

Evaluación de metodologías para el dimensionamiento de microrredes aisladas

Astrid Juliana Duarte Mateus y Erika Dayanna Zanguña Barón

Trabajo de grado para optar por el título de Ingenieras Electricistas.

Director:

Juan Manuel Rey López

Ph.D. en Ingeniería Electrónica

Codirectores:

Iván Edgardo Jiménez Vargas

German Alfonso Osma Pinto

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

### Dedicatoria

Dedico esta tesis de manera especial a mis padres, hermanos, a mi querido Michael por acompañarme en el camino, a Johanna por su leal amistad durante años, a mi amiga y compañera de tesis por su apoyo brindado, y quiero agradecerme por creer en mí.

*Erika Dayanna.*

quién dirige el universo y dio la posibilidad de tener a Andrómeda en mi vida, a mi mamá quien a pesar de las diferencias cree en mí como nunca nadie más lo hará, a Cris quien ha estado presente sin importar las circunstancias, a quienes me han enseñado lo bonito que es el aquí y el ahora, con quienes he visto las estrellas y los atardeceres.

A quienes el COVID me arrebató y sin tregua les impidió estar en este momento, a quien la vida se llevó tan de prisa, donde quiera que estén, también les dedico la felicidad que me trae culminar esta etapa.

*Astrid Juliana.*

### Agradecimientos

Al universo por permitirme compartir el espacio tiempo con personas maravillosas, a mi madre quien ha estado presente, a Cris por su apoyo incondicional, a mi compañera de trabajo y amiga quien me motivo siempre, a quienes han estado presentes en mi vida de la mejor manera, a mi papá quien me ayudo a continuar mis estudios.

*Astrid Juliana.*

Al profesor Juan Manuel Rey y a Iván Jiménez por su tiempo y apoyo durante la realización de este trabajo, al profesor German Osma por su orientación.

A los profesores de la E3T que siempre mostraron su amor y dedicación al enseñar, hicieron que nuestro paso por la Universidad Industrial de Santander fuera más agradable, a quienes nos acompañaron en este proceso, ¡GRACIAS!

*Astrid Juliana y Erika Dayanna.*

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	14
1. Objetivos .....	16
1.1 Objetivo General .....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Estado del Arte.....	17
3. Formulación de las metodologías de dimensionamiento .....	19
3.1 Formulación de la metodología usando Programación Lineal (LP) .....	20
3.1.1 Variables de diseño .....	22
3.1.2 Función objetivo .....	23
3.1.2.1 CAPEX. ....	24
3.1.2.2 OPEX. ....	24
3.1.2.3 Salvamento.....	25
3.2 Formulación de la metodología basada en reglas: .....	31
3.2.1 Variables de diseño .....	33
3.2.2 Función objetivo .....	34
3.2.3 Energy Management Strategy y despacho.....	36
3.2.4 Sistema de baterías.....	38
3.2.5 Generador diésel .....	38
4. Modelos Matemáticos.....	50

4.1 Modelo Energéticos .....	50
4.1.1 Modelo de la generación fotovoltaica:.....	50
4.1.2 Modelo de la generación eólica: .....	51
4.1.3 Modelo de almacenamiento de las baterías: .....	51
4.1.4 Modelo de la generación diésel: .....	52
4.2 Restricciones .....	52
4.2.1 Balance de potencia: .....	53
4.2.2 Límites de potencia del generador diésel:.....	53
4.2.3 Carga/descarga de la batería: .....	54
4.2.4 Estado de carga: .....	54
4.2.5 Cantidad de componentes: .....	55
4.3 Indicadores de desempeño: .....	56
4.3.1 Probabilidad de pérdida de suministro eléctrico (LPSP).....	56
4.3.2 Energía total perdida respecto a la carga (TEL) .....	57
5. Caso de Estudio.....	57
5.1 Demanda Eléctrica .....	58
5.2 Recursos energéticos.....	59
5.3 Parámetros técnicos .....	60
5.4 Parámetros económicos .....	61
6. Comparación de las metodologías implementadas .....	62
7. Conclusiones .....	71
8. Recomendaciones .....	72
Referencias Bibliográficas .....	74

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquemático de la microrred que se desea dimensionar. ....	20
Figura 2. Esquema descriptivo para el planteamiento de la metodología de dimensionamiento usando programación lineal. ....	21
Figura 3. a) Esquema descriptivo para el planteamiento de la metodología de dimensionamiento basada en reglas y b) Diagrama de flujo para las reglas de despacho. ....	32
Figura 4. Perfil de carga para dos días del caso de estudio.....	58
Figura 5. Perfiles de irradiación (a), temperatura (b) y velocidad del viento(c) para dos días en la ubicación del caso de estudio.....	59
Figura 6. a) Potencia promedio despachada en LP y b) Potencia promedio despachada en RB..	65
Figura 7. a) Potencia despachada para LP y b) RB.....	66
Figura 8. a) Potencia despachada por las baterías y b) generador diésel. ....	68
Figura 9. Energía promedio despachada y demandada para los 5 años de análisis. ....	70

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Variables de diseño.....	22
Tabla 2. Variables de diseño.....	33
Tabla 3. Parámetros técnicos de los paneles fotovoltaicos .....	60
Tabla 4. Parámetros técnicos de las turbinas eólicas .....	60
Tabla 5. Parámetros técnicos de las baterías.....	61
Tabla 6. Parámetros técnicos de los generadores diésel .....	61
Tabla 7. Parámetros económicos para las especificaciones del problema.....	62
Tabla 8. Resultados obtenidos en las dos metodologías .....	63

## Glosario

### Símbolos

$A$	Área del panel fotovoltaico.
$Ah_{bs}$	Capacidad nominal de la batería.
$bs_c$	CAPEX de la batería.
$C_{bs}$	Cantidad de baterías.
$C_{fv}$	Cantidad de paneles fotovoltaicos.
$C_{gd}$	Cantidad de generadores diésel
$c_{gd}$	Costo del despacho del generador diésel.
$C_{wt}$	Cantidad de turbinas eólicas.
$E_{bs}$	Energía actual almacenada en las baterías.
$EC_{bs}$	Energía ciclada por el conjunto de baterías.
$EC_{bst}$	Energía almacenada en la batería.
$e_{fv}$	Eficiencia del panel fotovoltaico.
$EG_{gd}$	Energía generada por el generador diésel.
$E_h$	Energía máxima almacenable de las baterías.
$E_l$	Energía mínima almacenable de las baterías.
$EN_{bs}$	Capacidad de una batería.
$f_r$	Factor de tasa de descuento.
$fuel$	Consumo del diésel.
$fv_c$	CAPEX del panel fotovoltaico.



$g_{dc}$	CAPEX del generador diésel.
$h_{o_{gd}}$	Horas de operación del generador diésel.
$i_f$	Tasa de inflación.
$i_n$	Tasa de descuento nominal.
$i_r$	Tasa de descuento real.
$K_p$	Coefficiente de temperatura del panel fotovoltaico.
NOCT	Temperatura de operación nominal de la celda solar.
$OM_{bs}$	OPEX de la batería.
$OM_{fv}$	OPEX del panel fotovoltaico.
$OM_{gd}$	OPEX del generador diésel.
$OM_{wt}$	OPEX de la turbina eólica.
$P_{bs}$	Potencia que fluye a través del conjunto de baterías.
$P_c$	Perfil de demanda.
$p_d$	Precio del diésel.
$P_{gd}$	Potencia despachada por el generador diésel.
$P_{bsh}$	Potencia máxima de descarga de la batería.
$P_{bsl}$	Potencia máxima de carga de la batería.
$P_{gdh}$	Potencia máxima despachable por el generador.
$P_{gdl}$	Potencia mínima del generador diésel.
$peco_{gd}$	Costo de penalización del generador diésel.
$PN_{fv}$	Capacidad nominal del panel fotovoltaico.
$PN_{gd}$	Capacidad nominal del generador diésel.
$PN_{wt}$	Capacidad nominal de la turbina eólica.

$ra$	Perfil de irradiancia solar.
$rc_{bs}$	Relación de capacidad de la batería.
$SOC_0$	SOC inicial de la batería.
$SOC_h$	SOC máximo de la batería.
$SOC_l$	SOC mínimo de la batería.
$T_{STC}$	Temperatura STC del panel fotovoltaico.
$t_a$	Perfil de temperatura.
$T_c$	Temperatura de la celda solar.
$V_{ci}$	Velocidad de corte inferior de la turbina eólica.
$V_{co}$	Velocidad de corte superior de la turbina eólica.
$V_N$	Velocidad nominal de la turbina eólica.
$vu_{bs}$	Vida útil de la batería.
$vu_{fv}$	Vida útil del panel fotovoltaico.
$vu_{gd}$	Vida útil del generador diésel.
$vu_{wt}$	Vida útil de la turbina eólica.
$w_d$	Perfil de viento.
$w_{tc}$	CAPEX de la turbina eólica.

### **Acrónimos**

BESS	Almacenamiento de energía de baterías.
BS	Baterías.
CAPEX	Costos de capital.
FV	Panel fotovoltaico.

GD	Generador diésel.
HLPS	Horas que no se atiende la carga.
LP	Programación lineal.
LPS	Demanda no atendida.
LSPS	Probabilidad de pérdida de suministro eléctrico.
OPEX	Costos de operación y mantenimiento.
PLOST	Generación no aprovechada.
RB	Basado en reglas.
STC	Condiciones estándares de prueba.
STC	Estado de carga.
TEL	Energía total perdida respecto a la carga.
WT	Turbina eólica.
MG	Microrred.

## Resumen

**Título:** Evaluación de metodologías para el dimensionamiento de microrredes aisladas \*

**Autores:** Astrid Juliana Duarte Mateus y Erika Dayanna Zanguña Barón \*\*

**Palabras clave:** Almacenamiento de Baterías, Fuentes Convencionales, Fuentes Renovables, Microrredes aisladas, Recursos Energéticos, Optimización Lineal, Optimización Basada en Reglas.

### Descripción

Este trabajo de grado tiene como objetivo evaluar dos de las metodologías de dimensionamiento usadas en microrredes aisladas para un mismo caso de estudio, describiendo de forma detallada el procedimiento para cada una de ellas de tal forma que ayude a la comprensión del lector.

Las metodologías seleccionadas fueron “Programación Lineal” y “Basada en Reglas”, las cuales se eligieron a partir de una revisión en el estado de arte, la ubicación geográfica se escogió teniendo en cuenta los recursos energéticos disponibles (potencial solar, potencial eólico, acceso a combustible etc.) que permitieran el desarrollo de una microrred eléctrica con integración de fuentes de generación renovable, apoyándose de un sistema de energía convencional y almacenamiento de energía, es decir, conformada por: paneles solares fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diésel y baterías. Para la implementación del caso de estudio se hizo uso de la herramienta de software MATLAB, donde se realizó un análisis para un período de 5 años, obteniendo la información necesaria sobre la operación del sistema, sus indicadores de confiabilidad y desempeño como la probabilidad de pérdida del suministro eléctrico (LPSP), la energía total perdida respecto a la carga (TEL) y costos que se verán reflejados en el CAPEX y el OPEX de cada uno de los enfoques. De los resultados obtenidos para las dos metodologías y su comparación, es posible establecer la mejor opción para el dimensionamiento de microrredes aisladas aprovechando los diferentes recursos energéticos a un menor costo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones  
Director: Juan Manuel Rey López Ph.D. en Ingeniería Electrónica Codirectores: Iván Edgardo Jiménez Vargas  
German Alfonso Osma Pinto

## Abstract

**Title:** Evaluation of methodologies for the sizing of isolated microgrids \*

**Authors:** Astrid Juliana Duarte Mateus y Erika Dayanna Zanguña Barón \*\*

**Key words:** Battery Storage, Conventional Sources, Renewable Sources, Isolated Microgrids, Energy Resources, Linear Optimization, Rule-Based Optimization.

### Description

The objective of this work is to evaluate two of the sizing methodologies used in isolated microgrids for the same case study. Describing in detail the procedure for each one in order to help the reader to understand them. The selected methodologies were "Linear Programming" and "Rule-Based", which were chosen based on a review of the state of the art. The geographical location was chosen taking into account the available energy resources (solar potential, wind potential, access to fuel, etc.) that allowed the development of an electric microgrid with integration of renewable generation sources, supported by a conventional energy system and energy storage. This means, That is made of: photovoltaic solar panels, wind turbines, diesel generators and batteries. For the implementation of the case study we used MATLAB, where an analysis was performed for a period of 5 years, obtaining the necessary information on the operation of the system, its behavior and costs. From the results obtained for the two methodologies and their comparison, is possible to establish the best option for the sizing of isolated microgrids taking advantage of the different energy resources at a lower cost.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones  
Director: Juan Manuel Rey López Ph.D. en Ingeniería Electrónica Codirectores: Iván Edgardo Jiménez Vargas  
German Alfonso Osma Pinto

## Introducción

El incremento de la demanda energética ha impulsado el desarrollo de diferentes sistemas de generación que se basan en energías renovables; uno de estos son las microrredes (Mahmoud & AL-Sunni, 2015),(Moreno & Mart, 2017). Aunque el término lleva algunos años en la literatura, su estudio ha tomado más fuerza actualmente y por esa razón su dimensionamiento juega un papel importante para enfrentar nuevos retos como una mejor calidad del suministro, confiabilidad, integración de múltiples formas de energía con menor impacto ambiental y a un precio accesible, el abastecimiento de zonas no interconectadas, etc.

Es posible definir una microrred como un sistema de distribución que se beneficia de la generación distribuida brindando la opción de operar conectado a la red o como un sistema autónomo, así mismo, con la incorporación de este tipo de sistemas se busca que sean capaces de manejar flujos de energía con otros sistemas de forma bidireccional (*Microgrids: Architectures and Control* - Google Libros, n.d.).

A la hora de dimensionar una microrred se deben tener en cuenta algunos desafíos como: la estabilidad del sistema, la coordinación de protecciones, el sincronismo de la red y los indicadores de desempeño (Zambroni de Souza & Castilla, 2018), ya que el sobredimensionamiento aumenta la inversión inicial y el subdimensionamiento no permite asegurar la confiabilidad del sistema. Debido a esto, surge la necesidad de pensar en diferentes metodologías (Lian et al., 2019), con la capacidad de adaptarse a cualquier caso de estudio y dar una solución óptima al problema(D. Yang et al., 2019).

Aunque es posible encontrar artículos actuales sobre el problema de dimensionamiento, la mayoría de estos no cuentan con la explicación detallada que se necesita para instruir al lector sobre el tema, ya que muchas veces el enfoque está en la integración de múltiples sistemas de generación distribuida, indicadores técnicos, análisis ambientales, sociales y económicos, (Lian et al., 2019) implementación de nuevos métodos en lugares de difícil acceso y sin confiabilidad del servicio etc. Este trabajo busca realizar una explicación detallada de dos de las metodologías usadas frecuentemente para el dimensionamiento de microrredes aisladas, a través de un estudio realizado para Uribia ubicado en el departamento de La Guajira, un lugar que cuenta con recursos energéticos aprovechables que permiten la implementación de estas, y posteriormente una evaluación haciendo una comparación entre sus resultados, teniendo en cuenta que las variables de entrada y de salida son las mismas para ambas metodologías.

Se definieron y simularon las metodologías seleccionadas para los mismos datos de recursos energéticos en un período de 5 años, con el fin de hacer un análisis comparativo entre las respuestas de cada una, la herramienta usada para la solución de los algoritmos es el software MATLAB y las metodologías seleccionadas son: Programación Lineal (LP) y Basada en Reglas (RB).

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar metodologías del estado del arte para la formulación del dimensionamiento de microrredes aisladas.

### 1.2 Objetivos Específicos

Describir las características, limitaciones y ecuaciones de algunas metodologías relevantes del estado del arte para la formulación y resolución del problema de dimensionamiento de microrredes aisladas.

Implementar en un software de cálculo las metodologías seleccionadas para una zona específica del país con potencial para la integración de múltiples fuentes de generación distribuida.

Comparar las ventajas y el desempeño de las metodologías seleccionadas con base en los resultados obtenidos de la implementación.



## 2. Estado del Arte

La demanda energética ha venido aumentando y la búsqueda de alternativas para mejorar la calidad de vida en regiones apartadas abrió el debate sobre posibles soluciones para poder garantizar el suministro de energía eléctrica, por esta razón surgen las propuestas de microrredes aisladas compuestas por energías renovables, baterías y generadores Diesel (Ruiz Alvarez, 2016), (Galceran Feixas, 2016), (Giallanza et al., 2018), cuyos casos de estudio se han llevado a cabo en lugares remotos. De igual forma, los estudios de las microrredes aisladas continúan avanzando, teniendo en cuenta factores específicos que se encuentran en el sitio estudiado (Quijano et al., 2019), (Lopez Castrillon & Gaviria Cataño, 2018), o incluso múltiples escenarios de carga (Gharibi & Askarzadeh, 2019), (Maleki et al., 2016), y condiciones climáticas de lugares geográficos propios (Baneshi & Hadianfard, 2016).

La complejidad de la solución al problema de optimización puede variar según el escenario, es por esa razón que han entrado múltiples algoritmos a la literatura (Bukar et al., 2019), (Das et al., 2019), (Askarzadeh, 2017), así mismo, es posible encontrar ejemplos de dimensionamiento para edificios públicos (SI, 2018) o lugares con un acceso no tan fácil (Edwar & Murillo, 2020) y para hacer un barrido rápido se recomiendan las revisiones de las metodologías recientes, (Alfalahi et al., 2017; Lian et al., 2019; Oviedo et al., 2017).

Es posible dividir en grupos las técnicas de optimización: técnica de enumeración, técnicas de inteligencia artificial y técnicas usando métodos iterativos (Tan et al., 2014). La técnica de enumeración tiene desafíos, la enumeración completa que se puede ver reflejada en HOMER, esta enumeración es computacionalmente intensiva y el otro desafío es proporcionar

datos subóptimos (Baneshi & Hadianfard, 2016), (Katiraei & Iravani, 2006), así mismo, bajo el principio de búsqueda exhaustiva que maneja la técnica de enumeración da cabida al método de optimización basado en reglas. La técnica de inteligencia artificial reúne las técnicas basadas en algoritmos genéticos y redes neuronales artificiales (Tan et al., 2014),(Ekren & Ekren, 2010; Hong et al., 2012),(Mellit et al., 2009). Otra técnica común en la literatura son los métodos iterativos donde se destaca programación lineal (Zhou et al., 2010), el cual ha presentado mejoramiento en el tiempo de algunos problemas propuestos.

En este documento se tienen en cuenta dos enfoques seleccionados del estado del arte para realizar el diseño de una microrred aislada: el primer enfoque es programación lineal que pertenece a las técnicas iterativas buscando minimizar el impacto ambiental o económico en un rango de operación amplio (Cardoso et al., 2013) (Tenfen & Finardi, 2015), este primer enfoque ha demostrado mejoras a medida que su estudio continua, se ha presentado una propuesta que consiste en usar programación lineal con dos etapas para ubicaciones rurales(Balderrama et al., 2019). El segundo enfoque es basado en reglas que corresponde a la técnica de enumeración, la cual tiene un rango de búsqueda menor ya que su programación es más estricta a la hora de encontrar una solución, puede funcionar como un algoritmo para el control de carga (Kanwar et al., 2015), o para la coordinación de microrredes (Restrepo et al., 2021).

Debido a la poca información sobre la comparación de estas metodologías, se busca que este trabajo de grado ayude en futuros estudios a tener un planteamiento más claro.

### 3. Formulación de las metodologías de dimensionamiento

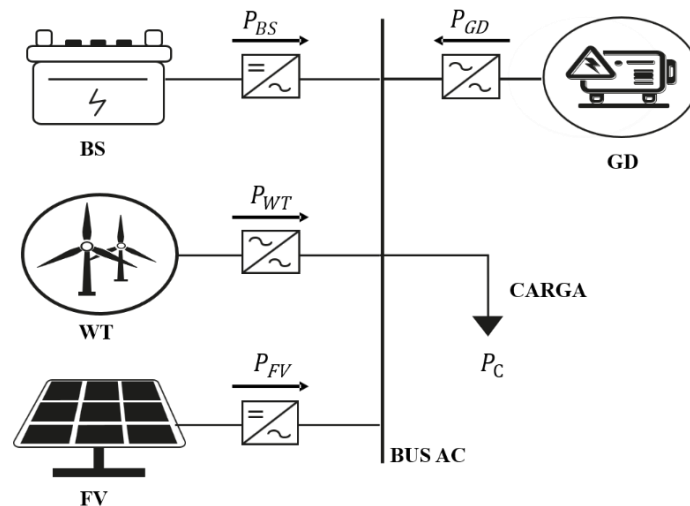
Este capítulo establece el planteamiento de dos metodologías para realizar el dimensionamiento de la microrred propuesta en la Fig. 3-1. El primer método se trata de optimización usando programación lineal, que es un enfoque común por su fácil implementación; y el segundo método hace referencia a una estrategia de despacho basada en reglas. Con los dos métodos se obtienen resultados que permiten tener una idea bastante aproximada de cuál sería el dimensionamiento más adecuado para atender la carga, así como su costo y futura operación.

De los resultados obtenidos de las metodologías, el número de componentes (paneles solares, baterías, aerogeneradores y generadores diésel, ver Fig. 3-1) son los que permiten establecer las combinaciones para cada metodología, es decir, cada combinación tendrá un número propio de componentes para la implementación de la microrred.

En el desarrollo de cada una de las metodologías se cuenta con diagramas de apoyo y pseudoódigos, estos están separados estratégicamente por colores que sirven como guía para relacionar el pseudocódigo con la parte del procedimiento descrita en el diagrama.

**Figura 1.**

*Esquemático de la microrred que se desea dimensionar.*



### 3.1 Formulación de la metodología usando Programación Lineal (LP)

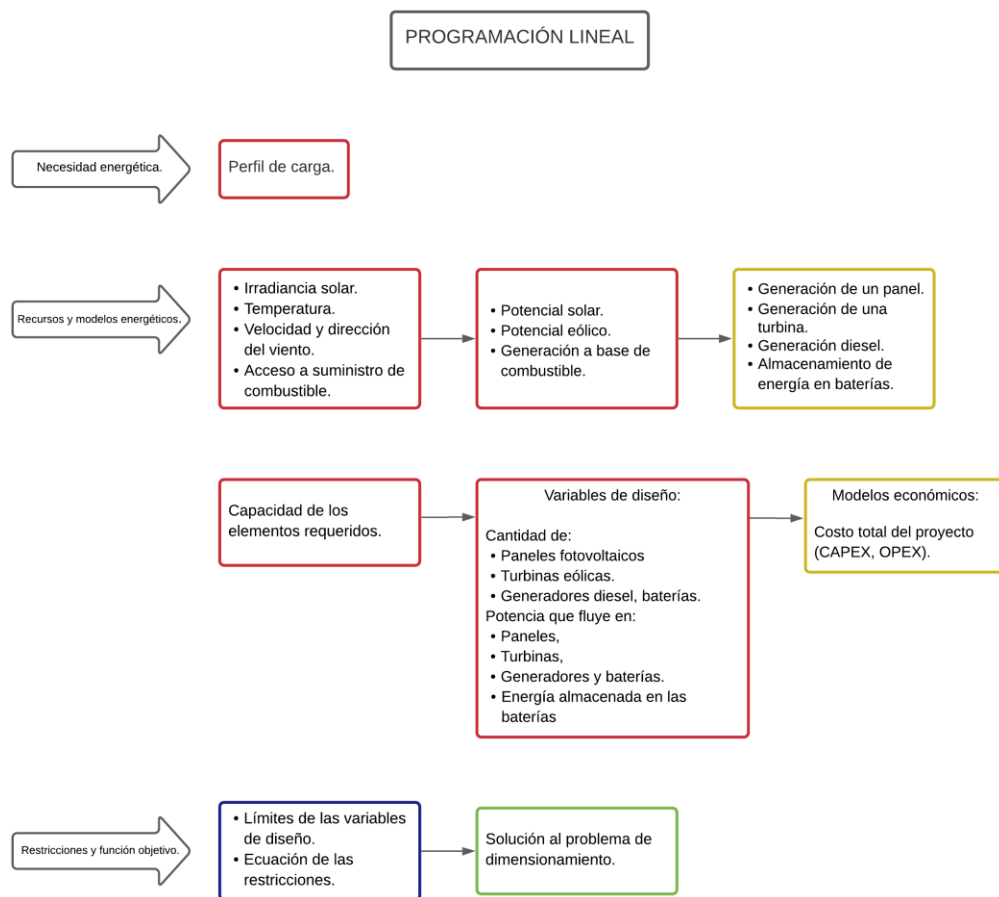
Esta metodología hace referencia a los problemas de optimización cuya función objetivo y restricciones son funciones lineales de las variables de diseño, es decir, que en el planteamiento y desarrollo solo hay modelos lineales. Esta sección presenta el proceso de dimensionamiento con sus respectivas etapas.

El proceso de dimensionamiento como se observa en la Fig. 3-2. inicia con la toma de datos como lo son la necesidad energética, la cual debe ser satisfecha por la microrred para un tiempo de 5 años, y los recursos energéticos que permitan la generación de energía eléctrica en la ubicación dónde se desarrolle el estudio; el producto de este análisis es un perfil de la demanda y de la disponibilidad de los recursos energéticos, el cual se presenta en las secciones 5.1 y 5.2 para el caso de estudio.

En vista de que el problema del dimensionamiento implica conocer la operación de los sistemas de generación de energía, se requieren modelos que permitan establecer la relación entre las variables climáticas y la producción energética. Para ello, se hace uso de las ecuaciones planteadas en la Sección 4.1, referentes a los modelos energéticos.

**Figura 2.**

*Esquema descriptivo para el planteamiento de la metodología de dimensionamiento usando programación lineal.*



A continuación, se señalan las variables de diseño, luego la función objetivo y finalmente las restricciones que hacen parte del problema de optimización lineal del dimensionamiento.

### 3.1.1 Variables de diseño

Las variables de diseño son aquellas variables en función de las cuales se expresa la función objetivo. La solución del problema de optimización es el valor que toman estas variables cuando la función objetivo es mínima o máxima. En la presente formulación las variables de diseño se muestran en la Tabla 3-1.

**Tabla 1.**

*Variables de diseño*

Variable	Definición	Descripción
$C_{fv}$	Cantidad de paneles fotovoltaicos	Toma valores entre 0 e infinito
$C_{wt}$	Cantidad de turbinas eólicas	Toma valores entre 0 e infinito
$C_{gd}$	Cantidad de generadores diésel	Toma valores entre 0 e infinito
$C_{bs}$	Cantidad de baterías	Toma valores entre 0 e infinito
$P_{gd}(t)$	Potencia despachada por el generador diésel	43800 variables [kW]
$P_{bs}(t)$	Potencia que fluye a través del conjunto de baterías	43800 variables [kW]
$E_{bs}(t)$	Energía almacenada en el conjunto de baterías	43800 variables [kWh]

Como el análisis se realiza hora a hora para 5 años, el número de variables es 43800 ( $5 \cdot 24 \cdot 365$ ). En total, este problema de optimización contiene 131404 ( $4 + 3 \cdot 43800$ ) variables, por

lo que es un problema de gran magnitud y exigente en tiempo de computación. Esto explica la necesidad de usar modelos lineales en su formulación y solución. Obsérvese que la cantidad de generadores y baterías son variables continuas, es decir, la solución puede arrojar un cualquier número real entre 0 e infinito. Así, la solución podría arrojar, por ejemplo, 3,6 paneles; en estos casos se aproxima al entero más cercano, cabe mencionar que las variables se pueden restringir a que sean enteras, pero esto escalaría mucho más el tiempo de computación.

### 3.1.2 Función objetivo

Para realizar un dimensionamiento óptimo se debe suplir la carga al menor costo posible sin dejar de lado la confiabilidad del sistema, por lo que la función objetivo de esta metodología es el costo total del proyecto. Desde un punto de vista financiero, existen muchas métricas que permiten calcular la viabilidad financiera de un proyecto, como los son el costo presente neto, el costo anualizado o la tasa interna de retorno. Para el planteamiento de esta metodología, sin embargo, se usará un enfoque más sencillo, donde se calcula el costo a partir de la suma del costo capital y los costos de operación, así:

$$C_{MG} = CAPEX + OPEX \quad (1)$$

Donde  $C_{MG}$  representa el costo total de la microrred para 5 años,  $CAPEX$  representa el costo capital inicial (contracción del inglés *Capital Expenditure*) y  $OPEX$  el costo de funcionamiento, operación y mantenimiento (*Operational Expenditure*). El CAPEX incluye el costo de compra e instalación, es decir, todas aquellas inversiones que deben hacerse para poner en funcionamiento la MG, mientras que el OPEX representan todos los costos que se dan por el funcionamiento del sistema. A continuación, se expone cómo se plantean el CAPEX y el OPEX.

**3.1.2.1 CAPEX.** El CAPEX debe tener en cuenta todos los costos iniciales de la microrred, es decir, los costos de compra e instalación de cada uno de los componentes. Por tanto, el CAPEX se podría calcular así:

$$CAPEX = p_{fv}C_{fv} + p_{wt}C_{wt} + p_{gd}C_{gd} + p_{bs}C_{bs} \quad (2)$$

Donde  $p_{fv}$ ,  $p_{wt}$ ,  $p_{gd}$  y  $p_{bs}$  representan el precio de compra e instalación de un panel fotovoltaico, una turbina eólica, un generador diésel y una batería, respectivamente, expresadas en [\$/unidad]; mientras que  $C_{fv}$ ,  $C_{wt}$ ,  $C_{gd}$  y  $C_{bs}$  representan la cantidad de paneles FV, turbinas, generadores y baterías, respectivamente.

**3.1.2.2 OPEX.** El OPEX es la suma de los costos de funcionamiento, es decir, la suma de costos de combustible, operación y mantenimiento. Todos los sistemas que conforman la microrred deben ser operados, ajustados y mantenidos preventivamente. Asimismo, se incurren en costos importantes por el consumo de diésel del generador. Por tanto, el OPEX puede ser formulado así:

$$OPEX = C_{OM} + C_F \quad (3)$$

Donde  $C_F$  representa el costo total del combustible, expresado en términos de  $p_d$  el precio de un litro de diésel [\$/L] para el tiempo de análisis del proyecto  $N$  [días], presentado de la siguiente manera:

$$C_F = \sum_{t=1}^N p_d \cdot F(t) \quad (4)$$

Luego  $OM_{gd}$  representa el precio de operación y mantenimiento del generador diésel en [\$],  $OM_{gd_v}$  el precio variable de generación en [\$/kW] y  $OM_{gd_f}$  el costo fijo de operación en [\$].



$$OM_{gd} = OM_{gd_v} \cdot P_{N_{gd}} + OM_{gd_f} \quad (5)$$

Y  $C_{OM}$  representa los costos de operación y mantenimiento, se desagrega de la siguiente manera:

$$C_{OM} = p_{OM_{fv}} C_{fv} + p_{OM_{wt}} C_{wt} + p_{OM_{gd}} C_{gd} + p_{OM_{bs}} C_{bs} + OM_{gd} \quad (6)$$

Donde  $p_{OM_{fv}}$ ,  $p_{OM_{wt}}$ ,  $p_{OM_{gd}}$  y  $p_{OM_{bs}}$  representan los precios de operación y mantenimiento de los paneles, las turbinas, los generadores y las baterías en [\$/unidad] respectivamente.

**3.1.2.3 Salvamento.** El salvamento es la cantidad de dinero que se espera obtener al final de la vida útil de un proyecto. Es decir, son todos aquellos ingresos debidos a la reventa de los componentes que aún funcionan. En el caso de este problema de optimización, se aprovecha este principio para modificar los costos de compra de los equipos. El salvamento ( $C_{sa}$ ) se puede calcular a partir del tiempo de uso ( $t_{uso}$ ), la vida útil del equipo ( $t_{vu}$ ) y el costo de compra e instalación del equipo ( $C_{ci}$ ) así:

$$C_{sa} = \left(1 - \frac{t_{uso}}{t_{vu}}\right) C_{ci} \quad (7)$$

A pesar de que lo ideal es definir el tiempo de operación del sistema igual a toda su vida útil (generalmente 25 años para una microrred), eso implica que el tamaño del problema de optimización escala a tal magnitud tarde demasiado tiempo con un equipo de computación convencional de última generación. No obstante, cinco años es un período adecuado para tener la información necesaria sobre la operación del sistema, su comportamiento y sus costos anuales. Por lo tanto, este concepto del salvamento es importante porque se debe asumir que la vida útil del proyecto es equivalente a los cinco años del tiempo de análisis, y que al final de este tiempo se revenden los equipos y se obtiene dicho salvamento.

A partir de la Ecuación (7) se modifica el componente del CAPEX de la función objetivo, pues todos los términos deben ser divididos por el tiempo de su vida útil. Por lo tanto, el CAPEX sería:

$$CAPEX = \frac{p_{fv}}{t_{vu_{fv}}} C_{fv} + \frac{p_{wt}}{t_{vu_{wt}}} C_{wt} + \frac{p_{gd}}{t_{vu_{gd}}} C_{gd} + \frac{p_{bs}}{t_{vu_{bs}}} C_{bs} \quad (8)$$

El problema completo de optimización escrito en términos de las variables de diseño y según las ecuaciones de función objetivo y las restricciones descritas en la Sección 4.2 quedaría escrito así:

$$\min C_{MG} \quad (9)$$

Sujeto a las restricciones:

$$P_c(t) - (C_{wt}P_{wt}(t) + C_{fv}P_{fv}(t) + P_{gd}(t) + P_{bs}(t)) \leq \frac{5}{100} P_c(t) \quad (10)$$

$$P_{gd}(t) \geq 0 \quad (11)$$

$$P_{gd}(t) \leq PN_{gd}C_{gd} \quad (12)$$

$$P_{bs}(t) \geq Pb_l C_{bs} \quad (13)$$

$$P_{bs}(t) \leq Pb_h C_{bs} \quad (14)$$

$$E_{bs}(t) \geq SOC_l C_{bs} EN_{bs} \quad (15)$$

$$E_{bs}(t) \leq SOC_h C_{bs} EN_{bs} \quad (16)$$

$$E_{bs}(t) \leq E_{bs}(t-1) - P_{bs}(t-1) \quad (17)$$

$$C_{fv} \geq 0 \quad (18)$$

$$C_{wt} \geq 0 \quad (19)$$

$$C_{gd} \geq 0 \quad (20)$$

$$C_{bs} \geq 0 \quad (21)$$

Para solucionar el problema de optimización planteado por las ecuaciones (9) a (21) se hace uso de Matlab, específicamente del paquete Optimization Toolbox. Este paquete contiene una librería con las funciones necesarias para transformar las ecuaciones del dimensionamiento en un problema de programación lineal y solucionarlo. Para este problema en particular se usarán las siguientes funciones de esta librería

- **optimvar:** Función que sirve para declarar las variables de optimización y sus características.
- **optimexpr:** Función que permite crear una matriz vacía que permite alojar expresiones con las variables de optimización, útil para escribir las funciones o restricciones.
- **optimproblem:** Función necesaria para crear y asignar el nombre del problema de optimización. A partir del nombre asignado, se puede usar las siguientes extensiones:
  - nombre.Objective: Para declarar la función objetivo.
  - nombre.Constrains: Para asignar las restricciones.
- **solve(nombre):** función que soluciona el problema declarado con optimproblem.

Seguidamente se presenta un pseudocódigo organizado de acuerdo con el orden presentado con anterioridad, el cual explica detalladamente el código realizado en Matlab y por medio de texto facilita su comprensión.

### **Pseudocódigo: Programación Lineal**

---

#### **Var**

**Cadena:** ra, ta, wd, P\_c

**Decimal:** NOCT, Kp, T\_STC, efv, A, Tc, PN\_fv, vu\_fv

**Decimal:** V\_n, V\_ci, V\_co, PN\_wt, vu\_wt

**Decimal:** PN\_gd, p\_d, vu\_gd

**Decimal:** EN\_bs, SOC\_0, SOC\_min, SOC\_max, vu\_bs, Pb\_min, Pb\_max

**Decimal:** fv\_c, wt\_c, bs\_c gd\_c, om\_fv, om\_wt, om\_bs, om\_gd\_f, om\_gd\_v, costo

### **Const**

t[años]: 5

### **Optimvar**

**Cadena:** P\_gd, P\_bs, E\_bs

**Decimal:** C\_fv, C\_wt, C\_gd, C\_bs

### **Optimexpr**

**Cadena=** ec\_bs\_t

### **Inicio**

**1** Ingresar vector de datos de la potencia del panel y calcular el efecto de la temperatura de un panel

$$dTc \leftarrow \text{unos}(t,1) - (Kp/100) * (Tc - T_{STC} * \text{unos}(t,1))$$

**2** Calcular la generación de un panel

$$Pfv\_u \leftarrow efv * A * ra * dTc$$

**3** Ingresar vector de datos de la potencia de la turbina y calcular la generación de una turbina eólica

$$Pwt\_u \leftarrow \text{zeros}(t,1)$$

**4 Para** i=1:t

**Si** wd(i) >= V\_ci Y wd(i) < V\_n **entonces**

$$Pwt\_u(i) \leftarrow wd(i)^3 * (PN\_wt / ((V\_n)^3 - (V\_ci)^3)) -$$

$$PN\_wt*((V\_ci)^3/((V\_n)^3 - (V\_ci)^3))$$

**Fin\_si**

**Si**  $wd(i) \geq V\_n$  **Y**  $wd(i) < V\_co$

$$Pwt\_u(i) \leftarrow PN\_wt$$

**De lo contrario**

$$Pwt\_u(i) \leftarrow 0$$

**Fin\_si**

**Fin\_para**

**5** Se formula el CAPEX teniendo en cuenta el factor de costo anualizado

$$\begin{aligned} \text{CAPEX} \leftarrow & C\_fv*(1/vu\_fv)*fv\_c + C\_wt*(1/vu\_wt)*wt\_c + C\_gd*(1/vu\_gd)*gd\_c \\ & + C\_bs*(1/vu\_bs)*bs\_c \end{aligned}$$

**6** Calcular el costo de combustible para cada hora y para todas las horas

$$C\_F\_h \leftarrow p\_d*(0.246*P\_gd + 0.08415*(C\_gd*PN\_gd)) \text{ donde } P\_gd > 0$$

$$C\_F \leftarrow \text{sum}(C\_F\_h)$$

**7** Calcular el costo de operación y mantenimiento del generador diesel y de todos los componentes

$$om\_gd \leftarrow om\_gd\_v*C\_gd + om\_gd\_f$$

$$C\_OM \leftarrow om\_fv*C\_fv + om\_wt*C\_wt + om\_bs*C\_bs + om\_gd$$

**8** Se formula el OPEX total

$$OPEX \leftarrow C\_F + C\_OM$$

**9** Calcular la función objetivo

$$C\_mg \leftarrow \text{CAPEX} + \text{OPEX}$$

**10** Calcular la restricción de confiabilidad

$$\text{LPSP} \leftarrow P_c - (C_{fv} * P_{fv\_u} + C_{wt} * P_{wt\_u} + P_{gd} + P_{bs}) \leq (5/100) * P_c$$

11 Calcular la restricción de la potencia máxima despachable por el diésel

$$\text{GDMAX} \leftarrow P_{gd} \leq C_{gd} * P_{N\_gd}$$

12 Calcular la restricción de potencia máxima de carga y de descarga de la batería

$$\text{BSCARGA} \leftarrow P_{bs} \geq P_{b\_min} * C_{bs} * EN_{bs}$$

$$\text{BSDESCA} \leftarrow P_{bs} \leq P_{b\_max} * C_{bs} * EN_{bs}$$

13 Calcular la energía mínima y máxima de la batería

$$\text{CARGAMIN} \leftarrow E_{bs} \geq SOC_{min} * C_{bs} * EN_{bs}$$

$$\text{CARGAMAX} \leftarrow E_{bs} \leq SOC_{max} * C_{bs} * EN_{bs}$$

14 Calcular la energía de la batería para el primer instante y los siguientes instantes

$$ec_{bs\_t}(1) \leftarrow SOC_0 * C_{bs} * EN_{bs}$$

Para  $ii=2:t$

$$ec_{bs\_t}(ii) \leftarrow E_{bs}(ii-1) - P_{bs}(ii-1)$$

Fin\_para

15 Calcular la restricción de estado de carga de la batería

$$\text{BATERÍA} \leftarrow ec_{bs} == ec_{bs\_t}$$

16 Se almacena la solución en la estructura llamada sizing.

$$\text{SIZING} \leftarrow [C_{bs}, C_{fv}, C_{gd}, C_{wt}, E_{bs}, P_{bs}, P_{gd}]$$

17 Se almacena el costo anualizado de la microrred en la variable costo

18 Se informa cuando el solucionador de optimización finalizó en exitflag

19 Se almacena el número de iteraciones y el tipo de solver en output

20 Se almacenan las variables y restricciones en lambda

21 Se obtiene el algoritmo de solución

SOLVE(dim\_LP) ← [sizing, costo, exitflag, output, lambda]

**Fin**

Una vez los resultados sean arrojados por el software, lo siguiente es extraer la información relevante, como lo es el costo de la microrred, la operación de los equipos, la cantidad de cada uno de los recursos energéticos de la microrred, entre otros. Las ecuaciones de potencia que se mencionan en la línea 4, se pueden encontrar en la Sección 4.1.

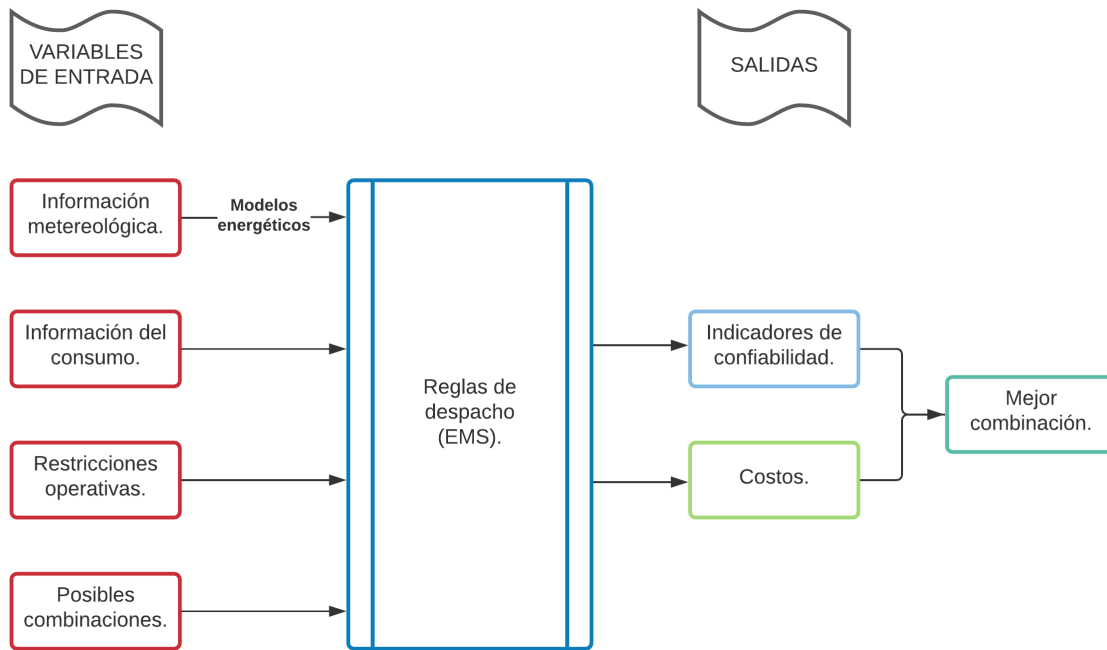
### 3.2 Formulación de la metodología basada en reglas:

El enfoque de la formulación corresponde a una estrategia de despacho basada en reglas, su procedimiento unidireccional se presenta en la Fig. 3-3.a. El cálculo del desempeño de cada una de las combinaciones de los componentes de la microrred se obtiene a partir de las variables de entrada y el desarrollo se presenta en la *Energy Management Strategy* (EMS) basada en reglas Fig. 3-3b.

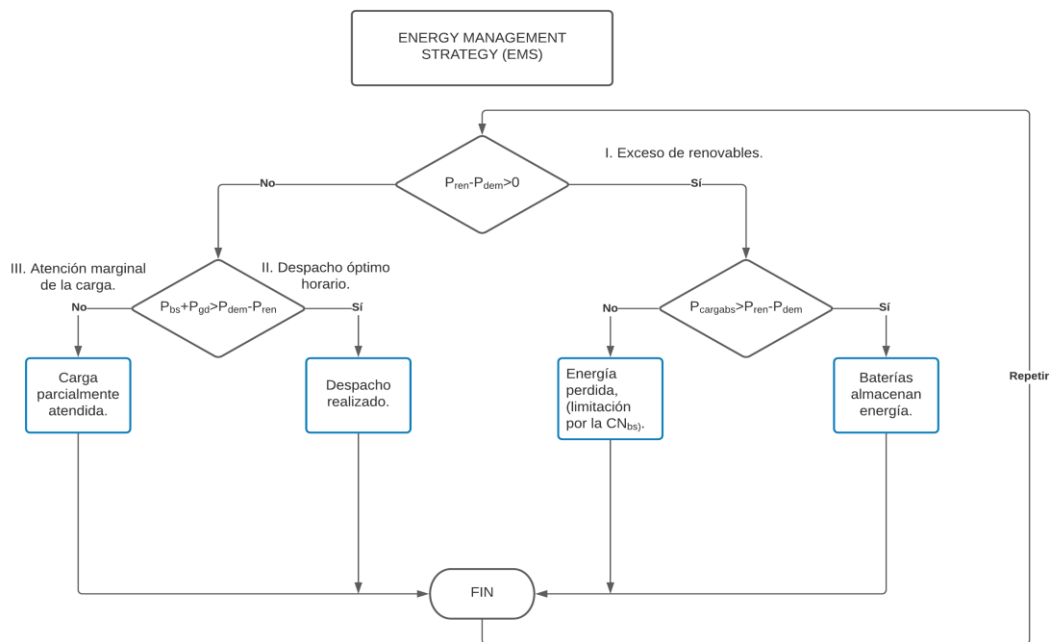
A continuación, se detalla la estrategia de dimensionamiento. En primer lugar, se presentan las variables de diseño, la función objetivo, las restricciones, luego la estructura de la estrategia de despacho y la gestión de potencia, y los modelos matemáticos en los cuales se basa la formulación.

**Figura 3.**

a) Esquema descriptivo para el planteamiento de la metodología de dimensionamiento basada en reglas y b) Diagrama de flujo para las reglas de despacho.



a)



b)



### 3.2.1 Variables de diseño

Las variables de diseño son aquellas variables en función de las cuales se expresa la función objetivo. La solución del problema de optimización es el valor que toman estas variables cuando la función objetivo es mínima o máxima. En la presente formulación, las variables de diseño se muestran en la Tabla 3-2.

**Tabla 2.**

*Variables de diseño*

Variable	Definición	Descripción
$C_{fv}$	Cantidad de paneles fotovoltaicos	Toma valores entre 0 y 160
$C_{wt}$	Cantidad de turbinas eólicas	Toma valores entre 0 y 20
$C_{gd}$	Cantidad de generadores diésel	Toma valores entre 0 y 4
$C_{bs}$	Cantidad de baterías	Toma valores entre 0 y 30
$P_{gd}(t)$	Potencia despachada por el generador diésel	43800 variables [kW]
$P_{bs}(t)$	Potencia que fluye a través del conjunto de baterías	43800 variables [kW]
$E_{bs}(t)$	Energía almacenada en el conjunto de baterías	43800 variables [kWh]

El análisis se realiza para las posibles combinaciones de los componentes de la microrred, en este caso, se toman los valores referencia de la Tabla 3.2 y el número total de combinaciones posibles entre estos elementos es 384000 ( $160 \cdot 20 \cdot 4 \cdot 30$ ), por lo que es un problema de gran magnitud y exigente en tiempo de computación.

### 3.2.2 Función objetivo

La función objetivo económica se basa en la métrica del costo presente neto (NP, por sus siglas en inglés), que es una medida del costo de un proyecto si todas las inversiones futuras se hicieran el día presente, teniéndose en cuenta la inflación y las tasas de descuento futuras del proyecto. Es una forma de traer flujos de carga futuros al valor de la moneda presente. Matemáticamente, se puede expresar de la siguiente manera:

$$NPC = I_0 + \sum_{y=1}^Y \frac{F_y}{(1+i)^y} \quad (22)$$

Donde  $NPC$  representa el costo presente neto,  $I_0$  representa los costos de la inversión inicial en el año 0,  $F_y$  representa los flujos de dinero en el año  $y$ ,  $i$  la tasa de descuento anual y  $Y$  el total de años de duración del proyecto o periodo de análisis. El término  $I_0$  se asocia a las compras iniciales de los equipos y su instalación, mientras que el término  $F_y$  depende del funcionamiento anual de la microrred, es decir, recoge los costos de operación, mantenimiento y combustible que se dan en cada año. Este proyecto se asumió para un espacio de análisis de operación de 5 años, y la tasa de descuento se calcula así:

$$i = \frac{i_n - i_f}{1 + i_f} \quad (23)$$

Donde  $i_n$  es la tasa de descuento nominal, que se asumió del 9% para Colombia y  $i_f$  la tasa de inflación promedio que se asumió en 2,25 %. El capital inicial representado en  $I_0$  se calculó de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_0 = p_{fv}C_{fv} + p_{wt}C_{wt} + p_{gd}C_{gd} + p_{bs}C_{bs} \quad (24)$$

Donde  $p_{fv}$ ,  $p_{wt}$ ,  $d_{gd}$  y  $p_{bs}$  representan el precio de compra e instalación de un panel fotovoltaico, una turbina eólica, un generador diésel y una batería, respectivamente, expresados en [\$/unidad]; mientras que  $C_{fv}$ ,  $C_{wt}$ ,  $C_{dg}$  y  $C_{bs}$  representan la cantidad de paneles, turbinas, generadores y baterías, respectivamente. Mientras que el  $F_y$  es la acumulación de costos en los que se incurre durante un año de operación, es decir, el costo de combustible ( $C_{FC_y}$ ), los costos de operación y mantenimiento ( $C_{OM_y}$ ) y los costos de reemplazos ( $C_{RE_y}$ ), así:

$$F_y = C_{FC_y} + C_{OM_y} + C_{RE_y} \quad (25)$$

$$C_{OM_y} = C_{fv}OM_{fv} + C_{wt}OM_{wt} + C_{bs}OM_{bs} + C_{dg}OM_{gd}OH_{gd} \quad (26)$$

$$C_{FC_y} = p_d F C_{gd} \quad (27)$$

$$C_{RE_y} = 0,8 \left( p_{fv}C_{fv_{RY}} + p_{wt}C_{wt_{RY}} + p_{gd}C_{gd_{RY}} + p_{bs}C_{bs_{RY}} \right) \quad (28)$$

$OM_{fv}$ ,  $OM_{wt}$ ,  $OM_{bs}$  y  $OM_{gd}$  es el precio de operación y mantenimiento de los elementos en [\$/unidad] y \$/h (para el generador diésel), y  $OH_{gd}$  el número de horas de operación del generador.  $p_d$  representa el precio del diésel,  $FC_{gd_y}$  el combustible consumido en el año  $y$ . Finalmente,  $C_{fv_{RY}}$ ,  $C_{wt_{RY}}$ ,  $C_{gd_{RY}}$  y  $C_{bs_{RY}}$  son las cantidades reemplazadas de paneles, turbinas, generadores o baterías en el año  $y$ , respectivamente. En la Ecuación (28), el 0.8 corresponde a una suposición para estimar el porcentaje que debe ser reemplazado de la estructura inicial.

De igual forma, que en la metodología LP se debe tener en cuenta el costo de salvamento, en el caso de este problema de optimización, se aprovecha este principio para modificar los costos de compra de los equipos. El salvamento ( $C_{sa}$ ) se puede calcular a partir del tiempo de uso ( $t_{uso}$ ), la vida útil del equipo ( $t_{vu}$ ) y el costo de compra e instalación del equipo ( $C_{ci}$ ) así:

$$C_{sa} = - \left( 1 - \frac{t_{uso}}{t_{vu}} \right) C_{ci} \quad (29)$$

Debe tenerse en cuenta que la vida útil del panel y la turbina eólica es fija en 25 y 20 años, respectivamente; mientras que la vida útil del generador diésel depende de las horas de operación y de la batería depende del *energy throughput*.

Los modelos matemáticos en los cuales se basa la formulación de las restricciones planteadas para este método se encuentran en la sección 4.2.

### 3.2.3 Energy Management Strategy y despacho

La columna vertebral de las formulaciones basadas en reglas es la estrategia de gestión de potencia de las fuentes de generación y almacenamiento en lo que se conoce como *Energy Management Strategy* (EMS). Esta sección describe las reglas y el despacho seguidos para gestionar la generación y atención de la carga, así como los criterios para el despacho de la generación diésel y el sistema de baterías, la cual se resume en la Fig.3-3b.

La EMS tiene tres etapas denominadas exceso de renovables, despacho óptimo horario y atención marginal de la carga. La lógica de esta estrategia se basa en la estrategia conocida como ciclo de carga donde se prioriza el uso de la potencia de las renovables, se cargan las baterías con energía renovable y se optimiza el despacho del GD y el BESS horario teniendo en cuenta su degradación. Esta estrategia se ejecuta hora a hora, por lo que la secuencia de acciones se resuelve en un bucle para cada hora de 5 años, por cada combinación. El flujo de acciones de la estrategia es la siguiente:

1. Se cargan los datos de una combinación correspondientes a una posible solución, es decir, el número de paneles, turbinas, generadores y baterías.

2. Se calcula la generación de las renovables a partir de los modelos de la Subsección 4.1.

3. Se calcula la diferencia entre la generación con renovables y la demanda.

4. Para cada instante  $t$  se evalúa lo siguiente:

a. Exceso de renovables: si la generación renovable es mayor que la demanda, se cargan las baterías. La energía que no admita la batería se computa como energía perdida.

b. Despacho óptimo horario: Si la generación renovable es menor que la demanda, se despacha la potencia de las baterías y el generador de tal manera que se minimice el costo de la energía y la degradación de la batería.

c. Atención marginal de la carga: en caso de que la capacidad máxima combinada de las baterías y el generador diésel no sea suficiente para atender la demanda, se fijará la salida de potencia de estos equipos a su máximo y se computará demanda no atendida.

5. Se repite el procedimiento para la siguiente combinación de componentes la MG.

Una vez terminado el proceso iterativo de esta EMS, se calculan los costos, remplazos y demás información relevante sobre la posible solución.

Los modelos matemáticos en los cuales se basa su formulación son los presentados en la sección 4.1 en el caso de la generación renovable, para el sistema de baterías y el generador diésel se presenta una modificación en sus ecuaciones debido a la estrategia de despacho, como se muestra a continuación.

### 3.2.4 Sistema de baterías

Como se infiere de la EMS, la salida/entrada de potencia de las baterías depende de su estado de carga, sus límites de potencia y la etapa del EMS en que se encuentre el sistema, así:

**Exceso de renovables.** Este es el único escenario en que las baterías absorben potencia. Esta inyección de potencia estará limitada por el SOC y la potencia máxima de carga de la batería:

$$P_{bs}(t) = P_{wt} + P_{fv} - P_c \quad (30)$$

**Despacho óptimo horario.** Si la generación de las renovables es insuficiente para satisfacer la demanda en un instante  $t$ , se decidirá el despacho de las baterías junto al diésel, minimizando el costo de la generación en dicho instante. El costo de generar con las baterías estará asociado con la degradación de dicho elemento así:

$$C_{bs}(t) = \frac{p_{bs}}{ET_{bs}} P_{bs}(t) \Delta t, \quad P_{bs}(t) > 0 \quad (31)$$

Donde  $p_{BS}$  es el precio de compra y  $ET_{BS}$  es el *energy throughput* de la batería. Esta ecuación asigna un precio a los kWh entregado por la batería teniendo en cuenta su vida útil en términos de energía. Este costo no se tiene en cuenta dentro del componente  $C_{OM}$  o  $C_{FC}$ , pues dentro del cálculo de salvamento y reemplazos, se incluye indirectamente la degradación que sufre el sistema de baterías.

### 3.2.5 Generador diésel

Al igual que las baterías, su despacho depende de la EMS. Adicionalmente, importa el consumo de combustible del generador para establecer el costo de su despacho y calcular el

componente  $C_{FC}$ . Se optó por la función de costo lineal de consumo de combustible presentada a continuación:

$$FC_{gd}(t) = 0,246P_{gd}(t) + 0,0842PN_{gd} \quad (32)$$

Donde  $PN_{DG}$  es la capacidad nominal del generador diésel. Siguiendo la lógica de las baterías, para el generador diésel también se agregó un factor de penalización por la degradación que depende de la energía que podría entregar en toda su vida útil (directamente relacionada con las horas de operación de su vida útil). La función de costo de despacha para el GD es:

$$C_{DG}(t) = p_d FC_{gd} + \frac{p_{gd}}{ET_{gd}} P_{DG}(t) \quad (33)$$

Donde  $ET_{DG}$  es la energía total garantizada que el GD puede entregar en toda su vida útil.

Seguidamente se presenta un pseudocódigo organizado de acuerdo con el orden presentado con anterioridad, el cual explica detalladamente el código realizado en Matlab y por medio de texto facilita su comprensión.

### **Pseudocódigo: Basado en Reglas**

---

#### **Var**

**Cadena:** C\_fv, C\_wt, C\_gd, C\_bs

**Cadena:** combinaciones\_componentes, ra, ta, wd, P\_c, Tc

**Cadena:** p\_d, f\_r, fuel, ho\_gd, cc\_gd, peco\_dg

**Decimal:** NOCT, Kp, T\_STC, A, PN\_fv, efv

**Decimal:** Vn, Vci Vco, PN\_wt

**Decimal:** PN\_gd, PD\_l, vu\_gd, b\_gd

**Decimal:** EN\_bs, SOC\_0, SOC\_l, SOC\_h, vu\_bs, rc\_bs, ro, Ah\_bs

**Decimal:** fv\_c, wt\_c, bs\_c gd\_c, OM\_fv, OM\_wt, OM\_bs, OM\_gd\_f, OM\_gd\_v

Decimal: i\_n, i\_f, i\_r

### Const

b\_gd: 0.246\*p\_d

ro: 0.1019

t[días]: 8760

yr[años]:5

Sizecomb: C\_fv\* C\_wt\* C\_gd\* C\_bs

### Variables técnicas baterías

Cadena: E\_h, E\_l, E\_bs, Pb\_l, Pb\_h

### Variables técnicas generador diésel

Cadena: PD\_h c\_gd

### Variables de desempeño

Cadena: HLPS, LPS, PLOST

### Inicio

**1** Calcular el efecto de la temperatura de un panel

$$dTc \leftarrow \text{unos}(t, yr) - (Kp/100) * (Tc - T\_STC * \text{unos}(t, yr))$$

**2** Calcular la potencia por panel

$$Ppv\_unit \leftarrow ef\_pv * A * rd * dTc$$

**3** Calcular la potencia por turbina eólica

$$Pw\_unit \leftarrow \text{zeros}(t, yr)$$

**4** Para y=1:yr

Para ii=1:length(wd(:,y))

Si wd(ii,y) >= Vci Y wd(ii,y) < Vn entonces



$$Pw\_unit(ii,y) \leftarrow wd(ii,y)^3 * (CN\_wt / ((Vn)^3 - (Vci)^3)) - \\ CN\_wt * ((Vci)^3 / ((Vn)^3 - (Vci)^3))$$

**Si no**  $wd(ii,y) \geq Vn$  Y  $wd(ii,y) < Vco$

$$Pw\_unit(i) \leftarrow CN\_wt$$

**De lo contrario**

$$Pw\_unit(ii,y) \leftarrow 0$$

**Fin\_si**

**Fin\_para**

**Fin\_para**

## ENERGY MANAGEMENT (EMS)

**5** Gestión de potencia en cada hora

**Para**  $i=1$ : Sizecomb

**Para**  $y=1$ :yr

**Para**  $h=1$ :t

**6** Calcular la energía disponible para cargar la batería

**Si**  $E\_bs(h,y) \geq E\_h$  **entonces**

$$Ecar\_dis(h,y) \leftarrow 0$$

**De lo contrario**

$$Ecar\_dis(h,y) \leftarrow E\_h - E\_bs(h,y)$$

**Fin\_si**

**7** Calcular la energía disponible para descargar la batería

**Si**  $E\_bs(h,y) \leq E\_l$  **entonces**

$$Edes\_dis(h,y) \leftarrow 0$$

**De lo contrario**

$$\text{Edes\_dis}(h,y) \leftarrow E_{bs}(h,y) - E_l$$

**Fin\_si**

**8** Calcular las potencias máximas para cargar y descargar la batería

$$\text{Pcargar}(h,y) \leftarrow \min(\text{Pb}_l, \text{Ecar\_dis}(h,y))$$

$$\text{Pdescargar}(h,y) \leftarrow \text{PB\_max} \leftarrow \min(\text{Pb}_h, \text{Edes\_dis}(h,y))$$

**9** Calcular el despacho de la generación diésel y el sistema de baterías

**I Exceso de renovables**

**Si**  $\text{Pdif}(h,y) \leq 0$  **entonces**

**Si**  $\text{abs}(\text{Pdif}(h,y)) > \text{Pcargar}(h,y)$  **entonces**

**10** Se cargan las baterías con la energía que admitan y no se despacha el diésel

$$\text{PB}(h,y) \leftarrow -\text{Pcargar}(h,y)$$

$$\text{PD}(h,y) \leftarrow 0$$

**11** Confiabilidad: Se computa la generación no aprovechada, la demanda no atendida y las horas que no se atendió la carga

$$\text{PLOST}(h,y) \leftarrow \text{abs}(\text{Pdif}(h,y)) - \text{Pcargar}(h,y)$$

$$\text{LPS}(h,y) \leftarrow 0$$

$$\text{HLPS}(h,y) \leftarrow 0$$

**De lo contrario**

**12** Las baterías admiten toda la energía de las renovables y no se despacha el diésel

$$\text{PB}(h,y) \leftarrow \text{Pdif}(h,y)$$

$$\text{PD}(h,y) \leftarrow 0$$

**13** Confiabilidad:

$$P_{LOST}(h,y) \leftarrow 0$$

$$LPS(h,y) \leftarrow 0$$

$$HLPS(h,y) \leftarrow 0$$

**Fin\_si**

## II Despacho óptimo horario

**De lo contrario**

**Si**  $PD_{max} + P_{descargar}(h,y) \geq P_{dif}(h,y)$  **entonces**

**14** Confiabilidad:

$$P_{LOST}(h,y) \leftarrow 0$$

$$LPS(h,y) \leftarrow 0$$

$$HLPS(h,y) \leftarrow 0$$

**15** Solución óptima: Se minimiza el costo de la energía y la degradación de la batería

**16** Se tiene la constante lineal del costo de consumo de combustible del generador

diésel

$$\text{alfa} \leftarrow b_{gd}(y)$$

**17** Se tiene la constante lineal de la batería

$$\text{beta} \leftarrow r_o$$

**18** Se agrega un factor de penalización por la degradación para el generador diésel

$$\text{delt} \leftarrow pr_{dg} / (vu_{dg} * 0.85 * CN_{dg})$$

**Si**  $\text{beta} > (\text{alfa} + \text{delta})$  **entonces**

$$PB(h,y) \leftarrow P_{dif}(h,y) - PD_h$$

$$PD(h,y) \leftarrow PD_h$$

**De lo contrario**

$$PB(h,y) \leftarrow \min(Pdif(h,y), PB_h)$$

$$PD(h,y) \leftarrow Pdif(h,y) - PB(h,y)$$

**Fin\_si**

### III Atención marginal de la carga

**De lo contrario**

$$19 \text{ PD}_{\max} + Pdescargar(h,y) < Pdif(h,y)$$

$$PD(h,y) \leftarrow PD_h$$

$$PB(h,y) \leftarrow Pdescargar(h,y)$$

**20** Confiabilidad:

$$PLOST(h,y) \leftarrow 0$$

$$LPS(h,y) \leftarrow Pdif(h,y) - PD(h,y) - PB(h,y)$$

$$HLPS(h,y) \leftarrow 1$$

**Fin\_si**

**Fin\_si**

**21** Actualización para la batería:

**Si**  $h < t$  y  $h <_{yr}$  **entonces**

$$E_{bs}(h+1,y) \leftarrow E_{bs}(h,y) - PB(h,y)$$

**De lo contrario**

$$E_{bs}(1,y+1) \leftarrow E_{bs}(h,y) - PB(h,y)$$

**Fin\_si**

**22** Operación del diésel

**Si**  $PD(h,y) > 0$  **entonces**

$$ho_{gd}(h,y) \leftarrow 1$$

**23** Se calcula el costo del combustible

$$cc\_gd(h,y) \leftarrow b\_gd(y)*PD(h,y)$$

Si  $h > 1$  entonces

Si  $PD(h-1,y) == 0$  entonces

$$cc\_gd(h,y) \leftarrow cc\_gd(h,y) + c\_gd(y)$$

**Fin\_si**

**Fin\_si**

De lo contrario

$$ho\_gd(h,y) \leftarrow 0$$

$$cc\_gd(h,y) \leftarrow 0$$

**Fin\_si**

**24** Se calcula el consumo de combustible en cada hora

$$fuel(h,y) \leftarrow cc\_gd(h,y)/dp(y)$$

**Fin\_para**

**Fin\_para**

## INDICADORES DE CONFIABILIDAD

**25** Se formula la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico

$$LPSP \leftarrow 100 * \text{mean}(LPS/pl, \text{"all"})$$

**26** Se formula la energía total perdida respecto a la carga

$$TEL \leftarrow 100 * (\text{sum}(PLOST, \text{"all"})) / (\text{sum}(pl, \text{"all"}))$$

**27** Se calcula la energía ciclada por el conjunto de baterías

$$EC\_bs \leftarrow SOC\_0 * Q_{bat} + \text{sum}(\text{abs}(PB), \text{"all"})$$

**28** Se calcula la energía generada por el generador diésel, las horas de su operación y el diésel total consumido.

$$EG\_gd \leftarrow \text{sum}(PD, \text{"all"})$$

$$op\_gd \leftarrow \text{sum}(ho\_gd, \text{"all"})$$

$$fu\_gd \leftarrow \text{sum}(fuel, \text{"all"})$$

### SALVAMENTO, REMPLAZO Y OPERACIÓN DEL GENERADOR DIÉSEL

**29** Se calcula el número de remplazos, la degradación y salvamento del último generador.

$$nr\_gd \leftarrow op\_gd/vu\_gd$$

$$de\_gd \leftarrow op\_gd/vu\_gd - nr\_gd$$

$$sa\_gd \leftarrow 1-de\_gd$$

**30** Se calculan los años a los que ocurren los remplazos

**Si**  $nr\_gd > 0$  **entonces**

$$yr\_gd \leftarrow \text{zeros}(nr\_gd, 1)$$

**31** Se calcula la vida útil acumulada cada año y en el primer año

$$oh\_gd\_y \leftarrow \text{sum}(ho\_gd)$$

$$oh\_gd\_yy \leftarrow \text{zeros}(y, 1)$$

$$oh\_gd\_yy(1) \leftarrow oh\_gd\_y(1)$$

**32** Se crea un contador del número de remplazos

$$nn=1$$

**Para**  $kk=2:y$

$$oh\_gd\_yy(kk) \leftarrow oh\_gd\_yy(kk-1) + oh\_gd\_y(kk)$$

**33** Si el uso supera la vida útil se determina el año en el que ocurre y se revisa el siguiente remplazo

**Si**  $oh\_gd\_yy(kk) \geq vu\_gd * nn$  **entonces**

$yr\_gd(nn) \leftarrow kk$

$nn \leftarrow nn+1$

**Fin\_si**

**Fin\_para**

**34** Se calcula el costo de remplazo del generador diésel

$CR\_gd \leftarrow \text{sum}(C\_gd(i)*(0.8*pr\_gd)*f\_r(yr\_gd))$

**Fin\_si**

### SALVAMENTO, REMPLAZO Y OPERACIÓN DEL CONJUNTO DE BATERÍAS

**35** Se calcula el número de remplazos, la degradación y salvamento del último conjunto de baterías.

$nr\_bs \leftarrow EC\_bs/vu\_bs$

$de\_bs \leftarrow EC\_bs/vu\_bs - nr\_bs$

$sa\_bs \leftarrow 1-de\_bs$

**36** Se calculan los años a los que ocurren los remplazos

**Si**  $nr\_bs > 0$  **entonces**

$yr\_bs \leftarrow \text{zeros}(nr\_bs,1)$

**37** Para cada remplazo y para cada año se calcula la vida útil acumulada al final del año

**Para**  $re\_bs=1:nr\_bs$

**Para**  $ye\_bs=1:yr$

$ah\_bs \leftarrow \text{sum}(EC\_bs(:,1:ye\_bs, 'all'))$

**38** Si el uso supera la vida útil se determina el año en el que ocurre y se detiene el bucle de años

**Si**  $Ah\_bs > re\_bs*vu\_bs$  **entonces**

$yr\_bs(re\_bs) \leftarrow ye\_bs$

**Fin\_si**

**Fin\_para**

**Fin\_para**

**39** Se calcula el costo de remplazo del conjunto de baterías

$$CR_{bs} \leftarrow \text{sum}(C_{bs}(i) * (0.8 * pr_{bs}) * f_r(yr_{bs}))$$

**Fin\_si**

## COSTOS

**40** Se calcula el OPEX de los paneles, turbinas y baterías(constante)

$$OM_c \leftarrow (C_{fv}(i) * OM_{fv} + C_{wt}(i) * OM_{wt} + C_{bs}(i) * OM_{bs})$$

$$OM_c \leftarrow \text{sum}(OM_c * f_r)$$

**41** Se calcula el OPEX del generador diésel(variable)

$$OM_v \leftarrow C_{gd}(i) * OM_{gd} * \text{sum}(ho_{gd})$$

$$OM_v \leftarrow \text{sum}(OM_v * f_r)$$

**42** Se calcula el costo total de operación y mantenimiento

$$C_{OM} \leftarrow OM_v + OM_c$$

**43** Se calcula el capital inicial

$$C_{CI} \leftarrow (C_{fv}(i) * fv_c + C_{wt}(i) * wt_c + C_{gd}(i) * gd_c + C_{bs}(i) * bs_c)$$

**44** Se calcula el costo de combustible

$$C_{CC} \leftarrow \text{sum}(\text{sum}(cc_{gd}) * f_r)$$

**45** Se calcula el costo de penalización

$$C_{PE} \leftarrow \text{sum}(\text{sum}(peco_{gd}) * f_r)$$

**46** Se calcula el costo de remplazo

$$C_{RE} \leftarrow CR_{dg} + CR_{bs}$$



47 Se calcula el costo de salvamento

$$C\_SA \leftarrow (C\_gd(i)*sa\_gd*0.8*pr\_gd + C\_bs(i)*sa\_bs*0.8*pr\_bs + C\_wt(i)* \\ (20\text{-yr})/20*pr\_wt + C\_fv(i)*(25\text{-yr})/25*pr\_pv$$

$$C\_SA \leftarrow C\_SA*f\_r$$

48 Se calcula el costo total

$$COST \leftarrow C\_OM + C\_CI + C\_CC + C\_PE + C\_RE - C\_SA$$

49 Se almacenan los indicadores de desempeño en la estructura llamada DATA

$$DATA \leftarrow [LPSP, LOLP, LOLH, LA, TEL, COST]$$

50 Se almacenan las soluciones que cumplen con  $LOLH > 15$  y  $LPSP > 5$  en la estructura llamada idx y se determina la combinación con menor costo

$$SIZE \leftarrow \min(COST(idx))$$

51 Se determinan los indicadores de la mejor solución

$$indi\_best \leftarrow DATA(combi\_best,:)$$

**Fin**

Una vez los resultados sean arrojados por el software, lo siguiente es extraer la información relevante, como lo es el costo de la microrred, la operación de los equipos, la cantidad de cada uno de los recursos energéticos de la microrred, entre otros.

## 4. Modelos Matemáticos

### 4.1 Modelo Energéticos

Como su nombre lo indica, los modelos energéticos permiten estimar la producción de potencia y energía de las fuentes que intervienen. A partir de la información de irradiación, temperatura y velocidad del viento de la sección anterior es posible estimar la generación de un panel fotovoltaico y de una turbina eólica. Asimismo, es necesario establecer las ecuaciones que describen el almacenamiento de las baterías y la relación entre el combustible consumido y la producción de energía del generador diésel (Helene Nordahl et al., 2012; Su et al., 2014; H. Yang et al., 2007) (Bukar et al., 2019).

#### 4.1.1 Modelo de la generación fotovoltaica:

El modelo del sistema fotovoltaico depende de la irradiación, la temperatura y los parámetros del panel fotovoltaico, así:

$$dT_c(t) = 1 - \left( \frac{k_p}{100} \right) (T_c(t) - T_{STC}) \quad (34)$$

$$P_{pv_u}(t) = e_{pv} \cdot A \cdot r_a(t) \cdot dT_c(t) \quad (35)$$

Donde  $dT_c$  representa la afectación por la temperatura en un instante tiempo  $t$ ,  $k_p$  la constante de temperatura del panel,  $T_c$  la temperatura de la celda en el instante  $t$ ,  $T_{STC}$  la constante de temperatura de condiciones estándar,  $P_{pv_u}$  la potencia producida por un panel en el instante  $t$ ,  $e_{pv}$  la eficiencia del panel,  $A$  el área y  $r_a$  la irradiancia incidente en un momento  $t$ . Obsérvese que

al ingresar los datos conocidos de irradiación, temperatura y parámetros de un panel fotovoltaico se puede obtener la generación de energía de un panel para la ventana de tiempo.

#### 4.1.2 Modelo de la generación eólica:

El modelo de las turbinas seleccionado depende del perfil de viento y de los límites físicos de cada turbina eólica. Según este modelo, la potencia tiene un valor determinado a partir del rango en que entre el valor de la velocidad del viento así:

$$P_{wt_u} = \begin{cases} 0, & V < V_{ci} \text{ y } V > V_{co} \\ P_N \left( \frac{V(t)^3 - V_{ci}^3}{V_N^3 - V_{ci}^3} \right), & V_{ci} \leq V < V_N \\ P_N, & V_N \leq V < V_{co} \end{cases} \quad (36)$$

Donde  $P_{wt_u}$  es la potencia generada por una turbina,  $V(t)$  la velocidad del viento en el instante  $t$ ,  $V_{ci}$  es la velocidad de corte inicial,  $V_{co}$  la velocidad de corte final,  $V_N$  la velocidad nominal de turbina y  $P_N$  la potencia nominal de la turbina. Al igual que como ocurre con los paneles, al ingresar los datos conocidos en este modelo se puede obtener un perfil de generación eólica fijo.

#### 4.1.3 Modelo de almacenamiento de las baterías:

El almacenamiento en las baterías dependerá de la potencia que se intercambie con la red en instante de tiempo inmediatamente anterior y del estado de carga. Esto se modela a través del estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) que es el porcentaje de energía que se encuentra almacenada en un instante de tiempo.

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{\Delta t \cdot P_{bs}(t - 1)}{Q_{bs}} \quad (37)$$

Donde  $SOC$  representa el estado de carga en el instante  $t$  en [p.u.],  $\Delta t$  es la diferencia de tiempo entre un instante y otro (1 hora en este caso),  $P_{bs}$  es lo potencia neta (carga o descarga) que fluye por la batería en el instante  $t - 1$  en [kW] y  $Q_{bs}$  la capacidad nominal del sistema de baterías en [kWh].

#### 4.1.4 Modelo de la generación diésel:

La generación diésel, al igual que las baterías, es una fuente que respalda la generación de los sistemas renovables intermitentes. Su generación dependerá, de la cantidad de carga demandada que no haya podido ser atendida por la combinación entre generación fotovoltaica, las turbinas eólicas y la batería. Así, de la generación diésel interesa la cantidad de combustible que se consume si se despacha una determinada cantidad de potencia. Una ecuación que permite relacionar estas dos variables es la siguiente:

$$F(t) = 0,246P_{DG}(t) + 0,0842P_{NDG} \quad (38)$$

Donde  $F$  representa el combustible consumido en el instante  $t$  en [L],  $P_{DG}$  la potencia generada en el instante  $t$  en [kW] y  $P_{NDG}$  lo potencia nominal del generador diésel en [kW].

## 4.2 Restricciones

Las restricciones limitan los valores que las variables de diseño pueden tomar, por ejemplo: la cantidad de paneles debe ser mayor a cero o el SOC máximo de una batería es 100%. Por lo

tanto, las restricciones permiten darle sentido físico al problema y que los resultados sean precisos y realistas. Para este problema se consideran 6 tipos de restricciones.

#### **4.2.1 Balance de potencia:**

El balance de potencia es la restricción más importante, pues es donde se garantiza que la generación atienda la carga. Para ello, se iguala la generación con la carga. La ecuación (16) presenta esta restricción.

$$P_{gd}(t) + P_{bs}(t) = P_c(t) - (P_{wt}(t) + P_{fv}(t)) \quad (39)$$

Donde  $P_{gd}$  representa la potencia generada por el generador diésel,  $P_{bs}$  la potencia entregada (positiva) o absorbida (negativa) por la batería,  $P_c$  representa la demanda,  $P_{wt}$  la potencia generada por la turbina eólica y  $P_{fv}$  la potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Obsérvese que al lado izquierdo de la ecuación se encuentran las fuentes despachables (generación diésel y baterías) y al lado derecho la carga menos las fuentes renovables, la carga como la potencia renovable se obtienen más adelante en el caso de estudio y el reparto de potencia entre las fuentes despachables se dará de acuerdo con las condiciones del sistema y es parte de la solución del problema de optimización.

#### **4.2.2 Límites de potencia del generador diésel:**

El generador diésel tiene un límite mínimo y máximo de potencia que puede generar en un instante determinado  $t$ . El límite superior generalmente es la potencia nominal, mientras que el límite inferior generalmente es 0 kW. Esta restricción se expresa con las siguientes desigualdades:

$$P_{gdl} \leq P_{gd}(t) \leq P_{gdh} \quad (40)$$

Donde  $P_{gdl}$  representa el límite inferior y  $P_{gdh}$  el límite superior para el generador.

#### ***4.2.3 Carga/descarga de la batería:***

De manera análoga al generador diésel, el sistema de almacenamiento de baterías también tiene límites de potencia que puede fluir por ella. El límite máximo representa la potencia máxima con que la batería se puede descargar en un instante  $t$ , mientras que el límite inferior representa la potencia máxima con que se puede cargar. De acuerdo con la convención escogida, la potencia de descarga es de signo positivo, mientras que la de carga es de signo negativo. Esta restricción de desigualdad se representa:

$$P_{bsl} \leq P_{bs}(t) \leq P_{bsh} \quad (41)$$

Donde  $P_{bsl}$  es el valor de potencia máxima de carga y  $P_{bsh}$  es la potencia máxima de descarga.

#### ***4.2.4 Estado de carga:***

Como se mencionó anteriormente, el estado de carga es una métrica fundamental en el modelamiento del comportamiento de las baterías. Físicamente, las baterías están limitadas a una carga mínima de 0% y una máxima del 100%, sin embargo, los fabricantes recomiendan mantener la carga de las baterías por encima del 30% para mantener una vida útil, también hay algunos que recomiendan mantener la carga por debajo del 95%. Así, estos límites dependerán del tipo y

especificaciones del fabricante de la batería. En general, el límite inferior es del 40% mientras que el límite superior se fija al 100%. Esta restricción se expresa así:

$$SOC_l \leq SOC(t) \leq SOC_h \quad (42)$$

Donde  $SOC_l$  es el límite inferior de carga de la batería y  $SOC_h$  el límite superior. Sin embargo, en la formulación del problema es más cómodo incluir esta restricción en términos de energía. Es decir:

$$E_{bsl} \leq E_{bs}(t) \leq E_{bsh} \quad (43)$$

Donde  $E_{bsl}$  es el límite inferior de carga de la batería en [kWh],  $E_{bs}(t)$  es la energía almacenada en la batería al inicio del momento  $t$  y  $E_{bsh}$  el límite superior de carga que admite la batería en [kWh].

Finalmente, es importante modelar el comportamiento físico de la variación de la energía en las baterías. Es decir, se debe incluir una restricción que tenga en cuenta que la energía en un instante determinado ( $E_{bs}(t)$ ) depende de la energía que hubo en el instante anterior ( $E_{bs}(t-1)$ ) menos la energía que fluyó de la batería ( $P_{bs}(t-1)\Delta t$ ) en el intervalo anterior. Matemáticamente, esto se expresa así:

$$E_{bs}(t) = E_{bs}(t-1) - P_{bs}(t-1)\Delta t \quad (44)$$

Donde  $\Delta t$  representa la duración de cada instante, es decir, una hora.

#### **4.2.5 Cantidad de componentes:**

Esta es la restricción más obvia, sin embargo, se debe especificar que el número de componentes sea mayor que cero para que el algoritmo de solución no arroje valores negativos. Esta restricción se formula así:

$$[C_G] \geq 0 \quad (45)$$

Donde  $[C_G]$  representa el conjunto de cantidades de sistemas de generación o almacenamiento, es decir,  $C_G = \{C_{fv}, C_{wt}, C_{gd}, C_{bs}\}$ .

### 4.3 Indicadores de desempeño:

Se consideran indicadores de confiabilidad que evalúan la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda de la carga. Los indicadores de confiabilidad incluyen principalmente la probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) y la energía total perdida respecto a la carga (TEL).

#### 4.3.1 Probabilidad de pérdida de suministro eléctrico (LPSP)

Es definido como el porcentaje de suministro eléctrico que no es capaz de satisfacer la demanda de la carga. Actualmente, es el indicador más popular para evaluar la confiabilidad de los sistemas híbridos de energía renovable. Su fórmula de cálculo es la siguiente:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T \text{Tiempo de falla de energía } (P_{suministrada}(t) < P_{carga}(t))}{T} \quad (46)$$

Donde  $P_{suministrada}(t)$  es la energía proporcionada por el sistema híbrido en un período de tiempo  $t$  (kW);  $P_{carga}(t)$  es la carga requerida en un período de tiempo  $t$  (kW);  $T$  es el número total de períodos de tiempo en un tiempo de cálculo específico.



### 4.3.2 Energía total perdida respecto a la carga (TEL)

Teniendo en cuenta la potencia que se genera y la potencia que se demanda en un período de tiempo específico, la energía total perdida se calcula como:

$$TEL = \sum P_G - \sum P_C \quad (47)$$

Donde  $P_G$  representa la potencia generada y  $P_C$  la potencia de la carga.

## 5. Caso de Estudio

Se plantea como caso de estudio el municipio de Uribia ubicado en el departamento de La Guajira, para la implementación de las metodologías de dimensionamiento propuestas. Cuenta con un potencial de 15.000 MW (*¿Por Qué La Guajira Tiene Alto Potencial En Energías Solar y Eólica?*, n.d.), solo en energía eólica y granjas solares, siendo una buena opción para la implementación de alternativas renovables en una microrred aislada.

De igual manera se destacan las velocidades promedio de los vientos las cuales son cercanas o superiores a los nueve metros por segundo en un rango de 80 metros de altura (*La Guajira, Todo Un Potencial Energético*, n.d.), de acuerdo con un estudio de la Asociación de Energías Renovables de Colombia que impulsarían casi a doblar la generación del sistema eléctrico nacional.

A continuación, se presentan los datos de la demanda eléctrica, irradiación solar, temperatura y velocidad de viento empleados como datos de entrada para los modelos presentados anteriormente.

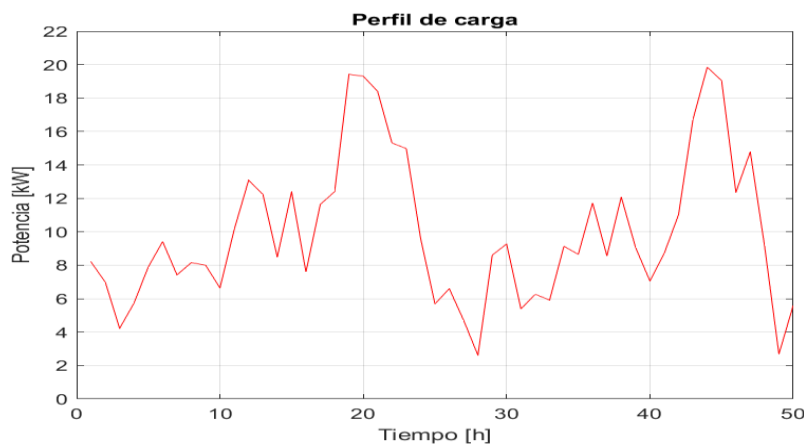
## 5.1 Demanda Eléctrica

El dimensionamiento de la microrred se hizo para una ubicación al norte de Colombia, en el departamento de La Guajira ( $12.154^{\circ}$  N,  $72.063^{\circ}$  W), donde se espera implementar un sistema con generación fotovoltaica, generación eólica, sistemas de almacenamiento con baterías y generación diésel.

El perfil de carga se generó a partir de los perfiles típicos residenciales en Colombia. La demanda más alta se da al inicio de la noche (18:00 a 20:00) y es igual 20 kWp, en promedio. El perfil contiene una variabilidad aleatoria del 15%. La Fig. 5-1 presenta el perfil de potencia para dos días.

### Figura 4.

*Perfil de carga para dos días del caso de estudio*

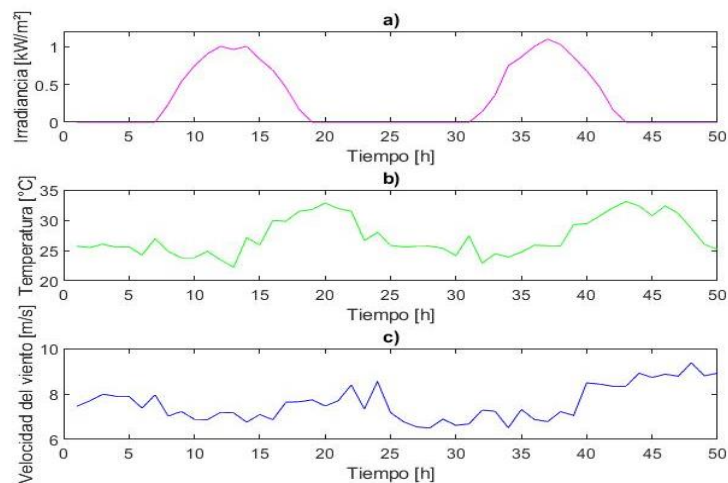


## 5.2 Recursos energéticos

Los recursos energéticos hacen referencia a las variables climatológicas que afectan la generación renovable. Para este trabajo, se tienen en cuenta la irradiación, velocidad del viento y temperatura ambiente horaria. Estos datos fueron obtenidos de EU Science Hub (*Scientific Tools & Databases / EU Science Hub*, n.d.). La Fig. 5-2 presenta el perfil de irradiación, temperatura y velocidad del viento para dos días seleccionados aleatoriamente en el tiempo de análisis.

### Figura 5.

*Perfiles de irradiación (a), temperatura (b) y velocidad del viento(c) para dos días en la ubicación del caso de estudio.*



A continuación, con el fin de garantizar la reproducibilidad del presente trabajo, se presentan los valores de parámetros, como lo son técnicos y económicos, y constantes que se consideraron a la hora de abordar el caso de estudio y cuantificar los indicadores.

### 5.3 Parámetros técnicos

Para el caso de estudio implementado, se selecciona un modelo tipo para cada uno de los componentes que hacen parte de la microrred, estos parámetros están asociados con los modelos energéticos y las restricciones. Sus datos técnicos se presentan en las Tablas 5-1–5-4.

**Tabla 3.**

*Parámetros técnicos de los paneles fotovoltaicos*

Descripción	Valor	Unidad
Modelo	Trina Solar DuoMax PEG14	-
Potencia nominal	0.320	kW
Temperatura nominal de la celda	45	°C
Coefficiente de variación de la temperatura	-0.41	1/°C
Temperatura en condiciones estándar	25	°C
Eficiencia del módulo	16.3	%
Área	1.962	m <sup>2</sup>
Tiempo de vida útil	25	años

**Tabla 4.**

*Parámetros técnicos de las turbinas eólicas*

Descripción	Valor	Unidad
Modelo	Aelos Wind Turbine	-
Potencia nominal	10	kW
Velocidad de viento nominal	10	m/s
Velocidad de viento de corte inferior	3	m/s
Velocidad de viento de corte superior	20	m/s
Tiempo de vida útil	20	años

**Tabla 5.***Parámetros técnicos de las baterías*

Descripción	Valor	Unidad
Modelo	LG Resu	-
Potencia nominal	10	kWh
Estado de carga inicial	0.5	-
Estado de carga mínimo	0.4	-
Estado de carga máximo	1	-
Eficiencia de carga	50	%
Eficiencia de descarga	85	%
Tiempo de vida útil	10	años

**Tabla 6.***Parámetros técnicos de los generadores diésel*

Descripción	Valor	Unidad
Modelo	GE 6500DES	-
Potencia nominal	5	kW
Tiempo de vida útil	2	años

#### 5.4 Parámetros económicos

Los parámetros económicos son todos aquellos valores constantes necesarios para realizar los cálculos de costos. La Tabla 5-5 resume los parámetros económicos implementados en las ecuaciones del problema, debido a que el lugar que se escogió se encuentra en una zona aislada, el costo del combustible se incrementa aproximadamente en un 30% ya que éste requiere transporte, distribución y almacenamiento extra.

**Tabla 7.***Parámetros económicos para las especificaciones del problema*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
GD - precio capital	5.000	USD/unidad
WT - precio capital	40.000	USD/unidad
PV - precio capital	672	USD/unidad
BS - precio capital	3120	USD/unidad
GD - precio de O&M	0,17	USD/h
WT - precio de O&M	450	USD/unidad/año
PV - precio de O&M	9,6	USD/unidad/año
BS - precio de O&M	150	USD/unidad/año
Tasa de descuento real	6,6	%
	0,7889 ( <i>Precio Del Diésel</i>	
Precio del diésel aprox.	<i>Para El Usuario (US\$ Por</i>	USD/L
	<i>Litro)   Data, n.d.)</i>	

## 6. Comparación de las metodologías implementadas

En este capítulo se da solución a cada una de las metodologías implementadas en el software MATLAB para un período de cinco (5) años, y se hace una comparación entre ellas con el fin de obtener la mejor opción en cuanto a costos y desempeño para el caso de estudio. Es importante aclarar que son metodologías diferentes, sus procedimientos usan algunos cálculos distintos para llegar a los resultados, aun así, la comparación se hará para las respuestas obtenidas cuyas variables de entrada y de salida para cada uno de los algoritmos, son las mismas. En el capítulo 5 se observa que el método Basado en Reglas (RB) tiene un grado de complejidad mayor

que el método basado en Programación Lineal (LP), lo que conlleva a tener un análisis más detallado.

**Tabla 8.**

*Resultados obtenidos en las dos metodologías*

<b>Parámetro</b>	<b>LP</b>	<b>RB</b>	<b>Diferencia porcentual</b>
$C_{fv}$	126	84	33,33 %
$C_{wt}$	0	1	-100 %
$C_{gd}$	1	1	0 %
$C_{bs}$	20	15	25 %
CAPEX [USD]	60634.4	42413	30,05 %
OPEX [USD]	51205.6	27157.2	46,96 %
Costo combustible [USD]	28902.6	9797.2	66,10 %
Costo total [USD]	111840	69570	37,79 %
Tiempo de ejecución [min]	100.21	72.18	27,97 %

Si se observa la Tabla 6-1, la solución usando LP supera en un 33,33% el número de paneles y en un 25% el número de baterías a RB. Aunque para ambas metodologías se prioriza el uso de generación fotovoltaica, RB aprovecha una parte del potencial eólico y a esto se puede deber la diferencia en los paneles. A la hora de elegir la mejor opción para el caso de estudio, el costo es una variable que influye en esta decisión, y en los datos financieros es posible afirmar que la solución con LP cuesta 37,79% más que RB, a pesar de que una turbina eólica es más costosa que un panel (ver Tabla 4-5), los costos iniciales para LP aumentan la inversión inicial un 30,05% con respecto a RB.

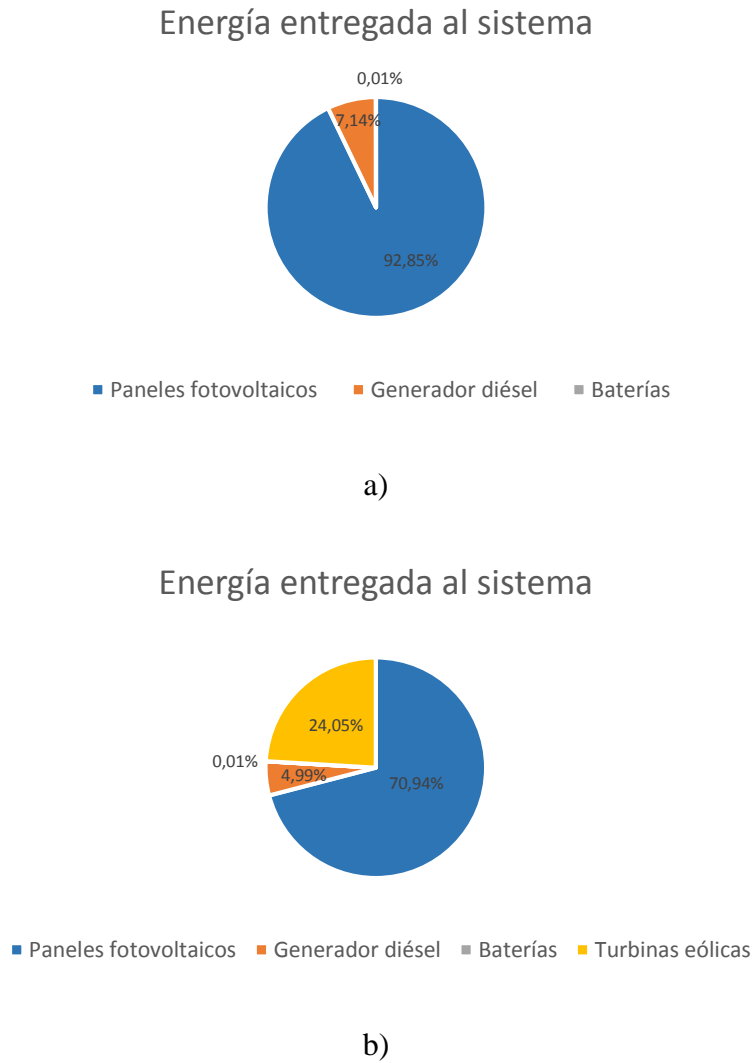
Aunque LP es más sencillo de implementar, la cantidad de elementos que requiere para la instalación de la microrred es mayor que RB, elevando el valor inicial, la cantidad de combustible y los costos de operación y mantenimiento. La estrategia de gestión de potencia que usa RB, optimiza el despacho del generador diésel y del sistema de baterías teniendo en cuenta su degradación, esto se ve reflejado en el tiempo de operación del generador, reduciendo en un 66,1% los costos de combustible comparado con LP, ya que el OPEX tiene en cuenta este valor para RB, la diferencia con respecto a LP es de un 49,96%, LP por otro lado, no tiene en cuenta este valor ya que su formulación es más simple (ver ecuación (3)).

El tiempo que tarda la simulación de los algoritmos depende del tipo de equipo en el que se realice y el período de análisis (para este caso se usó un computador portátil con procesador Intel Core i7 con velocidad de 1,30 GHz, el cual cuenta con una RAM de 4GB y el período de análisis fue de cinco años), aun así, RB empleó un menor tiempo comparado con LP (aproximadamente un 27,97% menos), ya que por su estricta metodología va descartando posibles soluciones dentro de las restricciones establecidas inicialmente, aunque LP también tiene restricciones, estas son más flexibles porque toman valores para los componentes entre cero e infinito. (ver TABLA 5-1).



**Figura 6.**

a) *Potencia promedio despachada en LP* y b) *Potencia promedio despachada en RB.*



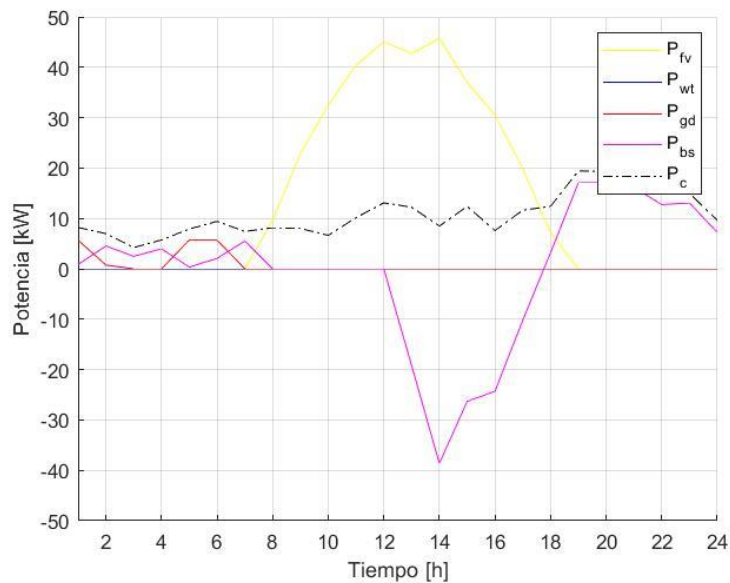
En la Fig. 6-1. a) se puede observar que en LP quien atiende la carga en su mayoría (93%) es el sistema fotovoltaico, el generador aporta una pequeña parte (7%) dejando de lado a las baterías y anulando la generación eólica. La microrred en el tiempo de estudio no aprovecha todo el potencial energético y aun así es la opción más costosa.

En la Fig. 6-1. b) se puede observar un despacho diversificado, ya que el potencial eólico está atendiendo cerca del 5% de la carga, aunque el despacho principal ocurre por parte de la generación fotovoltaica. Para ambas metodologías, el aporte de las baterías es menor al 1% y del generador diésel es menor al 10% para el día seleccionado aleatoriamente, lo cual es un dato positivo ya que el impacto ambiental a causa del uso de combustibles será bajo.

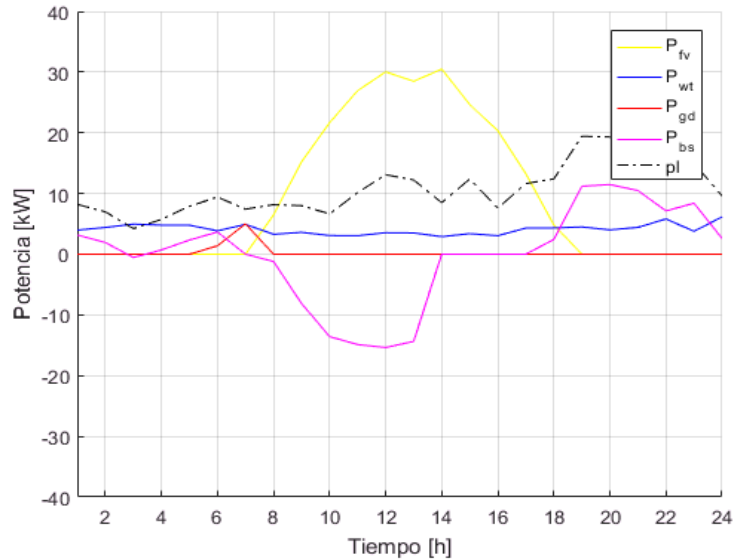
En la Fig. 6-2, se observa el comportamiento del despacho para 1 día seleccionado aleatoriamente.

### Figura 7.

a) Potencia despachada para LP y b) RB.



a)



b)

Como se observa en la Fig. 6-2.a), la generación fotovoltaica es superior entre las 8:00 y 16:00 horas, presentando un pico a las 12:00 y otro a las 14:00 horas, es debido a que en este rango de tiempo los recursos de irradiación y temperatura se encuentran disponibles en sus valores más elevados; como la generación fotovoltaica se presenta en mayor cantidad durante estas horas, y no solamente logra satisfacer la demanda en ese tiempo dado, sino que también genera más de lo consumido, es ahí cuando el conjunto de baterías entran a almacenar esa energía sobrante para luego distribuirla entre las 17:00 y las 07:00 horas aproximadamente, donde el generador diésel no es suficiente para suplir la demanda, logrando confiabilidad en el suministro.

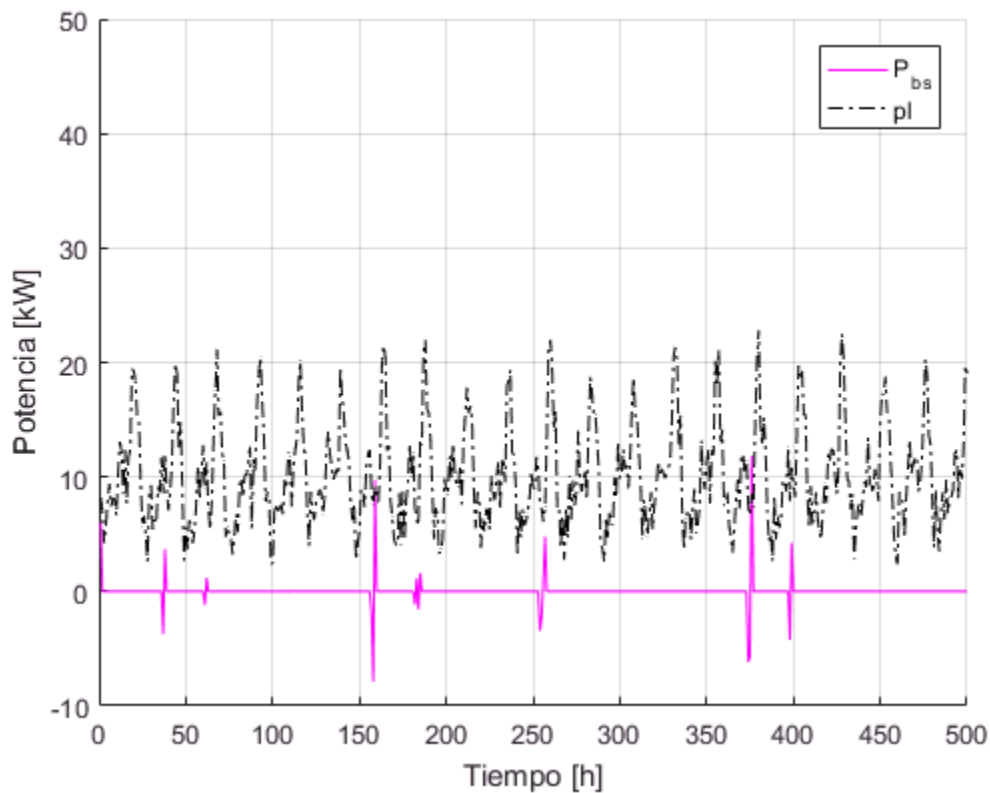
En cuanto a la generación eólica, en la Fig. 6-2. b) se observa que para ese día se presentaron velocidades de viento poco variables, permitiendo entregar continuamente energía al sistema, contribuyendo junto al conjunto de baterías para satisfacer la demanda en las horas en las que los paneles no cuentan con la energía suficiente para atender la carga, como se presenta entre

las 08:00 y 14:00 horas, donde la batería se carga con el exceso de generación fotovoltaica para luego entre las 18:00 y 24:00 horas descargarse supliendo la exigencia de la carga.

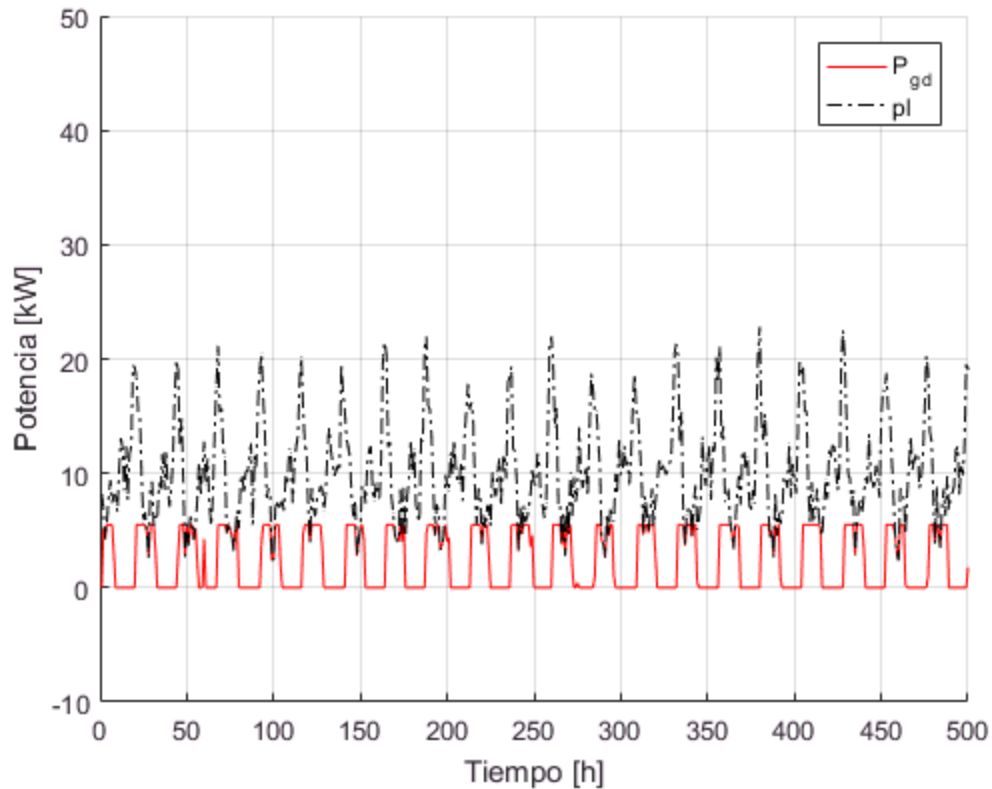
Debido a que el anterior análisis (Fig. 6-2. a, b) se hace para un período de tiempo muy corto comparado con el tiempo del análisis general, no es lo suficientemente detallado para observar el comportamiento del generador diésel y de las baterías, por esa razón se presentan a continuación las siguientes gráficas para un período de tiempo más largo.

**Figura 8.**

a) Potencia despachada por las baterías y b) generador diésel.



a)



b)

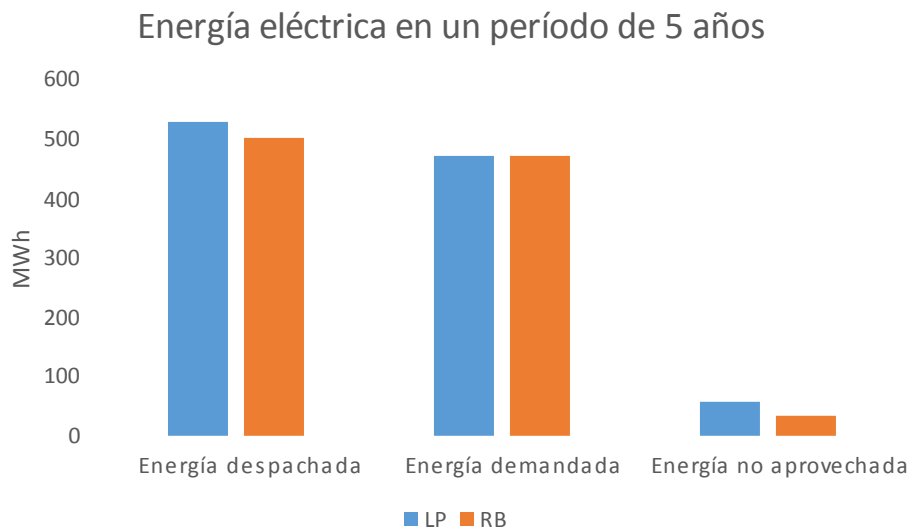
En la Fig. 6-3 se presenta el comportamiento del conjunto de baterías y del generador diésel para un período ininterrumpido de 500 días seleccionado arbitrariamente, donde en a) se observa que el aporte de las baterías cada vez es menor comparado con b) donde se observa que se hace mayor uso del generador diésel para atender la carga, como se evidencia en la Fig. 6-1 correspondiente a la potencia total despachada.

La Fig. 6-4 corresponde a la potencia promedio generada por las fuentes renovables y despachada por el generador diésel y las baterías, junto con la potencia promedio demandada para los dos métodos estudiados en 5 años. La potencia no aprovechada es la que el sistema no almacena ni tampoco suministra a la carga, si se observa la Fig. 6-3, la cantidad de potencia que no es aprovechada en LP es mayor, se puede verificar con el valor del indicador de confiabilidad que

representa la energía total perdida respecto a la carga (TEL), el cual toma un valor del 12,5% para RB y del 22% para LP.

### Figura 9.

*Energía promedio despachada y demandada para los 5 años de análisis.*



Adicionalmente, se hizo uso del indicador LPSP, siendo el porcentaje de suministro eléctrico que no es capaz de satisfacer la demanda de la carga. Generalmente, los diseñadores permiten que una pequeña parte de la carga no se atienda en determinados momentos, pues, resulta más económico y no se afecta dramáticamente a los usuarios o el desempeño de la red. El límite para el LPSP se define como 5% para ambos métodos, es decir, hasta el 5% de la potencia demandada puede no ser atendida en un momento determinado, siendo una restricción que permite la confiabilidad del sistema híbrido de energía renovable para el caso de estudio.

Teniendo en cuenta la Fig. 6-4 y la TABLA 6-1 en conjunto con los indicadores LPSP y TEL, para este caso de estudio la mejor opción es RB, sus costos iniciales, de combustible, operación y mantenimiento y la potencia que no es aprovechada, son menores.

## 7. Conclusiones

En este trabajo se describen de forma detallada dos metodologías para el diseño de microrredes eléctricas aisladas, compuestas por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diésel y un sistema de almacenamiento de baterías, tomando como caso de estudio el municipio de Uribia, en el departamento de La Guajira. Las metodologías se basan en la solución de un problema de optimización, por un lado, programación lineal, el cual aborda el planteamiento y desarrollo del problema empleando modelos lineales, por otro lado, el método basado en reglas, cuya formulación usa una estrategia más compleja de gestión para la generación y atención de la carga.

Los dos métodos fueron implementados en el software de Matlab para el mismo caso de estudio e iguales restricciones de operación e indicadores de confiabilidad y priorizando el uso de energías renovables, luego de realizar una comparación entre las metodologías (cantidad de componentes en el diseño, despacho total del sistema y costos), es posible identificar que la metodología basada en reglas presenta una solución al problema de dimensionamiento con menor cantidad de componentes, lo que la hace más económica; al hacer uso de la energía eólica reduce el uso del generador diésel y por ende, el consumo del combustible, viéndose reflejado en los

costos. En cuanto a la energía no aprovechada, la metodología basada en reglas presenta un menor valor, siendo un factor que se debe considerar en la elección de la metodología que presenta un mejor desempeño para el caso de estudio.

Por un lado, para este caso de estudio, con una ubicación que permitiera la integración de múltiples fuentes de energía en la microrred y a un bajo costo, la metodología basada en reglas resultó ser la mejor opción, aunque su formulación es más completa, posibilita el aprovechamiento de los potenciales energéticos presentes en la zona gracias a las reglas de despacho presentes en el EMS, que permiten filtrar las posibles soluciones dentro del rango establecido dando como resultado la mejor respuesta para dicha metodología.

Por otro lado, la metodología más sencilla de implementar en este caso de estudio fue la basada en programación lineal, (aunque es posible que arroje resultados con mayores valores comparada con otras metodologías, como en el caso de la metodología basada en reglas, cuya formulación es más compleja pero con menores componentes de diseño y costos), sin embargo, el método enfocado en programación lineal optimiza la solución después de buscar en una infinidad de opciones, es decir, su campo de análisis va a ser mayor debido a que toma valores entre cero e infinito.

## **8. Recomendaciones**

En la obtención y análisis de recursos energéticos renovables es indispensable contar con una base de datos meteorológicas confiables para obtener mejores aproximaciones de las



condiciones climatológicas de la zona a estudiar, se recomienda el uso de medidas in situ donde se requiere la construcción de la microrred, para obtener una mejor precisión en los perfiles de entrada, garantizando un diseño del sistema energético más ajustado a la demanda de la comunidad.

Respecto al planteamiento de las restricciones de operación planteadas en las metodologías, se recomienda agregar restricciones adicionales a la demanda no aprovechada para garantizar el suministro en horas donde no se atiende la carga, permitiendo obtener un diseño más confiable, para ello se requiere tener un comportamiento más aproximado de la demanda en el municipio, como se mencionó anteriormente.

Como futuros trabajos enfocados en el dimensionamiento de microrredes aisladas eléctricas, se recomienda hacer uso de este trabajo de grado para su implementación en los diferentes softwares diseñados o que posibilitan el dimensionamiento de estos sistemas, para así compararlos obteniendo un rango más amplio de análisis y soluciones posibles.

**Referencias Bibliográficas**

- Al-falahi, M. D. A., Jayasinghe, S. D. G., & Enshaei, H. (2017). A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management*, *143*, 252–274. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.019>
- Askarzadeh, A. (2017). Distribution generation by photovoltaic and diesel generator systems: Energy management and size optimization by a new approach for a stand-alone application. *Energy*, *122*, 542–551. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.105>
- Balderrama, S., Lombardi, F., Riva, F., Canedo, W., Colombo, E., & Quoilin, S. (2019). A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the “El Espino” community. *Energy*, *188*, 116073. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116073>
- Baneshi, M., & Hadianfard, F. (2016). Techno-economic feasibility of hybrid diesel/PV/wind/battery electricity generation systems for non-residential large electricity consumers under southern Iran climate conditions. *Energy Conversion and Management*, *127*, 233–244. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.09.008>
- Bukar, A. L., Tan, C. W., & Lau, K. Y. (2019). Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization algorithm. *Solar Energy*, *188*(March), 685–696. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.050>
- Cardoso, G., Stadler, M., Siddiqui, A., C. Marnay, Deforest, N., Barbosa-Póvoa, A., & Ferrão, P.

- (2013). Microgrid reliability modeling and battery scheduling using stochastic linear programming. *Electric Power Systems Research*, 103, 61–69. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.05.005>
- Das, M., Singh, M. A. K., & Biswas, A. (2019). Techno-economic optimization of an off-grid hybrid renewable energy system using metaheuristic optimization approaches – Case of a radio transmitter station in India. *Energy Conversion and Management*, 185(August 2018), 339–352. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.107>
- Edwar, J., & Murillo, P. (2020). Dimensionamiento de microrred aislada para el municipio de Inírida Guainía. *Universidad Nacional*.
- Ekren, O., & Ekren, B. Y. (2010). Size optimization of a PV / wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing. *Applied Energy*, 87(2), 592–598. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.05.022>
- Galceran Feixas. (2016). *Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas*. <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/105875>
- Gharibi, M., & Askarzadeh, A. (2019). Size optimization of an off-grid hybrid system composed of photovoltaic and diesel generator subject to load variation factor. *Journal of Energy Storage*, 25(April), 100814. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100814>
- Giallanza, A., Porretto, M., Puma, G. L., & Marannano, G. (2018). A sizing approach for stand-alone hybrid photovoltaic-wind-battery systems: A Sicilian case study. *Journal of Cleaner Production*, 199, 817–830. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.223>
- Helene Nordahl, S., Nordahl, S. H., & Norum, L. E. (2012). Design of Roof PV Installation in Oslo. 182, June. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/257364>
- Hong, Y., Member, S., & Lian, R. (2012). *Optimal Sizing of Hybrid Wind / PV / Diesel Generation*

- in a Stand-Alone Power System Using Markov-Based Genetic Algorithm*. 27(2), 640–647.
- Kanwar, A., Hidalgo Rodriguez, D. I., Von Appen, J., & Braun, M. (2015). A comparative study of optimization and rule-based control for microgrid operation. *Power and Energy Student Summit, January*, 1–6. <https://doi.org/10.17877/DE290R-7262>
- Katiraei, F., & Iravani, M. R. (2006). Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1821–1831. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.879260>
- La Guajira, todo un potencial energético*. (n.d.). Retrieved October 3, 2021, from <http://www.cocier.org/index.php/pt/noticias-de-cocier/432-la-guajira-todo-un-potencial-energetico>
- La Republica (n.d.) *¿Por qué La Guajira tiene alto potencial en energías solar y eólica?* (n.d.). Retrieved October 3, 2021, from <https://www.larepublica.co/especiales/exposolar/por-que-la-guajira-tiene-un-alto-potencial-en-generacion-de-energias-renovables-2719046>
- Lian, J., Zhang, Y., Ma, C., Yang, Y., & Chaima, E. (2019). A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Conversion and Management*, 199(September), 112027. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>
- Lopez Castrillon, Y. U., & Gaviria Cataño, F. A. (2018). Metodología y evaluación de recursos energéticos renovables: implementación de microrredes aisladas. *Visión Electrónica*, 12(2), 162–172. <https://doi.org/10.14483/22484728.14260>
- Mahmoud, M. S., & AL-Sunni, F. M. (2015). Control and Optimization of Distributed Generation Systems. In *Control and Optimization of Distributed ...* <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-16910-1>
- Maleki, A., Khajeh, M. G., & Ameri, M. (2016). Optimal sizing of a grid independent hybrid

- renewable energy system incorporating resource uncertainty, and load uncertainty. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 83, 514–524. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.008>
- Mellit, A., Kalogirou, S. A., Hontoria, L., & Shaari, S. (2009). Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(2), 406–419. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.01.006>
- Microgrids: Architectures and Control - Google Libros*. (n.d.). Retrieved October 14, 2021, from [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=ywxzAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR13&dq=N.+Hatziargyriou,+\"The+Microgrids+Concept,\"+in+Microgrids+Architectures+and+Control,+National+Technical+University+of+Athens,+Greece,+2014,+pp.+1-7.&ots=9rrdzyUCya&sig=mIlnHPvEKZpDAF-v5IhlmwXByJY#v=onepage&q&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=ywxzAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR13&dq=N.+Hatziargyriou,+\)
- Moreno, L., & Mart, L. (2017). *Trabajo de Fin de Máster Máster en Sistemas de Energía Eléctrica Estado del Arte sobre Diseño y Dimensionamiento de Microrredes Eléctricas*.
- Oviedo, J., Bastidas, J., & Solano, J. (2017). Técnicas de análisis y control para la mejora de la estabilidad de microrredes eléctricas: revisión en la literatura Techniques of analysis and control to improve the stability of electrical microgrids: review in the literature. *Sicel*, 1–10. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/viewFile/64224/66148>
- Precio del diésel para el usuario (US\$ por litro) | Data*. (n.d.). Retrieved November 1, 2021, from <https://datos.bancomundial.org/indicador/EP.PMP.DESL.CD>
- Quijano, N., Pedraza, A., Velásquez, M., Jiménez Estévez, G., Cadena, Á., Becerra, J. M., & Ramírez, Á. (2019). Microrredes Aisladas En La Guajira: Diseño E Implementación. *Revista de Ingeniería*, 48, 54–65. <https://doi.org/10.16924/revinge.48.7>
- Restrepo, M., Cañizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Su, P., & Taruc, J. (2021). Optimization-

- and Rule-based Energy Management Systems at the Canadian Renewable Energy Laboratory microgrid facility. *Applied Energy*, 290(February), 116760. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116760>
- Ruiz Alvarez, S. (2016). *Metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica*. 90. <http://www.bdigital.unal.edu.co/56342/1/1035831711.2017.pdf>
- Scientific tools & databases | EU Science Hub*. (n.d.). Retrieved October 31, 2021, from <https://ec.europa.eu/jrc/en/scientific-tools>
- Sl, I. (2018). *Ingelectus SL*, (2) UNIVERSIDAD DE SEVILLA. July, 1569–1579.
- Su, W., Wang, J., & Roh, J. (2014). Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1876–1883. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2280645>
- Tan, Y., Meegahapola, L., & Muttaqi, K. M. (2014). A review of technical challenges in planning and operation of remote area power supply systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 876–889. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.034>
- Tenfen, D., & Finardi, E. C. (2015). A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*, 122, 19–28. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.019>
- Yang, D., Jiang, C., Cai, G., & Huang, N. (2019). Optimal sizing of a wind/solar/battery/diesel hybrid microgrid based on typical scenarios considering meteorological variability. *IET Renewable Power Generation*, 13(9), 1446–1455. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5944>
- Yang, H., Lu, L., & Zhou, W. (2007). A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind

power generation system. *Solar Energy*, 81(1), 76–84.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.06.010>

Zambroni de Souza, A. C., & Castilla, M. (2018). Microgrids design and implementation. In *Microgrids Design and Implementation*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6>

Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., & Yang, H. (2010). Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar – wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2), 380–389. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>