Isne, pp. 1–4, 2018, doi: 10.1109/ISNE.2018.8394748.
- [38] M. H. Sulaiman and Z. Mustaffa, "Cuckoo Search Algorithm as an optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch problems," *2017 3rd Int. Conf. Control. Autom. Robot. ICCAR 2017*, no. 5, pp. 735–739, 2017, doi: 10.1109/ICCAR.2017.7942794.
- [39] Y. Du, Z. Qi, and G. Yu, "Dynamic optimal dispatch for stand-alone microgrid," *Proc. - 2017 Chinese Autom. Congr. CAC 2017*, vol. 2017-Janua, no. 51167010, pp. 7237–7240, 2017, doi: 10.1109/CAC.2017.8244084.
- [40] A. A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac, G. López, and J. González, "Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm," *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living energy Transit.*, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965.
- [41] A. Latif, I. Ahmad, P. Palensky, and W. Gawlik, "Multi-objective reactive power dispatch in distribution networks using modified bat algorithm," *2016 IEEE Green Energy Syst. Conf. IGSEC 2016*, pp. 0–6, 2016, doi: 10.1109/IGESC.2016.7790069.
- [42] D. B. Arnold, M. Sankur, R. Dobbe, K. Brady, D. S. Callaway, and A. Von Meier, "Optimal dispatch of reactive power for voltage regulation and balancing in unbalanced distribution systems," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016-Novem, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741261.
- [43] Z. Yang, A. Bose, H. Zhong, N. Zhang, Q. Xia, and C. Kang, "Optimal Reactive Power Dispatch with Accurately Modeled Discrete Control Devices: A Successive Linear Approximation Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2435–2444, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2608178.
- [44] I. Ahmad, P. Palensky, and W. Gawlik, "Multi-Agent System based voltage support by distributed generation in smart distribution network," *Proc. - 2015 Int. Symp. Smart Electr. Distrib. Syst. Technol. EDST 2015*, pp. 329–334, 2015, doi: 10.1109/SEDST.2015.7315230.
- [45] P. L. Reddy and G. Yesuratnam, "PSO based optimal reactive power dispatch for voltage profile improvement," *2015 IEEE Power, Commun. Inf. Technol. Conf. PCITC 2015 - Proc.*, pp. 361–366, 2016, doi: 10.1109/PCITC.2015.7438192.
- [46] D. B. Arnold, M. Sankur, R. Dobbe, K. Brady, D. S. Callaway, and A. Von Meier, "Optimal dispatch of reactive power for voltage regulation and

- balancing in unbalanced distribution systems,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016-Novem, no. 4, pp. 2903–2913, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741261.
- [47] S. Carcangiu and A. Montisci, “A building-integrated eolic system for the exploitation of wind energy in urban areas,” *2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. ENERGYCON 2012*, pp. 172–177, 2012, doi: 10.1109/EnergyCon.2012.6347746.

7.1 Estado del Arte

Tabla 11. Matriz del Estado del Arte

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA																																								
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE SOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA																
				FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSIÓN	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO OPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURISTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	PERDIDAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	COSTOS					
1	2017	A building-integrated eolic system for the exploitation of wind energy in urban areas	20	☒	☒		☒		☒		☒	☒		☒	☒	☒		☒		☒		☒	☒		☒	☒														
2	2018	A strategy for voltage regulation in Eolic systems	13		☒		☒	☒		☒		☒			☒	☒	☒			☒			☒		☒	☒	☒		☒											
3	2018	Advanced Operation for Micro-Grid on Residential Properties for Network Power Stability During Peak Load	30	☒	☒	☒			☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒				☒	☒				☒	☒											
4	2018	Affinely adjustable robust optimal dispatch for island microgrids with wind power, energy storage and diesel generators	24		☒		☒	☒	☒			☒	☒	☒						☒	☒	☒					☒													
5	2017	An approach for DEVS based modeling of electrical Power systems	32	☒	☒	☒			☒		☒	☒		☒						☒	☒																			
6	2017	Comparison of Regulatory Challenges Faced by Different Microgrid Ownership Models	10	☒			☒	☒		☒				☒						☒							☒													

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE SOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA														
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTEAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO OPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURISTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACION DISTRIBUIDA	PERDIDAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	COSTOS			
7	2019	Concepts Game Theory applied in Smart Grid	12	☒	☒		☒		☒		☒	☒	☒	☒					☒				☒															
8	2019	Cuckoo Search Algorithm as An optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch problems	14			☒		☒			☒				☒		☒				☒										☒	☒						
9	2019	Demand Response and Consumer Inconvenience	18	☒	☒		☒				☒		☒			☒			☒	☒						☒												
10	2019	Demand-Side Management System for Autonomous DC Microgrid for Building	20			☒		☒	☒	☒				☒													☒					☒	☒					
11	2019	Dynamic Optimal Dispatch for stand-alone Microgrid	9	☒	☒		☒		☒			☒	☒	☒	☒				☒		☒	☒	☒						☒	☒					☒			
12	2018	Economic Impact of the Active Power Droop Gain in Droop-Based Islanded Microgrids	10		☒	☒			☒					☒		☒	☒			☒				☒							☒	☒						
13	2017	Estrategia para la Gestión de una Micro Red	25	☒			☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒				☒	☒							☒						☒	☒				
14	2017	Evaluación técnica y económica de la implementación de medidas para reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución	20		☒		☒	☒				☒	☒				☒				☒					☒						☒						
15	2017	Fault Diagnosis on electrical Distribution systems based on Fuzzy Logic	20	☒			☒		☒	☒		☒	☒		☒	☒			☒		☒	☒						☒										
16	2019	Ideal planning of A hybrid wind-PV-diesel Microgrid framework with considerations for battery energy storage and uncertainty of renewable energy resources	14	☒	☒		☒		☒		☒	☒		☒	☒		☒			☒											☒	☒		☒				

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE SOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA												
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTEAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURISTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACION DISTRIBUIDA	PERDIDAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	COSTOS	
17	2017	Information Integration system for Microgrid based on the Electric Power Router	6		☒	☒	☒			☒		☒		☒		☒		☒	☒		☒					☒										☒
18	2017	Integration of Electric mobility services within An existing polygeneration Microgrid	9	☒	☒		☒		☒				☒	☒					☒	☒					☒							☒		☒	☒	
19	2019	Intelligent Demand side management for Residential users in A Smart Micro-Grid	10			☒			☒		☒	☒	☒			☒			☒			☒						☒		☒		☒				
20	2018	Local Consumption Model of wind and Photovoltaic Power based on Demand side Response	13	☒	☒		☒	☒					☒		☒		☒		☒				☒		☒		☒		☒		☒					☒
21	2018	Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC para la compensación de potencia reactiva en SEP	14					☒	☒	☒		☒	☒			☒				☒											☒					
22	2018	Microgrid generation planning considering renewable energy target	20	☒	☒	☒	☒		☒							☒						☒									☒		☒			
23	2018	Microgrid optimal dispatch considering random characteristics of solar and wind	6	☒	☒	☒			☒		☒	☒		☒	☒				☒						☒				☒					☒	☒	
24	2018	Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples	7	☒			☒	☒		☒			☒	☒		☒					☒	☒									☒			☒		
25	2017	Mid-long term Optimal dispatching method of Power system with large-scale wind-Photovoltaic-hydro Power generation	5		☒		☒		☒			☒			☒			☒	☒									☒								☒
26	2019	Multi-Agent System based voltage support by distributed generation in smart distribution network	12					☒	☒	☒			☒									☒	☒		☒		☒		☒		☒					

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA								FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE SOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA											
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELECTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTEAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURISTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACION DISTRIBUIDA	PERDIDAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	COSTOS	
27	2019	Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method	14	☒	☒		☒		☒		☒				☒	☒	☒			☒					☒								☒		☒	☒
28	2019	Multi-objective Reactive Power Dispatch in Distribution networks using modified bat Algorithm	17			☒	☒		☒	☒		☒		☒		☒	☒				☒			☒				☒				☒				
29	2019	Network assessment in static and Dynamic conditions of Microgrid Optimal Operation plan	20	☒	☒	☒	☒		☒			☒		☒		☒										☒							☒	☒		
30	2020	Networked Microgrids for Enhancing the Power system Resilience	26			☒		☒	☒					☒				☒	☒		☒			☒		☒						☒				☒
31	2020	Óptima compensación de la potencia reactiva en redes de distribución eléctrica basado en SIMULATED ANNEALING	21	☒	☒		☒		☒		☒		☒				☒		☒	☒		☒				☒		☒								☒
32	2019	Óptima gestión y regulación de voltaje en microrredes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía	25	☒			☒		☒				☒			☒		☒	☒		☒		☒			☒					☒	☒				☒
33	2018	Óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores usando compensación volt-var en micro-redes eléctricas	29		☒		☒		☒	☒		☒	☒			☒					☒		☒			☒						☒	☒			
34	2018	Optimal Dispatch of A Grid-connected hybrid Microgrid with Ocean and Solar generation	33	☒		☒			☒	☒		☒		☒	☒	☒				☒		☒								☒		☒				☒
35	2018	Optimal dispatch of reactive power for voltage regulation and balancing in unbalanced distribution systems	13		☒		☒		☒				☒					☒			☒			☒		☒							☒			

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA							FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE SOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA																		
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTEAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURÍSTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACION DISTRIBUIDA	PERDIDAS	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	COSTOS						
36	2019	Optimal expansion planning of isolated Microgrid with renewable energy resources and controllable loads	13	☒				☒		☒	☒			☒	☒			☒			☒		☒						☒		☒					☒					
37	2019	Optimal Reactive Power Dispatch for Voltage Regulation in Unbalanced Distribution systems	15	☒	☒	☒	☒				☒		☒	☒						☒	☒					☒		☒					☒	☒							
38	2019	Optimal Reactive Power Dispatch with Accurately Modeled Discrete Control Devices. A Successive Linear Approximation approach	5	☒			☒		☒	☒		☒											☒			☒							☒	☒				☒			
39	2019	Optimal sizing and technical evaluation of energy and water system based on Micro-hydric Solar and wind sources	4		☒	☒		☒	☒		☒									☒	☒			☒	☒				☒			☒									
40	2018	Optimización multiobjetivo de flujos de potencia en redes de distribución basado en el Control VOLT-VAR	8		☒		☒		☒	☒		☒	☒													☒		☒				☒							☒		
41	2018	Óptimo flujo de potencia reactiva en redes eléctricas de distribución con generación distribuida.	10	☒	☒	☒		☒		☒				☒		☒					☒		☒	☒					☒										☒		
42	2018	PSO based optimal reactive power dispatch for voltage profile improvement	12		☒		☒		☒		☒	☒								☒				☒			☒		☒				☒								
43	2019	Software Package For Improving Financial And Technological Performance Of Microgrid Networks	15		☒	☒							☒		☒			☒														☒								☒	
44	2020	Solution of the optimal reactive power dispatch for power systems by using novel charged system search algorithm	6	☒		☒	☒		☒	☒		☒	☒								☒		☒				☒					☒	☒								☒

COMPENSACIÓN VOLT-VAR MEDIANTE DESPACHO ÓPTIMO DE GENERACIÓN EN MICRORREDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO	RESTRICCIONES DEL PROBLEMA	ALGORITMO DE SOLUCIÓN	SOLUCIÓN PROPUESTA																															
ITEM	AÑO						TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	FLUJOS DE POTENCIA	MICRORREDES ELÉCTRICAS	COMPENSACION DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ENERGÍAS RENOVABLES	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION	PERDIDAS EN LA LÍNEA	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	DEMANDA	MODELACIÓN	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	MINIMIZACIÓN DE COSTOS OPERATIVOS	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	ESTABILIDAD DE MICRORREDES ELÉCTRICAS	COSTOS OPERATIVOS	ESTABILIDAD DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	PERFIL DE VOLTAJE	PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS	COMPORTEAMIENTO ANGULAR	MILP	MINLP	DESPACHO OPTIMO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LP	HEURISTICA	METODO LINEALIZADO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA ACTIVA	INCORPORACION DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
45	2018	technical and Economic assessment of the Implementation of Measures for Reducing energy Losses in Distribution systems	8	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
46	2019	Volt- VAR Control Through Joint Optimization of Capacitor Bank Switching, Renewable Energy, and Home Appliances	11	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
47	2017	Transition from conventional to modern grids. modern Grid include Microgrid and smartgrid	18		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>						
CANTIDAD :				27	30	19	29	17	23	28	18	18	24	24	23	18	19	17	9	24	16	17	15	17	9	12	13	14	9	15	13	22	13	22	19		

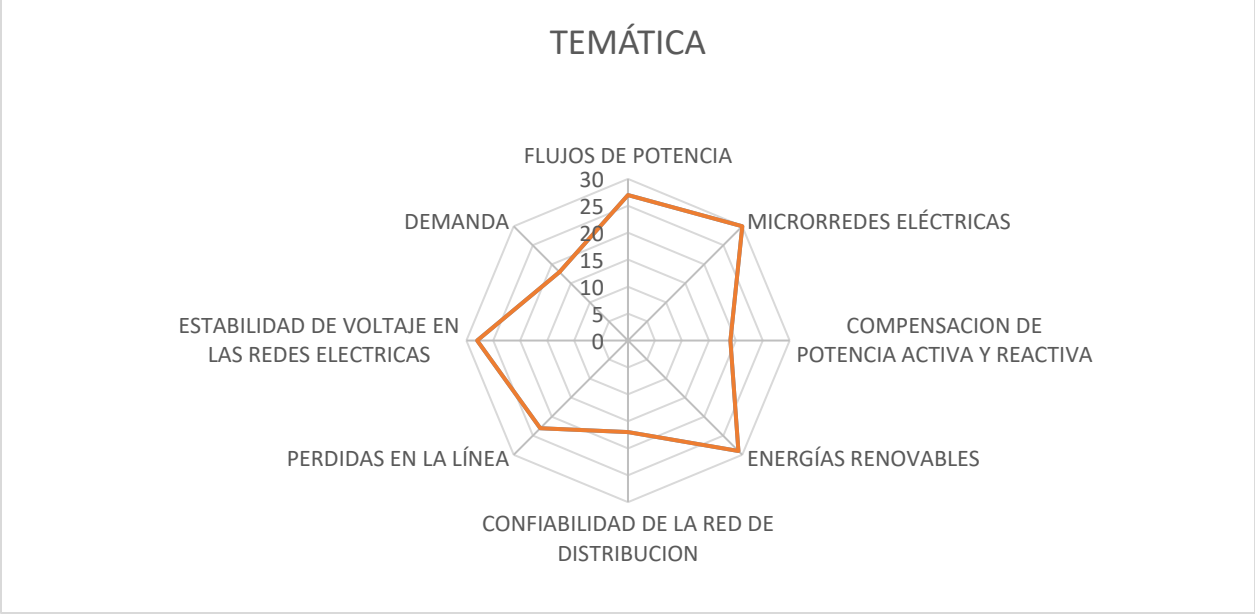


Figura 11. Temática del Problema

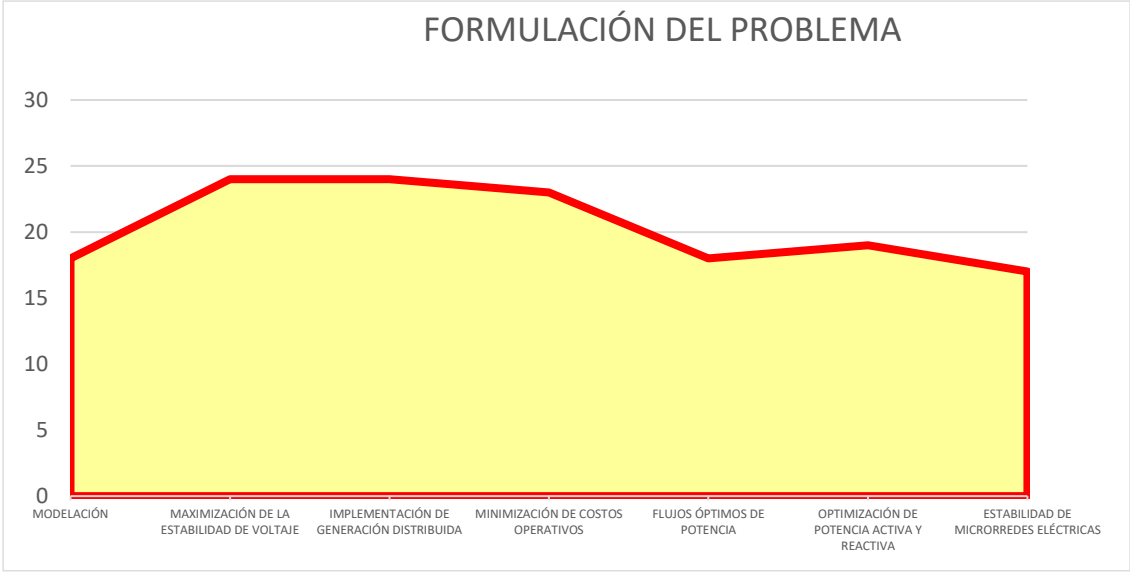


Figura 12. Formulación del Problema

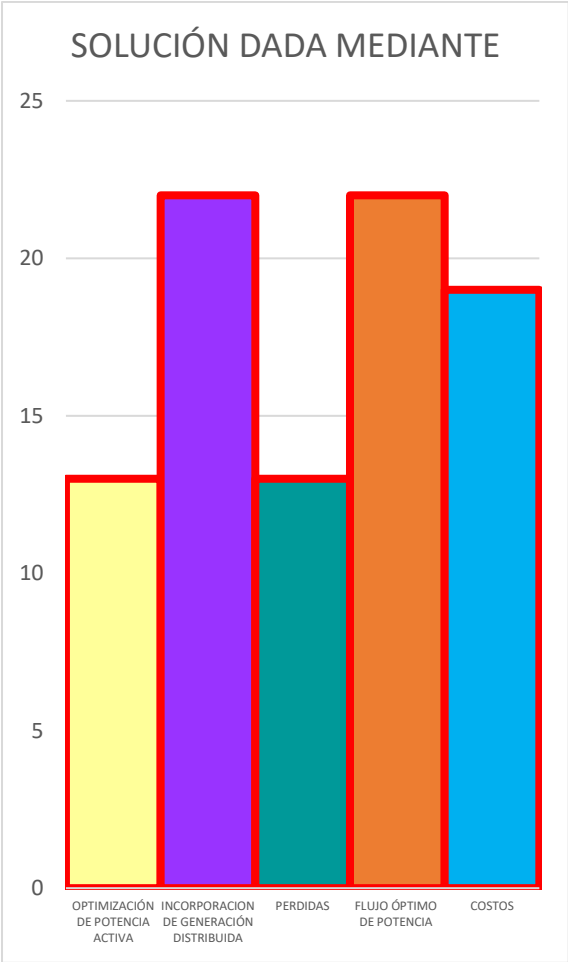


Figura 13. Solución al Problema

8. Anexo

En la Tabla (12) se muestra los parámetros que tienen los generadores como su barra de conexión en el sistema, la potencia activa máxima y mínima de cada generador

Tabla 12. Parámetros de los Generadores del sistema

	Ncon	Pgmáx (MW)	Pgini (MW)	Pgmin (MW)	Cgen (USD/MWh)
G1	1	0	16	0	0.913
G2	2	0	50	0	0.96
G3	3	0	100	0	4.003

En la Tabla (13) se observa la conexión de cada línea entre las barras y las impedancias que tiene cada una de ellas.

Tabla 13. Conexiones de las líneas en el sistema

	T. Inicial	T. Final	R (p.u)	X (p.u)
Línea 1	1	4	0	0,0567
Línea 2	2	7	0	0,0625
Línea 3	3	9	0	0,0586
Línea 4	7	8	0,0085	0,0720
Línea 5	8	9	0,0119	0,1008
Línea 6	7	5	0,0320	0,1610
Línea 7	9	6	0,0390	0,1700
Línea 8	5	4	0,0100	0,0850
Línea 9	4	6	0,0170	0,0920

Finalmente, en la Tabla (14) tenemos los parámetros de cada barra que ingresa en el sistema.

Tabla 14. Parámetros de las líneas del sistema

	Num	Vnom (kV)	Vmin (kV)	Vini (kV)	Vmax (kV)	Dini	Dmax	Dmin	Pload (MW)	Qload (MVar)
Nodo 1	1	100	95	100	105	0	100	-100	0	0
Nodo 2	2	100	95	100	105	0	100	-100	0	0
Nodo 3	3	100	95	100	105	0	100	-100	0	0
Nodo 4	4	100	95	100	105	0	100	-100	0	0
Nodo 5	5	100	95	100	105	0	100	-100	120	50
Nodo 6	6	100	95	100	105	0	100	-100	90	30
Nodo 7	7	100	95	100	105	0	100	-100	0	0
Nodo 8	8	100	95	100	105	0	100	-100	100	35
Nodo 9	9	100	95	100	105	0	100	-100	0	0

