



UNIVERSIDAD DE JAÉN

Escuela de Doctorado

UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA
SUPERIOR DE JAÉN**

**DEPARTAMENTO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico para la
optimización de la ubicación y operación de recursos
energéticos distribuidos en redes eléctricas de
distribución**

Federico Molina Martín

Director: Dr. Jesús de la Casa Hernández

Jaén, 2022

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico para la
optimización de la ubicación y operación de recursos
energéticos distribuidos en redes eléctricas de
distribución**

Federico Molina Martín

Director de la Tesis

Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández
Profesor Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

Contribución al desarrollo tecnológico para la optimización de la ubicación y operación de recursos energéticos distribuidos en redes eléctricas de distribución

Federico Molina Martín

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día de de 2022 en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

.....

El Presidente

El Secretario

Dr.

Dr.

Titular de Universidad

Titular de Universidad

Los vocales

Vocal

Suplente

Suplente

Dr.

Dr.

Dr.

Titular de Universidad

Titular de Universidad

Titular de Universidad

UNIVERSIDAD DE JAÉN

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico para la
optimización de la ubicación y operación de recursos
energéticos distribuidos en redes eléctricas de
distribución**

Federico Molina Martín

Director de Tesis:

Jesús de la Casa Hernández

Profesor Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr.

Secretario: Dr.

Vocal 1º: Dr.

Jaén, 2022

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mis padres todo el apoyo brindado a lo largo de estos años. En especial a mi madre, que siempre ha sido el mejor ejemplo a seguir de dedicación, esfuerzo y constancia. Gracias por transmitirme tus valores y tu forma de ser. Todo lo que soy hoy es gracias a ti.

Un especial agradecimiento a mi tutor Jesús de la Casa, cuya pasión y dedicación me han guiado y animado a lo largo de estos años. Ha sido un verdadero placer poder crecer a su lado como investigador y compartir esta experiencia.

Agradecer al profesor Oscar Montoya de la facultad de Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas por el apoyo que me ha permitido seguir avanzando.

En general, debo dar gracias a todos los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Por último, incluir a todos mis amigos y familiares que me han animado a seguir recorriendo este camino.

Gracias de corazón

RESUMEN

La integración actual de recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources*, DERs) tales como los sistemas de almacenamiento de energía (baterías o supercondensadores), los vehículos eléctricos (*Electric Vehicle*, EV), las fuentes de generación distribuida (*Distributed Generation*, DG) renovables o, la respuesta del sistema a la demanda, han motivado que los sistemas de distribución de energía estén experimentando cambios relevantes en su funcionamiento. La DG renovable y los DERs han comenzado a competir técnica y económicamente con las formas convencionales de generación y transporte de energía, tales como generación térmica y/o subestaciones, las cuales permanecen interconectadas a los sistemas de transporte y distribución con el fin de mejorar la calidad del servicio eléctrico que se provee a los usuarios finales.

Desde el punto de vista matemático, la integración de DERs, EVs y DG en redes de distribución genera modelos matemáticos de naturaleza no lineal, esto es, programación no lineal entera mixta (*Mixed-Integer Nonlinear Programming*, MINLP). En la presente tesis doctoral se propone la reformulación de dichos modelos matemáticos complejos mediante dos metodologías diferentes: metodología convexa y metodología maestro-esclavo para determinar su solución óptima. Los modelos MINLP contienen dos tipos de variables: variables binarias y variables continuas. Las variables binarias se emplean para optimizar la ubicación de diferentes elementos tales como unidades de DG, unidades de DERs (baterías y bancos de condensadores), mientras que las variables continuas se emplean para modelar el problema de flujo de potencia óptimo.

La presente tesis doctoral presenta un triple objetivo. El primer objetivo es desarrollar una metodología de optimización basada en una formulación convexa con la finalidad de resolver el problema de flujo de potencia óptimo en redes de distribución de corriente continua (*Direct Current*, DC). El problema de la componente discreta se aborda mediante métodos matemáticos exactos y/o metaheurísticos. El segundo objetivo es el desarrollo de una metodología de optimización de flujo de potencia de períodos múltiples para la integración de los sistemas de almacenamiento de baterías (*Battery Energy Storage Systems*, BESSs) en las redes de distribución de corriente alterna (*Alternating Current*, AC). El tercer objetivo es desarrollar una metodología de optimización basada en la formulación maestro-esclavo que resuelva el problema de la

ubicación y dimensionado óptimo de unidades de DG fotovoltaicas (FV) en sistemas de distribución con operación tanto en AC como en DC, y logre la minimización de los costes totales de operación anual.

Los modelos MINLP no garantizan una solución óptima global del modelo. Por tanto, es necesario reformular los modelos MINLP en modelos matemáticos convexos para la obtención de su solución garantizando la existencia y unicidad, es decir, una solución óptima global.

Además, es necesario abordar el problema de operación óptima de los BESSs en redes AC desde el punto de vista de optimización multiobjetivo. Para ello, se propone un modelo de programación no lineal (*Nonlinear Programming*, NLP) que minimiza simultáneamente las emisiones de gases contaminantes y los costes de pérdidas diarias de energía. En el modelado de los BESSs se tiene en cuenta la relación lineal entre el estado de carga y la inyección/absorción de potencia activa. El óptimo de Pareto para el modelo NLP de optimización multiobjetivo se alcanza a través del sistema de modelado algebraico general (*General Algebraic Modeling System*, GAMS) implementando el enfoque de optimización ponderada utilizando factores de ponderación para cada función objetivo.

Por último, se aborda el problema de la ubicación y dimensionado óptimo de unidades de DG FV en sistemas de distribución con operación tanto en AC como en DC, tratando de minimizar los costes de operación totales durante la vida útil de las instalaciones renovables. El problema que es sustentado por un modelo MINLP se resuelve aplicando una metodología maestro-esclavo. En la etapa maestra, se define una versión discreta-continua del algoritmo de búsqueda por vórtices (*Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm*, DCVSA), siendo la responsable de definir la ubicación y el dimensionado óptimo de las unidades de DG FV. En la etapa esclava, se determina el valor de la función *fitness* utilizando el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo. La función objetivo se centra en la minimización del coste de operación total, compuesto por el coste de compra de energía más el coste de inversión/mantenimiento de las unidades FV.

ABSTRACT

ABSTRACT

The current integration of Distributed Energy Resources (DERs), such as energy storage systems (batteries or supercapacitors), Electric Vehicles (EVs), renewable sources of Distributed Generation (DG) or, the response of the system to the demand, have motivated that the energy distribution systems are experiencing significant changes in their functioning. The renewable DG and the DERs have begun to compete technically and economically with conventional ways of generating and transporting energy, such as thermal generation and/or substations, which remain interconnected to the transportation and distribution systems in order to improve the quality of the electrical service provided to end users.

From a mathematical point of view, the integration of DERs, EVs and DGs in distribution networks generates mathematical models of a nonlinear nature, that is, Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP). In this doctoral thesis, the reformulation of these complex mathematical models is proposed by means of two different methodologies: convex methodology and master-slave methodology to determine their optimal solution. MINLP models contain two types of variables: binary variables and continuous variables. Binary variables are used to optimize the location of different elements, such as DG units, DERs units (batteries and capacitor banks), while continuous variables are used to model the optimal power flow problem.

This doctoral thesis has a triple objective. The first objective is to develop an optimization methodology based on a convex formulation in order to solve the optimal power flow problem in DC distribution networks. The discrete component problem is addressed by exact mathematical and/or metaheuristic methods. The second objective is the development of a multi-period power flow optimization methodology for the integration of Battery Energy Storage Systems (BESSs) in Alternating Current (AC) distribution networks. The third objective is to develop an optimization methodology based on the master-slave formulation that solves the problem of the optimal location and dimensioning of DG photovoltaic (PV) units in distribution systems with both AC and DC operation and achieves the minimization of the total annual operating costs.

MINLP models do not guarantee a global optimal solution of the model. Therefore, it is

necessary to reformulate the MINLP models in convex mathematical models to obtain their solution, guaranteeing the existence and uniqueness, that is, a global optimal solution.

Furthermore, it is necessary to address the problem of optimal operation of BESSs in AC networks from multi-objective optimization point of view. To achieve this aim, a Nonlinear Programming (NLP) model is proposed that simultaneously minimizes the emissions of polluting gases and the costs of daily energy losses. In the modeling of the BESSs, the linear relationship between the state of charge and the injection/absorption of active power is taken into account. The Pareto optimum for the multi-objective optimization of the NLP model is achieved through the General Algebraic Modeling System (GAMS) implementing the weighted optimization approach using weighting factors for each objective function.

Finally, the problem of the location and optimal dimensioning of DG PV units in distribution systems with both AC and DC operation is addressed, trying to minimize the total operating costs during the useful life of renewable installations. The problem that is represented by a MINLP model is solved by applying a master-slave methodology. In the master stage, a Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm (DCVSA) is defined, being responsible for defining the location and optimal sizing of the DG PV units. In the slave stage, the value of the fitness function is determined using the matricial backward/forward power flow method. The objective function focuses on minimizing the total operating cost, made up of the energy purchase cost plus the investment/maintenance cost of the PV units.

ÍNDICE:

RESUMEN.....	11
ABSTRACT	13
1. MEMORIA	19
1.1. INTRODUCCIÓN	19
1.2. JUSTIFICACIÓN	23
1.3. OBJETIVOS	26
1.4. RESULTADOS OBTENIDOS	28
1.4.1. Primer objetivo específico.....	28
1.4.2. Segundo objetivo específico	34
1.4.3. Tercer objetivo específico	37
1.4.4. Cuarto objetivo específico.....	39
1.4.5. Quinto objetivo específico.....	41
1.4.6. Sexto objetivo específico	44
1.4.7. Séptimo objetivo específico	47
1.4.8. Octavo objetivo específico.....	49
1.4.9. Noveno objetivo específico.....	52
1.4.10. Décimo objetivo específico	54
1.4.11. Undécimo objetivo específico	57
1.4.12. Decimosegundo objetivo específico.....	64
1.5. CONCLUSIONES	68
1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES	72
1.7. REFERENCIAS.....	76
2. COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS	97
2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS	98
2.1.1. <i>A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks.....</i>	98
2.1.2. <i>Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS.....</i>	98

2.1.3. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm..... 99

MEMORIA

1. MEMORIA

1.1. INTRODUCCIÓN

Los compromisos internacionales adquiridos en la Cumbre de Paris de 2015, para mitigar el cambio climático, obligan a los distintos países a realizar una profunda transformación energética basada en una serie de medidas entre las que destaca la sustitución de fuentes fósiles por fuentes renovables. En base a estos compromisos internacionales, la Comisión Europea presentó a finales de noviembre de 2016, bajo el nombre de “Energía Limpia para todos los europeos” [1], una serie de propuestas orientadas a alcanzar los objetivos climáticos europeos en 2030 que actualizó en 2018 con el fin de alcanzar una economía climáticamente neutra en 2050.

En el contexto español esta transición energética está regulada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que transpone las propuestas de la Comisión Europea a España, y establece entre otros objetivos, que las fuentes renovables producirán el 74% de la energía eléctrica en el 2030; esto supone doblar prácticamente la cuota del 40% registrada en el 2018. Este crecimiento de generación renovable estará liderado principalmente por fuentes no gestionables, como la tecnología eólica que alcanzará los 50 GW en 2030 (+114%) y la tecnología solar fotovoltaica (FV) con 37 GW en el mismo año (+683%).

El desarrollo de la sociedad del futuro tiene como base prioritaria la sostenibilidad energética [2], [3], [4]. Por tanto, se debe impulsar de manera acelerada la transformación de los sistemas energéticos actuales [5] que no están alineados con este planteamiento. Uno de los retos principales para lograr esta sostenibilidad es la reducción del uso de combustibles fósiles [6] - [9].

En los últimos años se han reducido los costes de los módulos fotovoltaicos (FVs) y baterías de ion Litio alrededor del 80% [10], [11]. Esta bajada significativa de costes, junto con incentivos fiscales, están impulsando el mayor empleo de recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources*, DERs). Este cambio supone un desafío en la explotación del sistema eléctrico de potencia tradicional, basado en una generación y control centralizado de la energía. Este sistema no está diseñado para el seguimiento de cargas flexibles, motivado por una generación renovable, y el control de una gran cantidad de DERs [12], [13].

Hace algunos años, la implantación de generación renovable estaba condicionada fuertemente por la economía de escala, permitiendo que su implantación fuera exclusivamente viable a partir de grandes instalaciones en sistemas eléctricos de potencia [14]. Sin embargo, la reducción significativa de costes ha supuesto un aumento de implantaciones de fuentes renovables en redes de menor escala, esto es, a nivel distribución. Así, actualmente este tipo de tecnología se puede localizar tanto en media como en baja tensión [15].

Las redes de distribución actuales tienen una configuración radial con un flujo de energía eléctrica unidireccional, desde el nodo raíz a las cargas [16]. Sin embargo, la integración masiva de los DERs y la generación distribuida (*Distributed Generation*, DG) ha motivado que estas redes deban reconfigurarse a un funcionamiento basado en malla. La finalidad de este cambio es lograr una mejora en la redistribución de los flujos de potencia [17]. No obstante, esta transformación de las redes de distribución involucra grandes inversiones y requiere plantear modelos matemáticos con el fin de gestionar las inversiones, maximizando la implantación de DERs/DG y minimizando costes de inversión y operación [1].

La formulación matemática del modelo asociado a este nuevo planteamiento, extraída de la revisión de la literatura científica, involucra modelos matemáticos de programación no lineal entera mixta (*Mixed-Integer Nonlinear Programming*, MINLP) [18] que presentan una serie de inconvenientes en su resolución:

- No diferenciable debido a las variables binarias presentes en el modelo [16].
- La solución obtenida del modelo puede tener carácter local debido a la no convexidad del modelo [19].
- Dificultad en la selección óptima del método matemático metaheurístico disponible [20].

Dadas estas desventajas asociadas a los modelos MINLP que gestionan DERs/DG en redes de distribución, la presente tesis doctoral propone una metodología para reformular los modelos MINLP mediante modelos matemáticos convexos y técnicas de optimización discreta [6]. Algunas de las ventajas que presentan los modelos convexos propuestos son:

- Garantía de existencia y unicidad en la solución del método [21].

- Convexidad en la parte continúa del modelo de programación [22].
- Tiempos de computación razonables [23].
- Disponibilidad de *software* comercial de optimización para la resolución de los modelos [6].

Los modelos convexos se presentan, por tanto, como la mejor alternativa para la toma de decisiones del operador de red en términos de operación, mantenimiento y expansión [18].

Una vez planteado el reto de la reformulación de modelos convexos en la metodología de optimización, se aborda el análisis específico de los sistemas de almacenamiento de baterías (*Battery Energy Storage Systems*, BESSs) en las redes de distribución. El funcionamiento óptimo de los BESSs en estas redes ha atraído recientemente el interés de la comunidad científica motivado por los avances tecnológicos en el almacenamiento de energía y los convertidores electrónicos de potencia [24], [25], [26]. Las principales ventajas de incluir baterías en redes de distribución son:

1. Reducción de emisiones en los sistemas de energía fósil [27], [28].
2. Mejora de perfiles de tensión y reducción de pérdidas de energía [29].
3. Reducción de oscilaciones debido a incertidumbres del recurso [30], [31], [32].
4. Compensación dinámica de potencia activa/reactiva mediante el uso de vehículos eléctricos (*Electric Vehicle*, EV) [33].
5. Gestión de la demanda en tiempo real [34].

La principal incógnita asociada a los BESSs es cómo deben operar éstos para lograr mejorar el funcionamiento de la red. Para este propósito, se propone en esta tesis un modelo óptimo de flujo de potencia de múltiples períodos [35], el cual es conocido en la literatura como el modelo de despacho económico [25].

En general se ha probado que los BESSs mejoran el funcionamiento de las redes de distribución [24], [36] y reducen los costes de expansión [37]. Así, en [38] se presenta un caso experimental de diseño de un BESS en aplicaciones industriales urbanas que mejora la calidad de la energía local. Adicionalmente, en [39] se presenta una evaluación de los BESS en un sistema real de distribución en Riyadh, Arabia Saudita.

El modelo más aceptado para el estudio de los BESSs en las redes eléctricas de corriente alterna (*Alternating current*, AC), o corriente continua (*Direct current*, DC), corresponde con una representación lineal entre el estado de carga y la inyección/absorción de energía [40], [41]. Sin embargo, incluso cuando el modelo de BESS es representado mediante ecuaciones lineales, aparecen no linealidades debido al comportamiento no lineal y no convexo de las redes eléctricas AC causado por las ecuaciones de balance de potencia [24], [42]. Por tanto, para abordar el

problema de despacho económico no lineal, asociado a los BESSs y la DG de origen renovable, se analizan diversos modelos de optimización con diferentes grados de aproximación. El primer modelo utiliza una representación nodal única de la red de distribución [41]. El segundo modelo presenta una aproximación DC de las ecuaciones del flujo de potencia [43]. El tercer modelo involucra un modelado completo de flujo de potencia AC [20]. Los dos primeros son modelos de programación lineal, modelos convexos, mientras que el tercero es un modelo no lineal y no convexo [44].

En la actualidad, fundamentalmente en los países en vías de desarrollo con una expansión limitada de redes de transporte en el territorio, la conexión de las redes de distribución rurales al Sistema Interconectado Nacional resulta muy costosa. Por tanto, en este contexto, en general, la generación de energía eléctrica se basa en la utilización de generadores diésel [45]. Este tipo de recurso no renovable es altamente utilizado debido a su alta eficiencia y fácil consecución y transporte; no obstante, producen gases de efecto invernadero y otros contaminantes que impactan directamente a la atmosfera [45].

La posibilidad de integrar fuentes de generación FV en estas áreas rurales permite proponer soluciones energéticamente sostenibles para satisfacer la demanda de más usuarios, y al mismo tiempo, limita el uso de los generadores diésel. Para promover esta oportunidad, se requieren de técnicas de optimización eficientes en la identificación de la ubicación y dimensionado óptimo de la DG renovable en las redes de distribución [46].

El modelado de este problema, basado en una minimización de las pérdidas de energía para una condición de demanda dada, se representa mediante un modelo MINLP. La resolución del modelo utiliza una técnica de optimización maestro-esclavo. En la etapa maestra, en esta tesis se propone utilizar la versión discreta-continua del algoritmo de búsqueda por vórtices (*Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm, DCVSA*) para seleccionar la ubicación y el dimensionado de las unidades de DG FV [47]. La principal ventaja del algoritmo es que codifica la ubicación y el dimensionado óptimo en un solo vector, explorando el espacio de soluciones de forma eficiente en menos etapas en comparación con los métodos clásicos expuestos en la literatura especializada [48]. En la etapa esclava, se propone utilizar el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo para determinar el coste de operación anual total.

La principal diferencia con los enfoques de la literatura clásica es que en esta tesis se consideran la curva diaria esperada de generación y demanda, la tasa de crecimiento de la demanda, así como la tasa de retorno de las inversiones por parte de la empresa de servicios públicos, entre otros aspectos.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Como se ha indicado en el apartado anterior, los requerimientos de sostenibilidad energética en el desarrollo de la sociedad actual están produciendo una transformación acelerada del sistema eléctrico. En la actualidad, se está apostando por la reducción del uso de combustibles fósiles y por una utilización creciente de recursos renovables como fuentes de generación eléctrica. Esta transformación es posible gracias a la reducción de los costes de inversión asociados a los sistemas de almacenamiento de energía y a los propios de las fuentes de energía renovable.

En este contexto, los sistemas de distribución están experimentando cambios significativos debido a la integración masiva de DERs. Así, la tecnología renovable, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España 2021-2030, alcanzará una potencia eólica de 50 GW en 2030 y la tecnología FV contará con 37 GW en el mismo año. Los DERs suponen un elemento nuevo que compite con la generación convencional, especialmente ahora, cuando se presenta como una tecnología madura y competitiva, que comienza su instalación en redes de distribución y transporte, con valores de potencia instalada cercanos a los grupos térmicos convencionales, pero sin la experiencia suficiente para anticipar como gestionar de forma óptima su integración sobre el sistema eléctrico de potencia. Siguiendo esta necesidad de gestión, cuya estela comienza a reflejarse en la operación actual de las redes de distribución se justifica la importancia del estudio, del análisis de posibles escenarios de implantación y búsqueda de alternativas que faciliten y muestren opciones de integración, como las que se describen durante el desarrollo de esta tesis.

En este sentido, es importante analizar la operación de los DERS en los sistemas de distribución y conocer el impacto que implicará su integración bajo la premisa de una correcta operación. Se requiere por tanto de un estudio detallado de su integración y operación óptima mediante modelos matemáticos que integren la capacidad de optimizar la gestión de energía en tales redes.

En primer lugar, la integración óptima de energía renovable en redes de distribución DC, maximizando los recursos disponibles junto con una inversión razonable, requiere de una reformulación del modelo matemático MINLP que la sustenta para su conversión en un modelo matemático convexo. La reformulación del modelo se ha basado en una representación convexa a través de programación semidefinida y/o programación cónica de segundo orden con el fin de

resolver el problema de flujo de potencia óptimo y garantizar la unicidad y globalidad en las soluciones óptimas encontradas. La resolución de la parte entera del modelo ha empleado algoritmos de optimización discreta. La implementación computacional del modelo de optimización utilizó el *software* MATLAB [49] como entorno de programación y el *software* GAMS [50] como interfaz de programación. Es importante destacar que se ha probado la bondad de la metodología de optimización propuesta, razón por la cual se ha desarrollado una comparación frente a los métodos convencionales reportados en la literatura para el modelo exacto, utilizando como redes de distribución de prueba los sistemas eléctricos de potencia IEEE (IEEE 21 nodos y IEEE 69 nodos).

En segundo lugar, destacar nuevamente la importancia de abordar el reto de la integración óptima de los BESSs en las redes de distribución AC, con el fin de minimizar simultáneamente las pérdidas de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello, se ha reformulado específicamente el problema del flujo de potencia de períodos múltiples puesto que la integración de BESSs se ha basado tradicionalmente en modelos de optimización bajo este enfoque. Razón por la cual el problema se ha abordado desde la programación no lineal (*Nonlinear Programming*, NLP). La implementación computacional del modelo de optimización de flujo de potencia de múltiples períodos utilizó el *software* GAMS [50] para resolver diferentes problemas de optimización de objetivo único a partir de programación lineal, NLP y, en general, problemas de MINLP. En este sentido, ha sido requerida además una adaptación del *software* para el caso de optimización de varios objetivos. Para ello, se ha propuesto el uso de bucles con el fin de resolver el problema de NLP propuesto para el funcionamiento multiobjetivo de BESSs utilizando el conocido enfoque de factores de ponderación. El resultado de la comparación del modelo propuesto con el modelo exacto, usando como métrica la minimización simultánea de emisiones de gases de efecto invernadero y costes de pérdidas energéticas diarias, muestra las posibilidades del modelo propuesto para el cumplimiento de los retos de integración perseguidos.

En tercer lugar, persiguiendo el beneficio de una operación eficiente de las redes de distribución, sobre la minimización de costes totales de operación, basándose en la integración óptima de unidades de DG FV en tales sistemas de distribución, con operación tanto en AC como en DC, se ha abordado el reto de definir una metodología de optimización que logre minimizar dichos costes. Para ello, la metodología de optimización seleccionada ha sido la metodología maestro-esclavo. En la etapa maestra, se ha utilizado la metodología DCVSA para definir la ubicación y el dimensionado óptimo de las unidades DG FV, mientras que en la etapa esclava es el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo el que provee la solución a partir de una función *fitness*. El modelo de optimización exacto ha usado el paquete de optimización GAMS [50] mientras que la validación numérica se ha basado en el entorno de

programación MATLAB [49]. Es importante destacar que el funcionamiento del modelo se ha contrastado frente al algoritmo genético clásico de Chu y Beasley, puesto que este último se basa en la misma codificación discreta-continua (DCCBGA).

1.3. OBJETIVOS

El primer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar una metodología de optimización para la operación y gestión de DERs en redes de distribución con la finalidad de disminuir las pérdidas de energía.*

El segundo objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar una metodología de optimización de flujo de potencia de múltiples períodos para la integración de BESSs en redes de distribución radiales.*

El tercer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar una metodología de optimización que resuelva el problema de la ubicación y el dimensionado óptimo de unidades FV en redes de distribución con operación tanto en AC como en DC, y logre la minimización del coste de operación anual para el horizonte de vida útil de la instalación renovable.*

Para lograr estos tres objetivos principales se han planteado una serie de objetivos específicos. En relación con el primer objetivo general están:

1. Selección del modelo matemático que se adapte mejor a los sistemas de prueba con características de demanda y topología equivalentes a los sistemas actuales, basándose en una revisión bibliográfica de modelos MINLP que gestionen redes de distribución con alta penetración de DERs.
2. Reformulación de la parte continua del modelo MINLP mediante una representación convexa a través de programación semi-definida y/o programación cónica de segundo orden que permita resolver problemas de flujo de potencia óptimo garantizando la unicidad y globalidad de soluciones encontradas.
3. Empleo de algoritmos de optimización discreta para resolver la parte entera del modelo seleccionado con la finalidad de reducir las pérdidas de energía.
4. Comparación de la metodología de optimización propuesta con los resultados de los métodos convencionales reportados en la literatura para el modelo exacto a través de un caso de estudio.

En relación con el segundo objetivo general están:

5. Selección del modelo matemático que represente mejor la integración de BESSs en redes de distribución AC.
6. Adaptación de la formulación del problema de flujo de potencia de períodos múltiples para las redes de distribución AC, incluyendo el modelo lineal de los BESSs.
7. Empleo del algoritmo de optimización para resolver el problema de programación no lineal (NLP) que supone la optimización de la operación de BESSs en redes de distribución AC.
8. Comparación del modelo de optimización propuesto del flujo de potencia de períodos múltiples para la integración de BESSs en redes eléctricas AC con los resultados de métodos convencionales reportados en la literatura para el modelo exacto a través de un caso de estudio.

En relación con el tercer objetivo general están:

9. Selección del modelo matemático que permita resolver el problema de ubicación y dimensionado óptimo de la generación distribuida (*Distributed Generation*, DG) FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC.
10. Formulación de la representación matemática del problema previo considerando la minimización del coste de operación anual total.
11. Empleo de la metodología de optimización propuesta para resolver el problema de la ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC.
12. Comparación de la metodología de optimización propuesta para la ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC, con los resultados de métodos reportados en la literatura especializada.

1.4. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se presentan los distintos trabajos cuyo contenido se ha desarrollado con el fin de alcanzar los objetivos específicos listados en el apartado anterior:

1.4.1. Primer objetivo específico

“Selección del modelo matemático que se adapte mejor a los sistemas de prueba con características de demanda y topología equivalentes a los sistemas actuales, basándose en una revisión bibliográfica de modelos MINLP que gestionen redes de distribución con alta penetración de DERs.”

Como punto de partida, es necesario realizar un estudio del estado del arte sobre los métodos y modelado matemático asociado a la integración óptima de DERs en las redes de distribución. Este estudio tiene como objeto valorar e identificar posibles problemas y soluciones aplicadas a la integración de los DERs en los sistemas de distribución de energía. Dentro de los métodos sobre los que se lleva a cabo el estudio destacan:

- Modelos basados en redes neuronales para la predicción del potencial de generación renovable.
- Metodologías de predicción aplicables a la estimación del potencial de DG y el comportamiento de la demanda.
- Metodologías de optimización que involucren análisis de variables binarias para la ubicación óptima de recursos energéticos distribuidos en sistemas eléctricos.
- Métodos de optimización convexa basados en programación semi-definida y programación cónica de segundo orden para la solución de problemas de flujo de potencia óptimo en redes DC o AC.

Adicionalmente, es necesario disponer de una representación del sistema de distribución de prueba con características equivalentes a las redes eléctricas actuales.

La revisión de los modelos MINLP junto con la presentación del modelo que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran descritos en el primer y segundo punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña and Jesus C. Hernández. A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 176., DOI: 10.3390/electronics10020176.

El problema de la gestión eficiente de DERs integrados en redes de distribución corresponde con la resolución de modelos matemáticos de naturaleza no lineal [51]. Las restricciones de los balances de potencia generan esta naturaleza no linealidad puesto que presentan productos entre variables y funciones trigonométricas. Este problema planteado ha sido resuelto en redes de distribución AC mediante paquetes de optimización comerciales [52], [40], métodos metaheurísticos de optimización, tales como los basados en optimización por enjambre de partículas [19] y algoritmos genéticos [20].

Según se indica en [7], el problema de la gestión eficiente de los DERs se puede simplificar en un problema de flujo de potencia óptimo. A pesar de lo subrayado en [7], se debe tener en cuenta la presencia de la variable temporal en la resolución de método [53].

En [53] se presenta un modelo matemático básico que representa el problema de flujo de potencia óptimo de períodos múltiples en redes de distribución AC [15], [54]. Analizando las ecuaciones de este modelo matemático, se puede concluir que se trata de un modelo operativo, es decir, un modelo donde la ubicación de los DERs (sistemas de almacenamiento energía y generadores de renovables) es conocida [5], [55]. Las variables principales de los DERs son la capacidad de generación renovable del día siguiente (variable estocástica) y los estados de carga de los sistemas de almacenamiento de energía [6].

Las variables de naturaleza estocásticas son aquellas que representan la generación de energía de origen renovable o la demanda de energía eléctrica. En las referencias [6] y [53] se presentan dos métodos en los que se determinan las variables estocásticas mediante la implementación de redes neuronales recursivas. Con estos métodos se estima la potencia de generación renovable de origen FV y eólico, basándose en datos históricos [21]. En [56] se presenta el método del día similar; este método, simple y de fácil implementación, predice las variables estocásticas con errores inferiores al 3%. Consiste en comparar las variables del clima que se proyectan en el día siguiente con un histórico de datos del clima.

En [40] se presenta una formulación matemática del problema de gestión eficiente de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución AC. Adicionalmente, se contempla la presencia de fuentes renovables en redes radiales de distribución. La función objetivo plantea

cuatro posibilidades de optimización: (i) minimización de costes de producción de energía, (ii) minimización de emisión de gases de efecto invernadero, (iii) reducción de pérdidas de energía, y (iv) disminución del error cuadrático en los valores de tensión. Para la resolución e implementación del problema de optimización se emplea el sistema de modelado algebraico general conocido como *GAMS* [50].

En [57] se presenta un modelo de tres etapas para determinar la ubicación y dimensionado óptimo de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución AC. La primera etapa encuentra la ubicación óptima de fuentes de generación renovable. La segunda etapa se encarga de la gestión de los sistemas de almacenamiento de energía. La tercera etapa reconfigura de forma óptima la red de distribución en presencia de fallos con el fin de minimizar la energía no servida. Para la resolución e implementación del problema de optimización se emplean algoritmos genéticos multiobjetivo y algoritmos de optimización por enjambre de partículas.

En [18] se presenta un modelo de optimización cónica de segundo orden para encontrar la ubicación y dimensionado óptimo de los DERs. Se contemplan las variaciones de generación de energía renovable y la minimización del coste total de inversión y operación. Este modelo de optimización garantiza la existencia y unicidad de la solución en un tiempo de computación razonable gracias a su convexidad.

En [53] se presenta un modelo MINLP para optimizar la ubicación y el dimensionado de DG FV. El objetivo de este modelo es la minimización de emisiones de gases de efecto invernadero en las redes de distribución DC. Para la resolución del modelo se emplea el *software* de optimización comercial *GAMS*.

En [58] se presentan combinaciones de múltiples algoritmos de optimización para la ubicación y el dimensionamiento de DG FV en las redes de distribución DC a través de la programación de secuencias cuadráticas [59].

En [60], [61] se presenta un enfoque para la reconfiguración óptima de los sistemas de distribución DC mediante la utilización de aproximaciones convexas y modelos MINLP exactos.

En [62], [63], [64] se presenta la importancia de una adecuada representación de las redes eléctricas utilizando métodos de optimización exactos y metaheurísticos dependiendo de la complejidad del problema.

En [21], [6], [65] se proponen modelos NLP que, mediante aproximaciones convexas, optimizan sistemas de almacenamiento de energía en redes con alta penetración de DERs. Estos modelos utilizan redes neurales artificiales para predecir la generación de potencia activa del día siguiente. Para su resolución se emplea el *software* *GAMS* junto con aproximaciones convexas

del tipo semi-definida y programación cónica de segundo orden.

Tal y como se ha presentado en esta revisión de la literatura científica, se plantean diferentes estrategias para resolver el problema de gestión óptima de DERs en redes de distribución a partir de diferentes métodos de optimización de tipo combinatorio y modelos exactos. Entre algunos de estos modelos se destacan:

- Modelos de programación semi-definida [23], [6].
- Modelos de programación cónica de segundo orden [21], [18].
- Modelos de punto interior no lineal [40], [65].
- Modelos basados en algoritmos genéticos [20].
- Modelos basados en optimización por enjambre de partículas [19].

Por otro lado, destacar que las redes de distribución DC han llamado mucho la atención en los últimos años en la literatura especializada [66], ya que presentan bajos perfiles de tensión [67] y bajas pérdidas de energía [68]. Este tipo de redes de distribución son fácilmente controlables ya que no presentan dependencia de la frecuencia ni de la potencia reactiva [69]. Dentro de los múltiples enfoques de control de las redes de distribución DC se pueden destacar las metodologías de control de los convertidores electrónicos de potencia que interconectan energías renovables [70] y baterías [71], y los enfoques de optimización asociados con la minimización de pérdidas de potencia y el análisis de convergencia de algoritmos para el análisis de flujo de potencia [75].

La optimización de la ubicación y dimensionado de DERs en las redes de distribución DC es un proceso complejo puesto que combina variables enteras y continuas [76]. Las variables continuas están relacionadas con la generación de energía y los perfiles de tensión resultantes, mientras que las variables enteras están relacionadas con la posibilidad de ubicar en un nodo de la red una unidad de DG [77]. La formulación exacta del modelo MINLP está descrita en [77] y se define por las siguientes ecuaciones (1) a (9):

Función objetivo:

$$\min \rho_{loss} = \sum_{\{km\} \in \mathcal{L}} g_{km} (v_k - v_m)^2, \quad (1)$$

sujeto al conjunto de restricciones:

$$p_k^{ss} + p_k^{dg} - p_k^d = v_k \sum_{m \in N} G_{km} v_m, \forall k \in N \quad (2)$$

$$p_{km} = g_{km}(v_k^2 - v_k v_m), \forall \{km\} \in \mathcal{L} \quad (3)$$

$$p_{km}^{min} \leq p_{km} \leq p_{km}^{max}, \forall \{km\} \in \mathcal{L} \quad (4)$$

$$x_k p_k^{gd,min} \leq p_k^{dg} \leq x_k p_k^{dg,max}, \forall k \in N \quad (5)$$

$$v^{min} \leq v_k \leq v^{max}, \forall k \in N \quad (6)$$

$$\sum_{k \in N} p_k^{dg} \leq \alpha \sum_{k \in N} p_k^d, \quad (7)$$

$$\sum_{k \in N} x_k \leq N_{gd}^{ava}, \quad (8)$$

$$x_k \in \{0,1\}, \forall k \in N \quad (9)$$

La ecuación (1) es la función objetivo del problema de optimización [72], [73]; representa la minimización de pérdidas de energía en todas las ramas de la red. Se formula usando la caída de tensión de cada línea y su conductancia. Esta función objetivo está sujeta al conjunto de restricciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario. Las ecuaciones (1) a (9) representan el conjunto de restricciones se describen como:

- La ecuación (2) representa la restricción del balance de potencia de cada nodo de la red, donde se define la relación hiperbólica entre tensión y potencia generada/consumida [74].
- La ecuación (3) define el flujo de potencia como función de la caída de tensión en la línea y su conductancia.
- La ecuación (4) representa la limitación de flujo de potencia que puede ser transportado a través de las líneas.
- La ecuación (5) representa la máxima potencia que puede ser inyectada por una unidad de DG a un nodo.
- La ecuación (6) representa los límites superior e inferior de tensión de cada uno de los nodos de la red. Los límites están regulados por el operador de red.
- La ecuación (7) representa la máxima potencia que puede inyectar una unidad de DG a la red de distribución. La máxima potencia está definida por políticas regulatorias del sector eléctrico.

- La ecuación (8) representa el número máximo de unidades de DG que pueden ser instalados en una red de distribución. Estas limitaciones son definidas por el operador de red.
- La ecuación (9) representa una variable de decisión de naturaleza binaria. Esta variable define la ubicación o no de una unidad de DG en la red de distribución DC.

1.4.2. Segundo objetivo específico

“Reformulación de la parte continúa del modelo MINLP seleccionado mediante una representación convexa a través de programación semi-definida y/o programación cónica de segundo orden que permita resolver problemas de flujo de potencia óptimo garantizando la unicidad y globalidad de soluciones encontradas.”

Una vez que ha sido seleccionado el modelo MINLP en el objetivo anterior, se procede a la reformulación de su parte continua mediante una representación convexa a través de programación semi-definida y/o programación cónica de segundo orden con el objeto de garantizar la existencia de una solución única global.

El proceso de reformulación del modelo MINLP para generar un equivalente cónico entero mixto (*Mixed-Integer Conic*, MI) vía programación cónica de segundo orden (*Second-Order Cone Programming*, SOCP) que genera la aproximación MI-SOCP se encuentra reflejado en el tercer punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña and Jesus C. Hernández. A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 176., DOI: 10.3390/electronics10020176.

El modelo MINLP se reformula en una aproximación MI-SOCP permitiendo la optimización convexa del modelo [21]. La principal ventaja de la programación cónica es poder resolver problemas convexos garantizando una solución única, es decir, un óptimo global de forma fiable y eficiente [78].

El modelo SOCP utiliza una función lineal sobre una región convexa con el objetivo de minimizarla. Por tanto, SOCP es una intersección de un espacio lineal afín y las restricciones cónicas [79].

Para la reformulación del modelo MINLP se emplea el equivalente hiperbólico del producto con dos variables para reescribir las ecuaciones (1) a (3) mediante la representación cónica [80]:

$$y_{km} = v_k v_m, \quad (10)$$

Multiplicando la ecuación (10) por $v_k v_m$ en ambos lados, se obtiene la ecuación (11):

$$\|y_{km}\|^2 = \|v_k\|^2 \|v_m\|^2, \quad (11)$$

Se definen dos variables auxiliares $u_k = \|v_k\|^2$ y $u_m = \|v_m\|^2$, por lo que la ecuación (11) se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\|y_{km}\|^2 = u_k u_m, \quad (12)$$

La ecuación (12) se puede redefinir utilizando su representación hiperbólica:

$$\|y_{km}\|^2 = \frac{1}{4}(u_k + u_m)^2 - \frac{1}{4}(u_k - u_m)^2 \quad (13)$$

$$4\|y_{km}\|^2 + \|u_k - u_m\|^2 = \|u_k + u_m\|^2 \quad (14)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2y_{km} \\ u_k - u_m \end{array} \right\| \leq u_k + u_m \quad (15)$$

Reescribiendo la restricción de desigualdad (15) para recuperar las variables originales como $y_{kk} = u_k$ y $y_{mm} = u_m$, se obtiene la ecuación (16):

$$\left\| \begin{array}{c} 2y_{km} \\ y_{kk} - y_{mm} \end{array} \right\| \leq y_{kk} + y_{mm} \quad (16)$$

La formulación exacta de MINLP (1) a (9) se puede reescribir como el conjunto de ecuaciones (17) a (25), que corresponden a la reformulación MI-SOCP para abordar el problema de ubicación y dimensionamiento de fuentes de energía en redes de distribución DC.

Función objetivo:

$$\min \rho_{loss} = \sum_{\{km\} \in \mathcal{L}} g_{km}(y_{kk} - 2y_{km} + y_{mm}) \quad (17)$$

sujeto al conjunto de restricciones:

$$p_k^{ss} + p_k^{dg} - p_k^d = \sum_{m \in N} G_{km} y_{km}, \forall k \in N \quad (18)$$

$$p_{km} = g_{km}(y_{kk} - y_{km}), \forall \{km\} \in \mathcal{L} \quad (19)$$

$$p_{km}^{min} \leq p_{km} \leq p_{km}^{max}, \forall \{km\} \in \mathcal{L} \quad (20)$$

$$x_k p_k^{gd,min} \leq p_k^{dg} \leq x_k p_k^{dg,max}, \forall k \in N \quad (21)$$

$$(v^{min})^2 \leq y_{kk} \leq (v^{max})^2, \forall k \in N \quad (22)$$

$$\sum_{k \in N} p_k^{dg} \leq \alpha \sum_{k \in N} p_k^d, \quad (23)$$

$$\sum_{k \in N} x_k \leq N_{gd}^{ava}, \quad (24)$$

$$x_k \in \{0,1\}, \forall k \in N \quad (25)$$

La principal característica de la formulación MI-SOCP propuesta, definida en las ecuaciones (17) a (25), es que garantiza alcanzar el óptimo global si se resuelve mediante el método B&B puesto que cada nodo explorado es convexo, es decir, garantiza tener una solución única.

1.4.3. Tercer objetivo específico

“Empleo de algoritmos de optimización discreta para resolver la parte entera del modelo seleccionado con la finalidad de reducir las pérdidas de energía.”

Una vez reformulado el modelo MINLP en la aproximación MI-SOCP es necesario abordar diferentes estrategias para resolverlo. Se plantean una serie de métodos de resolución con el objeto de reducir las pérdidas de energía. Adicionalmente, se describen los sistemas de distribución de prueba con características típicas de las redes eléctricas actuales con el objeto de implementar y comparar los algoritmos de optimización. Estos dos puntos objeto de análisis en el desarrollo de la presente tesis se encuentra en el cuarto y quinto punto de la siguiente publicación, respectivamente:

Federico Molina-Martín, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña and Jesus C. Hernández. A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 176., DOI: 10.3390/electronics10020176.

Como se ha mencionado en el segundo objetivo específico, la aproximación MI-SOCP es un subcampo de la optimización convexa que utiliza modelos de optimización compuestos de restricciones lineales afines y cónicas [79]-[82]. Este tipo de modelo ha sido estudiado ampliamente por diferentes autores. En [83], se presenta una introducción general de MI-SOCP y una extensa lista de aplicaciones. En [84], [85] se presenta de forma más detallada la optimización convexa.

Existen diversos algoritmos que permiten resolver de manera eficiente este tipo de modelos MI-SOCP en el orden de microsegundos. Los autores de [79] presentan una descripción de las propiedades generales, la teoría de la dualidad y los métodos del punto interior aplicados a los problemas MI-SOCP. Las técnicas de punto interior han sido los métodos más populares para resolver los problemas MI-SOCP ofreciendo buenas propiedades de convergencia teórica [86] y un rendimiento computacional eficiente en validaciones numéricas, como SeDuMi [87] y SDPT3 [88].

El problema de la ubicación y dimensionado óptimo de DERs en redes de distribución DC se puede abordar con una combinación de la formulación MI-SCOP y el algoritmo *Branch And Bound* (B&B). Este método de optimización se beneficia de las propiedades de los problemas SOCP que presentan convexidad y una rápida convergencia de los métodos de punto interior [89], y garantiza la búsqueda de la solución global óptima en cada nodo.

En [90] se demuestra que, para el caso de los problemas de flujo de potencia óptima, la solución óptima del modelo original de programación no lineal (*Nonlinear Programming*, NLP) es la misma que se alcanza mediante aproximaciones cónicas. Existen múltiples modelos NLP donde se utilizan pocas variables. Algunos ejemplos de ello son el caso de la estimación paramétrica en módulos FV [91], transformadores monofásicos [92] o motores de inducción [93], en los que no es posible obtener cónicas equivalentes. La principal limitación de la programación cónica es su aplicación a modelos NLP que solo contienen productos entre variables continuas.

Para poder realizar la comparación de diferentes métodos de resolución es necesario disponer de una representación del sistema de distribución de prueba con características típicas de las redes eléctricas actuales. En la literatura se han presentado y estudiado estos sistemas de prueba para el caso de modelos MINLP [77] y métodos heurísticos [68]. El testeo computacional de la reformulación propuesta MI-SOCP se realiza en dos sistemas de distribución DC de prueba convencionales. Los sistemas de prueba están formados por 21 y 69 nodos respectivamente. A continuación, se resume brevemente sus datos principales:

- Sistema de 21 nodos: se trata de un sistema de distribución DC formado por 20 líneas y 21 nodos en topología radial y la posibilidad de ubicar tres unidades de DG (cada DG tiene una potencia de 1,5 pu y una inyección de potencia activa admisible del 60%). En el nodo 1 se ubica una fuente controlada de tensión de 1,00 pu [68]. El resto de parámetros eléctricos de este sistema se presentan en [94].
- Sistema de 69 nodos: se trata de un sistema de distribución formado por 68 líneas y 69 nodos en topología radial y la posibilidad de ubicar tres unidades de DG (cada DG tiene una potencia de 1,2 pu y una inyección de potencia activa admisible del 60%). En el nodo 1 se ubica una fuente controlada de tensión de 12,66 kV [47]. Se considera una adaptación de este sistema de prueba a DC como se presenta en [68], [95] y [94]. El resto de los parámetros eléctricos de este sistema se presentan en [47].

1.4.4. Cuarto objetivo específico

“Comparación de la metodología de optimización propuesta con los resultados de los métodos convencionales reportados en la literatura especializada para el modelo exacto a través de un caso de estudio.”

Este objetivo trata de plantear una comparación de la solidez y eficacia numérica del método MI-SCOP propuesto frente a los múltiples métodos de resolución MINLP disponibles en el paquete de optimización GAMS [50]. Los sistemas de distribución de prueba descritos en el apartado anterior sirven de base para la implementación y comparación de algoritmos. La implementación computacional del modelo de optimización basado en la formulación MI-SOCP se lleva a cabo en MATLAB 2020a [49] con la ayuda del paquete CVX [96] y el método de resolución MOSEK.

La comparación de resultados obtenidos con diferentes metodologías de optimización que se han presentado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra en el sexto punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martín, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña and Jesus C. Hernández. A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 176., DOI: 10.3390/electronics10020176.

Los métodos de resolución utilizados para la comparación son:

- Sistema de prueba de 21 nodos: ALPHAECP, ANTIGONE, BARON, BONMIN, DICOPT, SBB y el método propuesto MI-SOCP.
- Sistema de prueba de 69 nodos: ALPHAECP, BARON, BONMIN, COUENNE, DICOPT, SBB y el método propuesto MI-SOCP.

Todos los métodos de resolución utilizados en el sistema de prueba de 21 nodos alcanzan la misma solución numérica, incluido el método MI-SOCP propuesto. Sin embargo, en el sistema de prueba de 69 nodos, la reformulación MI-SOCP propuesta encuentra la solución global con la menor pérdida de energía. El método BONMIN también es capaz de alcanzar esta solución, mientras que las otras herramientas de optimización en GAMS quedan atrapadas en soluciones locales.

Cabe la pena mencionar que el método de resolución ANTIGONE alcanza la solución global para el sistema de prueba de 21 nodos, pero falla en el sistema de prueba de 69 nodos puesto que no puede encontrar una combinación de tres nodos para minimizar las pérdidas de energía.

En términos de pérdida de energía, la mejora obtenida para el sistema de prueba de 21 nodos, respecto al caso base (0,2760 pu), es de aproximadamente 88,91%; para el sistema de prueba de 69 nodos, respecto al caso base (1,5385 pu), es de aproximadamente 97,31%.

Los métodos de resolución analizados permiten mejoras superiores en la pérdida de energía al 90%. La mejor solución es alcanzada por el método BONMIN y el método MI-SOCP propuesto. La solución que presenta peores resultados es la del método COUENNE.

Con el fin de demostrar que, las soluciones encontradas por el método MI-SOCP propuesto se corresponden con la solución de óptimo global, se han evaluado todas las posibles combinaciones de las tres unidades de DG FV constante para los sistemas de prueba de 21 y 69 nodos. Se ha verificado que mediante el método MI-SOCP propuesto se obtienen las soluciones globales para ambos sistemas de prueba.

Una vez estudiado el comportamiento del método MI-SOCP para hallar las soluciones de los sistemas de prueba bajo condiciones con pico de carga, se estudia el comportamiento del método MI-SOCP para condiciones variables de carga/generación en el tiempo. Para definir esta variación diaria, se considera una curva de demanda y generación FV variable en el tiempo. Se trabaja con el sistema de prueba de 69 nodos, con desde uno a tres generadores FV distribuidos sin limitación. Por lo tanto, el nuevo problema que se plantea es la capacidad de la reformulación MI-SOCP propuesta para ubicar y dimensionar DG renovable FV en redes de distribución DC.

En el caso de un generador FV, se reducen las pérdidas de energía diarias en aproximadamente un 31,73%. Sin embargo, en el caso de tres generadores se reducen en alrededor del 34,25%. La diferencia entra ambas corresponde con 46,2832 kWh/día, resultado que no justifica el incremento de 1000 kWp de DG FV.

El tiempo de computación es otro factor relevante a tener en cuenta a la hora de comprobar la eficacia de un método de resolución. Este tiempo cuando se aplica el método MI-SOCP a múltiples períodos aumenta en función del número de unidades de DG FV a ubicar. En el caso de un generador FV existen 68 opciones nodales, mientras que en el caso de tres generadores existen 50.116 combinaciones.

Los resultados numéricos obtenidos confirman la solidez y eficacia de la reformulación MI-SOCP propuesta para ubicar y dimensionar unidades de DG renovables en redes de distribución DC durante uno o múltiples períodos. Sin embargo, el software GAMS se queda atrapado en soluciones óptimas locales, no alcanzando así las soluciones óptimas globales.

1.4.5. Quinto objetivo específico

“Selección del modelo matemático que mejor represente la integración de BESSs en redes eléctricas de corriente alterna.”

Como punto de partida, es necesario realizar un estudio del estado del arte sobre los métodos y modelado matemático asociado a la integración óptima de BESSs en las redes de distribución AC. Este estudio tiene como objeto valorar e identificar posibles problemas y soluciones a dicha integración. Dentro de los métodos sobre los que se lleva a cabo el estudio destacan:

- Modelos de programación lineal para BESSs.
- Modelos NLP y no convexos para BESSs.
- Metodologías de optimización multiobjetivo.

La revisión de modelos junto con la presentación del modelo que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran descritos en el primer punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña, Jesus C. Hernández and Carlos A. Ramírez-Vanegas. Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS. *Electronics* 2021, 10, 1002, DOI: 10.3390/electronics10091002.

Las referencias [41], [43] analizan el problema del funcionamiento óptimo de BESSs en la red de distribución mediante modelos de programación lineal, no lineal y, no convexos [20]. En la revisión de la literatura científica, en general, estos modelos se emplean para operar los BESSs, junto con otras fuentes de energía renovables, en los sistemas de energía desde el punto de vista de despacho económico.

En [41] se presenta un modelo nodal único para la optimización de baterías en microrredes AC. El modelo de programación lineal resultante se resuelve utilizando el *software* CPLEX [97]. Los resultados numéricos muestran el efecto de la carga y la generación renovable sobre el estado de carga e inyección/absorción de energía de la batería.

En [98] se presenta un modelo MINLP que minimiza el coste de la instalación e incluye adicionalmente la influencia del pico de energía demandada y los costes de energía, con el objetivo de extender la vida útil de la batería. El modelo propuesto utiliza una representación nodal única y su solución se alcanza mediante el paquete de optimización GAMS [50].

En [25], [43], [99], [100], [101] se presentan modelos de programación lineal y programación

lineal entera para la instalación y funcionamiento de BESSs en redes de distribución utilizando el equivalente DC del problema con un flujo de potencia DC. Los objetivos principales de estas publicaciones son la minimización de costes de inversión en nuevas líneas de transmisión y, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por las fuentes térmicas convencionales. La mayoría de estos modelos se resuelven mediante el *software* GAMS [50].

Las referencias [40], [102], [103] evalúan el modelo de flujo de potencia óptimo AC multi-período para el funcionamiento de BESSs. Se considera una curva de demanda diaria y, la penetración de generación renovable incluye la capacidad de potencia aparente en los convertidores electrónicos que interconectan los BESSs.

En [20] se propone un modelo NLP, con variables continuas y enteras, para la instalación y funcionamiento de baterías en redes de distribución que persiguen reducir las pérdidas durante la operación diaria. El modelado de las baterías se realiza en base a un comportamiento binario donde la inyección de potencia está fijada respecto a unos máximos y mínimos. La solución de este modelo se alcanza mediante la implementación del algoritmo genético Chu-Beasley.

En [24] se propone un enfoque de optimización para la ubicación y operación de BESSs y unidades de DG en redes de distribución de media y baja tensión. Se utiliza un enfoque de optimización híbrido que combina un método de simulación en la etapa de planificación y una descomposición cónica en la etapa de operación. Se proponen tres sistemas de prueba de 11, 135 y 230 nodos, respectivamente, para validación, considerando la minimización de costes de inversión, operación y mantenimiento durante la etapa de planificación. Los resultados numéricos demuestran la eficacia y solidez del enfoque planteado respecto a la etapa de planificación. Sin embargo, no se consideran términos relacionados con el impacto ambiental asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, debido al empleo de métodos heurísticos en la etapa de planificación, no queda garantizado el encontrar el óptimo global.

Por otro lado, la generación renovable depende en gran medida de las condiciones meteorológicas asociadas a la radiación solar y la temperatura de las unidades FV, lo que afecta a la operación de la red, provocando incrementos en los costes operativos, bajos perfiles de voltaje [67] y altas pérdidas de energía [102]. Es necesario disponer de una previsión adecuada a corto plazo con el fin de estimar la producción de energía renovable. En la literatura especializada se proponen algunos enfoques para predecir este comportamiento como la lógica difusa [104], los métodos de optimización estocástica [105], la aproximación del día similar [106] y las redes neuronales artificiales [6], [102]. La aplicación de las redes neuronales artificiales cubre una amplia gama de problemas como la clasificación de patrones [107], aproximaciones de las funciones [108], agrupamiento [109] y pronóstico de datos [110]. La metodología propuesta en

[102] para predecir la generación de energía renovable en operación diaria es la seleccionada. De ella se extrae la información utilizada para la predicción del comportamiento de las unidades FV y viento.

1.4.6. Sexto objetivo específico

“Adaptación de la formulación del problema de flujo de potencia de períodos múltiples para las redes de distribución AC, incluyendo el modelo lineal de los BESSs.”

Una vez que ha sido seleccionado el modelo matemático para la integración de BESSs en redes eléctricas AC, se procede a la adaptación para una formulación del problema de flujo de potencia de períodos múltiples en redes de distribución radiales AC. Este proceso de adaptación planteado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra reflejado en el segundo punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña, Jesus C. Hernández and Carlos A. Ramírez-Vanegas. Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS. *Electronics* 2021, 10, 1002, DOI: 10.3390/electronics10091002.

Es importante resaltar que se estudia el problema de operación óptima de BESSs en redes AC como un problema de NLP. Se lleva a cabo la reformulación del problema de flujo de potencia propuesto por Farivar y Low, se extiende al dominio de periodos múltiples y se incluye el modelo lineal de las baterías [111]. A continuación, se presenta resumidamente la formulación del problema de NLP.

En este estudio, cuando se analiza la operación de un BESS en redes de distribución AC, se consideran dos funciones objetivo: la minimización de las emisiones de CO₂, es decir, gases de efecto invernadero (26) y, los costes diarios de las pérdidas (27). Estas funciones objetivo se definen como:

$$\min z_1 = CO_2^{emissions} \sum_{t \in T} \sum_{i \in N} p_{0i,t}, \quad (26)$$

$$\min z_2 = C_{ave}^{energy} \sum_{t \in T} \sum_{ij \in \mathcal{L}} R_{ij} I_{ij,t}^2, \quad (27)$$

El conjunto de restricciones subsiguientes está asociado por un lado a las ecuaciones convencionales del flujo de potencia y, por otro lado, a las características de operación de la batería. Así, las ecuaciones (28) - (31) presentan las restricciones asociadas a las ecuaciones convencionales del flujo de potencia formuladas mediante un modelo de ramas [112]:

$$p_{ij,t} - R_{ij}I_{ij,t}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} p_{jk,t} = P_{j,t} - p_{j,t}^{dg} - p_{j,t}^b, \quad (28)$$

$$\{j \in N, t \in T\}$$

$$q_{ij,t} - X_{ij}I_{ij,t}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} q_{jk,t} = Q_{j,t} - q_{j,t}^{dg} - q_{j,t}^b, \quad (29)$$

$$\{j \in N, t \in T\}$$

$$V_{j,t}^2 = V_{i,t}^2 - 2(R_{ij}p_{ij,t} + X_{ij}q_{ij,t}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)I_{ij,t}^2, \quad (30)$$

$$\{(i,j) \in \mathcal{L}, t \in T\}$$

$$I_{ij,t}^2 = \frac{p_{ij,t}^2 + q_{ij,t}^2}{V_{i,t}^2}, \quad (31)$$

$$\{(i,j) \in \mathcal{L}, t \in T\}$$

Las ecuaciones (28) y (29) representan las restricciones del balance de potencia en cada nodo de la red, exceptuando la fuente controlada en tensión. La ecuación (30) define la caída de tensión en cada rama de la red, y la ecuación (31) define la relación hiperbólica entre tensión y potencia.

El conjunto de restricciones de (28) - (31) es no lineal y no convexo debido a la presencia de variables cuadradas asociadas con tensión, corriente y potencia. Sin embargo, la principal dificultad de este modelo se corresponde con (31), puesto que define la relación hiperbólica entre tensión y potencia [42].

Las restricciones asociadas a las características de la batería, las capacidad de elementos y los límites de regulación de tensión se describen en (32) - (38). Así, la ecuación (32) determina la relación lineal entre el estado de carga y la inyección/absorción de potencia en cada BESS [41]. Las restricciones (33) - (35) definen el círculo de potencia aparente de la batería y, los límites máximo y mínimo asociados a la inyección/absorción de potencia activa y el estado de carga, respectivamente. Las restricciones (36) y (37) definen los límites de DG con respecto a la generación aparente y activa. Finalmente, la restricción (38) se conoce como la regulación de tensión, que define las variaciones de tensión admisibles en todos los nodos de la red.

$$soc_{j,t}^b = soc_{j,t-1}^b - \varphi_j^b p_{j,t}^b \Delta T, \{t \in T, j \in N\}, \quad (32)$$

$$(p_{j,t}^b)^2 + (q_{j,t}^b)^2 \leq (s_j^{b,max})^2, \{t \in T, j \in N\}, \quad (33)$$

$$p_{j,t}^{b,min} \leq p_{j,t}^b \leq p_{j,t}^{b,max}, \{t \in T, j \in N\}, \quad (34)$$

$$soc_j^{b,min} \leq soc_j^b \leq soc_j^{b,max}, \{t \in T, j \in N\}, \quad (35)$$

$$p_{j,t}^{gd,min} \leq p_{j,t}^{gd} \leq p_{j,t}^{gd,max}, \{t \in T, j \in N\}, \quad (36)$$

$$(p_{j,t}^{gd})^2 + (q_{j,t}^{gd})^2 \leq (s_j^{gd,max})^2, \{t \in T, j \in N\}, \quad (37)$$

$$V_{j,t}^{min} \leq V_{j,t} \leq V_{j,t}^{max}, \{t \in T, j \in N\}, \quad (38)$$

1.4.7. Séptimo objetivo específico

“Empleo del algoritmo de optimización para resolver el problema de programación no lineal (NLP) que supone la optimización de la operación de BESSs en redes de distribución AC.”

El empleo de la metodología de resolución del problema de NLP y la descripción de los sistemas de prueba para la validación de la operación multiobjetivo de los BESSs utilizada durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran reflejados en el tercer y cuarto punto de la siguiente publicación, respectivamente:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña, Jesus C. Hernández and Carlos A. Ramírez-Vanegas. Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS. *Electronics* 2021, 10, 1002, DOI: 10.3390/electronics10091002.

El *software* GAMS ha sido seleccionado para resolver el modelo NLP propuesto y definido en las ecuaciones (26)-(38). Este *software* permite resolver diferentes problemas de optimización de un solo objetivo a través de programación lineal, NLP y, en general, modelos MINLP [25]. Su potencial para resolver problemas de optimización está ampliamente referenciado en la literatura científica. El problema de la ubicación y dimensionado óptimo de DG en redes AC está presentado en las referencias [113] - [117]. En las referencias [118] - [120] se estudian la planificación de redes de distribución. En las referencias [121] - [123] se aborda el problema de la ubicación óptima de bancos de condensadores en tales redes. En las referencias [25], [40], [102], [124] se aborda el problema de la ubicación y funcionamiento óptimo de BESSs en redes de distribución. En las referencias [125] - [127] se presentan diferentes plantas de generación osmótica eficiente. En las referencias [25], [128] se presenta el despacho económico de centrales térmicas en sistemas eléctricos. Finalmente, las referencias [129] - [131] aborda la solución de problemas generales de ingeniería mediante GAMS.

Para resolver el problema de NLP propuesto es necesario adaptar el *software* GAMS mediante el enfoque de factores de ponderación [132], [133]. Los pasos principales [130] a seguir para esta adaptación del *software* GAMS son:

- Definir los conjuntos asociados a los grupos de variables del problema, es decir, el conjunto de períodos de tiempo T , el conjunto de nodos N y el conjunto de ramas L .
- Definir los escalares, los parámetros (vectores) y las tablas (matrices), es decir, las demandas de potencia activa y reactiva, las resistencias e inductancias de las líneas, y los límites máximos y mínimos de las variables.
- Definir las variables y su naturaleza, es decir, continua, binaria o discreta.

- Definir la formulación matemática de estas ecuaciones del modelo de optimización utilizando una estructura simbólica.
- Seleccionar la dirección de la optimización (minimización), y la naturaleza del problema que se va a resolver (NLP).

Una vez que se ha adaptado el *software* GAMS, se presentan los sistemas de distribución de prueba donde se valida la operación multiobjetivo de los BESSs en redes de distribución de prueba. El primer sistema de prueba corresponde al sistema IEEE de 33 nodos y el segundo al sistema IEEE de 69 nodos. A continuación, se resume brevemente sus datos principales:

- Sistema IEEE 33: se trata de un sistema de distribución AC formado por 33 nodos y 32 líneas de distribución en topología radial. En el bus 1 se ubica una subestación de 12,66 kV. Se trata de una red de distribución ubicada en una zona rural, donde la subestación principal corresponde a un generador diésel [103]. El consumo pico del sistema se estima en 3715 kW y 2300 kVar.
 - Cuatro unidades de DG se han integrado en el sistema: dos de ellas FV y dos eólicas. El comportamiento de la generación renovable se ha obtenido mediante el uso de una red neuronal artificial que predice la generación diaria considerando un año de datos históricos [117].
 - En relación con la ubicación y dimensionado de los BESSs, se considera la existencia de tres baterías [103]. La definición de la ubicación de las baterías parte de la solución de [124] que define los tipos de baterías A–C ubicados en los nodos 6, 14 y 31, respectivamente.
 - La evaluación de las funciones objetivo considera que el generador diésel emite alrededor de 612,35 kg/MWh y que el coste promedio de energía es de 0,139 US\$ [102].
- Sistema IEEE 69: se trata de un sistema de distribución DC formado por 69 nodos y 68 líneas de distribución en topología radial. En el bus 1 se ubica una subestación funcionando a 12,66 kV. Se trata de una red de distribución ubicada en una zona rural, donde la subestación principal corresponde a un generador diésel [103]. El consumo pico del sistema se estima en 3890,70 kW y 2693,6 kVar.
 - Cuatro unidades de DG se han integrado en el sistema: dos de ellas FV y dos eólicas.
 - Un BESS adicional se ha considerado en relación con los BESSs integrados en el sistema IEEE-33 [103]. La ubicación de los BESSs, tipos A–D, está en los nodos 9, 16, 40, 64, respectivamente.

1.4.8. Octavo objetivo específico

“Comparación del modelo de optimización propuesto del flujo de potencia de períodos múltiples para la integración de BESSs en redes eléctricas AC con los resultados de los métodos convencionales reportados en la literatura especializada para el modelo exacto a través de un caso de estudio.”

La comparación de resultados obtenidos con diferentes metodologías de optimización que se han presentado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en el quinto punto de la siguiente publicación:

Federico Molina-Martin, Oscar Danilo Montoya, Luis Fernando Grisales-Noreña, Jesus C. Hernández and Carlos A. Ramírez-Vanegas. Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS. *Electronics* 2021, 10, 1002, DOI: 10.3390/electronics10091002.

La implementación computacional del enfoque de optimización multiobjetivo propuesto para la operación de BESSs en redes de distribución AC, teniendo en cuenta la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero en contraposición con los costes de pérdidas se lleva a cabo utilizando el entorno de optimización GAMS.

Para la construcción de los frentes de Pareto se utiliza la metodología de factores de ponderación que combina ambas funciones objetivo de la siguiente manera: $z_{comb}^m = \vartheta z_1 + (1 - \vartheta)z_2$, donde $\vartheta = m/20$ es el factor de ponderación, m es el número de evaluaciones de funciones objetivas combinadas y ϑ determina el número de soluciones contenidas en el frente de Pareto.

En el sistema IEEE 33 se estudian los siguientes casos de estudio en la conformación del frente de Pareto: (i) efecto del control de tensión en la subestación; (ii) efecto de la compensación de reactiva con convertidores de batería; y (iii) efecto de la variación de generación renovable. No obstante, en el sistema IEEE 69, para evitar repetir este análisis previo, sólo se evalúa el funcionamiento de las baterías con factores de potencia unitario y variable, dado que los generadores operan en su condición nominal.

En primer lugar, se estudia el efecto del control de la tensión en la subestación sobre el sistema IEEE 33 mediante dos casos de estudio. En el primer caso se considera que la subestación está controlada en tensión a 1.00 pu. Mientras que el segundo caso se deja libre dicha magnitud pudiendo variar entre un valor mínimo v_{min} y un máximo v_{max} .

Se observa que el efecto principal del mantenimiento de la tensión está relacionado con el incremento en el costo diario de las pérdidas. Sin embargo, cuando se analizan las emisiones de CO₂ se observa que la diferencia promedio es menor a 0,0500 toneladas/día. Estos resultados demuestran la naturaleza multiobjetivo del problema de funcionamiento óptimo de BESSs en redes de distribución AC; así la mejora de uno de los objetivos implica el deterioro del otro. Las soluciones que se encuentran en el área intermedia de Pareto son las más atractivas para ser seleccionadas por parte del operador de la red de distribución al garantizar de forma promedio ambos objetivos.

En segundo lugar, se estudia el efecto de compensación de reactiva con convertidores de batería sobre el sistema IEEE 33. Se considera que la subestación tiene una tensión libre y que las baterías pueden soportar potencia reactiva con sus convertidores asumiendo que las unidades de DG siguen trabajando con factor de potencia unitario [130].

Se observa que la inyección de potencia reactiva por parte de las baterías permite la reducción de costes de operación en alrededor de 70 US\$/día; esto representa un beneficio aproximado del 54%. Adicionalmente, se subraya como los BESSs operan con diferentes perfiles de carga/descarga a lo largo del día dependiendo de la función objetivo priorizada (minimización de emisiones o minimización de costes). En el caso de priorizar la minimización de costes, los BESSs proporcionan energía de manera más o menos estable durante ciertos períodos de tiempo. En el otro caso, se producen mayores variaciones en la energía gestionada por los BESSs. Esta diferencia es atribuible al comportamiento de la demanda y a la disponibilidad de recursos renovables. La demanda tiene dos picos principales que requieren de la inyección de energía adicional proveniente de los BESSs con el fin de minimizar la energía de la fuente convencional, directamente relacionada con la emisión de CO₂.

En tercer lugar, se estudia el efecto de la variación de energía renovable sobre el sistema IEEE 33 motivada por la naturaleza estocástica del recurso primario, es decir, la velocidad del viento y la radiación solar. Se propone el caso donde la energía activa inyectada proveniente de los recursos renovables varía del 50% al 100%. Se considera un factor de potencia unitario en la generación renovable, e inyecciones de potencia activa y reactiva provenientes de los BESSs, además de un comportamiento libre en la tensión.

Se observa que, dependiendo de la disponibilidad del recurso renovable durante el día, el frente de Pareto puede estar muy restringido. Adicionalmente, se detecta como aumenta la potencia activa del recurso renovable y el comportamiento del frente de Pareto, respecto a las emisiones de CO₂, presenta mayores diferencias en sus extremos. Este fenómeno muestra la importancia en la toma de decisiones sobre la operación de la red de distribución por parte de la empresa

distribuidora cuando aumenta la potencia renovable a gestionar. Finalmente, el mayor efecto asociado a la disponibilidad de generación renovable corresponde naturalmente a la cantidad de emisiones de CO₂, puesto que esta variable está directamente relacionada con la inyección de energía total en la subestación. Por tanto, se concluye que los BESSs pueden controlar mejor las pérdidas de energía en la red al depender éstas de la caída de tensión en las líneas. Mientras que en el caso de las emisiones de efecto invernadero dependen directamente del uso del generador diésel.

Por último, en el sistema IEEE 69 se estudia el efecto de la variación de la energía renovable. Se considera que el control de tensión en la subestación es libre y oscila entre 0,90 pu a 1,10 pu. Bajo este planteamiento, se observa que la diferencia entre las soluciones extremas en el frente de Pareto implica que, dependiendo del operador de la red de distribución, los indicadores diarios pueden reducirse hasta seleccionar estos valores en función del punto operativo. Además, las soluciones más atractivas para minimizar ambas funciones objetivo se encuentran en la región intermedia del frente de Pareto.

1.4.9. Noveno objetivo específico

“Selección del modelo matemático que permita resolver el problema de ubicación y dimensionado óptimo de la generación distribuida DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC.”

Como punto de partida, es necesario realizar un estudio del estado del arte sobre los métodos y modelado matemático asociado a la integración óptima de la DG FV en las redes de distribución con operación tanto en AC como DC. Este estudio tiene como objeto valorar e identificar posibles problemas y soluciones aplicadas a la integración de la DG FV.

La revisión de modelos junto con la presentación del modelo que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran descritos en el primer punto de la siguiente publicación:

Cortés-Caicedo, Brandon, **Federico Molina-Martin**, Luis F. Grisales-Noreña, Oscar D. Montoya, and Jesús C. Hernández. 2022. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm. *Sensors* 22, no. 3: 851. <https://doi.org/10.3390/s22030851>

En la literatura especializada es posible encontrar diferentes enfoques de optimización que tratan el problema de ubicación y dimensionado de la DG en redes de distribución. Algunos de estos enfoques son:

- Algoritmos genéticos [114].
- Optimización por enjambre de partículas [134].
- Optimización basada en aprendizaje-enseñanza [135].
- Aprendizaje incremental basado en la población [136].
- Algoritmo de búsqueda de vórtice [47].
- Algoritmo seno-coseno discreto [82].
- Optimización de flora artificial caótica [137].
- Técnica de reducción de área [138].
- Optimizador mejorado de Harris Hawks [139].
- Enfoques matemáticos en GAMS [140], [116].

La principal característica de los métodos de optimización descritos anteriormente es el diseño de un esquema de optimización basado en etapas maestro-esclavo para resolver el problema, normalmente minimizando pérdidas de energía, para una condición particular de demanda dada.

Sin embargo, esta condición no replica la realidad dado que la demanda y generación renovable tienen un comportamiento diario dinámico [46].

Siguiendo el planteamiento descrito anteriormente, en esta tesis se propone la metodología maestro-esclavo [46] para resolver el problema. En particular, el algoritmo utilizado en la etapa maestra es el algoritmo DCVSA. Este algoritmo determina la ubicación y dimensionado de la DG FV. Adicionalmente, el algoritmo de la etapa esclava es el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo. Este método determina el coste de operación anual. Sin embargo, la principal diferencia con los enfoques previos es la consideración de las curvas esperada de generación y demanda diaria, la tasa de crecimiento de la demanda, así como la tasa esperada de retorno de la inversión por parte de la empresa de servicios públicos, entre otros aspectos.

En la literatura especializada existen investigaciones que han abordado el problema multi-período en redes de distribución con energías renovables. Algunos incluyen la ubicación y dimensionado de fuentes FV en sistemas DC para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo resueltos en GAMS a partir del modelo MINLP [141]. Otros métodos utilizados para minimizar las pérdidas de energía en este mismo contexto se basan en algoritmos metaheurísticos híbridos [142]. La ubicación y dimensionado de DG eólica contempló la posibilidad de inyectar reactiva para minimizar las pérdidas de energía en [117] utilizando GAMS. En [143] se analiza la optimización de ubicación, dimensionado, además del factor de potencia, para la DG que minimiza las pérdidas de energía basándose en el algoritmo de evolución diferencial.

La ubicación y dimensionado de la DG FV que minimiza las pérdidas de energía utilizando el modelo MINLP se resuelve en [144] utilizando CVX de MATLAB. Este mismo problema se analiza en [145], [146] teniendo en cuenta la incertidumbre y naturaleza estocástica de la DG FV. En [147] se presenta la aplicación del algoritmo metaheurístico de Newton desarrollado recientemente para la resolución del problema de la ubicación óptima de la DG FV teniendo en cuenta costes operativos y de inversión. En la referencia [148] se propone la aplicación de la versión discreta-continua del algoritmo genético de Chu y Beasley. Ambos artículos se han tomado como referencia en este estudio puesto que son los dos únicos referentes que analizan los aspectos previos en las redes de distribución en los últimos años.

1.4.10. Décimo objetivo específico

“Formulación de la representación matemática del problema previo considerando la minimización de coste de operación anual total.”

Una vez que ha sido seleccionado el modelo, se procede a formular matemáticamente el problema de ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC, considerando la minimización del coste anual de operación durante el periodo de vida útil de la instalación renovable. La formulación matemática utilizada durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en el segundo punto de la siguiente publicación:

Cortés-Caicedo, Brandon, **Federico Molina-Martin**, Luis F. Grisales-Noreña, Oscar D. Montoya, and Jesús C. Hernández. 2022. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm. *Sensors* 22, no. 3: 851. <https://doi.org/10.3390/s22030851>

El problema analizado se puede representar a través de un modelo MINLP. Las variables binarias del problema están relacionadas con la ubicación de las unidades de DG FV. Por otro lado, las variables continuas de decisión son proporcionadas por la solución del flujo de potencia, que corresponde con un problema no lineal [149], [150]. El modelo completo de optimización se formular en el dominio complejo para simplificar el proceso de optimización a partir del algoritmo DCVSA planteado [46].

Cuando se tiene un flujo de potencia dinámico junto con la integración de unidades de DG FV en una red de distribución, el interés se centra normalmente en minimizar el coste total asociado a energía gestionada en el nodo raíz que conecta con la transmisión o subtransmisión [102]. Por tanto, la función objetivo está compuesta por costes de compra de energía junto con costes de inversión en unidades FV, incluidos costes de mantenimiento. La formulación de la función objetivo se presenta en las ecuaciones (39) a (41).

$$\min A_{cost} = f_1 + f_2 \quad (39)$$

$$f_1 = C_{kWh} T \left(\frac{t_a}{1 - (1 + t_a)^{-N_t}} \right) \text{real} \left(\sum_{h \in H} \sum_{k \in N} s_{k,h}^{cg} \Delta h \right) \left(\sum_{t \in T} \left(\frac{1 + t_e}{1 + t_a} \right)^t \right), \quad (40)$$

$$f_2 = C_{pv} \left(\frac{t_a}{1 - (1 + t_a)^{-N_t}} \right) \text{real} \left(\sum_{k \in N} s_k^{pv} \right) + C_{O\&MT} \text{real} \left(\sum_{h \in H} \sum_{k \in N} s_{k,h}^{pv} \Delta h \right), \quad (41)$$

A continuación, se define el conjunto de restricciones del problema que representan las diferentes limitaciones operativas/normativas del sistema de distribución. Dentro de este conjunto de restricciones se encuentran los límites de regulación de tensión, la carga de las líneas, la capacidad del equipamiento, etc. El conjunto de restricciones se presenta en las ecuaciones (42) a (50):

$$s_{k,h}^{cg} + s_{k,h}^{pv} - s_{k,h}^d = v_{k,h} \left(\sum_{j \in N} Y_{kj} v_{j,h} \right)^*, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (42)$$

$$s_{k,h}^{pv} = s_k^{pv} G_h^{pv}, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (43)$$

$$\text{imag}(s_{k,h}^{pv}) = 0, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (44)$$

$$s_k^{cg,min} \leq s_{k,h}^{cg} \leq s_k^{cg,max}, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (45)$$

$$y_k s_k^{pv,min} \leq s_k^{pv} \leq y_k s_k^{pv,max}, \quad \{\forall k \in N\}, \quad (46)$$

$$v_k^{min} \leq |v_{k,h}| \leq v_k^{max}, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (47)$$

$$|i_{k,j,h}| \leq i_{kj}^{max}, \quad \{\forall k \in N, \forall h \in H\}, \quad (48)$$

$$\sum_{k \in N} y_k \leq N_{pv}^{ava}, \quad (49)$$

$$y_k \in \{0,1\}, \quad \{\forall k \in N\}, \quad (50)$$

La interpretación del conjunto de restricciones, ecuaciones (42)-(50) es el siguiente:

- La ecuación (42) representa el balance de potencia compleja en cada nodo del sistema para cada periodo de tiempo. Esta ecuación es la restricción más compleja dado que se trata de una ecuación no lineal y no convexa por lo que se debe recurrir a métodos numéricos para su resolución.

- La ecuación (43) representa la potencia compleja generada en cada unidad de DG FV para cada periodo de tiempo.
- La ecuación (44) establece que solo se considera inyección de activa por parte de las unidades de DG FV [151].
- La ecuación (45) define los límites inferior y superior asociados a la generación de potencia compleja en la generación convencional.
- La ecuación (46) define los límites inferior y superior asociados con la generación de potencia compleja en las unidades de DG FV en el caso de que la variable binaria tenga valor de 1.
- La ecuación (47) define los límites inferior y superior de regulación de tensión permitidos en todos los nodos del sistema.
- La ecuación (48) define la máxima corriente que puede circular por las líneas del sistema.
- La ecuación (49) limita el número máximo de unidades de DG FV que se pueden integrar en el sistema de distribución.
- La ecuación (50) establece la naturaleza binaria de la variable de decisión asociada a la ubicación o no de unidades de DG FV en un nodo particular.

El principal reto del modelo MINLP presentado es la combinación de variables binarias y continuas junto con restricciones no lineales y no convexas. Para la resolución de este tipo de modelos, la literatura especializada recomienda el uso de metodologías de optimización maestro-esclavo. Estas metodologías permiten simplificar el problema presentado al separar la ubicación y dimensionado de las unidades de DG FV del balance de potencia en la red [152].

1.4.11. Undécimo objetivo específico

“Empleo de la metodología de optimización propuesta para resolver el problema de la ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC.”

El empleo de la metodología de resolución del problema de ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC, y, la descripción de los sistemas de prueba utilizados durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra reflejados en el tercer y cuarto punto de la siguiente publicación, respectivamente:

Cortés-Caicedo, Brandon, **Federico Molina-Martín**, Luis F. Grisales-Noreña, Oscar D. Montoya, and Jesús C. Hernández. 2022. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm. *Sensors* 22, no. 3: 851. <https://doi.org/10.3390/s22030851>

Como ha quedado descrito en el objetivo específico anterior, la resolución del problema planteado, basado en un modelo MINLP y formulado mediante las ecuaciones (39)-(50), se basa en la metodología maestro-esclavo. Esta metodología utiliza el algoritmo DCVSA en la etapa maestra [46]. Para actualizar resultados, la etapa esclava usa la información proporcionada por la etapa maestra sobre la versión compleja del método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo [153]. A continuación, se describe la etapa esclava y la etapa maestra.

Etapa esclava:

El método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo es una generalización del método clásico de barrido iterativo para redes de distribución al utilizar una matriz de incidencia nodo-rama que representa la topología del sistema [154], [155]. En la formulación de esta metodología, es importante señalar que la matriz de incidencia nodo-rama, es decir, $A \in R^{n \times b}$ es generalmente una matriz rectangular con n filas y b columnas, siendo n el número de nodos, y b el número de ramas de la red [156], [157]. Esta matriz asume que los flujos de corriente se seleccionan arbitrariamente para todas las ramas de la red.

Por medio de la matriz de incidencia es posible definir la caída de tensión en las ramas del sistema, es decir, $E \in R^{b \times 1}$, en función de las tensiones nodales, es decir, $V \in R^{n \times 1}$, al aplicar la segunda Ley de Kirchhoff para cada rama, como se presenta en (51).

$$E = A^T V \quad (51)$$

Reescribiendo (51) en términos de generación y demanda se alcanza la ecuación (52):

$$E = A_s^T V_s + A_d^T V_d \quad (52)$$

donde $A_s \in R^{1 \times b}$ es la primera fila de la matriz de incidencia y es la componente asociada al nodo de la subestación. $V_s \in R^{1 \times 1}$ es el vector que contiene la tensión en el nodo de la subestación, que es conocido para los propósitos del flujo de potencia [153]. $A_d \in R^{(n-1) \times b}$ se corresponde con el resto de filas de la matriz de incidencia y es la componente asociada a los nodos de demanda. Finalmente, $V_d \in R^{(n-1) \times 1}$ es el vector que contiene las variables de interés, es decir, la tensión.

Por otro lado, aplicando la primera ley de Kirchoff para cada nodo del sistema y, asumiendo que las corrientes demandadas, es decir, $I_d \in R^{(n-1) \times 1}$, salen de la red, se puede establecer la siguiente relación entre corrientes de rama, es decir, $J \in R^{b \times 1}$, y corrientes demandas (53):

$$\begin{bmatrix} I_s \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_s \\ A_d \end{bmatrix} J \quad (53)$$

Relacionando la caída de tensión en los tramos de red con la corriente que circula a través de ellas y al aplicar la Ley de Ohm, queda definida la ecuación (54):

$$J \in Y_p E \quad (54)$$

donde $Y_p \in R^{b \times b}$ es la matriz de admitancia primitiva y contiene en su diagonal la inversa de la impedancia de cada tramo de red.

Combinando las anteriores ecuaciones se alcanza la ecuación (55):

$$I_d = A_d Y_p A_s^T V_s + A_d Y_p A_d^T V_d \quad (55)$$

Aplicando la el teorema de Tellenge [158] se puede obtener la relación entre el tensión nodal y corriente neta inyectada en los nodos del sistema de distribución. Expresada en términos de la generación y demanda se obtiene la ecuación (56):

$$\begin{bmatrix} S_s^* \\ -S_d^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{diag}(V_s^*) & 0 \\ 0 & \text{diag}(V_d^*) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s \\ I_d \end{bmatrix} \quad (56)$$

donde $S_s^* \in R^{1 \times 1}$ y $S_d^* \in R^{(n-1) \times 1}$ se corresponden con la potencia compleja conjugada generada en el nodo de la subestación y la potencia compleja conjugada consumida en los nodos de demanda, respectivamente. Remplazando la segunda fila de (56) en (55), se despeja V_d y se obtiene la ecuación (57):

$$V_d = -Z_{dd}[\text{diag}^{-1}(V_d^*)S_d^* + Y_{ds}V_s] \quad (57)$$

donde Z_{dd} se define como $[A_d Y_p A_d^T]^{-1}$ y Y_{ds} se define como $[A_d Y_p A_s^T]$. La ecuación (57) se expresa de forma recursiva para resolver el flujo de potencia aplicando el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo como se muestra en (58):

$$V_d^{t+1} = -Z_{dd}[\text{diag}^{-1}(V_d^{t,*})S_d^* + Y_{ds}V_s] \quad (58)$$

El proceso iterativo presentado en (58) finaliza cuando se alcanza el criterio de convergencia establecido en (59):

$$\max \left\{ \left| |V_d^{t+1}| - |V_d^t| \right| \right\} \leq \epsilon \quad (59)$$

donde ϵ es el error máximo admisible asignado para la solución del flujo de potencia y tiene el valor de 1×10^{-10} [117]. La convergencia del método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo ha sido demostrada explotando las características de la matriz de incidencia al aplicar el teorema del punto fijo de Banach [153].

Extendiendo el planteamiento realizado del método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo para resolver el balance de potencia compleja planteado en (42), se alcanza la fórmula recursiva (60):

$$V_{d,h}^{t+1} = -Z_{dd}[\text{diag}^{-1}(V_{d,h}^{t,*})(S_{d,h}^* - S_{pv,h}^*) + Y_{ds}V_{s,h}] \quad (60)$$

donde $S_{pv,h}^* \in R^{(n-1) \times 1}$ es el vector que contiene la potencia compleja conjugada inyectada por todas las unidades de DG FV en el periodo de tiempo h . La etapa maestra es la encargada de suministrar los valores de S_{pv}^* , por cada individuo del conjunto de soluciones candidatas, para evaluar el problema de flujo de potencia y calcular su respectivo valor de función *fitness*.

Por otro lado, se determina el valor de la función *fitness* para el cálculo de la potencia compleja generada en el nodo de la subestación, es decir, $S_{cg,h}^* \in R^{1 \times 1}$, una vez se ha resuelto el flujo de potencia para cada periodo de tiempo h . Para ello, se reemplaza la ecuación (51) en (54) y junto con la (53), se define la ecuación (61):

$$S_{cg,h}^* = \text{diag}(V_{s,h}^*) [A_s Y_p A_s^T V_{s,h} + A_s Y_p A_d^T V_{d,h}] \quad (61)$$

Una vez que se ha resuelto el flujo de potencia en el dominio complejo para cada periodo de tiempo (60) y, se ha determinado la potencia compleja generada en el nodo de la subestación para cada periodo de tiempo (61), se calcula la función *fitness* (una adaptación de la función objetivo común en metaheurísticas [159], [160]) para cada individuo del conjunto de soluciones candidatas resultante en la etapa maestra. La ventaja principal de utilizar la función *fitness*, en lugar de la función objetivo original, es que permite ayudar al método de optimización propuesto a explorar regiones no factibles en busca de soluciones óptimas globales en las áreas factibles e inexploradas del espacio de soluciones [161], [162]. Cuando el espacio de solución es factible, la función *fitness* y la función objetivo original toman el mismo valor numérico. La función *fitness* propuesta se define en la ecuación (62):

$$F_f = A_{cost} + \alpha_1 \max\{0, |V_{d,h}| - v^{max}\} - \alpha_2 \min\{0, |V_{d,h}| - v^{min}\} - \alpha_3 \min\{0, \text{real}(S_{cg,h} - s_{cg}^{min})\} + \alpha_4 \max\{0, |J_{b,h}| - i^{max}\} \quad (62)$$

donde α_1 y α_2 son los factores de penalización asociados a la violación de los límites de regulación de tensión. α_3 es el factor de penalización asociado a la violación del límite inferior de la potencia compleja generada por el nodo de la subestación. α_4 es el factor de penalización asociado a la violación de la máxima corriente que puede circular a través de los tramos de red del sistema.

Etapma maestra

La principal ventaja del algoritmo DCVSA planteado es que codifica la ubicación y dimensionado óptimo en un solo vector, explorando el espacio de soluciones de forma eficiente en menos etapas en comparación con los métodos clásicos expuestos en la literatura especializada [48].

La estructura de la codificación utilizada para representar a un individuo m en la iteración t se muestra en la ecuación (63):

$$P_m^t = [2, c, \dots, n | p_2^{pv}, p_c^{pv}, \dots, p_n^{pv}]; m = 1, 2, \dots, N_i, \quad (63)$$

donde P_m^t representa a un individuo m del conjunto de soluciones candidatas en la iteración t cuya dimensión es de $1 \times 2N_{pv}^{ava}$. c es un nodo aleatorio del sistema. N_i es el número de individuos considerados. El espacio de soluciones está dividido en dos partes, los primeros N_{pv}^{ava} de este

individuo están asociados a los nodos donde las unidades de DG FV son instaladas (parte discreta de la codificación), mientras que la segunda parte de este individuo está asociada al dimensionado óptimo (parte continua de la codificación).

El algoritmo de optimización utilizado en la presente tesis debe ser capaz de definir el mejor conjunto de soluciones candidatas manteniendo la estructura mostrada en (63) mediante la generación de individuos alrededor de la mejor solución actual utilizando una distribución Gaussiana en cada iteración [163].

Se comienza definiendo la solución inicial del algoritmo DCVSA [163]. Este algoritmo trabaja con hiperesferas no concéntricas, donde el radio de la hiperesfera exterior representa el tamaño del espacio de soluciones y el centro representa la mejor solución actual. Para cumplir con la codificación propuesta en (63), el centro de la hiperesfera se calcula como se muestra en la ecuación (64):

$$\mu^0 = \left(\frac{x_1^{max} + x_1^{min}}{2}, \frac{x_2^{max} + x_2^{min}}{2} \right) \quad (64)$$

donde $x_1^{min} \in R^{N_{pv}^{ava}x1}$ y $x_1^{max} \in R^{N_{pv}^{ava}x1}$ representan el límite inferior y superior de la parte discreta de la codificación, asociada a la ubicación óptima de las unidades de DG FV a lo largo de los nodos de demanda. $x_2^{min} \in R^{N_{pv}^{ava}x1}$ y $x_2^{max} \in R^{N_{pv}^{ava}x1}$ representan el límite inferior y superior de la parte continua de la codificación, asociada a la selección del dimensionado óptimo de las unidades de DG FV a instalar.

Una vez definida la solución inicial, se buscan las soluciones candidatas. Cada individuo P_m^t perteneciente al conjunto de soluciones candidatas es generado a través de un proceso aleatorio utilizando una distribución Gaussiana (65) en el espacio dimensional alrededor del centro de la hiperesfera μ [164].

$$P_m^t = p(x|\mu, \Sigma) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^{2N_{pv}^{ava}} |\Sigma|}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} (x - \mu)^T \Sigma^{-1} (x - \mu) \right\}, \quad (65)$$

donde $x \in R^{2N_{pv}^{ava}x1}$ es un vector de variables aleatorias y $\Sigma \in R^{2N_{pv}^{ava}x2N_{pv}^{ava}}$ es la matriz de covarianza. Si, en Σ , los elementos dentro de la diagonal (varianza) son iguales y si los componentes fuera de la diagonal (covarianza) son cero, entonces la distribución Gaussiana genera hiperesferas en el espacio de solución. Teniendo en cuenta lo anterior, en (66) se presenta una forma sencilla de calcular Σ .

$$\Sigma = \sigma^2 I, \quad (66)$$

donde σ representa la varianza de la distribución Gaussiana e $I \in R^{2N_{pv}^{ava} \times 2N_{pv}^{ava}}$ es una matriz identidad. Con la ecuación (67) se puede calcular la desviación estándar inicial de la distribución Gaussiana, cumpliendo de igual forma con la codificación propuesta en (63):

$$\sigma^0 = \frac{\max\{x_1^{max}, x_2^{max}\} - \min\{x_1^{min}, x_2^{min}\}}{2}, \quad (67)$$

donde σ^0 se considera también como el radio inicial r^0 de la hiperesfera [163].

Para que las soluciones sean factibles se debe garantizar que los individuos generados y contenidos en el conjunto de soluciones candidatas P_t se encuentren dentro de los límites del espacio de soluciones. Para ello, se verifican los límites inferior y superior de la parte discreta y la parte continua del individuo generado como se muestra en las ecuaciones (68) y (69) respectivamente:

$$P_{dis,m}^t = \begin{cases} P_{dis,m}^t & x_1^{min} \leq P_{dis,m}^t \leq x_1^{max} \\ x_1^{min} + rand(x_1^{max} - x_1^{min}) & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (68)$$

$$P_{con,m}^t = \begin{cases} P_{con,m}^t & x_2^{min} \leq P_{con,m}^t \leq x_2^{max} \\ x_2^{min} + rand(x_2^{max} - x_2^{min}) & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (69)$$

donde $rand$ genera números aleatorios entre 0 y 1 usando una distribución normal.

Una vez se han verificado los límites inferior y superior de la parte discreta y la parte continua de los individuos se evalúa para cada uno de los mismos la función *fitness* (62). El individuo que presenta la mejor función *fitness* P_{best} será seleccionado como el nuevo centro de la hiperesfera, sí y sólo sí, su valor es mejor que el valor de la función *fitness* del centro actual. Dicho comportamiento se evidencia en la ecuación (70):

$$\mu^{t+1} = \begin{cases} P_{best} & Si F_f(P_{best}) < F_f(\mu^t) \\ \mu^t & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (70)$$

Por último, se lleva a cabo el ajuste adaptativo del radio de la hiperesfera, el proceso más importante del algoritmo de búsqueda por vórtices. El radio de la hiperesfera decrece hacia cero a medida que avanza el algoritmo, lo que implica que al final del proceso el centro final de la hiperesfera se corresponde con la solución óptima del problema de optimización planteado. Una

forma eficiente de reducir el radio de la hiperesfera es usando la función Gamma inversa incompleta [163], como se muestra en la ecuación (71):

$$r^t = \sigma^0 \gamma^{-1}(\omega, a^t) \quad (71)$$

La función gamma incompleta inversa utilizada para el cálculo del radio variable puede calcularse en MATLAB, utilizando la ecuación (72):

$$r^t = \sigma^0 \frac{1}{\omega} \text{gammaincinv}(\omega, a^t), \quad (72)$$

donde a^t es un parámetro definido como $a_t = 1 - \frac{1}{t_{max}}$. Además, el parámetro ω se elige como 0,1, como se recomienda en [163]. Finalmente, un nuevo conjunto de soluciones candidatas P^{t+1} es generado alrededor del nuevo centro y teniendo en cuenta el nuevo radio de la hiperesfera.

Una vez que se ha descrito la metodología de optimización, se presentan los sistemas de distribución de prueba donde se valida dicha metodología. El primer sistema de prueba corresponde al sistema IEEE 33 y el segundo al sistema IEEE 69. Las características de dichos sistemas ya han sido descritas en el séptimo objetivo específico.

1.4.12. Decimosegundo objetivo específico

“Comparación de la metodología de optimización propuesta para la ubicación y dimensionado óptimo de la DG FV en redes de distribución, con operación tanto AC como DC, con los resultados de métodos reportados en la literatura especializada.”

La comparación de resultados obtenidos con diferentes metodologías de optimización que se han presentado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en el quinto punto de la siguiente publicación:

Cortés-Caicedo, Brandon, **Federico Molina-Martin**, Luis F. Grisales-Noreña, Oscar D. Montoya, and Jesús C. Hernández. 2022. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm. *Sensors* 22, no. 3: 851. <https://doi.org/10.3390/s22030851>

El algoritmo DCVSA propuesto se compara con el algoritmo genético de Chu y Beasley, formulado recientemente en [148], al utilizar la misma codificación de variables discretas-continuas. El modelo de optimización exacto también se resuelve utilizando el *software* GAMS [147]. El algoritmo DCVSA utiliza como base 10 individuos, 1000 iteraciones y 100 evaluaciones consecutivas en todas las simulaciones numéricas. Los escenarios propuestos para la validación numérica son los siguientes:

- Aplicación del algoritmo DCVSA y comparación con metodologías existentes en los sistemas IEEE 33 e IEEE 69, en versión AC.
- La minimización del coste operativo total utilizando la metodología maestro-esclavo propuesta para la versión DC en los sistemas IEEE 33 e IEEE 69.

Sistema IEEE 33, versión AC:

El método propuesto se compara con los resultados de GAMS obtenidos a partir de la resolución BONMIN, así como con DCCBGA [147]. Los resultados numéricos obtenidos al aplicar el algoritmo DCVSA, versión AC, y su comparativa, pueden resumirse como: (i) la solución del enfoque propuesto alcanza mejor resultado de coste anual de operación comparándolo con la solución DCCBGA; (ii) la solución del algoritmo DCVSA selecciona los nodos 11, 14 y 31 para ubicar 3 unidades de DG FV, con una capacidad total de 3648,74 kWp. Esta potencia es 13,33 kWp superior a la solución proporcionada por DCCBGA. El incremento de potencia FV determinado por DCVSA aumenta los costes de inversión y operación, pero quedan compensados por la reducción en la compra de energía desde el nodo de la subestación

respecto a la solución reportada por DCCBGA.

El algoritmo DCVSA involucra una reducción de costes operativos totales en términos porcentuales; la mejora es del orden del 27,04%, que corresponde a un perfeccionamiento del 0,004% respecto a la solución de DCCBGA. Esto supone una pequeña reducción respecto a los costes operativos del sistema. Por tanto, la metodología propuesta encuentra una solución mejor. Esta nueva solución servirá como punto de referencia para futuras investigaciones.

La desviación estándar del algoritmo DCVSA representa el 0,0427% de variación con respecto al valor promedio, representando una mejora de aproximadamente 67,69 US\$/año con respecto a la desviación estándar de DCCBGA. De esta forma, se confirma la repetibilidad del algoritmo DCVSA.

La potencia del nodo de la subestación tiende a seguir el comportamiento de la curva de demanda activa total. No obstante, el comportamiento de su potencia activa se reduce considerablemente en los periodos donde la generación FV aumenta. De igual modo, su corriente sigue la curva de demanda y alcanza el valor máximo en los períodos 20 y 21 (máxima demanda). Después de integrar las unidades FV, la corriente no sigue el mismo comportamiento que la potencia en los terminales de la subestación. Esto se debe a que la inyección de potencia por parte de las unidades FV solo modifica el flujo de potencia activa en la versión AC, reduciendo la corriente que circula por este tramo de la red, pero no alcanza el valor cero puesto que el flujo de reactiva es el mismo que en el caso base.

Sistema IEEE 69, versión AC:

Los resultados numéricos obtenidos al aplicar el algoritmo DCVSA, versión AC, y su comparativa, pueden sintetizarse como: (i) el algoritmo DCVSA encuentra una solución mejor a la obtenida por DCCBGA, (ii) la solución obtenida por DCVSA selecciona los nodos 16, 61 y 63 para ubicar 3 unidades de DG FV, con una capacidad total de 3828,46 kWp. Por tanto, DCVSA adiciona 23,33 kWp. Esta potencia implica un incremento de coste de inversión, pero permite una reducción de coste de compra de energía en comparación con DCCBGA, justificando la inversión FV adicional.

Ambos métodos, DCCBGA y DCVSA, reducen más del 27% los costes operativos de la red, sin embargo, la solución DCVSA permite una reducción de hasta el 27,15%, lo que representa un 0,01345% adicional de mejora a la solución de DCCBGA.

La efectividad y robustez del algoritmo DCVSA se evalúa a partir de 100 pruebas consecutivas. Los resultados presentan una mejora general de la función objetivo de 0,0185% en comparación con el método DCCBGA. Esta consecuencia, se verifica la superioridad del

algoritmo DCVSA.

La desviación estándar del algoritmo DCVSA representa el 0,0943% de variación con respecto al valor promedio, representando una mejora de aproximadamente 160,62 US\$/año con respecto a la desviación estándar de DCCBGA. Nuevamente, se confirma la repetibilidad del algoritmo DCVSA.

La potencia activa del nodo de la subestación tiende a seguir el comportamiento de la curva de demanda activa. Sin embargo, en este sistema IEEE 69 se presenta el mismo comportamiento tanto para la generación de potencia activa, como para la corriente.

Sistema IEEE 33, versión DC:

Para demostrar la versatilidad del algoritmo DCVSA se presenta su aplicación en la versión DC. La versión DC desprecia la potencia reactiva de la demanda y las reactancias del sistema. La configuración eléctrica de los equivalentes DC es monopolar [169].

Los resultados numéricos del algoritmo DCVSA encuentran una solución de 2.662.425,32 US\$/año, ubicando 3 unidades de DG FV en los nodos 9, 15 y 31, con una capacidad total de 3587,26 kWp. Este dato representa una reducción del 26,94% en costes operativos con respecto al caso de referencia.

La efectividad y robustez del algoritmo DCVSA, versión DC, se evalúa a partir de 100 pruebas consecutivas siendo necesario un tiempo de computación de 76,86 s. La mejor solución es 2.662.425,32 US\$/año, la solución promedio es 2.664.496,59 US\$/año y, la peor solución es 2.667.733,661 US\$/año, involucrando una desviación estándar de 1652.82 US\$/año. Estos datos permiten asegurar que la metodología propuesta genera la mejor respuesta promedio o, una respuesta muy cercana, con un radio inferior a 1700 US\$/año. Si se implementase la peor solución, la reducción es del 26,79% respecto al caso de referencia. La diferencia entre el mejor y peor resultado es 8070,12 US\$/año, que es menos del 0,25% del coste operativo del caso de referencia.

La potencia del nodo de la subestación tiende a seguir el comportamiento de la curva de demanda. No obstante, la potencia de salida del nodo se reduce considerablemente a medida que aumenta la generación FV. En el periodo de tiempo 14, la generación renovable es máxima y, por tanto, la generación de la subestación es cero. La generación de la subestación, versión DC, es aproximadamente 75,74 kW más baja que la versión AC durante el escenario de máxima carga. Este resultado se atribuye a la no circulación de reactiva en la versión DC, y por tanto, el nivel de pérdidas en la versión DC es considerablemente menor [103].

La corriente máxima circula por el tramo 1-2 en el caso de referencia. Al integrar FV, la corriente máxima circula por el tramo 5-6, al suministrar la FV más del 70% de la potencia.

Sistema IEEE 69, versión DC:

Los resultados numéricos del algoritmo DCVSA determinan una solución de 2.785.538,58 US\$/año, ubicando 3 unidades de DG FV en los nodos 23, 62 y 63, con una capacidad total de 3730,81 kWp. Esta potencia representa una reducción de 27,03% en costes operativos con respecto al caso de referencia.

La efectividad y robustez del algoritmo DCVSA, versión DC, se evalúa a partir de 100 pruebas consecutivas siendo necesario un tiempo de computación de 269,22 s. La mejor solución es 2.785.538,58 US\$/año, la solución promedio es 2.789.785,22 US\$/año, y la peor solución es 2.804.251,69 US\$/año, involucrando una desviación estándar de 2710,94 US\$/año. Estos datos permiten asegurar que la metodología propuesta genera la mejor respuesta promedio o, una respuesta muy cercana, con un radio inferior a 2800 US\$/año. Si se implementase la peor solución, la reducción es del 26,54% respecto al caso de referencia. La diferencia entre el mejor y el peor valor es 18.713,11 US\$/año, que es menos del 0,49% del coste operativo del caso de referencia.

La potencia del nodo de la subestación en este sistema es similar al comportamiento del sistema IEEE 33.

La corriente máxima circula por el tramo 1-2. Al integrar FV, la corriente máxima circula por el tramo 61-62, debido a las fuentes FV de nodos 61 y 63.

1.5. CONCLUSIONES

Mediante el conjunto de trabajos que conforman esta tesis se pretende contribuir al desarrollo de herramientas y metodologías que permitan una integración y gestión eficiente de DG, DERs y, específicamente DG FV, en redes de distribución. Este objetivo general se va articulando de forma progresiva a través de diferentes objetivos parciales. Así, en primer lugar, la investigación se ha focalizado en la búsqueda de nuevas metodologías que habilite la integración y gestión de DG en redes de distribución DC. A continuación, el estudio se centró sobre propuestas de nuevas metodologías para gestionar la integración y operación de BESSs en redes de distribución AC para periodos de tiempo múltiples. Finalmente, la exploración concluye con propuestas de nuevas metodologías que habiliten la integración y operación de DG FV en redes de distribución tanto DC como AC.

El estudio se ha realizado en MATLAB como entorno de programación, además del uso del *software* GAMS. Se ha partido de una serie de metodologías referenciadas en la bibliografía que han sido reformulados y mejoradas, para, posteriormente ser implementadas en sistemas de distribución de prueba donde, se han considerado diferentes escenarios de integración y condiciones diarias de demanda y generación renovable.

En el contexto de redes de distribución DC, la reformulación del modelo MINLP, que genera la aproximación MI-SOCP propuesta, permite realizar de forma eficiente (óptima) la ubicación y dimensionado de la DG, determinando soluciones óptimas globales que no es posible localizar con el modelo MINLP exacto. La solución del modelo MI-SOCP se alcanza mediante la combinación del método clásico B&B junto con algoritmos de punto interior para el problema SOCP. Esta combinación garantiza el óptimo global puesto que cada nodo explorado en los sistemas de distribución por el algoritmo B&B es convexo, es decir, tiene una solución global única.

En el contexto de redes de distribución AC, la metodología propuesta de flujo de potencia de períodos múltiples, basada en una función multiobjetivo de minimización simultánea de emisiones de CO₂ y costes de pérdidas de energía, determina de forma eficiente (óptima) la ubicación y dimensionado de BESSs. La resolución de este problema, cuya naturaleza es no lineal y no convexo, se lleva a cabo mediante el enfoque de ponderación de funciones objetivo.

Finalmente, en el contexto de redes de distribución DC o AC, la integración y gestión eficiente de DG FV se realiza a partir de una metodología maestro-esclavo. A través de la aplicación del algoritmo DCVSA se resuelve la etapa maestra que determina eficientemente la ubicación y dimensionado de la DG FV, mientras que, en la etapa esclava, determina el valor de la función *fitness* utilizando el método de flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo. La función objetivo se centra en la minimización del coste de operación anual, compuesto por el coste de compra de energía más el coste de inversión/mantenimiento de las unidades de DG FV.

A continuación, se recogen las principales conclusiones que se han derivado de los resultados presentados en esta tesis doctoral. Las conclusiones asociadas al estudio de la aproximación MI-SOCP propuesta para la ubicación y el dimensionado óptimo de la DG en redes de distribución DC son las siguientes:

- Las validaciones computacionales del modelo MI-SOCP suponen una mejora en el rendimiento numérico en comparación con los múltiples métodos de resolución del modelo MINLP a partir del *software* GAMS. Para el sistema IEEE 69 estos métodos de resolución se quedan atrapados en soluciones óptimas locales y no se alcanza la solución óptima global debido a las propiedades no convexas del modelo MINLP exacto. Sin embargo, el modelo MI-SOCP permite alcanzar el óptimo global combinando el método B&B y la optimización SOCP.
- El modelo MINLP puede ser abordado mediante una optimización matemática exacta sin necesidad de utilizar técnicas de optimización metaheurísticas en las que no se garantiza una solución óptima global.
- La aplicabilidad del modelo MI-SOCP propuesto en redes de distribución con alta penetración FV ha quedado validada mediante simulaciones que incluyen la curva diaria de carga y generación renovable.
- El modelo MI-SOCP propuesto requiere de un bajo esfuerzo computacional.

Las conclusiones asociadas al estudio de una nueva metodología para el flujo de potencia de períodos múltiples en la integración de BESSs en redes de distribución AC, minimizando simultáneamente pérdidas de energía y emisiones de gases de efecto invernadero, son las siguientes:

- El control de tensión en el bus de la subestación deteriora el comportamiento del frente de Pareto óptimo, puesto que ambos objetivos presentan valores más elevados en comparación con el escenario donde la tensión en la subestación no esté regulada.
- La disponibilidad de potencia reactiva cuando operan los BESSs, considerando sus convertidores de potencia, reduce drásticamente el coste de pérdidas de energía en la función objetivo. La potencia reactiva permite mejorar los perfiles de tensión que

inciden directamente en la reducción de la corriente en las líneas. Si se compara con el escenario donde el factor de potencia es unitario, esta reducción es de 54,27%.

- La cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero está inversamente relacionada con el suministro desde la DG; mientras las pérdidas de energía se pueden controlar de manera efectiva con los BESSs.
- En el sistema IEEE 69 cuando el coste diario de las pérdidas de energía tiene su valor máximo, la reducción máxima de emisiones de CO₂ es del 40,91%. Sin embargo, cuando se producen las emisiones máximas, la reducción máxima en pérdidas es 26,11%. Estos valores se corresponden con las soluciones extremas en el frente de Pareto; por tanto, dependiendo de la decisión del operador del sistema de distribución, las mejoras están contenidas en dichos porcentajes de reducción.

Las conclusiones asociadas al estudio de una nueva metodología maestro-esclavo, aplicando el algoritmo DCVSA (etapa maestra) y el flujo de potencia matricial de barrido hacia arriba/abajo (etapa esclava) para la ubicación y dimensionado de la DG FV en redes de distribución DC o AC, son las siguientes:

- La reducción del coste de operación respecto al caso base alcanzada por la metodología propuesta es de 27,04% y 27,15% para los sistemas IEEE 33 e IEEE 69 en su versión AC, respectivamente. Por otro lado, la reducción del coste de operación para dichos sistemas en su versión DC es de 26,94% y 27,03%, respectivamente.
- La metodología propuesta determina valores menores de desviación estándar al resolver el problema de ubicación y dimensionado de unidades de DG FV en los sistemas IEEE 33 e IEEE 69 en su versión AC. Se alcanzan valores de 1154,08 US\$/año y 2666,46 US\$/año, respectivamente. Valores considerablemente más bajos que el método DCCBGA comparativo, lo que confirma la efectividad y robustez de la metodología propuesta. En el caso DC, estos valores son 1652,82 US\$/año y 2710,94 US\$/año, respectivamente.
- El perfil de tensión de ambos sistemas (versión AC), en máxima inyección FV, revela que la tensión en algunos nodos está por encima del nodo de subestación, con magnitudes de 1,0291 pu y 1,0419 pu, respectivamente. Los valores mínimos de tensión, en máxima demanda, son 0,9038 pu y 0,90919 pu, respectivamente. Conclusiones equivalentes se obtienen en la versión DC. Por tanto, los límites de regulación de tensión de $\pm 10\%$ siempre se cumplen en las soluciones de metodología propuesta.
- La metodología propuesta es aplicable a redes de cualquier número de nodos en su versión DC o AC. Sin embargo, al aumentar el número de nodos, aumenta el espacio de solución, implicando un tiempo de computación mayor. Este tiempo pueden ser desde

unos pocos segundos hasta horas, aspecto crítico en proyectos de planificación de sistemas de distribución, donde la calidad de la solución asume la mayor importancia.

Una de las líneas de investigación futura relacionada con la aproximación MI-SOCP es la aplicación del modelo para resolver el problema de la ubicación óptima de bancos de condensadores y DG en redes de distribución AC. Adicionalmente, se puede plantear la formulación del problema de despacho económico, considerando los sistemas de baterías y la DG en redes de distribución AC, a través de la representación SOCP; o el estudio de la ubicación óptima de los sistemas de baterías y la DG en redes de distribución DC a través de representación MI-SOCP.

Dentro de las líneas de investigación futura relacionadas con la metodología de optimización de flujo de potencia de períodos múltiples para la integración de los BESSs se pueden destacar dos acciones claramente diferenciadas. La primera es la reformulación del modelo de flujo de potencia óptimo de períodos múltiples propuesto para la operación multiobjetivo de los BESSs en redes de distribución AC con estructura radial mediante una representación cónica convexa que asegure el hallazgo del óptimo global desde el punto de vista matemático. La segunda acción es la aplicación del modelo de optimización multiobjetivo propuesto en redes de distribución DC con alta penetración de DERs y de sistemas de baterías. Por último, destacar la inclusión de nuevos modelos de baterías en el modelo de optimización propuesto, donde se incluyan variables como la vida útil, profundidad de descarga y potencia de carga/descarga de las baterías, con el fin de lograr una mejor aproximación al comportamiento de la misma en condiciones reales de operación.

Dentro de las líneas de investigación futuras relacionadas con la metodología de optimización maestro-esclavo que resuelve el problema de la ubicación y dimensionado óptimo de unidades de DG FV en sistemas de distribución DC o AC, se pueden destacar tres líneas diferenciadas. La primera línea es la resolución del problema con nuevos métodos metaheurísticos de alto rendimiento numérico como es el caso del algoritmo de búsqueda de cuervos, algoritmo de optimización de ballena o algoritmo optimización de las arañas viuda negra, entre otros. La segunda línea de investigación es la extender el problema presentado para redes bipolares en operación DC considerando el desbalance de las cargas conectadas al polo positivo y negativo. La tercera línea de investigación es establecer una versión trifásica del modelo MINLP formulado considerando el desbalance en las líneas de distribución y las cargas del sistema según sea su tipo de conexión, es decir, estrella o triángulo.

1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES

Throughout the set of works that make up this thesis the purpose is to contribute to the development of tools and methodologies that allow efficient integration and management of DG, DERs and, specifically DG PV, in distribution networks. This general objective is articulated progressively through different partial objectives. Thus, in the first place, the research has focused on the search for new methodologies that enable the integration and management of DG in DC distribution networks. Next, the study focused on proposals for new methodologies to manage the integration and operation of BESSs in AC distribution networks for multiple time periods. Finally, the exploration concludes with proposals for new methodologies that enable the integration and operation of DG PV in both DC and AC distribution networks.

The study has been carried out in MATLAB as a programming environment, in addition to the use of GAMS software. It is based on a series of methodologies included in the bibliography that have been reformulated and improved, to be implemented afterwards in test distribution systems where different integration scenarios and daily demand conditions and renewable generation have been considered.

In the context of DC distribution networks, the reformulation of the MINLP model, which generates the proposed MI-SOCP approximation, allows efficient (optimal) placement and dimensioning of the DG, determining global optimal solutions that cannot be found with the exact MINLP model. The MI-SOCP model solution is achieved by combining the classical B&B method together with interior point algorithms for the SOCP problem. This combination guarantees the global optimum since each node explored in the distribution systems by the B&B algorithm is convex, that is, it has a unique global solution.

In the context of AC distribution networks, the proposed multi-period power flow methodology, based on a multi-objective function of simultaneous minimization of CO₂ emissions and energy loss costs, efficiently (optimally) determines the placement and dimensioning of BESSs. The resolution of this problem, whose nature is non-linear and non-convex, is carried out using weighting factors for each objective function.

Finally, in the context of DC or AC distribution networks, the integration and efficient management of DG PV is carried out based on a master-slave methodology. By applying the

DCVSA algorithm, the master stage is solved, which efficiently determines the placement and dimensioning of the DG PV, while, in the slave stage, it determines the value of the fitness function using the matricial backward/forward power flow method. The objective function focuses on minimizing the annual operating cost, made up of the energy purchase cost plus the investment/maintenance cost of the DG PV units.

The main conclusions extracted from the results presented in this doctoral thesis are summarized below. The conclusions associated with the study of the MI-SOCP approach proposed for the placement and optimal dimensioning of the DG in DC distribution networks are the following:

- The computational validations of the MI-SOCP model imply an improvement in the numerical performance in comparison with the multiple methods of solving the MINLP model from the GAMS software. For the IEEE 69-node system these resolution methods get stuck in local optimal solutions and the global optimal solution is not reached due to the non-convex properties of the exact MINLP model. However, the MI-SOCP model allows reaching the global optimum by combining the B&B method and SOCP optimization.
- The MINLP model can be approached through an exact mathematical optimization without going back to metaheuristic optimization techniques that cannot guarantee global optimal solution finding at every running.
- Simulations considering daily load curves and renewable generation demonstrated this model's applicability to distribution grids with high penetration of PV sources.
- The proposed MI-SOCP model requires a low computational effort.

The conclusions associated with the study of a new methodology for multi-period power flow in the integration of BESSs in AC distribution networks, simultaneously minimizing energy losses and greenhouse gas emissions, are the following:

- The assignation of the voltage magnitude in the substation bus deteriorates the behavior of the optimal Pareto front since both objectives present higher values in comparison with the scenario where voltage magnitude in the substation is left free.
- When reactive power injections are available for operating the BESS, considering its power electronic converters, the objective function regarding energy loss costs is drastically reduced. This was made possible since these reactive power injections allowed the improvement of voltage profiles, which is directly connected with the reduction of magnitude of the current in branches. This reduction was about 54.27% in comparison to the unity factor power case.

- The amount of greenhouse gas emissions is directly connected to the power supply by distributed generators, while daily energy losses can be effectively controlled for the BESSs.
- In the IEEE 69-bus system, it was observed that the maximum reduction of CO₂ emissions is about 40.91% when the daily cost of energy losses has a maximum value. In the case of energy losses, the maximum reduction is about 26.11% when the maximum CO₂ emissions occur. These values correspond to the extreme solutions in the Pareto front, which implies that, depending on the distribution system operator's decision, the maximum improvements possible will be contained in the aforementioned percentages of reduction.

The conclusions associated with the study of a new master-slave methodology, applying the DCVSA algorithm (master stage) and the matricial backward/forward power flow method (slave stage) for the location and sizing of the PV DG in DC or AC distribution networks, are as follows:

- The reduction from the base case reached by DCVSA is 27.04%, and 27.15% for the test systems in their AC version; in their DC versions, the reductions are 26.94% and 27.03%, respectively.
- The proposed methodology obtain the lower standard deviation values when solving the PV units' placement and dimensioning problem for the IEEE 33- and IEEE 69-node test systems in their AC versions, with the values of US\$/year 1154.08 and US\$/year 2666.46, respectively. These values are considerably lower than the comparative DCCBGA, which confirm the effectiveness and robustness of the proposed DCVSA, the final objective function value produce a small variation. In the case of the DC grids, these values are US\$/year 1652.82 and US\$/year 2710.94.
- Regarding the voltage profiles of both systems in their AC version, it is observed that, the voltage at some nodes is above the voltage at the substation node, with the magnitudes 1.0291 pu and 1.0419 pu, respectively, while the minimum voltage values are 0.9038 pu and 0.90919 pu, respectively. The same behavior is experienced in the DC grid equivalents. The most significant characteristic of these results is that it recorded evidence that the voltage regulation bounds assigned in $\pm 10\%$ of the nominal voltage were always fulfilled by the solutions reached by the DCVSA.
- The proposed solution methodology is independent of the number of nodes of the AC or DC network under study; however, in the number of nodes of the grid increase, the solution space size increases as well; this implies that the total processing times required to identify the optimal solution will also increase; however, these increments can be from a few minutes to hours, which is not a critical aspect in distribution system

planning projects where the solution quality assumes the greatest importance instead of the total processing times.

One of the future lines of research related to the MI-SOCP approach the application of the proposed MI-SOCP model to solve the problem of the optimal location of capacitor banks and distributed generators in AC grids. Additionally, the formulation of the economic dispatch problem, taking into consideration batteries and renewable generation in AC distribution networks, via SOCP representations; or the study of the optimal location of batteries and renewables in DC grids with an MI-SOCP representation.

Within the lines of future research related to the multi-period power flow optimization methodology for the integration of BESSs, two clearly differentiated actions can be highlighted. First, the reformulation of the proposed branch multi-period optimal power flow model for multi-objective operation of the BESS in AC grids with radial structure into a convex conic representation that ensures the global optimum finding from the formal mathematical point of view. Second, the application of proposed multi-objective optimization model to direct current networks with high penetration of renewable energy resources and batteries. Finally, the inclusion of new battery behaviors in the proposed optimization model, such as lifespan and deep discharging characteristics, among others, to approximate the best behavior of these in real operative conditions.

Within the future lines of research related to the master-slave optimization methodology that solves the problem of the optimal location and sizing of DG PV units in DC or AC distribution networks, three different lines can be highlighted. First, solve the studied problem with new metaheuristic methods with high numerical performance as in the cases of the crow search algorithm, whale optimization algorithm, or black-widow algorithm, among others. Second, extend the problem of the optimal location and sizing of PV generation units to bipolar DC grids with unbalanced operating characteristics. Third, formulate the problem studied in this research to three-phase distribution networks considering multiple constant power loads with star or triangle.

1.7. REFERENCIAS

- [1] Comisión Europea. Energía limpia para todos los europeos: desbloquear el potencial de crecimiento de Europa. *Comisión Europea*, Bruselas, 2016.
- [2] IRENA. Future role of distribution system operators. Abu Dhabi: *International Renewable Energy Agency*, 2019.
- [3] Löfqvist, L. Is there a universal human right to electricity? *Int. J. Hum. Rights* 2020, 24, 711–723.
- [4] Sarkodie, S.A.; Adams, S. Electricity access, human development index, governance and income inequality in Sub-Saharan Africa. *Energy Rep.* 2020, 6, 455–466.
- [5] Gabash, A.; Li, P. Flexible Optimal Operation of Battery Storage Systems for Energy Supply Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2013, pp. 2788 - 2797.
- [6] Gil-González, W.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Cruz-Peragón, F.; Alcalá, G. Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model. *Journal of Energy Storage*, 2019, Volumen 21, pp. 1-8.
- [7] Wang, P.; Wang, W.; Xu, D. Optimal Sizing of Distributed Generations in DC Microgrids With Comprehensive Consideration of System Operation Modes and Operation Targets. *IEEE Access*, 2018, Volumen 6, pp. 31129 - 31140.
- [8] Jursová, S.; Burchart-Korol, D.; Pustějovská, P.; Korol, J.; Blaut, A. Greenhouse gas emission assessment from electricity production in the Czech Republic. *Environments* 2018, 5, 17.
- [9] Abdmouleh, Z.; Gastli, A.; Ben-Brahim, L.; Haouari, M.; Al-Emadi, N.A. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renew. Energy* 2017, 113, 266–280.

- [10] IRENA. Electricity storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi: *International Renewable Energy Agency*, 2017.
- [11] Bouzid, A.M.; Guerrero, J.M.; Cheriti, A.; Bouhamida, M.; Sicard, P.; Benghanem, M. A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 44, 751–766.
- [12] Beihof, B.; Jahns, T.; Lasseter, R.; and Radlof, G. Transforming the Grid from the Distribution System Out. *Wisconsin Energy Institute, University of Wisconsin-Madison*, 2014.
- [13] Dhivya, S.; Arul, R. Demand Side Management Studies on Distributed Energy Resources: A Survey. *Trans. Energy Syst. Eng. Appl.* 2021, 2, 17–31.
- [14] Bachner, G.; Steininger, K. W.; Keith, W.; Tuerk, A. The economy-wide effects of large-scale renewable electricity expansion in Europe: The role of integration costs. *Renewable Energy*, 2019, 134(4), pp. 1369-1380.
- [15] Zheng, Y. et al. Optimal Operation of Battery Energy Storage System Considering Distribution System Uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 9(3), pp. 1051 - 1060.
- [16] Lavorato, M.; Franco, J. F.; Rider, M. J.; Romero, R. Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(1), pp. 172-180.
- [17] Melhorn, A. C.; Dimitrovski, A. Three-phase probabilistic load flow in radial and meshed distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2015, 9(6), pp. 2743 - 2750.
- [18] Home-Ortiz, J. M.; Pourakbari-Kasmaei, M.; Lehtonen, M. S. M. J. R. Optimal location-allocation of storage devices and renewable-based DG in distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 2019, Volumen 172, pp. 11-21.

- [19] Grisales-Noreña, L. F.; Montoya, D. G.; Ramos-Paja, C. A. Optimal Sizing and Location of Distributed Generators Based on PBIL and PSO Techniques. *Energies*, 2018, Volumen 11, pp. 1-27.
- [20] Grisales-Noreña, L. F.; Montoya, O. D.; Gil-González, W. Integration of energy storage systems in AC distribution networks: Optimal location, selecting, and operation approach based on genetic algorithms. *Journal of Energy Storage*, 2019, 25(10), p. 100891.
- [21] Gil-González, W.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Cruz-Peragón, F.; Alcalá, G. Economic Dispatch of Renewable Generators and BESS in DC Microgrids Using Second-Order Cone Optimization. *Energies*, 2020, 13(7), pp. 1-15.
- [22] Ma K.; Liu P.; Li J.; Wang C.; Yu Y. Power Optimization Based on Successive Convex Approximation in Smart Grid Communications. Hangzhou, Cina, *IEEE*, 2018.
- [23] Fahad Zia, M.; Elbouchikhi, E.; Benbouzid, M.; Guerrero, J. M. Energy Management System for an Islanded Microgrid With Convex Relaxation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2019, 55(6), pp. 7175 - 7185.
- [24] Valencia, A.; Hincapie, R.A.; Gallego, R.A. Optimal location, selection, and operation of battery energy storage systems and renewable distributed generation in medium–low tensión distribution networks. *J. Energy Storage*, 2021, 34, 102158.
- [25] Soroudi, A. Power System Optimization Modeling in GAMS. *Springer International Publishing: Berlin/Heidelberg, Germany*, 2017.
- [26] Gonzalez, W.J.G.; Bocanegra, S.Y.; Serra, F.M.; Bueno-López, M.; Magaldi, G.L. Control Methods for Single-phase Tensión Supply with VSCs to Feed Nonlinear Loads in Rural Areas. *Trans. Energy Syst. Eng. Appl.*, 2020, 1, 33–47.
- [27] Raugei, M.; Peluso, A.; Leccisi, E.; Fthenakis, V. Life-Cycle Carbon Emissions and Energy Return on Investment for 80% Domestic Renewable Electricity with Battery Storage in California (U.S.A.). *Energies*, 2020, 13, 3934.

-
- [28] Gong, Z.; Chau, S.; Trescases, O. Quantifying the GHG Reduction versus Battery Size in Diesel Nodes with Electrified HVAC. In *Proceedings of the 2020 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*, Chicago, IL, USA, 23–26 June 2020.
- [29] Grisales-Noreña, L.; Montoya, O.D.; Ramos-Paja, C.A. An energy management system for optimal operation of BSS in DC distributed generation environments based on a parallel PSO algorithm. *J. Energy Storage*, 2020, 29, 101488.
- [30] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. Sizing of Residential PV Battery Systems. *Energy Procedia*, 2014, 46, 78–87.
- [31] Subramaniam, U.; Vavilapalli, S.; Padmanaban, S.; Blaabjerg, F.; Holm-Nielsen, J.B.; Almakhlles, D. A Hybrid PV-Battery System for ON-Grid and OFF-Grid Applications—Controller-In-Loop Simulation Validation. *Energies*, 2020, 13, 755.
- [32] Zhu, Y.; Liu, C.; Wang, B.; Sun, K. Damping control for a target oscillation mode using battery energy storage. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, 2018, 6, 833–845.
- [33] Kisacikoglu, M.C.; Ozpineci, B.; Tolbert, L.M. Effects of V2G reactive power compensation on the component selection in an EV or PHEV bidirectional charger. In *Proceedings of the 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Atlanta, GA, USA, 12–16 September 2010.
- [34] Mazza, A.; Mirtaheri, H.; Chicco, G.; Russo, A.; Fantino, M. Location and Sizing of Battery Energy Storage Units in Low Tensión Distribution Networks. *Energies* 2019, 13, 52.
- [35] Wang, Z.; Zhong, J.; Chen, D.; Lu, Y.; Men, K. A multi-period optimal power flow model including battery energy storage. In *Proceedings of the 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, Canada, 21–25 July 2013.
- [36] Aghaei, J.; Bozorgavari, S.A.; Pirouzi, S.; Farahmand, H.; Korpås, M. Flexibility Planning of Distributed Battery Energy Storage Systems in Smart Distribution Networks. Iran. *J. Sci. Technol. Trans. Electr. Eng.*, 2019, 44, 1105–1121.
-

- [37] Das, C.K.; Bass, O.; Kothapalli, G.; Mahmoud, T.S.; Habibi, D. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018, 91, 1205–1230.
- [38] Heine, P.; Hellman, H.P.; Pihkala, A.; Siilin, K. Battery Energy Storage for Distribution System—Case Helsinki. In *Proceedings of the 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM)*, Kärđla, Estonia, 12–15 June 2019.
- [39] Almehizia, A.A.; Al-Ismail, F.S.; Alohalı, N.S.; Al-Shammari, M.M. Assessment of battery storage utilization in distribution feeders. *Energy Transit.* 2020, 4, 101–112.
- [40] Montoya, O. D.; Grajales, A.; Garces, A.; Castro, C. A. Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation. *IEEE Latin America Transactions*, 2017, 15(5), pp. 890 - 900.
- [41] Luna, A.C.; Diaz, N.L.; Andrade, F.; Graells, M.; Guerrero, J.M. Vasquez, J.C. Economic power dispatch of distributed generators in a grid-connected microgrid. In *Proceedings of the 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*, Seoul, Korea, 1–5 June 2015.
- [42] Farivar, M.; Low, S.H. Branch Flow Model: Relaxations and Convexification—Part I. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2013, 28, 2554–2564.
- [43] Mora, C.A.; Montoya, O.D.; Trujillo, E.R. Mixed-Integer Programming Model for Transmission Network Expansion Planning with Battery Energy Storage Systems (BESS). *Energies*, 2020, 13, 4386.
- [44] Molzahn, D.K. Identifying and Characterizing Non-Convexities in Feasible Spaces of Optimal Power Flow Problems. *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, 2018, 65, 672–676.
- [45] Fajardo, P.; Ávila, R.; Aristizábal, A.J.; Ospina, D. Transition of energy policy and regulation on distributed generation (DG) in Colombia. *AIP Conf. Proc.* 2019, 2123, 020013.

-
- [46] Paz-Rodríguez, A.; Castro-Ordoñez, J.F.; Montoya, O.D.; Giral-Ramírez, D.A. Optimal Integration of Photovoltaic Sources in Distribution Networks for Daily Energy Losses Minimization Using the Vortex Search Algorithm. *Applied Sciences* 2021, 11, 4418.
- [47] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Orozco-Henao, C. Vortex search and Chu-Beasley genetic algorithms for optimal location and sizing of distributed generators in distribution networks: A novel hybrid approach. *Eng. Sci. Technol. Int. J.* 2020.
- [48] Anzola, D.; Castro, J.; Giral, D. Herramienta de simulación para el análisis de flujo óptimo clásico utilizando multiplicadores de Lagrange. *Trans. Energy Syst. Eng. Appl.* 2021, 2, 1–16.
- [49] MATLAB. High-performance numeric computation and visualization software, *The Mathworks Inc.*, Natick.
- [50] GAMS (General Algebraic Modeling System). High-level software for system modeling for mathematical optimization, *GAMS Software GmbH*.
- [51] Santillán-Lemus, F. D.; Minor-Popocatl, H.; Aguilar-Mejía, O. a. T.-O. R. Optimal Economic Dispatch in Microgrids with Renewable Energy Sources. *Energies*, 2019, 12(1), pp. 1-14.
- [52] Montoya, O. D.; Gil-González, W.; Grisales-Noreña, L. F. An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach. *Ain Shams Engineering Journal*, 2019, pp. 1-10.
- [53] Montoya, O. D.; Grisales-Noreña, L. F. G.-G. W.; Alcalá, G.; Hernandez-Escobedo, Q. Optimal Location and Sizing of PV Sources in DC Networks for Minimizing Greenhouse Emissions in Diesel Generators. *Symmetry*, 2020, 12(2), pp. 1-14.
- [54] Sachs, J.; Sawodny, O. A Two-Stage Model Predictive Control Strategy for Economic Diesel-PV-Battery Island Microgrid Operation in Rural Areas. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(3), pp. 903 - 913.
-

- [55] Tan, X.; Wu, Y.; Tsang, D. H. K. Pareto Optimal Operation of Distributed Battery Energy Storage Systems for Energy Arbitrage under Dynamic Pricing. *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, 2016, 27(7), pp. 2103 - 2115.
- [56] X. Tan, G. Qu, B. Sun, N. Li; D. H. K. Tsang. Optimal Scheduling of Battery Charging Station Serving Electric Vehicles Based on Battery Swapping. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2), 2019, pp. 1372 - 1384.
- [57] Grisales, L. F.; Montoya O. D.; Grajalas A.; Hincapie R. A.; Granada M. Optimal Planning and Operation of Distribution Systems Considering Distributed Energy Resources and Automatic Reclosers. *IEEE Latin America Transactions*, 2018, 16(1), pp. 126 - 134.
- [58] Grisales-Noreña, L.F.; Garzon-Rivera, O.D.; Montoya, O.D.; Ramos-Paja, C.A. Hybrid Metaheuristic Optimization Methods for Optimal Location and Sizing DGs in DC Networks. *In Communications in Computer and Information Science*, Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2019, pp. 214 - 225.
- [59] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Grisales-Noreña, L.F. Hybrid GA-SOCP Approach for Placement and Sizing of Distributed Generators in DC Networks. *Appl. Sci.* 2020, 10, 8616.
- [60] Altun, T.; Madani, R.; Yadav, A.P.; Nasir, A.; Davoudi, A. Optimal Reconfiguration of DC Networks. *IEEE Trans. Power Syst.* 2020, 35, 4272–4284.
- [61] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Hernández, J.C.; Giral-Ramírez, D.A.; Medina-Quesada, A. A Mixed-Integer Nonlinear Programming Model for Optimal Reconfiguration of DC Distribution Feeders. *Energies* 2020, 13, 4440.
- [62] Jannesar, M.R.; Sedighi, A.; Savaghebi, M.; Anvari-Moghaddam, A.; Guerrero, J.M. Optimal probabilistic planning of passive harmonic filters in distribution networks with high penetration of photovoltaic generation. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, 110, 332–348.
- [63] Navidi, M.; Tafreshi, S.M.M.; Anvari-Moghaddam, A. A game theoretical approach for sub-transmission and generation expansion planning utilizing multi-regional energy systems. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020, 118, 105758.

-
- [64] Khaligh, V.; Anvari-Moghaddam, A. Stochastic expansion planning of gas and electricity networks: A decentralized-based approach. *Energy* 2019, 186, 115889.
- [65] Montoya, O. D. et al. Economic Dispatch of BESS and Renewable Generators in DC Microgrids Using Tensión-Dependent Load Models. *Energies*, 2019, 12(23), pp. 1-20.
- [66] Lotfi, H.; Khodaei, A. AC Versus DC Microgrid Planning. *IEEE Trans. Smart Grid* 2017, 8, 296–304.
- [67] Simiyu, P.; Xin, A.; Wang, K.; Adwek, G.; Salman, S. Multiterminal Medium Voltage DC Distribution Network Hierarchical Control. *Electronics* 2020, 9, 506.
- [68] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Grisales-Noreña, L. Relaxed convex model for optimal location and sizing of DGs in DC grids using sequential quadratic programming and random hyperplane approaches. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020, 115, 105442.
- [69] Murillo-Yarce, D.; Garcés-Ruiz, A.; Escobar-Mejía, A. Passivity-Based Control for DC-Microgrids with Constant Power Terminals in Island Mode Operation. *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioq.* 2018, 32–39.
- [70] Kumar, J.; Agarwal, A.; Agarwal, V. A review on overall control of DC microgrids. *J. Energy Storage* 2019, 21, 113–138.
- [71] Gao, F.; Kang, R.; Cao, J.; Yang, T. Primary and secondary control in DC microgrids: A review. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 2018, 7, 227–242.
- [72] Garcés, A.; Montoya, O.D. A Potential Function for the Power Flow in DC Microgrids: An Analysis of the Uniqueness and Existence of the Solution and Convergence of the Algorithms. *J. Control. Autom. Electr. Syst.* 2019, 30, 794–801.
- [73] Gil-González, W.; Molina-Cabrera, A.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F. An MI-SDP Model for Optimal Location and Sizing of Distributed Generators in DC Grids That Guarantees the Global Optimum. *Appl. Sci.* 2020, 10, 7681.
- [74] Chen, Y.; Xiang, J.; Li, Y. SOCP Relaxations of Optimal Power Flow Problem Considering Current Margins in Radial Networks. *Energies* 2018, 11, 3164.
-

- [75] Garcés, A. On the Convergence of Newton's Method in Power Flow Studies for DC Microgrids. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018, 33, 5770–5777.
- [76] Montoya, O.D.; Gil-González, W. A MIQP model for optimal location and sizing of dispatchable DGs in DC networks. *Energy Syst.*, 2020.
- [77] Montoya, O.D.; Garrido, V.M.; Grisales-Norena, L.F.; Gil-Gonzalez, W.; Garces, A., Ramos-Paja, C.A. Optimal Location of DGs in DC Power Grids Using a MINLP Model Implemented in GAMS. *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*, 2018, pp 1-5.
- [78] Hindi, H. A tutorial on convex optimization. *In Proceedings of the 2004 American Control Conference*, Boston, MA, USA, 2004.
- [79] Alizadeh, F.; Goldfarb, D. Second-order cone programming. *Math. Program.* 2003, 95, 3–51.
- [80] Li, J.; Liu, F.; Wang, Z.; Low, S.H.; Mei, S. Optimal Power Flow in Stand-Alone DC Microgrids. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018, 33, 5496–5506.
- [81] Jeyakumar, V.; Li, G. Exact Conic Programming Relaxations for a Class of Convex Polynomial Cone Programs. *J. Optim. Theory Appl.* 2017, 172, 156–178.
- [82] Montoya, O.D.; Molina-Cabrera, A.; Chamorro, H.R.; Alvarado-Barrios, L.; Rivas-Trujillo, E. A Hybrid Approach Based on SOCP and the Discrete Version of the SCA for Optimal Placement and Sizing DGs in AC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 26.
- [83] Lobo, M.S., Vandenberghe, L., Boyd, S., Lebret, H. Applications of second-order cone programming. *Linear Algebra Appl.* 1998, 284, 193–228.
- [84] Nesterov, Y. *Lectures on Convex Optimization*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2018.
- [85] Tuy, H. *Convex Analysis and Global Optimization*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2016.

- [86] Nesterov, Y.; Nemirovskii, A. Interior-Point Polynomial Algorithms in Convex Programming. *Society for Industrial and Applied Mathematics*: Philadelphia, PA, USA, 1994.
- [87] Sturm, J.F. Using SeDuMi 1.02. A Matlab toolbox for optimization over symmetric cones. *Optim. Methods Softw.* 1999, 11, 625–653.
- [88] Toh, K.C.; Todd, M.J.; Tütüncü, R.H. SDPT3—A Matlab software package for semidefinite programming, Version 1.3. *Optim. Methods Softw.* 1999, 11, 545–581.
- [89] Benson, H.Y.; Ümit, S. Mixed-Integer Second-Order Cone Programming: A Survey. In *Theory Driven by Influential Applications*; INFORMS: Catonsville, MD, USA, 2014; pp. 13–36.
- [90] Lavaei, J.; Low, S.H. Zero Duality Gap in Optimal Power Flow Problem. *IEEE Trans. Power Syst.* 2012, 27, 92–107.
- [91] Ridha, H.M.; Gomes, C.; Hizam, H. Estimation of photovoltaic module model's parameters using an improved electromagneticlike algorithm. *Neural Comput. Appl.* 2020, 32, 12627–12642.
- [92] Čalasan, M.; Mujičić, D.; Rubežić, V.; Radulović, M. Estimation of Equivalent Circuit Parameters of Single-Phase Transformer by Using Chaotic Optimization Approach. *Energies* 2019, 12, 1697.
- [93] Čalasan, M.; Micev, M.; Ali, Z.M.; Zobaa, A.F.; Abdel Aleem, S.H.E. Parameter Estimation of Induction Machine Single-Cage and Double-Cage Models Using a Hybrid Simulated Annealing–Evaporation Rate Water Cycle Algorithm. *Mathematics* 2020, 8, 1024.
- [94] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Garces, A. Power flow approximation for DC networks with constant power loads via logarithmic transform of tensión magnitudes. *Electr. Power Syst. Res.* 2019, 175, 105887.
- [95] Montoya, O.D. A convex OPF approximation for selecting the best candidate nodes for optimal location of power sources on DC resistive networks. *Eng. Sci. Technol. Int. J.* 2020, 23, 527–533.

- [96] Grant, M.; Boyd, S. CVX: Matlab Software for Disciplined Convex Programming, Version 2.1. 2014. Available online: <http://cvxr.com/cvx> (accessed on 1 December 2021).
- [97] CPLEX Optimizer. Tool for solving linear optimization problems, commonly referred to as Linear Programming (LP) problems, IBM ILOG CPLEX Optimization Studio.
- [98] Berglund, F.; Zaferanlouei, S.; Korpås, M.; Uhlen, K. Optimal Operation of Battery Storage for a Subscribed Capacity-Based Power Tariff Prosumer—A Norwegian Case Study. *Energies*, 2019, 12, 4450.
- [99] Denholm, P.; Sioshansi, R. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy*, 2009, 37, 3149–3158.
- [100] Mazaheri, H.; Abbaspour, A.; Fotuhi-Firuzabad, M.; Farzin, H.; Moeini-Aghaie, M. Investigating the impacts of energy storage systems on transmission expansion planning. *In Proceedings of the 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, Tehran, Iran, 2–4 May 2017.
- [101] Zia, M.F.; Elbouchikhi, E.; Benbouzid, M. Optimal operational planning of scalable DC microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations. *Appl. Energy* 2019, 237, 695–707.
- [102] Montoya, O.D.; Gil-González, W. Dynamic active and reactive power compensation in distribution networks with batteries: A day-ahead economic dispatch approach. *Comput. Electr. Eng.*, 2020, 85, 106710.
- [103] Montoya, O.D.; Serra, F.M.; Angelo, C.H.D. On the Efficiency in Electrical Networks with AC and DC Operation Technologies: A Comparative Study at the Distribution Stage. *Electronics*, 2020, 9, 1352.
- [104] Chen, S.; Gooi, H.; Wang, M. Solar radiation forecast based on fuzzy logic and neural networks. *Renew. Energy* 2013, 60, 195–201.

-
- [105] Kim, J.; Moon, J.; Hwang, E.; Kang, P. Recurrent inception convolution neural network for multi short-term load forecasting. *Energy Build.* 2019, 194, 328–341.
- [106] Yang, X.; Xu, M.; Xu, S.; Han, X. Day-ahead forecasting of photovoltaic output power with similar cloud space fusion based on incomplete historical data mining. *Appl. Energy* 2017, 206, 683–696.
- [107] Ou, G.; Murphey, Y.L. Multi-class pattern classification using neural networks. *Pattern Recognit.* 2007, 40, 4–18.
- [108] Yang, S.; Ting, T.; Man, K.; Guan, S.U. Investigation of Neural Networks for Function Approximation. *Procedia Comput. Sci.* 2013, 17, 586–594.
- [109] Tambouratzis, G.; Tambouratzis, T.; Tambouratzis, D. Clustering with artificial neural networks and traditional techniques. *Int. J. Intell. Syst.* 2003, 18, 405–428.
- [110] Tealab, A. Time series forecasting using artificial neural networks methodologies: A systematic review. *Future Comput. Inform. J.* 2018, 3, 334–340.
- [111] Choi, J.; Park, W.K.; Lee, I.W. Economic Dispatch of Multiple Energy Storage Systems Under Different Characteristics. *Energy Procedia* 2017, 141, 216–221.
- [112] Farivar, M.; Low, S.H. Branch Flow Model: Relaxations and Convexification—Part II. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013, 28, 2565–2572.
- [113] López-Lezama, J.M. Optimal location of distributed generation in distribution systems using a model of nonlinear whole mixed programming. *Tecnura* 2011, 15, 101–110.
- [114] Ayodele, T.R.; Ogunjuyigbe, A.S.O.; Akinola, O.O. Optimal Location, Sizing, and Appropriate Technology Selection of Distributed Generators for Minimizing Power Loss Using Genetic Algorithm. *J. Renew. Energy* 2015, 2015, 832917.
- [115] Babu, P.V.; Singh, S. Optimal Placement of DG in Distribution Network for Power Loss Minimization Using NLP & PLS Technique. *Energy Procedia* 2016, 90, 441–454.
-

- [116] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Grisales-Noreña, L. An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach. *Ain Shams Eng. J.* 2020, 11, 409–418.
- [117] Gil-González, W.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Perea-Moreno, A.J.; Hernandez-Escobedo, Q. Optimal Placement and Sizing of Wind Generators in AC Grids Considering Reactive Power Capability and Wind Speed Curves. *Sustainability* 2020, 12, 2983.
- [118] Porkar, S.; Poure, P.; Abbaspour-Tehrani-fard, A.; Saadate, S. A new framework for large distribution system optimal planning in a competitive electricity market. *In Proceedings of the 2010 IEEE International Energy Conference, Manama, Bahrain, 2010.*
- [119] Siahi, M.; Porkar, S.; Abbaspour-Tehrani-Fard, A.; Poure, P.; Saadate, S. Competitive distribution system planning model integration of dg, interruptible load and tensión regulator devices. *Iran. J. Sci. Technol. Trans. Eng.* 2010, 34, 619–635.
- [120] Kazmi, S.; Shahzad, M.; Shin, D. Multi-Objective Planning Techniques in Distribution Networks: A Composite Review. *Energies* 2017, 10, 208.
- [121] Soleymani, S.; Mozafari, B.; Kamarposhti, M. Optimal capacitor placement for power loss reduction and voltage stability enhancement in distribution systems. *Trakia J. Sci.* 2014, 12, 425–430.
- [122] Aman, M.; Jasmon, G.; Bakar, A.; Mokhlis, H.; Karimi, M. Optimum shunt capacitor placement in distribution system—A review and comparative study. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 30, 429–439.
- [123] Thang, V.V.; Minh, N.D. Optimal Allocation and Sizing of Capacitors for Distribution Systems Reinforcement Based on Minimum Life Cycle Cost and Considering Uncertainties. *Open Electr. Electron. Eng. J.* 2017, 11, 165–176.
- [124] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Hernández, J.C. Optimal Selection and Location of BESS Systems in Medium-Tensión Rural Distribution Networks for Minimizing Greenhouse Gas Emissions. *Electronics* 2020, 9, 2097.

-
- [125] Naghiloo, A.; Abbaspour, M.; Mohammadi-Ivatloo, B.; Bakhtari, K. GAMS based approach for optimal design and sizing of a pressure retarded osmosis power plant in Bahmanshir river of Iran. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 52, 1559–1565.
- [126] Ansari, A.; Abbaspour, M. Modelling and economic evaluation of pressure-retarded osmosis power plant case study: Iran. *Int. J. Ambient Energy* 2017, 40, 69–81.
- [127] Touati, K.; Tadeo, F. Green energy generation by pressure retarded osmosis: State of the art and technical advancement—review. *Int. J. Green Energy* 2016, 14, 337–360.
- [128] Ulanicki, B.; Bounds, P.L.M.; Rance, J.P. Using a GAMS Modelling Environment to Solve Network Scheduling Problems. *Meas. Control* 1999, 32, 110–115.
- [129] Tin-Loi, F. A GAMS model for the plastic limit analysis of plane frames. *Appl. Math. Model.* 1993, 17, 595–602.
- [130] Castillo, E.; Gonejo, A.J.; Pedregal, P.; Garcíá, R.; Alguacil, N. *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*; John Wiley & Sons, Inc.: Hoboken, NJ, USA, 2001.
- [131] Andrei, N. *Continuous Nonlinear Optimization for Engineering Applications in GAMS Technology*; Springer International Publishing: Berlin/Heidelberg, Germany, 2017.
- [132] De Oliveira, L.S.; Saramago, S.F.P. Multiobjective optimization techniques applied to engineering problems. *J. Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.* 2010, 32, 94–105.
- [133] Emmerich, M.T.M.; Deutz, A.H. A tutorial on multiobjective optimization: fundamentals and evolutionary methods. *Nat. Comput.* 2018, 17, 585–609.
- [134] Moradi, M.H.; Abedini, M. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2012, 34, 66–74.
- [135] Mohanty, B.; Tripathy, S. A teaching learning based optimization technique for optimal location and size of DG in distribution network. *Journal of electrical systems and information technology* 2016, 3, 33–44.
-

- [136] Grisales-Noreña, L.F.; Gonzalez Montoya, D.; Ramos-Paja, C.A. Optimal sizing and location of distributed generators based on PBIL and PSO techniques. *Energies* 2018, 11, 1018.
- [137] Al Khatib, A.; Shareef, H. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Mitigation and Tensión Profile Enhancement Using Atom Search Optimization.
- [138] Raharjo, J.; Adam, K.B.; Priharti, W.; Zein, H.; Hasudungan, J.; Suhartono, E. Optimization of Placement and Sizing on Distributed Generation Using Technique of Smalling Area. 2021 *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2021, pp. 475–479.
- [139] Selim, A.; Kamel, S.; Alghamdi, A.S.; Jurado, F. Optimal placement of DGs in distribution system using an improved Harris Hawks optimizer based on single-and multi-objective approaches. *IEEE Access* 2020, 8, 52815–52829
- [140] Kaur, S.; Kumbhar, G.; Sharma, J. A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2014, 63, 609–617.
- [141] Montoya, O. D.; Grisales-Noreña, L. F. G.-G. W.; Alcalá, G.; Hernandez-Escobedo, Q. Optimal Location and Sizing of PV Sources in DC Networks for Minimizing Greenhouse Emissions in Diesel Generators. *Symmetry*, 2020, 12, 322.
- [142] Radosavljevic, J.; Arsic, N.; Milovanovic, M.; Ktena, A. Optimal placement and sizing of renewable distributed generation using hybrid metaheuristic algorithm. *Journal of modern power systems and clean energy* 2020, 8, 499–510.
- [143] Huy, P.D.; Ramachandramurthy, V.K.; Yong, J.Y.; Tan, K.M.; Ekanayake, J.B. Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage. *Energy* 2020, 195, 117011.
- [144] Gil-González, W.; Garces, A.; Montoya, O.D.; Hernández, J.C. A mixed-integer convex model for the optimal placement and sizing of distributed generators in power distribution networks. *Applied Sciences* 2021, 11, 627.

-
- [145] Elkadeem, M.R.; Elaziz, M.A.; Ullah, Z.; Wang, S.; Sharshir, S.W. Optimal Planning of Renewable Energy-Integrated Distribution System Considering Uncertainties. *IEEE Access* 2019, 7, 164887–164907.
- [146] Ali, A.; Raisz, D.; Mahmoud, K.; Lehtonen, M. Optimal Placement and Sizing of Uncertain PVs Considering Stochastic Nature of PEVs. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2020, 11, 1647–1656.
- [147] Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Alvarado-Barrios, L.; Arias-Londoño, A.; Álvarez-Arroyo, C. Efficient Reduction in the Annual Investment Costs in AC Distribution Networks via Optimal Integration of Solar PV Sources Using the Newton Metaheuristic Algorithm. *Appl. Sci.* 2021, 11, 1525.
- [148] Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Perea-Moreno, A.J. Optimal Investments in PV Sources for Grid-Connected Distribution Networks: An Application of the Discrete–Continuous Genetic Algorithm. *Sustainability* 2021, 13, 3633.
- [149] Khoso, A.H.; Shaikh, M.M.; Hashmani, A.A. A New and Efficient Nonlinear Solver for Load Flow Problems. *Engineering, Technology & Applied Science Research* 2020, 10, 5851–5856.
- [150] Kim, Y.; Kim, K. Accelerated Computation and Tracking of AC Optimal Power Flow Solutions using GPUs. 2021.
- [151] Mahmoud, M.S.; Fouad, M. Control and Optimization of Distributed Generation Systems, *Springer: Berlin/Heidelberg, Germany*, 2015.
- [152] Chen, X.; Li, Z.; Wan, W.; Zhu, L.; Shao, Z. A master–slave solving method with adaptive model reformulation technique for water network synthesis using MINLP. *Sep. Purif. Technol.* 2012, 98, 516–530.
- [153] Montoya, O.D.; Gil-González, W.; Giral, D.A. On the Matricial Formulation of Iterative Sweep Power Flow for Radial and Meshed Distribution Networks with Guarantee of Convergence. *Appl. Sci.* 2020, 10, 5802.
-

- [154] Herrera-Briñez, M.C.; Montoya, O.D.; Alvarado-Barrios, L.; Chamorro, H.R. The Equivalence between Successive Approximations and Matricial Load Flow Formulations. *Appl. Sci.* 2021, 11, 2905.
- [155] Shen, T.; Li, Y.; Xiang, J. A graph-based power flow method for balanced distribution systems. *Energies* 2018, 11, 511.
- [156] Lun, T.; Wei, T.; Chang, X.; Shumin, M.; Liang, W.; Xia, Y. Network connectivity identification method based on incidence matrix and branch pointer vector. *In Proceedings of the 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT Asia)*, Chengdu, China, 21–24 May 2019; pp. 429–433.
- [157] Zhang, S.; Yan, Y.; Bao, W.; Guo, S.; Jiang, J.; Ma, M. Network topology identification algorithm based on adjacency matrix. *In Proceedings of the 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, Auckland, New Zealand, 4–7 December 2017; pp. 1–5.
- [158] Simpson-Porco, J.W.; Dörfler, F.; Bullo, F. On resistive networks of constant-power devices. *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs* 2015, 62, 811–815.
- [159] Sahoo, R.R.; Ray, M. PSO based test case generation for critical path using improved combined fitness function. *J. King Saud Univ.-Comput. Inform. Sci.* 2020, 32, 479–490.
- [160] Zhang, X.; Beram, S.M.; Haq, M.A.; Wawale, S.G.; Buttar, A.M. Research on algorithms for control design of human–machine interface system using ML. *Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag.* 2021, 1–8.
- [161] Roshan, R.; Porwal, R.; Sharma, C.M. Review of search based techniques in software testing. *Int. J. Comput. Appl.* 2012, 51, 42–45.
- [162] Harman, M.; Jia, Y.; Zhang, Y. Achievements, open problems and challenges for search based software testing. *In Proceedings of the 2015 IEEE 8th International Conference on Software Testing, Verification and Validation (ICST)*, Graz, Austria, 13–17 April 2015; pp. 1–12.

-
- [163] Dogan, B.; Ölmez, T. A new metaheuristic for numerical function optimization: Vortex Search algorithm. *Inform. Sci.* 2015, 293, 125–145.
- [164] Gharehchopogh, F.S.; Maleki, I.; Dizaji, Z.A. Chaotic vortex search algorithm: Metaheuristic algorithm for feature selection. *Evol. Intell.* 2021, 1–32.
- [165] Sahoo, N.; Prasad, K. A fuzzy genetic approach for network reconfiguration to enhance tensión stability in radial distribution systems. *Energy Conver. Manag.* 2006, 47, 3288–3306.
- [166] Castiblanco-Pérez, C.M.; Toro-Rodríguez, D.E.; Montoya, O.D.; Giral-Ramírez, D.A. Optimal Placement and Sizing of DSTATCOM in Radial and Meshed Distribution Networks Using a Discrete-Continuous Version of the Genetic Algorithm. *Electronics* 2021, 10, 1452.
- [167] Wang, P.; Wang, W.; Xu, D. Optimal sizing of distributed generations in DC microgrids with comprehensive consideration of system operation modes and operation targets. *IEEE Access* 2018, 6, 31129–31140.
- [168] Grisales-Noreña, L.F.; Montoya, O.D.; Ramos-Paja, C.A.; Hernandez-Escobedo, Q.; Perea-Moreno, A.J. Optimal location and sizing of distributed generators in DC Networks using a hybrid method based on parallel PBIL and PSO. *Electronics* 2020, 9, 1808.
- [169] Monteiro, V.; Monteiro, L.F.C.; Franco, F.L.; Mandrioli, R.; Ricco, M.; Grandi, G.; Afonso, J.L. The Role of Front-End AC/DC Converters in Hybrid AC/DC Smart Homes: Analysis and Experimental Validation. *Electronics* 2021, 10, 2601.

COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

2. COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

La presente tesis doctoral cumple el requisito establecido en el artículo 25 del Reglamento de los Estudios de Doctorado de la Universidad de Jaén (modificado por el Consejo de Gobierno de la Universidad de Jaén de fecha 18 de febrero de 2019) para ser presentada como conjunto de trabajos publicados en el que son necesarios al menos dos artículos publicados o aceptados, o capítulos de libro, o un libro, debiendo ser el doctorando o doctoranda el primer autor en al menos uno de ellos según unos criterios mínimos de calidad establecidos por la Comisión Nacional Evaluadora de la Actividad Investigadora (CNEAI).

Durante el desarrollo de esta tesis se han generado tres artículos ya aceptados y publicados. Dos de estos artículos se encuentran incluidos dentro de la alta relevancia (segundo cuartil) del Journal Citation Report ® (JCR). En ambos artículos el doctorando es el primer autor y están publicados en la revista *Electronics, MDPI Multidisciplinary Digital Publishing Institute*. El tercer artículo se encuentra también incluido dentro de la alta relevancia (primer cuartil) del Journal Citation Report ® (JCR). En este tercer artículo el doctorando es el segundo autor y están publicados en la revista *Sensors, MDPI Multidisciplinary Digital Publishing Institute*.

2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS

2.1.1. *A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks*

Molina-Martin, F.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Hernández, J.C. A Mixed-Integer Conic Formulation for Optimal Placement and Dimensioning of DGs in DC Distribution Networks. *Electronics* 2021, 10, 176. <https://doi.org/10.3390/electronics10020176>.

Estado / Status: Publicado / Published

Índice de impacto / Impact factor: 2.690 (2021)

Categoría / Category: Electrical and Electronic Engineering. Ranking (2021): Q2

Índice de citas / Citation index: WOS: 3; Scopus: 5; Google Scholar: 9

2.1.2. *Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS*

Molina-Martin, F.; Montoya, O.D.; Grisales-Noreña, L.F.; Hernández, J.C.; Ramírez-Vanegas, C.A. Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS. *Electronics* 2021, 10, 1002. <https://doi.org/10.3390/electronics10091002>.

Estado / Status: Publicado / Published

Índice de impacto / Impact factor: 2.690 (2021)

Categoría / Category: Electrical and Electronic Engineering. Ranking (2021): Q2

Índice de citas / Citation index: WOS: 7; Scopus: 7; Google Scholar: 9

2.1.3. *Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm*

Cortés-Caicedo, B.; **Molina-Martin, F.**; Grisales-Noreña, L.F.; Montoya, O.D.; Hernández, J.C. Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm. *Sensors* 2022, 22, 851. <https://doi.org/10.3390/s22030851>.

Estado / Status: Publicado / Published

Índice de impacto / Impact factor: 3.847 (2021)

Categoría / Category: Instrumentation. Ranking (2021): Q1

Índice de citas / Citation index: WOS: 4; Scopus: 2; Google Scholar: 5

