

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRO-REDES EN ZONAS NO
INTERCONECTADAS CON CONDICIONES DE DEMANDA DISPERSA

RUSBER OCTAVIO RODRÍGUEZ VELÁSQUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2018

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRO-REDES EN ZONAS NO
INTERCONECTADAS CON CONDICIONES DE DEMANDA DISPERSA

RUSBER OCTAVIO RODRÍGUEZ VELÁSQUEZ

Trabajo de Grado para optar el título de
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director

Dr. GERMAN ALFONSO OSMA PINTO
Ingeniero Electricista

Codirectores

Dr. RODOLFO VILLAMIZAR MEJÍA
Ingeniero Electricista

Dr. GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2018

DEDICATORIA

“Porque de Él, y por Él, y para Él, son todas las cosas. A Él sea la gloria por los siglos. Amén” (Romanos 11:36 RVR60)

Si es que todo se lo debo a Él, no hay nada en mi vida que no dedique a mi Señor Jesucristo, porque la mano de Dios ha estado conmigo y me ha guiado a donde hoy estoy, y me guiará a donde mañana esté. Y es mi anhelo que cada logro que obtenga en mi vida, sea según el propósito de Dios y aporte para expandir su evangelio hasta los confines de la tierra.

Rusber Octavio Rodríguez Velásquez

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios en primer lugar por sus abundantes bendiciones para conmigo y seres cercanos, sin su ayuda nada sería posible y sin Él, nada tendría sentido.

A mi familia, quienes me impulsan a superarme cada día más. A mis amados padres quienes me dieron la formación necesaria para valorar la vida y a cada persona que me rodea.

A la familia Niño Uribe, quienes Dios puso en mi vida para darme a conocer su palabra y han estado a mi lado en el desarrollo de esta etapa, apoyándome y llenándome con su compañía.

Al grupo de investigación GISEL, en quienes más que un equipo de trabajo, he encontrado una familia.

A mis directores del trabajo de maestría German Osma, Gabriel Ordóñez y Rodolfo Villamizar, quienes han depositado su confianza en mí, me guiaron con esmero en el desarrollo de este trabajo y han aportado incondicionalmente a mi formación profesional.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. PANORAMA GENERAL DE LAS MICRO-REDES COMO SOLUCIÓN DE ENERGIZACIÓN.....	17
3. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRO-REDES Y ZONAS RURALES	20
3.1 MICRO-REDES CONECTADAS A LA RED	20
3.2 MICRO-REDES AISLADAS CON CARGAS CONCENTRADAS.....	21
3.3 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN ZONAS RURALES.....	21
4. MODELADO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA	26
4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	26
4.2 GENERACIÓN EÓLICA	27
4.3 PEQUEÑA CENTRAL HIDRÁULICA.....	29
4.4 GRUPO ELECTRÓGENO.....	30
4.5 BANCO DE BATERÍAS	32
4.6 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DE UNA SLMG	32
4.7 MODELOS SELECCIONADOS PARA LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	34
5. FUNCIÓN DE COSTO	35
5.1 COSTO DE ADQUISICIÓN	35
5.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	36
5.3 COSTO POR EL IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	38
5.4 COSTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	39
6. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	41
6.1 ESTRATEGIA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	41
6.2 SELECCIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN.....	42

6.3	ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN	45
6.4	ESTRATEGIA DE DESPACHO.....	46
6.4.1	Procedimiento A.....	47
6.4.2	Procedimiento B.....	48
6.4.3	Procedimiento C.....	48
6.4.4	Procedimiento D.....	49
6.4.5	Procedimiento E.	50
6.5	SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	52
6.6	IMPLEMENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EN HOMER ENERGY.....	54
7.	CASO DE ESTUDIO	55
7.1	DATOS GEOGRÁFICOS	56
7.2	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	58
7.3	DATOS METEOROLÓGICOS.....	60
7.4	COSTOS UNITARIOS Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN	61
7.5	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	63
7.5.1	Resultados preliminares.....	64
7.5.2	Resultados de la estrategia de planificación energética coordinada.....	66
7.5.3	Costo de la SLMG.....	69
7.6	IMPLEMENTACIÓN EN HOMER.....	71
8.	CONCLUSIONES.....	74
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
	BIBLIOGRAFÍA.....	84

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Diagrama de una micro-red aislada con demanda dispersa.....	18
Figura 2. Integración de las etapas de planificación energética de una SLMG.	41
Figura 3. Integración de las etapas de planificación energética de una SLMG.	43
Figura 4. Estrategia de despacho.	47
Figura 5. Estrategia de despacho. Procedimiento A.	48
Figura 6. Estrategia de despacho. Procedimiento B.	49
Figura 7. Estrategia de despacho. Procedimiento C.	49
Figura 8. Estrategia de despacho. Procedimiento D.	51
Figura 9. Estrategia de despacho. Procedimiento E.	51
Figura 10. Metodología para solucionar el problema de optimización.	52
Figura 11. Metodología para la evaluación de la función objetivo.....	53
Figura 12. Región aislada seleccionada para aplicar la estrategia de planificación energética coordinada.	55
Figura 13. Perfil de elevación de la región no interconectada modelada mediante una matriz de posiciones.	57
Figura 14. Perfil de demanda por vivienda rural residencial.	59
Figura 15. Perfil de demanda de los motores perteneciente a la vivienda 1.	59
Figura 15. Conexiones del sistema de distribución de la SLMG propuesta en la zona de estudio.	69
Figura 16. Recreación de las conexiones de la SLMG en Google Earth.	70
Figura 17. Esquemas del sistema de generación implementado en HOMER	73
Figura 18. Análisis de costo del sistema de generación. HOMER.....	73

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales criterios en la planificación energética de una MG	22
Tabla 2. Investigaciones con aporte a la planificación energética de SLMG	23
Tabla 3. Contaminación típica al generar 1 kWh de energía con el grupo electrógeno.	32
Tabla 4. Modelos y restricciones de los principales componentes de una SLMG..	34
Tabla 5. Costos típicos de la adquisición de equipos y de operación y mantenimiento	38
Tabla 6. Costo en la industria por contaminación ambiental.....	39
Tabla 7. Ubicación de las viviendas para el modelo de matriz de posiciones.....	58
Tabla 8. Posibles ubicaciones de las fuentes de energía renovable para el modelo de matriz de posiciones.	58
Tabla 9. Promedio mensual de la irradiación solar por día en la zona de estudio. Periodo 22 años.....	60
Tabla 10. Promedio mensual de la temperatura en la zona de estudio. Periodo . 22 años.....	60
Tabla 11. Promedio mensual de la velocidad del viento en la zona de estudio. Periodo 10 años.....	60
Tabla 12. Costos unitarios para la red de energía eléctrica planificada para la región seleccionada.....	61
Tabla 13. Parámetros de operación aplicados en el algoritmo de optimización	62
Tabla 14. Archivos digitales que contienen la información característica de la zona de estudio.	63
Tabla 15. Valores nominales de las fuentes de energía obtenidos en la selección del mix energético de la SLMG.....	64
Tabla 16. Valores nominales de las fuentes de energía obtenidos en el dimensionamiento de la SLMG.....	66

Tabla 17. Localización de las fuentes de energía en el sistema de distribución de la SLMG.....	67
Tabla 18. Conexiones entre nodos de la SLMG obtenidas con la estrategia de planificación energética.	68
Tabla 19. Costo de la SLMG según la estrategia de planificación energética propuesta.....	71

RESUMEN

TÍTULO: PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRO-REDES EN ZONAS NO INTERCONECTADAS CON CONDICIONES DE DEMANDA DISPERSA*.

AUTOR: RUSBER OCTAVIO RODRÍGUEZ VELÁSQUEZ**

PALABRAS CLAVES: Cargas dispersas; energías renovables; micro-redes remotas; planificación energética; programación no lineal entera mixta; sistema de distribución de energía eléctrica.

DESCRIPCIÓN:

Las soluciones de energización eléctrica para regiones rurales remotas se basan principalmente en grupos electrógenos y sistemas fotovoltaicos individualizados por vivienda. Estas soluciones tienden a tener baja confiabilidad y un alto costo financiero y ambiental, especialmente las soluciones que involucran combustibles fósiles. No obstante, las soluciones actuales incorporan fuentes de energía renovables a partir de sistemas híbridos, con el fin de disminuir las emisiones de gases contaminantes, los costos de implementación y operación, y aumentar la confiabilidad y robustez del sistema eléctrico. Estos sistemas híbridos pueden llegar a ser considerados como una micro-red (MG) si incluyen una correcta integración de almacenamiento de energía, monitorización y control. Sin embargo, la implementación de MG en regiones remotas enfrenta retos como la energización de viviendas dispersas, la dispersión de las fuentes de energía y la gestión de energía, entre otros. A fin de explorar los retos que tienen las MG frente a la energización de regiones rurales remotas, este documento expone aspectos técnicos sobre la planificación de MG en este tipo de regiones y propone una estrategia de planificación energética que integra el dimensionamiento de los recursos energéticos distribuidos, la ubicación de las fuentes de energía y la arquitectura del sistema de distribución de energía eléctrica. La estrategia propuesta se aborda como un problema de optimización de programación no lineal entera mixta y se aplica a una región rural no interconectada del municipio de Cimitarra, Colombia.

* Trabajo de maestría.

**Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. German Alfonso Osma Pinto. Codirectores: Dr. Gabriel Ordóñez Plata, Dr. Rodolfo Villamizar Mejía.

ABSTRACT

TITLE: ENERGY PLANNING OF MICROGRIDS IN NON-INTERCONNECTED AREAS WITH DISPERSED LOAD CONDITIONS*.

AUTHOR: RUSBER OCTAVIO RODRIGUEZ VELASQUEZ**

KEYWORDS: Energy planning; mixed integer non-linear programming; power distribution system; remote microgrids; renewable energy; scattered load.

DESCRIPTION:

The electrical energization solutions for remote rural regions are mainly based on generator sets and individualized photovoltaic systems per housing. These solutions tend to have low reliability and a high financial and environmental cost, especially the solutions that use fossil fuels. However, current solutions incorporate renewable energy sources based on hybrid systems, in order to reduce emissions of polluting gases, the implementation and operation costs, and increase the reliability and robustness of the electrical system. These hybrid systems can come to be considered as a microgrid (MG) if they include a correct integration of energy storage, monitoring and control. However, the implementation of MG in remote regions faces challenges such as the energization of dispersed housing, the dispersion of the energy sources and energy management, among others. For the purpose of to explore the challenges that the MG face with the energization of remote rural regions, this research exposes technical aspects about MG planning in this type of regions and proposes an energy planning strategy that integrates the distributed resources sizing, the energy sources location and the power distribution system architecture. The proposed strategy is taken as a mixed integer non-linear programming problem and is applied to a non-interconnected rural region of the municipality of Cimitarra, Colombia.

* Master Thesis.

**Physic-mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering School. Director: Dr. German Alfonso Osma Pinto. Codirectors: Dr. Gabriel Ordóñez Plata, Dr. Rodolfo Villamizar Mejía.

INTRODUCCIÓN

En Colombia cerca de 470 244 viviendas rurales no cuentan con suministro de energía eléctrica, de las cuales un 40% se encuentran en zonas categorizadas como no interconectables. Lo cual implica que a un mediano plazo, no existe la posibilidad de interconectarla a una red eléctrica existente, o a una extensión de la misma; por lo cual la posibilidad de energizar dicha zona, se restringe a una solución aislada. Las principales estrategias de energización consisten en la instalación de plantas diésel. No obstante, la evolución de los sistemas de generación distribuida y fuentes de energía renovables, permiten plantear soluciones económicamente viables a partir de sistemas de generación híbridos que aprovechen el potencial energético propio de la región. Estos sistemas de generación pueden integrar almacenamiento de energía, monitorización y control, llegando a ser considerados como una micro-red (MG).

Sin embargo, la planificación energética de una MG para una región remota, enfrenta retos como la dispersión de las viviendas (cargas), por lo que, debe considerarse un sistema de distribución de energía que interconecte las fuentes distribuidas y las cargas. Aunque existen investigaciones sobre la planificación energética de MGs, el tema de MGs en zonas no interconectadas no es común en la literatura actual y menos aún con la condición de demanda dispersa. En consecuencia, este trabajo es dedicado a proponer una estrategia de planificación energética de MGs para regiones remotas con demanda dispersa.

La estrategia de planificación propuesta tiene por fin determinar el dimensionamiento de las fuentes de energía y del sistema de distribución de manera simultánea a partir de la información geográfica y meteorológica de una región particular. Se enfoca en la selección y dimensionamiento de las fuentes de generación, la arquitectura del sistema de distribución y el despacho de las fuentes de energía.

A lo largo de este documento se expondrán los aspectos considerados para plantear la estrategia de planificación energética propuesta. Así, el capítulo 1 lista los objetivos del trabajo de investigación; el capítulo 2 presenta un panorama general de las MG como solución de energización; el capítulo 3 describe algunas estrategias de planificación energética; el capítulo 4 presenta los modelos de los sistemas de generación, solar, eólico, hidráulico, del grupo electrógeno y del sistema de almacenamiento en banco de baterías y sus respectivas restricciones de operación; el capítulo 5 muestra la definición de la función de costo; el capítulo 6 la selección de un método de optimización para abordar los modelos y evaluar la función de costo; el capítulo 7 la aplicación de la estrategia planteada a un caso de estudio; finalmente, el capítulo 8 presenta las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

1. OBJETIVOS

A continuación, se listan los objetivos del trabajo de investigación

1.1 OBJETIVO GENERAL

Plantear una estrategia de planificación energética de micro-redes en zonas no interconectadas con condición de demanda dispersa.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer un estado del arte de las metodologías y estrategias aplicadas a la planificación energética de micro-redes en zonas no interconectadas.
- Definir una función objetivo para la planificación energética de micro-redes aisladas con condición de demanda dispersa que involucre los costos de implementación y de operación, pérdidas por distribución de energía, continuidad del servicio e impacto al medio ambiente.
- Seleccionar un método de optimización para el tratamiento de la función objetivo definida.
- Comprobar el funcionamiento de la estrategia planteada mediante la simulación de un caso de estudio en el software HOMER.

2. PANORAMA GENERAL DE LAS MICRO-REDES COMO SOLUCIÓN DE ENERGIZACIÓN

Según Hatziargyriou [1], una micro-red (MG) se puede definir como una red eléctrica formada a partir de recursos energéticos distribuidos y sistemas de almacenamiento a fin satisfacer cargas locales. Tiene la capacidad de controlar el flujo de potencia activa y reactiva, lo cual permite garantizar una relación estrecha entre generación y demanda.

Algunas de las principales ventajas que ofrece una MG son la eficiencia energética, la reducción de las emisiones de gases contaminantes, la alta confiabilidad, las bajas pérdidas eléctricas y la posibilidad de operar en modo interconectado o aislado de una red eléctrica convencional u otra MG [2], [3].

Dada la capacidad de operación autónoma (*off-grid*) de las MG, diversas investigaciones ([3]–[8]) consideran a éstas como la mejor alternativa para satisfacer los requerimientos energéticos de poblaciones rurales, donde los costos de interconexión a la red convencional y de uso de combustibles fósiles son altos. Ya que las poblaciones rurales no interconectadas tienden a estar conformadas por un conjunto de viviendas apartadas entre sí. Esta dispersión de la demanda de energía origina una distribución también dispersa de las fuentes de generación, en busca de disminuir las pérdidas por transmisión de potencia.

Los sistemas diseñados para atender estas demandas dispersas son llamados regularmente MG remotas o sistemas híbridos [3], [9]–[12]; también pueden ser denominados micro-redes con condición de demanda dispersa o SLMG (*Scattered Load Microgrid*). La figura 1 presenta el diagrama de una SLMG, en la figura las cargas y las fuentes de generación se encuentran distanciadas entre sí, y son interconectadas por un sistema de distribución.

orientada a garantizar una operación continua, de calidad y de bajo costo (inversión, operación y mantenimiento) que propenda por la viabilidad financiera [5].

La planificación energética de una MG consiste en la aplicación de un conjunto de estrategias orientadas al dimensionamiento y operación del sistema eléctrico, de forma que se suplan los requerimientos de energía y se reduzcan los costos de implementación, operación y mantenimiento y el impacto negativo sobre el medio ambiente, generalmente se aborda como un problema de optimización [3], [13].

3. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE MICRO-REDES Y ZONAS RURALES

La planificación energética de una MG debe garantizar los requerimientos de energía, el balance de potencia y minimizar el costo global de la MG. Depende de la disponibilidad de recursos energéticos y las características de la demanda, de la operación interconectada a una red robusta o la operación en modo aislado [14].

Con el fin de abordar la planificación energética de una MG, se han empleado diversos algoritmos, tales como programación entera mixta [15], programación cuadrática [16], relajación lagrangiana [17], algoritmos genéticos [10], [18]–[21], predicción basada en el conocimiento [22], enjambre de partículas PSO [5], [23] y enjambre de partículas de comportamiento cuántico QPSO [24], entre otros.

A continuación, se describe la planificación energética de MG interconectadas y MG aisladas y algunas técnicas que pueden ser empleadas en la planificación energética de una SLMG.

3.1 MICRO-REDES CONECTADAS A LA RED

La planificación de una MG estudia la viabilidad financiera de la MG y la selección del mix energético óptimo de los recursos distribuidos. Busca determinar el intercambio de energía con la red, maximizar la confiabilidad, definir las cargas prioritarias y despachables y minimizar el costo financiero total [25], [26].

En este caso, los sistemas de respaldo como grupos electrógenos tienden a tener poca relevancia [4], [27] y la capacidad del sistema de almacenamiento es relativamente menor comparada con una MG aislada. Asimismo, se busca aumentar la producción de energía por parte de las fuentes de energía renovable y en algunos casos inyectar la energía sobrante a la red local.

En general, las investigaciones sobre planificación energética de MG tienden a considerar la MG en operación interconectada (e.g. [28]–[33]). lo cual se debe a que una MG conectada a la red eléctrica poco experimenta ausencia de energía o baja calidad en la onda de tensión [14].

3.2 MICRO-REDES AISLADAS CON CARGAS CONCENTRADAS

Los trabajos sobre la planificación de MG en operación aislada (e.g. [15]–[17], [34]–[36]) usualmente consideran cargas concentradas o grandes asentamientos de viviendas. Lo cual facilitan la localización del sistema de respaldo como generadores diésel y el sistema de almacenamiento de energía, ya que éstos favorecen el desempeño de la MG al estar situadas cerca de las cargas de mayor potencia [16], [37].

La planificación energética una MG aislada con cargas concentradas (o CLMG) se destaca por considerar el sistema de respaldo y de almacenamiento de energía como criterio de confiabilidad y referencia, se enfoca en el sistema de almacenamiento y generalmente omite las pérdidas de energía en las líneas de distribución.

Estas investigaciones pueden ser aplicables al caso de zonas con demanda dispersa, sin embargo las cargas dispersas demandan un sistema de distribución con líneas de BT moderadamente largas (entre 100 m y 1 000 m), y en algunos casos transformadores de potencia y red de MT; lo que conlleva la existencia de pérdidas considerables en las líneas.

3.3 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN ZONAS RURALES

Desde la década de los 90s, se han realizado estudios enfocados en optimizar la operación de redes eléctricas en zonas rurales (e.g. [38]–[41]). A partir del año 2000, surgieron investigaciones con el enfoque de MG en regiones remotas, las cuales

proporcionan modelos que brindan la posibilidad de encontrar escenarios de mayor rendimiento, principalmente por el desarrollo de sistemas de control para la gestión energética y estrategias de despacho que garanticen la estabilidad de la MG (e.g. [4], [7], [8], [24], [34], [35]).

Dado que las SLMG integran algunas características de las redes convencionales, MG interconectadas y CLMG, las estrategias de planificación de éstas pueden ser integradas para la planificación de una SLMG. Tales características comunes son la integración de fuentes de energías renovables y la optimización de recursos respecto a las MG y el sistema de redes de distribución con líneas de corta y larga distancia, transformadores de potencia y redes de BT y MT respecto a las redes convencionales.

La tabla 1 lista los principales criterios de la planificación energética de una MG e indica el grado de consideración (baja, media o alta) para cada tipo de MG. El grado de consideración ha sido categorizado de acuerdo a la importancia que se ha dado a los criterios de planificación según la revisión de literatura realizada.

Tabla 1. Principales criterios en la planificación energética de una MG

Criterio	consideración		
	MG interconectada	CLMG	SLMG
Disponibilidad de recursos [8], [10].	Alta	Alta	Alta
Dimensionamiento de la fuentes de energías renovables [34].	Alta	Alta	Alta
Confiabilidad de suministro	Alta	Alta	Alta
Medio ambiente [10].	Media	Alta	Alta
Localización de las fuentes de energía [5].	Baja	Media	Alta
Pérdidas por transmisión de energía [13].	Baja	Baja	Alta
Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía [24], [37].	Media	Alta	Alta
Dimensionamiento del sistema de respaldo [35].	Baja	Alta	Alta
Arquitectura del sistema de distribución [7]	Baja	Baja	Alta

Con base en los planteamientos y hallazgos de estas investigaciones, se cree que es posible adaptar la funcione objetivo, incluyendo el costo por pérdidas y criterios propios de las SLMG, para llevar a cabo la planificación energética de SLMG. La tabla 2 describe algunas de las investigaciones que brindan mayor aporte a la planificación energética de SLMG.

Tabla 2. Investigaciones con aporte a la planificación energética de SLMG

Ref	País	Año	Descripción	Aplicación
[36]	Francia	2009	Describe la evolución de los sistemas híbridos eólico-diésel. Presenta una estrategia para evaluar la penetración de las energías renovables.	Medición de la penetración de las fuentes de energía renovables.
[17]	Singapur	2009	Presenta un método de programación horaria en tres etapas para optimizar el funcionamiento de una MG en operación aislada. Emplea relajación lagrangiana y algoritmos genéticos.	Modelado de las fuentes de energía. Definición de la estrategia de despacho.
[10]	Puerto Rico	2010	Emplea un algoritmo de optimización evolucionario multi-objetivo que aborda aspectos técnicos, económicos y medio ambientales de la planificación de una MG con energías renovables. Propone emplear fuentes distribuidas de almacenamiento de energía.	Fundamentación general de planificación de MG. Distribución de la fuente de almacenamiento de energía.
[37]	Canadá	2010	Realiza un análisis de sensibilidad de la variación de la capacidad del sistema de almacenamiento de energía. Explora diversas tecnologías de almacenamiento con el propósito de reducir el costo de operación de la MG.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía.
[22]	Canadá	2011	Propone un sistema experto basado en el conocimiento para realizar la programación horaria del sistema de almacenamiento de energía. La programación se ejecuta con una hora de anticipación determinando los ciclos de carga y descarga.	Programación horaria del sistema de almacenamiento de energía. Definición de la función de costo.
[15]	USA	2012	Emplea un método basado en simulación de Monte Carlo para crear aleatoriamente escenarios de dimensionamiento de una MG y explora el límite de confiabilidad óptimo respecto al sistema de almacenamiento.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía. Modelado de las fuentes de energía.
[42]	Singapur	2012	Emplea un algoritmo de programación entera mixta implementado en CPLEX para optimizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, el algoritmo se ejecuta para un tiempo total de 24 horas.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía. Modelado de las fuentes de energía.

Tabla 2 Investigaciones con aporte a la planificación energética de SLMG (Continuación).

Ref	País	Año	Descripción	Aplicación
[5]	China	2012	Implementa una metodología en MATLAB para el dimensionamiento de una MG aisladas con diversas fuentes de energía. Se consideran criterios económicos y ambientales, así como incentivos y subsidios por el empleo de energías renovables.	Dimensionamiento de fuentes de energía renovable. Incentivos económicos por la no generación de gases contaminantes.
[7]	Suiza	2013	Propone un sistema de fuentes removibles de energía que permite controlar el flujo de potencia a través de las líneas de distribución.	Reconfiguración de las interconexiones de la SLMG.
[23]	Colombia	2014	Propone una metodología para seleccionar la configuración apropiada de una MG en un centro poblado no interconectado. Emplea PSO para el análisis de las redes de distribución	Arquitectura del sistema de distribución. Modelado de las fuentes de energía. Definición de la función de costo.
[16]	Rusia	2014	Analiza la capacidad del sistema de almacenamiento de energía que minimice el costo de la MG existente. Emplean programación de función cuadrática para el análisis sensible.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía.
[3]	Corea	2015	Emplea HOMER para analizar la factibilidad de implementar una MG en una isla de Corea del sur. Posteriormente la MG es implementada y se encuentra un error del 8% respecto al porcentaje de penetración hallada en las simulaciones.	Definición de la función de costo.
[8]	Brasil	2015	Muestra algunas tecnologías de energía renovable que han demostrado ser una opción viable en comunidades aisladas especialmente en la región del Amazonas.	Selección del Mix energético. Validación de la planificación energética.
[13]	China	2015	Presenta una estrategia de gestión de energía para una MG de media tensión aislada. Hace parte de un proyecto de demostración en China para solucionar problemas en comunidades aisladas. Adicionalmente se desarrolla un algoritmo de control.	Definición de la Estrategia de despacho. Validación de la planificación energética.
[24]	China	2015	Emplea QPSO para minimizar el costo diario de operación, mantenimiento e inversión de un sistema híbrido de generación. La estrategia es validada en una MG del norte de China.	Modelado de las fuentes de energía. Definición de la función de costo.

Se aprecia que los criterios fundamentales para la planificación de MG aisladas son el dimensionamiento y programación de operación del sistema de almacenamiento (e.g. bancos de baterías) y la operación del sistema de distribución. Este último incluye el nivel de tensión, la interconexión entre fuentes de energías y cargas; y en algunos casos estrategias de reconfiguración para aumentar la eficiencia de operación.

Los hallazgos de Guo *et al.* [33] evidencian que la integración de etapas como la planificación de los recursos de energía distribuida y la planificación de la topología de la red de distribución ofrece mejores resultados en cuanto a costo de operación y rendimiento que estos mismos procesos de forma disociada, y para el caso de las SLMG es fundamental optimizar simultáneamente el dimensionamiento de las fuentes de energía y la topología de la red de distribución.

4. MODELADO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA

Para las SLMG es recomendado el uso de fuentes energéticas de fácil instalación, de bajo mantenimiento y de alta aceptación por la comunidad involucrada [3]. Así, los sistemas de generación usualmente considerados en las regiones rurales son sistemas fotovoltaicos, generadores eólicos, grupos electrógenos (generalmente generadores diésel o gasolina) y en algunos casos pequeñas centrales hidráulicas (PCH). Asimismo, es necesario interconectar las viviendas y fuentes de energía mediante un sistema de distribución.

En la planificación de una MG se emplean modelos simplificados que relacionan la potencia nominal (dimensionamiento) y la potencia o energía entregada por la fuente (funcionamiento) con el costo financiero de la MG. A continuación, se presenta la descripción y restricciones de los componentes de la SLMG.

4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos (FV) son fuentes de energía intermitentes; la potencia generada depende mayormente de la radiación solar y en menor grado de la temperatura de operación [17]. Para efectos de la planificación energética, es usual asumir que los FV operan en el punto de máxima potencia. La máxima potencia se puede expresar de manera simplificada como muestra (1) [17], donde $P_{FV}(t)$ es la potencia entregada por el sistema FV, $G_a(t)$ es la irradiación solar incidente y $T_a(t)$ es la temperatura ambiente en el instante t . $G_{a,0}$ y $T_{M,0}$ son la irradiación solar y temperatura de los módulos en condiciones estándar (ej. 1 000 W/m² y 20°C respectivamente), $P_{Max,0}^M$ es la potencia nominal del sistema, $NOCT$ es la temperatura de operación nominal de las celdas y β es el coeficiente de temperatura.

$$P_{FV}(t) = \frac{G_a(t)}{G_{a,0}} \cdot \left[P_{Max,0}^M + \beta \left(T_a(t) + G_a(t) \frac{NOCT - 20}{800} - T_{M,0} \right) \right] \quad (1)$$

Otro modelo para la planificación energética fue establecido por Chen *et al.* [42] y presentado en (2), donde η_{FV} es la eficiencia nominal de conversión de las panel FV y S es el área superficial del sistema fotovoltaico. Ambos modelos consideran la operación en condición de máxima potencia generada.

$$P_{FV}(t) = \eta_{FV} \cdot S \cdot G_a(t) \cdot (1 - 0.005 \cdot (T_a(t) - 25)) \quad (2)$$

Expresando (2) en términos de la potencia nominal se obtiene (3), donde $P_{FV,n}$ es la potencia nominal del sistema fotovoltaico.

$$P_{FV}(t) = \frac{P_{FV,n} \cdot G_a(t)}{G_{a,0}} (1 - 0.005 \cdot (T_a(t) - 25)) \quad (3)$$

Se aprecia que (3) es adecuada para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico ya que relaciona la potencia nominal del sistema con las condiciones ambientales para determinar la potencia entregada por el sistema. En los procesos de planificación energética, la potencia nominal de las fuentes es el parámetro clave en el dimensionamiento y por tanto los modelos deben incluir dicho parámetro.

4.2 GENERACIÓN EÓLICA

Los generadores eólicos convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. Al igual que los sistemas FV, la potencia generada depende de las condiciones meteorológicas y por tanto es una fuente de energía intermitente [1]. La potencia convertida es afectada también por la dinámica de las aspas y puede ser expresada como lo indica (4) [17].

$$P_{wind}(t) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot V_{wind}^3(t) \quad (4)$$

Donde A es el área que cubren las aspas, V_{wind} es la velocidad del viento, ρ es la densidad del aire y $C_p(\lambda, \beta)$ es un coeficiente adimensional de la dinámica del rotor que depende de las características constructivas y es función de la razón de la velocidad de punta λ y del ángulo de inclinación de las aspas β . Los parámetros λ y β son empleados para controlar la potencia entregada por el aerogenerador. En condiciones de baja velocidad del viento, se ajusta C_p a un valor cercano a 1,0 a fin de extraer la máxima potencia; mientras en condiciones de altas velocidades del viento, C_p es ajustado para que la potencia convertida no supere la potencia nominal del aerogenerador [17]. Sin embargo, el perfil de potencia de los aerogeneradores debe ser estimado de acuerdo a la curva de operación que es dada por el fabricante.

Así por ejemplo, Logenthiran y Srinivasan [17] calcularon la potencia de salida del generador eólico mediante la interpolación de los valores de los datos proporcionados por el fabricante. La ecuación de ajuste de la potencia de salida del generador eólico puede ser expresada como (5), donde V_n es la velocidad de viento nominal, V_{min} y V_{max} son el límite mínimo y el límite máximo de la velocidad admitida para el aerogenerador.

$$P_{wind}(t) = \begin{cases} 0 & V_{wind} < V_{min} \text{ ó } V_{wind} > V_{max} \\ a \cdot V_{wind}^4 + b \cdot V_{wind}^3 + c \cdot V_{wind}^2 + d \cdot V_{min} + e & V_{min} \leq V_{wind} < V_n \\ P_n & V_n \leq V_{wind} \leq V_{max} \end{cases} \quad (5)$$

Ya que uno de los propósitos de la planificación energética de una MG es determinar la potencia a instalar por fuente de energía, no es usual conocer el perfil de generación de estos sistemas, por lo que (5) no es apropiada. Por otro lado, la expresión (6) [42] relaciona la potencia entregada por el sistema eólico $P_{wind}(t)$ con la potencia nominal P_n , la velocidad nominal V_n y la velocidad del viento $V_{wind}(t)$ en el instante t . Por tanto para la planificación energética se empleará (6).

$$P_{wind}(t) = \begin{cases} 0 & V_{wind} < V_{min} \text{ ó } V_{wind} > V_{max} \\ P_n \cdot \left(\frac{V_{wind}^k - V_{min}^k}{V_n^k - V_{min}^k} \right) & V_{min} \leq V_{wind} < V_n \\ P_n & V_n \leq V_{wind} \leq V_{max} \end{cases} \quad (6)$$

El exponente k se emplea para ajustar la forma de la curva de operación del sistema eólico pero usualmente se asume 3 [42].

4.3 PEQUEÑA CENTRAL HIDRÁULICA

Los generadores hidráulicos se caracterizan por ser fuentes de energía renovable y fuentes controlables. La potencia entregada por la pequeña central hidráulica (PCH) es controlada por el acuda de agua que atraviesa la turbina. Estos generadores pueden ser utilizados para asegurar el balance de potencia. La operación está restringida según los valores de potencia mínima $P_{PCH,min}$ y máxima $P_{PCH,max}$.

Existen dos formas básicas de energía hidráulica aprovechable, la energía potencial gravitacional y energía cinética. Una turbina hidráulica transforma dichas energías en energía cinética rotacional, la cual es transmitida a un generador eléctrico para ser convertida en energía eléctrica.

La potencia eléctrica obtenida a partir de la energía potencial gravitacional ($P_{PCH,g}$) se puede definir tal como presenta (7), donde ρ es la densidad del agua, Q es el caudal, g es la constante gravitacional, η es la eficiencia de conversión de la PCH y $y_1 - y_2$ es la diferencia de altura o caída desde la bocatoma hasta la turbina.

$$P_{PCH,g} = \eta_{pch,g} \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot (y_1 - y_2) \quad (7)$$

La potencia eléctrica obtenida a partir de la energía cinética ($P_{PCH,k}$) se puede definir como muestra (8), donde v_1 y v_2 son la velocidad del agua al ingresar y al salir de la turbina, generalmente se considera $v_2 = 0$.

$$P_{PCH,k} = \frac{1}{2} \cdot \eta_{pch,k} \cdot \rho \cdot Q \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (8)$$

El modelo empleado en la planificación energética dependerá del sistema de generación hidráulica proyectado (según sea factible) en la zona de estudio. Así pues (7) es apropiada para sistemas con embalse o de derivación y (8) para sistemas en agua fluyente.

4.4 GRUPO ELECTRÓGENO

El grupo electrógeno es el sistema de respaldo en caso que las fuentes de energía renovable no tengan la capacidad de suplir la demanda y el banco de baterías esté en el límite inferior de carga [2]. La operación está restringida en un valor de potencia mínima $P_{GEN,min}$ y máxima $P_{GEN,máx}$ [35].

Se permite que el grupo electrógeno esté fuera de funcionamiento siempre y cuando permanezca en dicho estado por un tiempo prolongado [3], [22]. De manera general, las restricciones de operación del grupo electrógeno son las siguientes $P_{GEN,min} \leq P_{GEN} \leq P_{GEN,max}$ o $P_{GEN} = 0$ y es usual tomar los valores de $P_{GEN,min} = 30\%$, y $P_{GEN,max} = 95\%$ de la capacidad nominal.

Asimismo, la potencia y el consumo de combustible están relacionados directamente. Las investigaciones actuales sobre planificación de MG, relacionar el consumo de combustible con la potencia generada mediante una ecuación lineal (9) [43], [44] o cuadrática (10) [45], donde $Q_{fuel}(t)$ es el consumo de combustible en litros para la potencia generada $P_{GEN}(t)$ en el tiempo t y $P_{GEN,N}$ es la potencia nominal del generador. Estas ecuaciones requieren conocer la curva de

funcionamiento del generador a emplear para determinar los coeficientes de las regresiones polinomiales.

$$Q_{fuel}(t) = a \cdot P_{GEN,N} + b \cdot P_{GEN}(t) \quad (9)$$

$$Q_{fuel}(t) = a \cdot P_{GEN}^2(t) + b \cdot P_{GEN}(t) + c \quad (10)$$

Por otra parte, Al-Alawi *et al.* [46] emplea el modelo mostrado por (11) para relacionar los valores nominales del generador en la función del consumo de combustible donde $Q_{fuel,N}$ es el consumo de combustible a potencia nominal y σ es el coeficiente de eficiencia del consumo de combustible y debe ajustarse según el consumo de combustible en vacío del generador que típicamente es el 30% del consumo nominal para los generadores diésel [47].

$$Q_{fuel}(t) = \sigma \cdot (P_{GEN}(t) - P_{GEN,N}) + Q_{fuel,N} \quad (11)$$

No obstante, Muselli *et al.* [47] determinaron una ecuación lineal para modelar el consumo de combustible de un generador diésel de manera general la cual se parecía en (12).

$$Q_{diesel}(t) = 0,22 \cdot 0,3 \cdot P_{GEN,N} + 0,78 \cdot \frac{P_{GEN}(t) \cdot Q_{diesel,N}}{P_{GEN,N}} \quad (12)$$

La expresión (12) resulta ser una buena opción para la planificación energética de una SLMG ya que relaciona únicamente parámetros de dimensionamiento y operación. Por otra parte, la tabla 3 listan los gases contaminantes con mayor producción al emplear un grupo electrógeno y su perspectiva proporción.

Tabla 3. Contaminación típica al generar 1 kWh de energía con el grupo electrógeno.

Gas contaminante	SO ₂	NO _x	CO ₂	CO
Emisión (g/kWh)	1,2	3,5	635,76	1,5

Fuente: LIANG, Huishi, HAITAO Liu, y MINGTIAN Fan. Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area. En: CIGRE, 2012. 2012 p. 1-9.

4.5 BANCO DE BATERÍAS

El propósito principal del banco de baterías es garantizar el balance de la potencia, y suministrar o absorber energía según sea conveniente [1]. Dado que los ciclos de carga y descarga reducen la vida útil de las baterías, es recomendable mantener el estado de carga SOC (del inglés *State of Charge*) entre un rango ($SOC_{min} - SOC_{max}$). El estado de carga del banco de baterías se puede determinar a partir de (13) [17].

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + P_{ess,ch}(t) \cdot \eta_{ess} \cdot \Delta t - P_{ess,dis}(t) \cdot \Delta t / \eta_{ess} \quad (13)$$

Donde $SOC(t)$ es el estado de carga en el instante t , $SOC(t - 1)$ es el estado de carga en un tiempo Δt anterior y η_{ess} es la eficiencia de carga y descarga del banco de baterías.

4.6 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DE UNA SLMG

De manera general, las restricciones de operación de las MG típicas son aplicables para la operación de las SLMG; no obstante, las SLMG requieren de restricciones adicionales como los son límites de pérdidas de potencia y de pérdida de energía, que de no ser tenidas en cuenta pueden causar problemas de regulación de tensión, estabilidad del sistema eléctrico y aumentos en la potencia generada. Las restricciones de operación buscan garantizar un funcionamiento del sistema

eléctrico dentro de unos límites controlables, en los cuales los equipos no sufran daños, puedan ser monitorizados y en general el sistema sea estable.

Para mantener la estabilidad de la SLMG es necesario garantizar el balance de potencia instantánea (*BPI*), lo cual implica que la potencia entregada a las cargas y al sistema de almacenamiento y disipada en pérdidas es igual a la potencia generada por las fuentes de energía y el sistema de almacenamiento para todo instante de tiempo t .

El balance de potencia es mostrado por (14) donde P_{carga} es la demanda de potencia, P_{ver} es la potencia entregada al vertedero del generador eólico, P_{gen} es la potencia generada por las fuentes de energía distribuidas, $P_{ess,ch}$ y $P_{ess,dis}$ son la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento y P_{per} es la potencia de pérdidas en el sistema de distribución.

$$P_{carga}(t) + P_{ver}(t) + P_{ess,ch}(t) + P_{per}(t) = P_{gen}(t) + P_{ess,dis}(t) \quad (14)$$

También existe una restricción de confiabilidad que viene dada por la probabilidad de pérdida de la continuidad del suministro de energía *LPSP* (*Loss of Power Supply Probability*). La *LPSP* representa la posibilidad de que en algún momento la demanda sea mayor a la energía generada y almacenada y las cargas no puedan ser suplidas.

LPSP se define como muestra (15), donde P_{lol} es la potencia no suministrada en el instante de tiempo t , y T es el tiempo total de la prueba. La restricción correspondiente es $LPSP \leq LPSP_{max}$.

$$LPSP = \frac{\sum_t^T P_{lol}(t)}{\sum_t^T P_{carga}(t)} \quad (15)$$

Respecto a las pérdidas de energía, no se debe superar un valor porcentual de pérdidas $p_{per,max}$. Esta restricción es definida por (16).

$$\frac{P_{per}(t)}{P_{gen}(t) + P_{ess,dis}(t)} < p_{per,max} \quad (16)$$

4.7 MODELOS SELECCIONADOS PARA LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Para realizar la planificación energética de la SLMG, se seleccionaron los modelos que relacionan las capacidades nominales de las fuentes con las condiciones ambientales o de operación. La tabla 4 presenta los modelos y restricciones de las fuentes de energía seleccionados para la estrategia de planificación energética propuesta.

Tabla 4. Modelos y restricciones de los principales componentes de una SLMG.

Sistema	Modelo	Restricciones
FV	$P_{FV}(t) = \frac{P_{FV,n} \cdot G_a(t)}{G_{a,0}} (1 - 0.005 \cdot (T_a(t) - 25))$	$0 \leq P_{PV} \leq P_{FV,max}$
Eólico	$P_{wind}(t) = P_{wind,n} \left(\frac{V_{wind}^k - V_{min}^k}{V_n^k - V_{min}^k} \right)$	$P_{wind}(t) = 0$ si $V_{wind} < V_{min}$ $P_{wind}(t) = 0$ si $V_{wind} > V_{max}$ $P_{wind}(t) = P_{wind,n}$ si $V_n \leq V_{wind} \leq V_{max}$
PCH	$P_{PCH,g} = \eta \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot (y_1 - y_2)$	$P_{PCH,min} \leq P_{PCH} \leq P_{PCH,max}$
Grupo electrógeno	$Q_{diesel}(t) = 0,22 \cdot Q_{diesel,N} + 0,78 \cdot \frac{P_{GEN}(t) \cdot Q_{diesel,N}}{P_{GEN,N}}$ $Q_{fuel,N} = 0,3 \cdot P_{GEN,N}$	$P_{GEN,min} \leq P_{gen} \leq P_{GEN,max}$
Banco de baterías	$SOC(t) = SOC(t-1) + P_{ess,ch}(t) \cdot \eta_{ess} \cdot \Delta t$ $-P_{ess,dis}(t) \cdot \Delta t / \eta_{ess}$	$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$
SLMG	$P_{carga}(t) + P_{ver}(t) + P_{ess,ch}(t) + P_{per}(t) =$ $P_{gen}(t) + P_{ess,dis}(t)$ $LPSP = \frac{\sum_t P_{tol}(t)}{\sum_t P_{carga}(t)}$	$LPSP \leq LPSP_{max}$ $\frac{P_{per}(t)}{P_{gen}(t) + P_{ess,dis}(t)} < p_{per,max}$

5. FUNCIÓN DE COSTO

El objetivo principal de la planificación de una MG es minimizar el costo financiero total garantizando un correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Por consiguiente, la función objetivo de la planificación energética de una SLMG es el costo financiero total. En esta sección se presenta los componentes del costo total de una SLMG y una descripción de cada componente.

El costo financiero total de una MG (C_{total}) comprende la inversión inicial o costo de adquisición (C_{adq}) y los costos de operación y de mantenimiento ($C_{O\&M}$) [33], [48]–[50]. Algunas investigaciones (e.g. [33], [50], [51]) incluyen costos asociados al impacto al medio ambiente (C_{ma}) y a las pérdidas de energía. El impacto ambiental puede ser evaluado como una penalización por la emisión de gases contaminantes y como un saldo a favor por el empleo de energías renovables y la reducción del impacto ambiental. Las penalizaciones y subsidios dependen de la normativa vigente del país donde se implemente la MG. Asimismo, se asocia un costo al sistema de distribución (C_{dist}) que incluye el costo de adquisición y las pérdidas en la distribución. La expresión (17) muestra la ecuación del costo financiero total.

$$C_{total} = C_{adq} + C_{O\&M} + C_{ma} + C_{dist} \quad (17)$$

A continuación, se describen aspectos importantes que afectan el costo de las SLMG.

5.1 COSTO DE ADQUISICIÓN

Ya que los componentes de una SLMG pueden tener diferente vida útil, el costo de adquisición de equipos es anualizado empleando una tasa de retorno r , con el fin de obtener un costo anual equivalente por equipo. Además, en la literatura

consultada es usual emplear historiales de un año de datos meteorológicos para los análisis financieros.

El costo de inversión del sistema incluye el valor de las fuentes, los gastos asociados al transporte hasta el sitio de la implementación y la instalación de los mismos [33]. Este costo puede ser expresado como muestra (18).

$$C_{adq} = \left(\sum_i^n (CRF(r, N_i) \cdot c_{acq,i} \cdot P_{GD,i}) \right) + CRF(r, N_{ess,e}) \cdot c_{ess,e} \cdot E_{ess} \quad (18)$$

Donde $c_{acq,i}$ y $P_{GD,i}$ son el costo de adquisición unitario en \$/kW y la potencia instalada en kW para la fuente de generación i^{th} respectivamente, n es el número de fuentes distribuidas de energía. $c_{ess,e}$ es el costo de almacenamiento en energía \$/kWh y E_{ess} es la capacidades en kWh para el sistema de almacenamiento [22]. $CRF(r, N)$ es el factor de recuperación de capital anual que permite obtener el costo anual equivalente, r es la tasa de retorno anual y N es la vida útil por equipo medida en años [52]. $CRF(r, N)$ se obtiene mediante (19) para cada componente de la SLMG [3], [52].

$$CRF(r, N) = \frac{r \cdot (r + 1)^N}{(r + 1)^N - 1} \quad (19)$$

5.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El costo de operación y mantenimiento (O&M) se relaciona directamente con la energía generada y la potencia eléctrica instalada de las fuentes de energía. Para el caso de las líneas de distribución, este costo depende del nivel de tensión y de la longitud de la línea y se evalúa como un porcentaje del costo de adquisición C_{dist} .

Ya que las fuentes de energía renovable (sistema fotovoltaico, generador eólico y PCH) no presentan costo de operación relacionado a la fuente de energía primaria (radiación solar, velocidad del viento y caudal de agua), es usual asumir un costo de operación y mantenimiento proporcional a la potencia eléctrica instalada [52].

Para el caso del grupo electrógeno, el costo de mantenimiento también depende de la potencia instalada, mientras el costo de operación depende del consumo de combustible. En el caso de las SLMG, el costo del combustible puede ser hasta diez veces superior al de los sistemas de energía eléctrica a gran escala, dependiendo de la distancia desde la fuente de combustible y las limitaciones de transportarlo [3], [33]. El costo de operación y mantenimiento puede ser expresado como muestra (20).

$$C_{O\&M} = \left(\sum_i^n (c_{O\&M,i} \cdot P_{GD,i}) \right) + (c_{O\&M,ess} \cdot E_{ess}) + C_{diesel} \quad (20)$$

Donde $c_{O\&M,i}$ es el costo O&M en \$/kW para cada fuente de generación distribuida i^{th} y $c_{O\&M,ess}$ es el costo O&M en \$/kWh para el sistema de almacenamiento. C_{diesel} es costo del combustible empleado en la generación de energía con el grupo electrógeno y se puede determinar a partir de (21) [5].

$$C_{diesel} = \sum_t^T (c_{diesel} \cdot Q_{diesel}(t) \cdot \Delta t) \quad (21)$$

Donde c_{diesel} es el costo del combustible en \$/l y $Q_{diesel}(t)$ es el combustible consumido por el grupo electrógeno en litros y se obtiene a partir de (12).

La tabla 4 presenta costos de adquisición y O&M proporcionados por Liang *et al.* [5] para algunas fuentes de generación distribuida.

Tabla 5. Costos típicos de la adquisición de equipos y de operación y mantenimiento

Fuente de energía	Costo de adquisición	Costo de operación y mantenimiento
Generador diésel	550 US\$/kW	0,75 US\$/kW por año
Generador eólico	2 150 US\$/kW	1,5% de la inversión inicial por año
Sistema fotovoltaicos	5 142 US\$/kW	2% de la inversión inicial por año
Sistema de almacenamiento	420 US\$/kWh	1% de la inversión inicial por año

Fuente: LIANG, Huishi, HAITAO Liu, y MINGTIAN Fan. Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area. En: CIGRE, 2012. 2012 p. 1-9.

5.3 COSTO POR EL IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

El costo por el impacto al medio ambiente puede ser medido a partir de sanciones asociadas a la emisión de gases contaminantes. En algunos casos el costo asociado a la emisión de gases contaminantes depende del criterio de los autores en busca de disminuir las emisiones y ser amigables con el medio ambiente [53] [49].

Por otra parte, en algunos países (como en Colombia [54]), existen políticas que promueven el uso de energías renovables y otorgan subsidios a este tipo proyectos. Los subsidios generalmente son descuentos en impuestos y operaciones estatales y se pueden asumir como un retorno del proyecto. El costo por el impacto medioambiental se puede expresarse mediante (22) donde la contaminación se asocia únicamente a la potencia generada por el grupo electrógeno P_{GEN} [5].

$$C_{ma} = \sum_t^T \left(\sum_{k=1}^m (c_{ma,k} \cdot \gamma_k \cdot P_{GEN}(t) \cdot \Delta t) \right) - V_{sub} \quad (22)$$

En (22) $c_{ma,k}$ es el costo en \$/ton asociado a la producción del gas contaminante k , γ_k es la emisión del gas contaminante k en toneladas producida al generar un 1 kWh de energía con el grupo electrógeno y V_{sub} es el valor obtenido por subsidios gubernamentales y depende de las políticas de cada país. En este trabajo se asume V_{sub} como un costo a favor por cada kWh generado con las fuentes de energía renovable tal cual se expresa en (23).

$$V_{sub} = c_{sub} \cdot \sum_t^T (P_{FV}(t) + P_{wind}(t) + P_{PCH}(t)) \Delta t \quad (23)$$

La tabla 6 es proporcionada por Liang *et al.* [5] y presenta el costo en US\$/ton de los principales gases contaminantes emitidos por el grupo electrógeno.

Tabla 6. Costo en la industria por contaminación ambiental.

Gas contaminante	SO ₂	NO _x	CO ₂	CO
Costo medioambiental (US\$/ton)	923,1	1230,8	15,0	153,8

Fuente: LIANG, Huishi, HAITAO Liu, y MINGTIAN Fan. Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area. En: CIGRE, 2012. 2012 p. 1-9.

5.4 COSTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El costo asociado al sistema de distribución C_{dist} hace parte del costo general de la SLMG y corresponde al costo de adquisición de los conductores y de las estructuras y del mantenimiento de las mismas. Asimismo, se asocian pérdidas de energía por

efecto Joule en los conductores atribuyendo un costo de penalización [55], [56]. El costo del sistema de distribución se puede expresar como muestra (24).

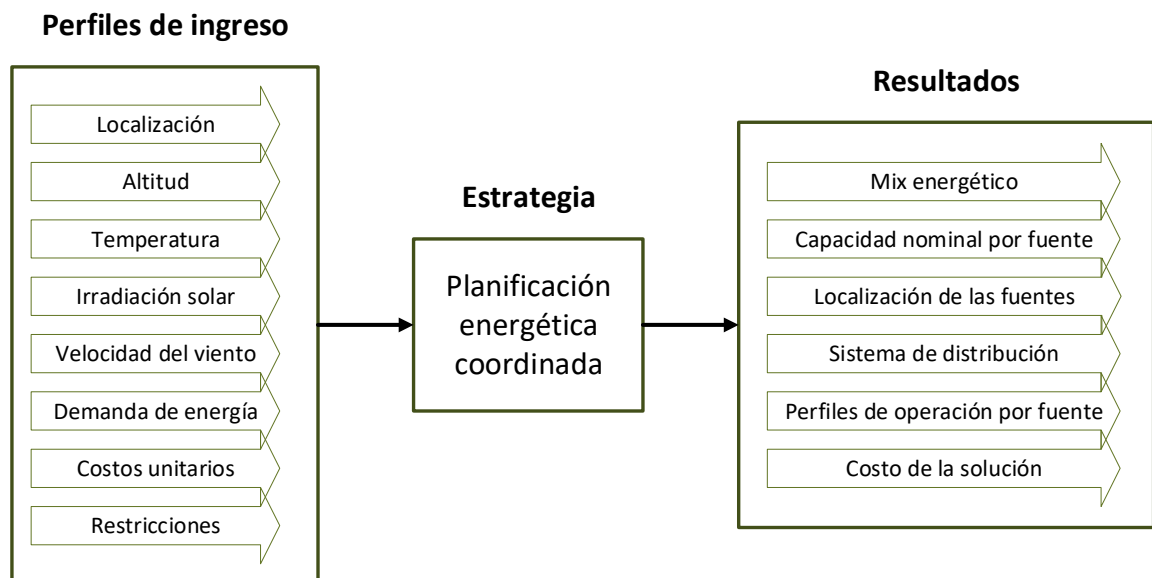
$$C_{dist} = CRF(r, N_L)c_L l_L + c_{o\&m,l} l_L + c_{per} E_{per,dist} \quad (24)$$

Donde c_L es el costo por construir 1 m de línea de distribución (incluidas las estructuras) en \$/m, l_L es la longitud total de las líneas, N_L es el tiempo de vida útil del sistema de distribución en años; $c_{o\&m,l}$ es el costo de operación y mantenimiento anual asociado 1 m de línea; $E_{per,dist}$ son las pérdidas de energía en el sistema de distribución y c_{per} es el costo asociado a cada kWh de pérdida de energía.

6. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Este trabajo de investigación proporciona una estrategia para la planificación energética de una MG destinada a una zona remota con cargas dispersas (la cual se ha denominado SLMG), a partir de las características geográficas y meteorológicas de la zona. En este capítulo se describe la estrategia propuesta, el algoritmo de optimización empleado para abordar el problema y los procesos complementarios. La figura 2 presenta de forma general el diagrama de bloques de la estrategia propuesta.

Figura 2. Integración de las etapas de planificación energética de una SLMG.



6.1 ESTRATEGIA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

La estrategia de planificación propuesta integrar el dimensionamiento y localización de las fuentes de energía con el dimensionamiento del sistema de distribución al realizar dichos procedimientos de forma simultánea. Para lo cual, se identifican las posibilidades de la localización de cada fuente de energía para crear un conjunto de

posibles localizaciones por fuente y posteriormente realizar una combinación de localizaciones entre todas las fuentes.

Para cada combinación de localizaciones, se crea un conjunto con las posibles arquitecturas del sistema de distribución de la SLMG, y por cada arquitectura un conjunto de capacidad nominal de las fuentes de energía.

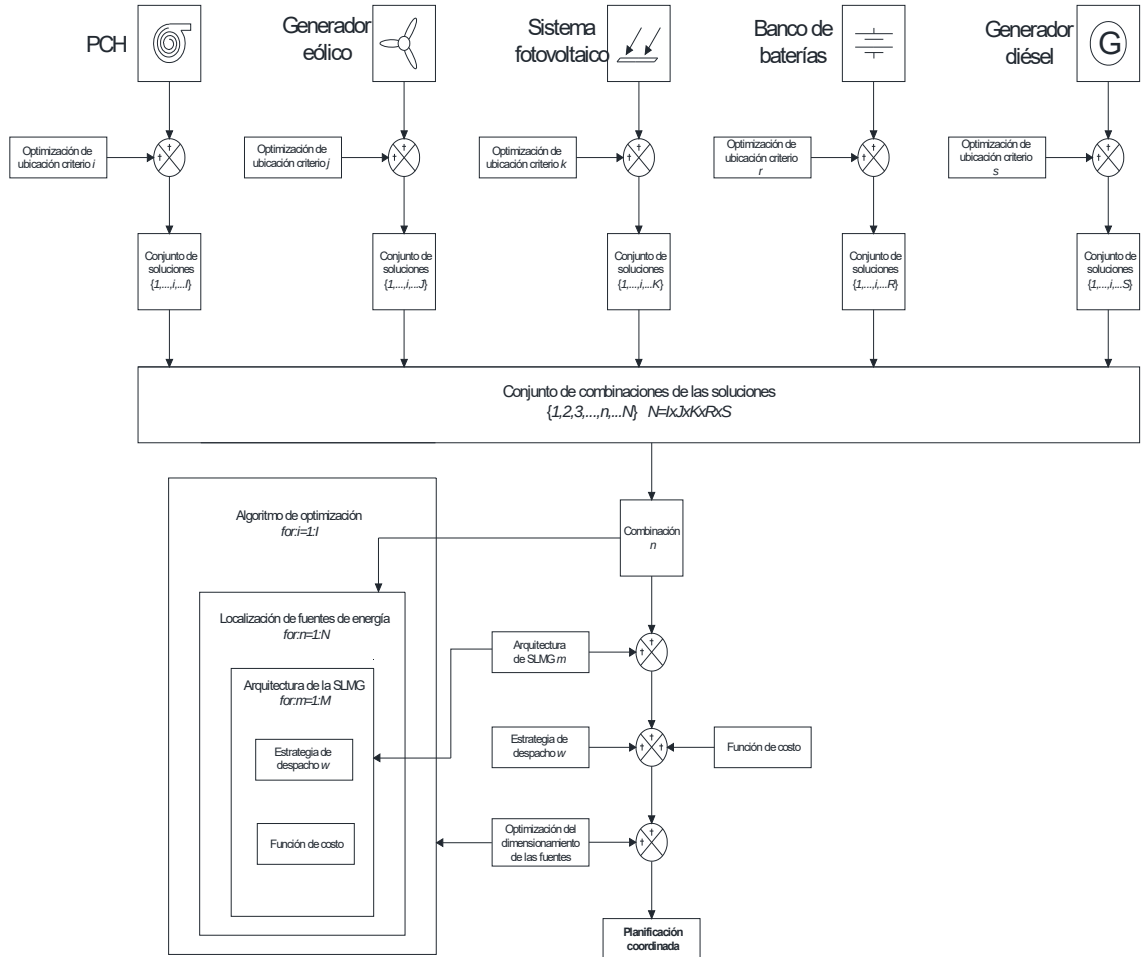
Para controlar la potencia entregada por cada fuente, satisfacer la demanda y determinar las pérdidas de energía, se emplea una estrategia de despacho de fuentes de energía, la estrategia comprende el aprovechamiento de la máxima potencia de las fuentes intermitentes (sistemas fotovoltaicos y eólicos) y el balance de potencia por medio de las fuentes controlables (banco de baterías, PCH y generador diésel). La figura 3 representa la integración de las estrategias de planificación energéticas propuesta.

6.2 SELECCIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

En la selección del algoritmo de optimización se tuvo en cuenta los siguientes criterios

- Naturaleza del problema de optimización: El problema integra variables continuas como la capacidad nominal de cada fuente de energía y variables binarias como la localización de las fuentes y la existencia (o no) de una conexión entre fuentes y cargas. Asimismo, existen funciones no lineales como la potencia máxima entregada por un generador eólico el consumo de combustible del grupo electrógeno y funciones multivariable como la potencia máxima entregada por el sistema fotovoltaico en función de la irradiación solar y la temperatura; además el tiempo avanza de forma discreta. Lo que es un problema de optimización no lineal entero mixto (MINLP, mixed integer non-linear programming).

Figura 3. Integración de las etapas de planificación energética de una SLMG.



- **Velocidad de convergencia:** Al integrar las etapas de planificación energética, se generan ciclos repetitivos inmersos en ciclos repetitivos. Así, por ejemplo, para cada combinación de localizaciones de las fuentes de energía (primer bucle) existe un conjunto de arquitecturas para la SLMG (segundo bucle) y a éstos, se debe aplicar un algoritmo de optimización que se aproxime a la solución más conveniente (tercer bucle). De esta manera la cantidad de operaciones se incrementa entre más etapas se integren. Al considerar etapas independientes, se tendría una cantidad total de iteraciones $N_i = n_{i,1} + n_{i,2} + n_{i,3}$ pero al integrar

las etapas en una misma función objetivo, la cantidad de iteraciones es $N_i = n_{i,1} * n_{i,2} * n_{i,3}$. Lo cual aumenta el tiempo de convergencia, así pues, se requiere un algoritmo de optimización que por sí mismo minimice el tiempo y la cantidad de operaciones elementales.

- Función objetivo: El comportamiento de la función objetivo depende de la naturaleza del problema, y puede tomar valores muy distantes al variar un componente de la misma. Por lo cual, es necesario tener una región de exploración amplia y distribuida en el espacio de soluciones.
- Restricciones del problema de optimización: El problema de optimización tiene múltiples restricciones y fronteras de solución que deben poder evaluarse con el algoritmo de optimización de una forma sencilla que no incremente el costo computacional y garantice la convergencia dentro del dominio de la función objetivo.
- Algoritmos de optimización destacados en la literatura: La selección del algoritmo de optimización se basó en la documentación relacionada con la planificación energética de micro-rede. Teniendo en cuenta las experiencias y resultados de las investigaciones de la última década y registradas en el capítulo 3 de este documento.

Teniendo en cuenta las características de los algoritmos de optimización registrados en la literatura y la aplicación en los casos de estudios evidenciados, se determinó que los algoritmos PSO (*Particle Swarm Optimization*), QPSO (*Quantum behaved Particle Swarm Optimization*) y GA (*Genetic Algorithm*) [24], [34], [56], son adecuados para resolver el problema de optimización. En todos los casos las restricciones de operación se imponen mediante penalizaciones sobre la función de costo y son aplicables a problemas de MINLP.

Sin embargo, los algoritmos PSO y QPSO permiten abordar con mayor facilidad problemas multidimensionales [56]. A pesar que PSO es más empleado como algoritmo principal en la literatura consultada, para este trabajo se eligió el algoritmo QPSP; principalmente por tener mayor velocidad de convergencia y realizar la

búsqueda de la solución óptima basada en la probabilidad y no en el gradiente direccional [24], ya que, el problema a optimizar tiene variables discretas que generan desvíos en la dirección entorpeciendo el encuentro de la solución adecuada.

6.3 ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

El algoritmo QPSO resuelve el problema de optimización desde la perspectiva de la mecánica cuántica. En QPSO, cada partícula está en estado cuántico y formulada por su función de onda [57]. De acuerdo con el pozo cuántico y la función de densidad de probabilidad dada por la función de onda, las partículas en el espacio de solución convergen al centro del pozo potencial en forma de probabilidad. La posición de las partículas se actualiza según muestra (25)

$$X_{i,j}^{k+1} = p_{i,j}^k + \beta \cdot [C_j^k - X_{i,j}^k] \cdot \ln\left(\frac{1}{\mu_{i,j}^k}\right) \quad (25)$$

Donde $X_{i,j}^k$ es la posición de la partícula i (la capacidad nominal) para la fuente de energía j en la iteración k . La cantidad de partículas M se define mediante la población inicial, que se puede obtener de manera aleatoria dentro del espacio de soluciones o mediante un proceso previo de preselección. La cantidad total de componentes del vector posición o dimensión, depende en este caso del número de fuentes de energía.

β es un factor de aprendizaje que se determina para cada iteración mediante (26); k_{max} es el número máximo de iteraciones. $\mu_{i,j}^k$ es un número aleatorio en el rango $(0, 1]$.

$$\beta = \frac{k_{max} - k}{k_{max}} + 0,5 \quad (26)$$

$p_{i,j}^k$ es un atractor local y se define mediante (27); ϕ_j^k es un número aleatorio en el rango $[0,1]$. $P_{i,j}^k$ es la mejor posición por partícula y se determina al evaluar la función de costo y seleccionar la posición para la partícula i y la fuente j que presenta menor costo hasta la iteración k . G_j^k es la mejor posición global para la fuente j hasta la iteración k .

$$p_{i,j}^k = \phi_j^k \cdot P_{i,j}^k + [1 - \phi_j^k] \cdot G_j^k \quad (27)$$

C_j^k representa el centro de probabilidad y se obtiene mediante el promedio de las mejores posiciones por partícula tal como muestra (28). $X_{i,j}^k$ es la posición actual de la partícula.

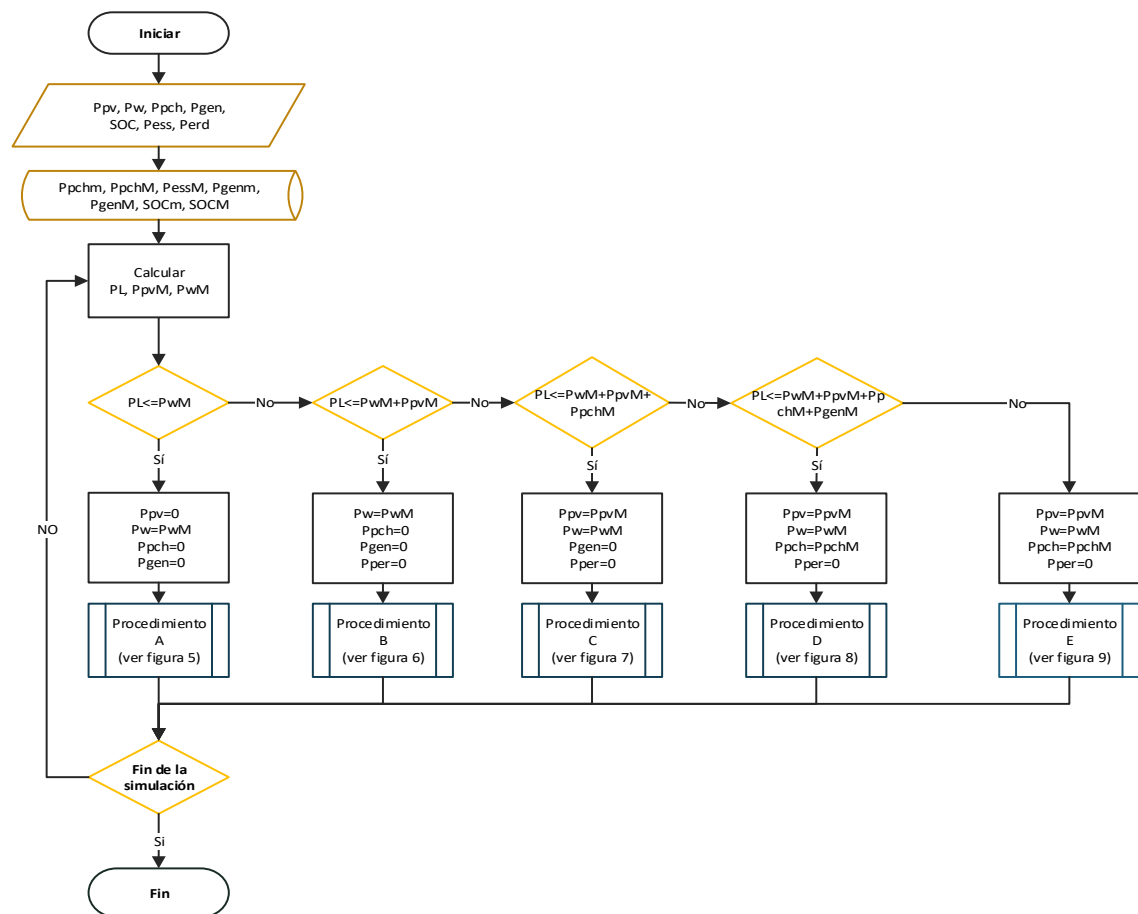
$$C_j^k = \frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M P_{i,j}^k \quad (28)$$

6.4 ESTRATEGIA DE DESPACHO

Se empleó una estrategia de despacho basada en reglas, la cual da prioridad a la entrega de potencia por parte de las fuentes de energía renovable. Para tal fin, se definen los límites de operación de cada fuente según la demanda de potencia. La figura 4 presenta la estrategia de despacho de manera resumida y las figuras 4 a 8 presentan los subprocesos para cada caso de despacho.

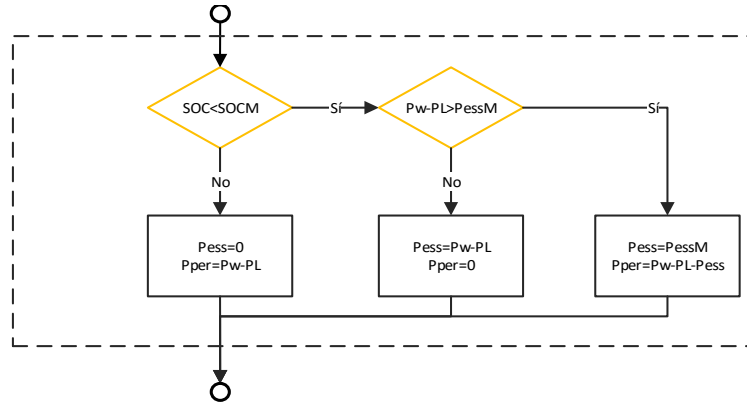
En la estrategia de despacho se debe primeramente definir los valores nominales de cada fuente de energía. Para el caso del sistema fotovoltaico y el generador eólico, se calcula la potencia máxima generada según las condiciones ambientales para cada instante de tiempo. Seguidamente, se evalúa la demanda de potencia y dependiendo de la potencia que puede entregar cada fuente se presentan cinco casos para los cuales se aplican los siguientes procedimientos.

Figura 4. Estrategia de despacho.



6.4.1 Procedimiento A. La demanda es menor o igual a la potencia máxima entregada por el generador eólico, en este caso el generador eólico entrega potencia y las demás fuentes de energía no, tal como muestra la figura 5. En caso que la potencia entregada por el generador eólica sea mayor a la demanda, la energía sobrante se almacena en el banco de baterías, y en caso que el banco de baterías no tenga capacidad suficiente para almacenar la potencia o energía sobrante, dicha energía se enviará a una carga vertedero (pérdida de energía). Esto último con la finalidad de controlar el funcionamiento del aerogenerador y evitar daños en el mismo.

Figura 5. Estrategia de despacho. Procedimiento A.



6.4.2 Procedimiento B. La demanda es menor o igual a la potencia máxima entregada por el generador eólico y el sistema fotovoltaico, en este caso el generador eólico entrega la máxima potencia posible y el sistema fotovoltaico se emplea para asegurar el balance de potencia, las demás fuentes de energía no operan. En caso de presentarse energía sobrante, dicha energía se almacena en el banco de baterías siempre y cuando el nivel de carga y la potencia máxima de carga lo permita. En caso contrario, se regula la potencia entregada por el sistema fotovoltaico. La figura 6 representa el procedimiento descrito.

6.4.3 Procedimiento C. La demanda es menor o igual a la potencia máxima entregada por el generador eólico, el sistema fotovoltaico y la PCH. En este caso el generador eólico y el sistema fotovoltaico entregan la máxima potencia posible, la PCH y el banco de baterías se emplean para asegurar el balance de potencia, el grupo electrógeno no operan. En caso el estado de carga del banco de baterías sea mayor a un límite SOC_{L1} el banco de baterías entrega la potencia necesaria para suplir la demanda. En caso contrario, la PCH entra en funcionamiento y entrega la potencia necesaria para suplir la demanda y aumentar SOC hasta que las condiciones de operación del sistema cambien. La figura 7 presenta el procedimiento descrito.

Figura 6. Estrategia de despacho. Procedimiento B

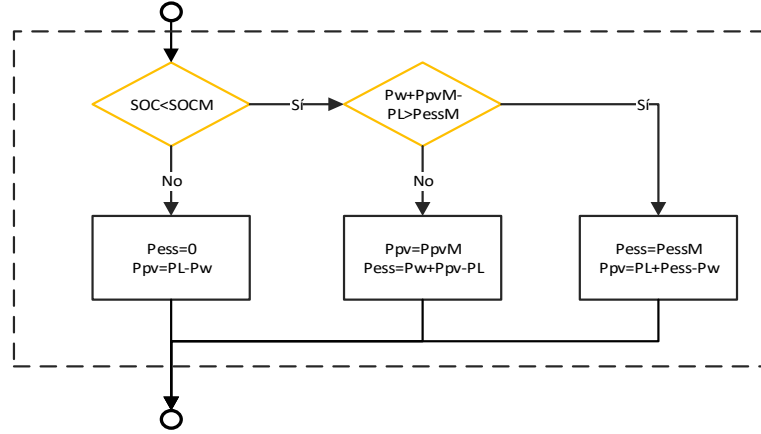
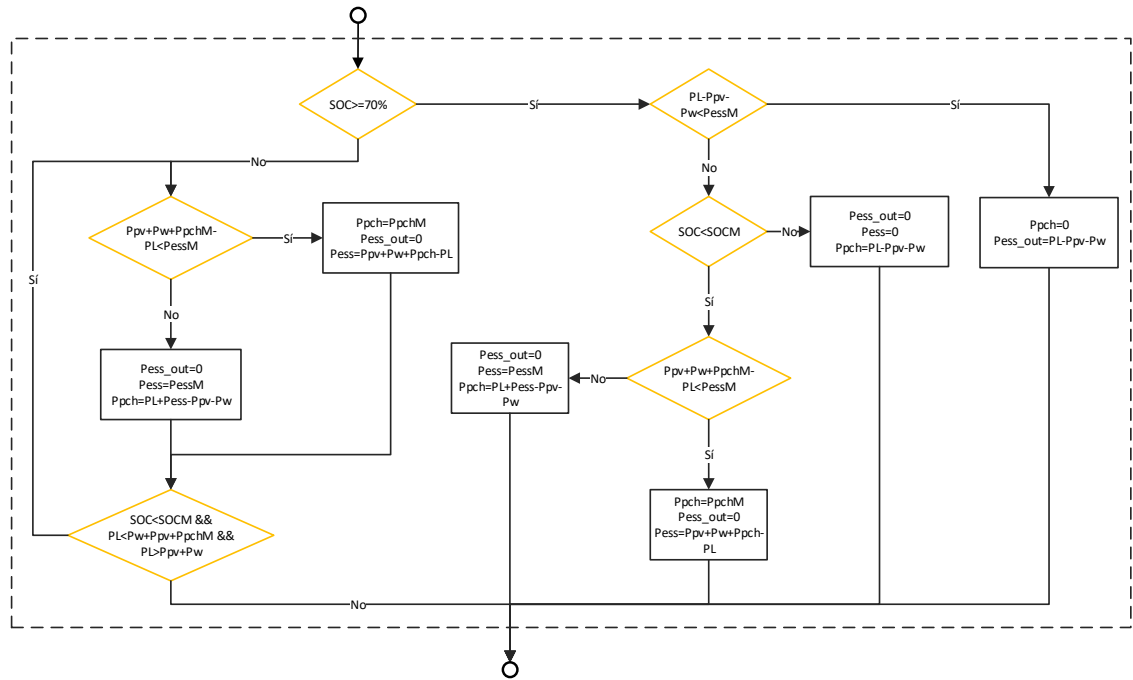


Figura 7. Estrategia de despacho. Procedimiento C.



6.4.4 Procedimiento D. La demanda es mayor a la potencia máxima entregada por el generador eólico, el sistema fotovoltaico y la PCH, pero menor a la potencia máxima entregada por el generador eólico, el sistema fotovoltaico, la PCH y el grupo electrógeno. En este caso el generador eólico, el sistema fotovoltaico y

la PCH entregan la máxima potencia posible, el grupo electrógeno y el banco de baterías se emplean para asegurar el balance de potencia, tal como muestra la figura 8. En caso que el estado de carga del banco de baterías sea mayor a un límite SOC_{L2} el banco de baterías entrega la potencia necesaria para suplir la demanda. En caso contrario, el grupo electrógeno entra en funcionamiento y entrega la potencia necesaria para suplir la demanda y aumentar SOC del banco de baterías hasta que las condiciones de operación del sistema cambien.

6.4.5 Procedimiento E. La demanda es mayor a la potencia máxima entregada por el generador eólico, el sistema fotovoltaico, la PCH y el grupo electrógeno. Todas las fuentes entregan la potencia máxima y el banco de baterías asegura el balance de potencia entregando la potencia faltante para alimentar la carga, tal como muestra la figura 9 Si el estado de carga del banco de batería llega a un límite inferior SOC_{L3} , el grupo electrógeno se sobrecarga y entrega mayor potencia a la nominal, en consecuencia se aplica una penalidad por la sobrecarga. Si, aun la demanda es mayor a la potencia generada, es necesario lastrar carga para asegurar el balance de potencia incurriendo en otra penalidad por la pérdida de capacidad de suministro.

La estrategia de despacho se emplea para todas las horas del año, los parámetros de operación se evalúan cada hora para determinar que procedimiento debe regir la SLMG hora a hora.

Figura 8. Estrategia de despacho. Procedimiento D.

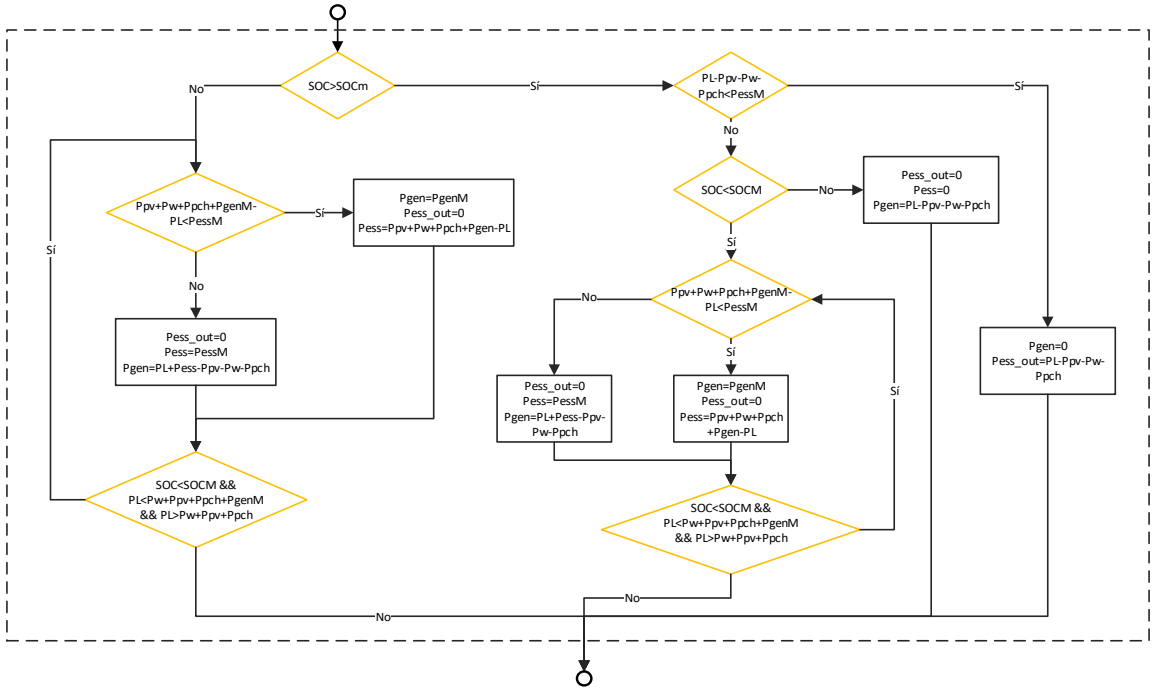
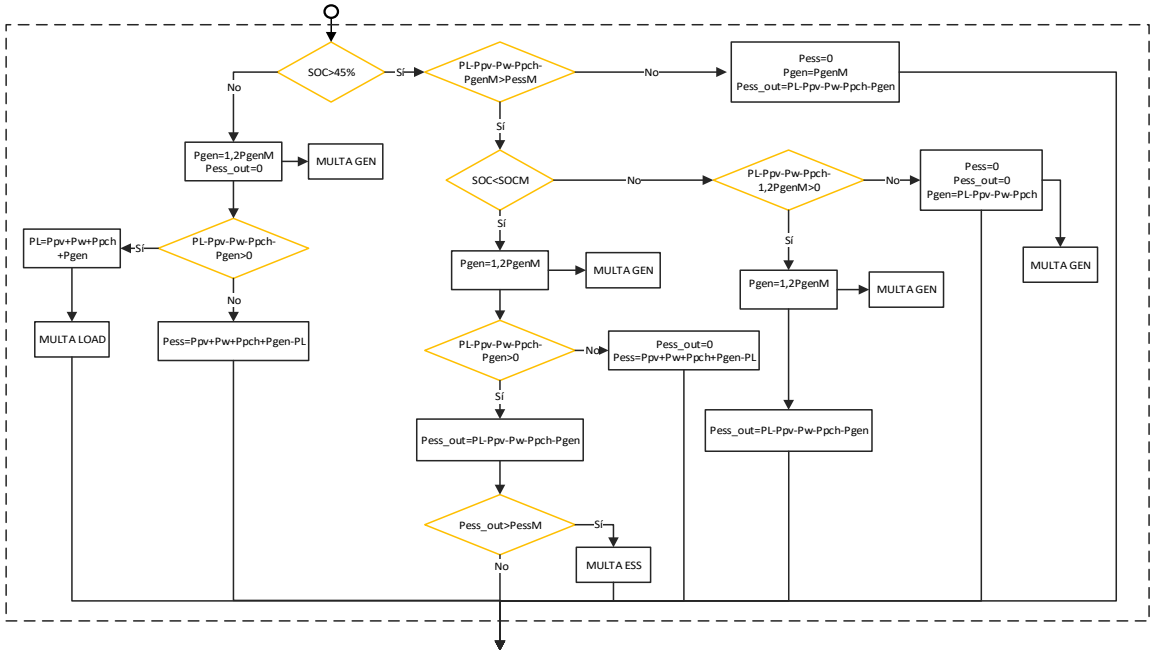


Figura 9. Estrategia de despacho. Procedimiento E.



6.5 SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

La solución del problema de optimización integra el algoritmo de optimización, la estrategia de despacho y los procedimientos complementarios. La estrategia de planificación energética se implementó en el software MATLAB. La figura 10 presenta el procedimiento para resolver el problema de optimización y la figura 11 el subproceso para la evaluación de la función objetivo.

Figura 10. Metodología para solucionar el problema de optimización planteado para SLMG.

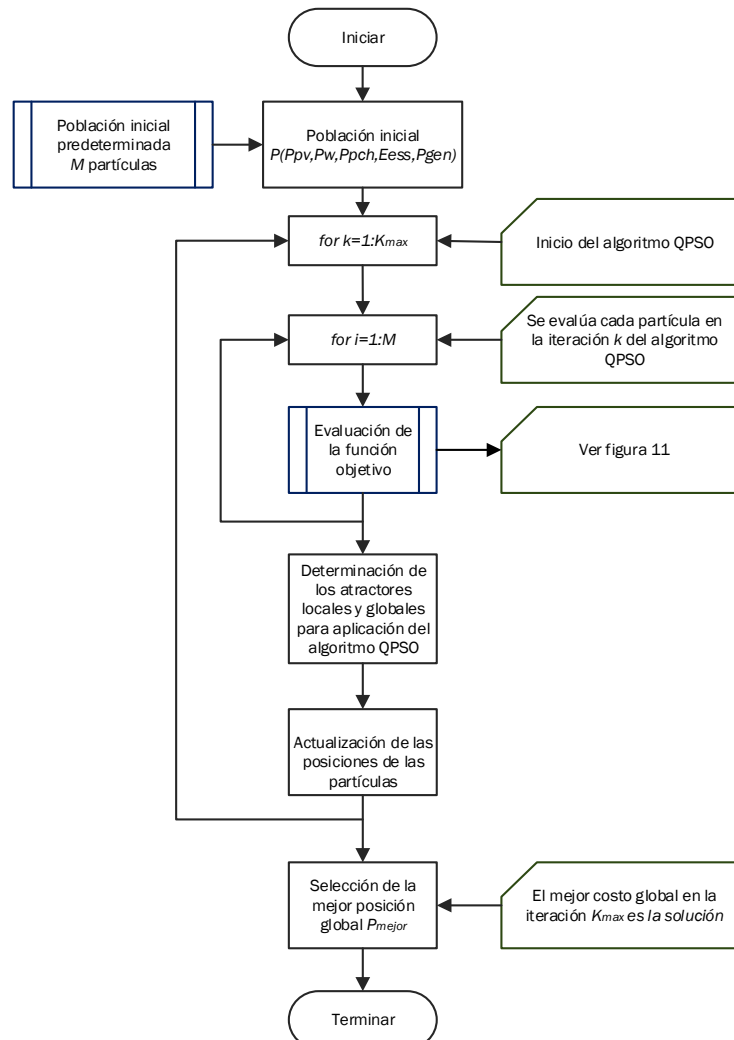
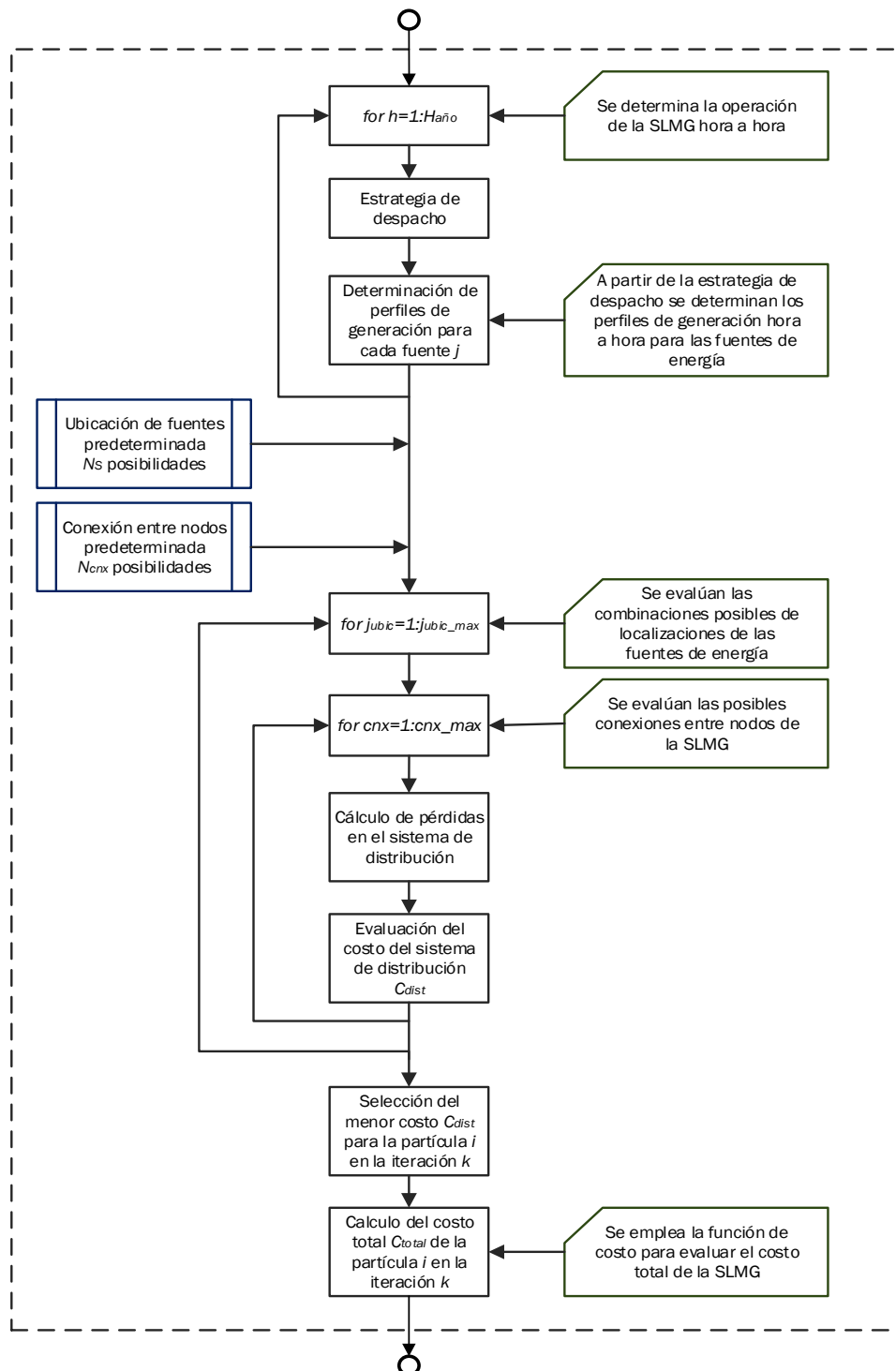


Figura 11. Proceso para la evaluación de la función objetivo.



Para solucionar el problema de optimación planteado se empleó como insumo perfiles meteorológicos y geográficos sintéticos y costos unitarios estandarizados.

La población inicial preseleccionada se obtuvo al realizar combinaciones aleatorias de las capacidades nominales de las fuentes y se seleccionaron las combinaciones que presentaron menor costo total. La preselección de las combinaciones de la ubicación de las fuentes de energía, se realizó de acuerdo con las condiciones geográficas de la zona donde se ubica la SLMG y a las localizaciones que presentan menor distancia total entre nodos. La preselección de las conexiones entre nodos se realizó de acuerdo con las conexiones que presentan menor longitud de las líneas de distribución.

6.6 IMPLEMENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EN HOMER ENERGY

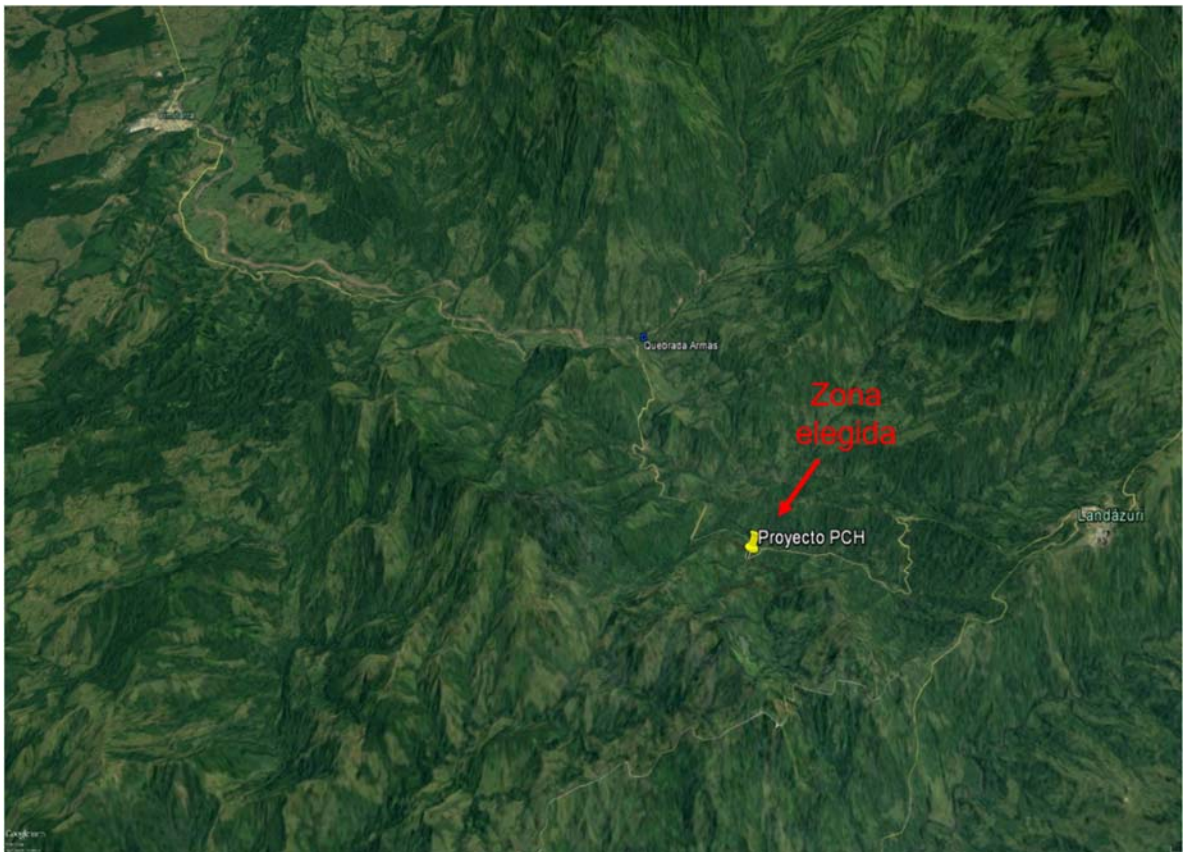
Con la finalidad de comprobar la coherencia de los resultados obtenidos al aplicar la estrategia de planificación energética propuesta. La estrategia se aplicó un caso de estudio y los resultados se emplearon como insumo para el diseño de una MG en el software de simulación HOMER (licencia de prueba).

Ya que HOMER permite realizar el dimensionamiento de las fuentes de energía y el análisis financiero; pero no permite implementar el sistema de distribución, se emplearon los resultados obtenidos en la planificación energética del caso de estudio, tales como, capacidad nominal de las fuentes de energía, costo de adquisición y costo de operación y mantenimiento para efectar el diseño en HOMER y se verificó que la solución obtenida en HOMER fuese apropiada para la demanda de energía y potencia, las restricciones de la MG y el costo financiero total.

7. CASO DE ESTUDIO

Con la finalidad de aplicar la estrategia de planificación energética coordinada propuesta, se seleccionó una región no interconectada perteneciente al municipio de Cimitarra, Colombia. A la región se puede acceder por la Ruta Nacional 62, vía Landázuri Cimitarra kilómetro 6. La figura 12 muestra la ubicación de la región seleccionada. La región comprende 636 240 m² aproximadamente y está conformada por 7 viviendas de las cuales sólo una de ellas (la más próxima la vía) tiene acceso a energía eléctrica por parte de la red de distribución local.

Figura 12. Región aislada seleccionada para aplicar la estrategia de planificación energética coordinada.



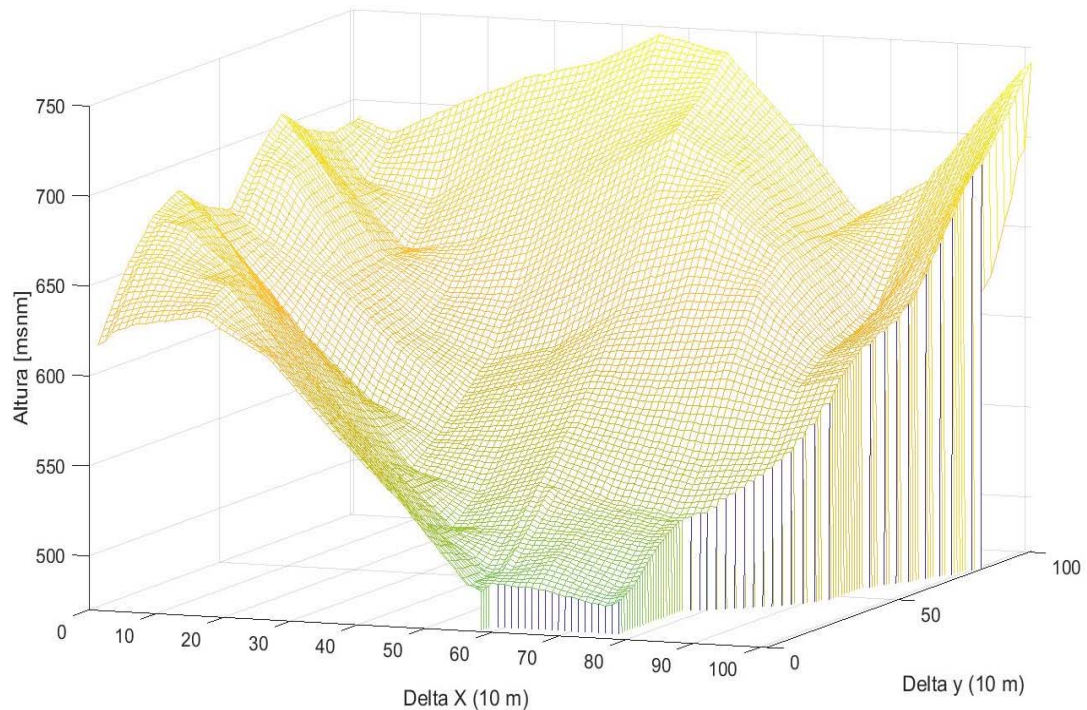
Los perfiles de entrada particulares de la zona seleccionada, se obtuvieron mediante la síntesis de datos a partir de información disponible en bases de datos meteorológicas y suposiciones establecidas por algunas normativas.

La información geográfica de la región se obtuvo por medio del software Google Earth. La información meteorológica se obtuvo de la base de datos de la NASA disponible en línea y de la creación de datos sintéticos empleando el software PVSyst. La demanda de energía se asumió según indica la norma técnica de la Electrificadora de Santander ESSA. A continuación, se presentan los procedimientos para obtener los perfiles característicos de la región seleccionada.

7.1 DATOS GEOGRÁFICOS

La región seleccionada se modeló mediante una matriz de posiciones de 100 x 100 que representa la ubicación de sub-zonas de 10 m x 10 m de la región seleccionada. El modelo empleado permite almacenar diferentes parámetros geográficos de la región en matrices de la misma dimensión, la posición de cada matriz (filas y columnas) representan la ubicación geográfica de un punto de la zona. La figura 13 presenta el perfil de elevación de la región seleccionada mediante el modelo de matriz de posiciones. Los datos utilizados para el perfil de elevación, se obtuvieron a partir del software Google Earth.

Figura 13. Perfil de elevación de la región no interconectada modelada mediante una matriz de posiciones.



La ubicación de las viviendas y de las fuentes de generación se representa mediante la posición en fila y columna de la matriz de posiciones. En el caso de las viviendas, tienen una ubicación fija ya que éstas existen previamente a la implementación de la estrategia. En el caso de las fuentes de energía, se presentan las posibilidades de localización y en la estrategia de planificación se determina la posición final de cada una de ellas. Las posibles ubicaciones de las fuentes de energía se determinaron mediante la inspección de las condiciones de irradiación solar y velocidades de viento en la zona, para el sistema fotovoltaico y el aerogenerador respectivamente. Para la PCH, se determinó una única opción de localización y para el generador diésel y el banco de baterías se considera la posibilidad de ubicarlos en las cercanías de las viviendas ya que esto facilita el mantenimiento y reparaciones de los mismos. La tabla 7 presenta la ubicación de las viviendas de la zona y la tabla 8 las posibilidades de localización de las fuentes de energía renovables.

Tabla 7. Ubicación de las viviendas para el modelo de matriz de posiciones.

Casa 1		Casa 2		Casa 3		Casa 4		Casa 5		Casa 6		Casa 7	
Fil	Col	Fil	Col	Fil	Col	Fil	Col	Fil	Col	Fil	Col	Fil	Col
52	53	29	72	5	40	7	16	52	23	57	70	87	52

Tabla 8. Posibles ubicaciones de las fuentes de energía renovable para el modelo de matriz de posiciones.

FV			Eólico			PCH		
opción	Fil	Col	opción	Fil	Col	opción	Fil	Col
FV 1	24	3	E 1	78	54	PCH 1	24	51
FV 2	6	4	E2	16	1			
FV 3	66	66						
FV 4	14	65						

7.2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como se mencionó, la vivienda 1 es la única que se encuentra conectada a una red eléctrica, las demás viviendas no cuentan con el servicio. Además, la vivienda 1 dispone de motores de inducción para la oxigenación de pocetas destinadas al cultivo de peces. Para las 7 viviendas se tomó una demanda máxima unitaria de 800 W de acuerdo con la Norma de diseño de la Electrificadora de Santander – ESSA rural [58]. Asimismo, el perfil de demanda se tomó de la Norma para cálculos y diseño de sistemas de distribución de la ESSA [59] asumiendo usuarios residenciales.

La carga eléctrica de los motores se determinó de acuerdo con la potencia nominal de los mismos. Según los datos de placa se cuenta con la siguiente información; un sistema de refrigeración de 190 W, un sistema de oxigenación de 1 657 W y un sistema de aspersión de 1 657 W. El perfil de demanda de los motores se determinó según los horarios de operación de los equipos (información suministrada por el propietario) y se modeló como un perfil escalonado donde los motores operan a

plana carga o no operan. La figura 14 presenta el perfil de demanda de una vivienda y la figura 15 presenta el perfil de demanda de los motores.

Figura 14. Perfil de demanda por vivienda rural residencial.

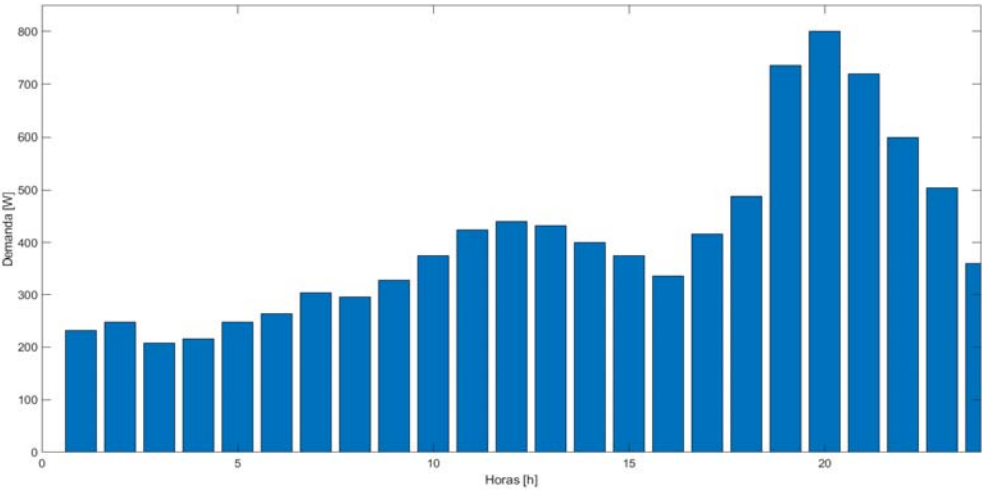
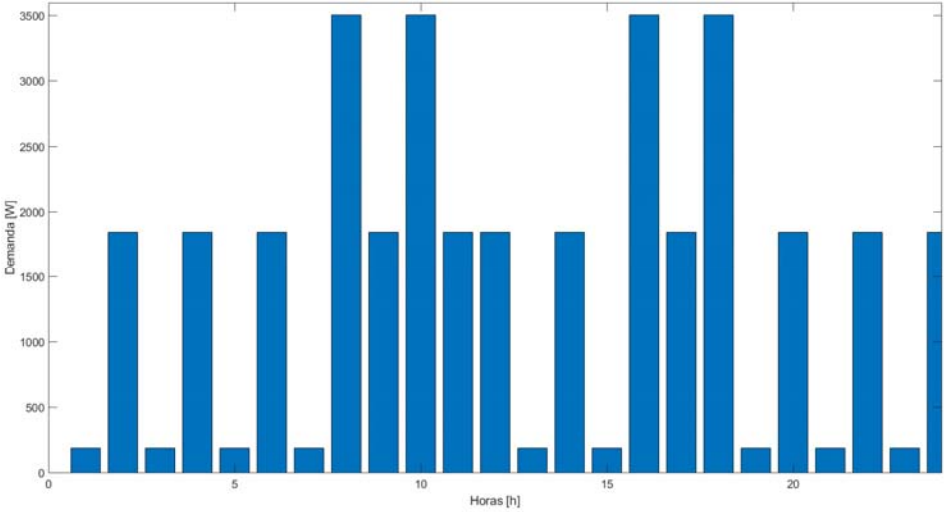


Figura 15. Perfil de demanda de los motores perteneciente a la vivienda 1.



7.3 DATOS METEOROLÓGICOS

La información meteorológica se obtuvo de la base de datos de la NASA disponible en línea [60]. Para la cual se empleó la georreferencia obtenida de Google Earth para la zona (Latitud 6.22, Longitud -73.85). Según los modelos de las fuentes de energía empleados en la planificación energética, la información meteorológica relevante es la radiación solar, la temperatura y la velocidad del viento.

Ya que los modelos requieren de datos meteorológicos dados hora a hora, y la base de datos ofrece datos promedios, se empleó el software PVSyst (V6.6.2) para generar datos sintéticos hora a hora para la irradiación solar, la temperatura y la velocidad del viento en la zona seleccionada por la totalidad de un año. Las tablas 9 a 11 presentan los promedios mensuales de los datos meteorológicos empleados para obtener los datos sintéticos.

Tabla 9. Promedio mensual de la irradiación solar por día en la zona de estudio. Periodo 22 años.

Mes	en.	feb.	mzo.	abr.	my.	jun.	jul.	ag.	sept.	oct.	nov.	dic.	Anual
kWh/m ² /día	5,66	5,07	4,50	4,09	4,51	5,00	5,51	5,18	4,91	4,44	4,82	5,20	4,91

Tabla 10. Promedio mensual de la temperatura en la zona de estudio. Periodo 22 años.

Mes	en.	feb.	mzo.	abr.	my.	jun.	jul.	ag.	sept.	oct.	nov.	dic.	Anual
Prom. °C	20,6	21,7	21,7	21,4	21,0	20,8	20,9	21,2	21,0	20,4	20,1	20,1	20,9
Min. °C	17,2	18,2	18,4	18,5	18,1	17,7	17,3	17,5	17,6	17,7	17,7	17,2	17,7
Max. °C	24,5	25,5	25,2	24,6	24,2	24,4	24,9	25,5	24,9	23,4	23,1	23,5	24,5

Tabla 11. Promedio mensual de la velocidad del viento en la zona de estudio. Periodo 10 años.

Mes	en.	feb.	mzo.	abr.	my.	jun.	jul.	ag.	sept.	oct.	nov.	dic.	Anual
m/s	2,28	2,20	2,02	1,87	1,88	2,13	2,15	1,93	1,78	1,74	1,74	2,18	1,99

7.4 COSTOS UNITARIOS Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN

Los costos unitarios y los parámetros de operación se definieron a partir de la tarifa de energía eléctrica y el costo del combustible en el departamento de Santander. El costo por pérdida de energía se estableció igual al costo del kWh en Santander (COP 480/kWh aproximadamente). El costo de adquisición de las fuentes de energía renovable se tomó de [5]. El costo para el sistema de distribución se tomó de la norma ESSA para zonas rurales [58] y el costo por la emisión de gases contaminantes se tomó de [5] (como se indica en la tabla 6). La tabla 12 presenta los costos unitarios del sistema de energía eléctrica planificado para la SLMG de la zona seleccionada.

Los parámetros de operación definidos en la función de costo, en la estrategia de despacho y en el algoritmo de optimización se determinaron de acuerdo con los valores típicos presentados en la literatura. La tabla 13 muestra los parámetros relevantes para la optimización de la estrategia de despacho.

Tabla 12. Costos unitarios para la red de energía eléctrica planificada para la región seleccionada.

Sistema	Costo de adquisición		Costo O&M	Vida útil
Sistema fotovoltaico	12 000 000	COP/kW	2,0 % de la inversión inicial	25 años
Generador eólico	6 450 000	COP/kW	1,5 % de la inversión inicial	20 años
PCH	3 500 000	COP/kW	1,5 % de la inversión inicial	20 años
Banco de baterías	1 050 000	COP/kWh	1,0 % de la inversión inicial	10 años
Grupo electrógeno	1 650 000	COP/kW	2,0 % de la inversión inicial	15 años
Línea de BT	17 631 000	COP/km	0,5 % de la inversión inicial	30 años
Combustible A.C.P.M	2 500	COP/l	---	---
Pérdidas de energía	480	COP/kWh	---	---
Subsidio por energía renovable	200	COP/kW	---	---

Tabla 13. Parámetros de operación aplicados en el algoritmo de optimización

Parámetro	Abrev.	valor	Parámetro	Abrev.	valor
Tasa de retorno anual	r	12%	Límite 1 del estado de carga del banco de baterías	SOC_{L1}	70%
Potencia mínima entregable por el grupo electrógeno	$P_{gen,min}$	30%	Límite 2 del estado de carga del banco de baterías	SOC_{L2}	60%
Potencia máxima entregable por el grupo electrógeno	$P_{gen,max}$	90%	Límite 3 del estado de carga del banco de baterías	SOC_{L3}	45%
Potencia máxima entregable por la PCH respecto a la nominal	$P_{PCH,max}$	100%	Eficiencia de cara/descarga del banco de baterías	η	90%
Partículas de la población inicial del QPSO	M	30	Penetración mínima de energía renovable	$P_{ent,min}$	70%
Número máximo de iteraciones	k_{max}	20	Pérdida máxima de potencia	$p_{per,min}$	20%
Días del año	$D_{año}$	365	Penalización por sobre carga del grupo electrógeno (COP)	$c_{mul,gen,M}$	1·E6
Horas del año	$H_{año}$	8760	Penalización inferir el límite inferior potencia del grupo electrógeno (COP)	$c_{mul,gen,m}$	1·E6
Estado de carga mínimo del banco de baterías	SOC_{min}	40%	Penalización por pérdida de la capacidad de suministro (COP)	$c_{mul,dem}$	1·E6
Estado de carga máximo del banco de baterías	SOC_{max}	95%	Penalización por sobre carga de potencia del banco de baterías (COP)	$c_{mul,bat}$	1·E6
Estado de carga inicial del banco de baterías	SOC_o	70%			

La información descrita en este capítulo puede ser ampliada consultando los archivos digitales anexos. En ellos se presenta la totalidad de los datos empleados en la ejecución del algoritmo de optimización y los resultados obtenidos. La tabla 14 presenta la descripción de los archivos digitales relacionados con la información del caso de estudio.

Aunque la estrategia es aplicada a un caso de estudio particular, la disposición de los archivos digitales, permite modificar la información de ingreso (los perfiles) para estudiar cualquier otra región, y en la medida que se ingresen datos reales se podrá obtener una planificación energética real y aplicable a la región.

Tabla 14. Archivos digitales que contienen la información característica de la zona de estudio.

Archivo	Descripción
Entrada.xlsx	Libro de cálculo de Excel que contiene toda la información de la zona de estudio empleada para aplicar la estrategia de planificación energética. En las hojas de cálculo de este libro está contenido la matriz de posiciones que modela la zona de estudio con sus respectivos valores de altitud, la ubicación de las viviendas y de las fuentes de energía, los perfiles hora a hora de la radiación solar, la velocidad del viento y la temperatura para un periodo de un año y los perfiles diarios de demanda de las viviendas y de la carga inductiva
save_perfiles.m	Archivo de líneas de código implementado en MATLAB que permite leer la información contenida en el archivo <i>Entrada.xlsx</i> y almacenarla en el archivo <i>perfiles.mat</i>
perfiles.mat	Archivo de datos que contiene la información característica de la zona de estudio contenida en matrices y vectores de fácil accesibilidad y procesamiento en MATLAB para ejecución del algoritmo de optimización
costos.m	Archivo de líneas de código implementado en MATLAB que relaciona los costos unitarios y tarifas de la zona de estudio

7.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Esta sección presenta los resultados obtenidos al aplicar el algoritmo de optimización a la estrategia de planificación energética coordinada propuesta sobre el caso de estudio seleccionado. Dentro de los resultados se destacan dos partes, la primera parte es la obtención de datos preliminares que permiten reducir el tiempo de cómputo al ejecutar el algoritmo de optimización sobre la planificación energética coordinada; la segunda parte es el resultado de la planificación coordinada partiendo del conjunto de datos preliminares.

A continuación, se presentan los resultados de mayor relevancia, la información puede ser ampliada consultando los archivos digitales.

7.5.1 Resultados preliminares. Los resultados preliminares a la planificación energética coordinada fueron la selección del mix energético, la población inicial de QPSO, la combinación de las localizaciones de las fuentes de energía y las posibles conexiones entre los nodos de la SLMG. A continuación, se describen los resultados obtenidos.

Selección del mix energético. La selección del mix energético se realizó ejecutando el algoritmo QPSO para el dimensionamiento de las fuentes de energía sin imponer restricciones a la potencia nominal de las fuentes y así dar libertad de tomar el valor más conveniente. Para este caso, la solución determinó que la potencia nominal del aerogenerador debe ser 9,5 W. Así pues, no es conveniente instalar sistemas eólicos en la región seleccionada ya que la velocidad del viento no es apropiada para este tipo de sistemas. La tabla 15 presenta los valores nominales obtenidos en la selección del mix energético de la SLMG para la región seleccionada.

Tabla 15. Valores nominales de las fuentes de energía obtenidos en la selección del mix energético de la SLMG.

Fuente de energía	Sistema fotovoltaico	Generador eólico	PCH	Banco de baterías	Grupo electrógeno
Potencia nominal	930 W	9,5 W	2 630 W	132 000 Wh	4 300 W

Población inicial. La población inicial fue generada a partir del mix energético seleccionado, está conformada por 30 partículas de las cuales 20 se obtuvieron al generar de manera aleatoria 10 000 partículas y tomar las 20 que presentaron menor costo al evaluar la función objetivo. Las 10 restantes se obtuvieron al correr el algoritmo QPSO para un dimensionamiento similar al aplicado en la selección del mix energético y tomar los resultados para la población inicial. Las líneas de código empleadas para determinar la población inicial se encuentran en el archivo

Población_Inicial.m. Como resultado se obtuvo la población inicial de 30 partículas la cual se almacena en el archivo de datos *P_inicial_opt.mat*.

Localización previa de las fuentes de energía. La localización previa de las fuentes de energía se centra únicamente en el sistema fotovoltaico ya que la PCH tiene sólo una posibilidad (y por ende es la que se toma) y el aerogenerador fue descartado del mix energético. Para determinar la localización adecuada se asumió como criterio la opción que ofreciera la menor distancia total entre nodos (ver el archivo *Distancia_optima_9.m*). Como resultado se encontró que la posición adecuada para la el sistema fotovoltaico es la posición 4 según presenta la tabla 8 y corresponde a la fila 14 y columna 65 de la matriz de posiciones. Para el caso del banco de baterías y el grupo electrógeno no se realiza preselección de la localización ya que, estos tienen la posibilidad de ubicarse en los nodos fijos determinados por las viviendas, lo cual no incrementa la longitud de la red de distribución. En el archivo de datos *distancias.mat* se almacena el resultado de la localización previa y la longitud entre nodos de la SLMG.

Conexiones entre nodos del sistema de distribución. Para el sistema de distribución se consideró una red radial. La existencia de 9 nodos de conexión (7 casas, 1 PCH y 1 sistema fotovoltaico) implica 80 639 posibilidades diferentes de conexión radial entre los nodos de la SLMG; sin embargo, el 90% de las posibilidades se pueden considerar ineficientes ya que tiene una gran extensión de la línea y por ende un alto costo de adquisición. Con la finalidad de disminuir el costo computacional al ejecutar el algoritmo de optimización, se optó por seleccionar 600 posibilidades dentro de arquitectura radial para la SLMG. Como criterio de selección se determinó la mínima longitud de la red de distribución, ya que, la demanda de la SLMG es menor a 7 kW, el costo del sistema de distribución tiene el mayor aporte en la longitud total de la red. El procedimiento desarrollado para determinar la longitud de la red de cada opción de conexión y la selección de las posibilidades con menor longitud se detalla en el archivo de líneas de código *Distancia_optima_9.m* y el resultado obtenido en el archivo de datos *BEST_CNX_9.mat*.

7.5.2 Resultados de la estrategia de planificación energética coordinada.

La información característica de la zona de estudio presentada en el capítulo 7. Al igual que los resultados preliminares descritos en el numeral 6.1, se emplean como insumo en la estrategia de planificación energética coordinada. Los archivos de datos son recopilados en el archivo de líneas de código *septud.m* el cual ejecuta el algoritmo de optimización y presenta los resultados en el archivo de datos *CF_Pot.mat*. Donde se condensa el dimensionamiento de las fuentes de energía, la localización del banco de baterías y del grupo electrógeno, la arquitectura del sistema de distribución y costo discriminado de la SLMG. A continuación, se describen los resultados más relevantes obtenidos.

Dimensionamiento de las fuentes de energía. La tabla 16 presenta los resultados del dimensionamiento de las fuentes de energía

Tabla 16. Valores nominales de las fuentes de energía obtenidos en el dimensionamiento de la SLMG.

Fuente de energía	Sistema fotovoltaico	Generador eólico	PCH	Banco de baterías	Grupo electrógeno
Potencia nominal	800 W	0 W	4 245 W	104 310 Wh	2 750 W

Se aprecia que el generador diésel, se ajusta al 30% de la potencia pico demandada, lo cual se establece como criterio mínimo para el sistema de respaldo. La PCH es la fuente de energía con mayor aporte generación de energía eléctrica ya el recurso hídrico tiene un gran potencial energético en la zona de estudio y representa mejor costo de operación. El banco de baterías permite almacenar la energía sobrante en las horas valle y entrega energía en las horas pico, minimizando el uso del generador diésel.

Localización de las fuentes de energía. La tabla 17 presenta los resultados de la localización de las fuentes de energía. En el caso del sistema fotovoltaico, y la PCH, la localización se definió en los resultados preliminares. El grupo electrógeno se ubica convenientemente en el nodo 1 perteneciente a la vivienda 1 que presenta mayor demanda por la carga motriz, lo cual disminuye pérdidas por el transporte de energía, además facilita la accesibilidad a los sistemas ya que dicha vivienda se ubica cerca de una carretera nacional. Por su parte, el banco de batería se ubica en el nodo 6, perteneciente a la vivienda 6, lo cual permite un flujo de potencia distribuido al momento de presentarse picos de carga, ya que la PCH y el banco de baterías son las fuentes que tienen mayor participación en el intercambio de energía en la SLMG.

Tabla 17. Localización de las fuentes de energía en el sistema de distribución de la SLMG.

Fuente de energía	Sistema fotovoltaico	Generador eólico	PCH	Banco de baterías	Grupo electrógeno
Ubicación (fil, col)	4 - (14,65)	---	1 - (24,51)	6 - (57,70)	1 - (52,53)

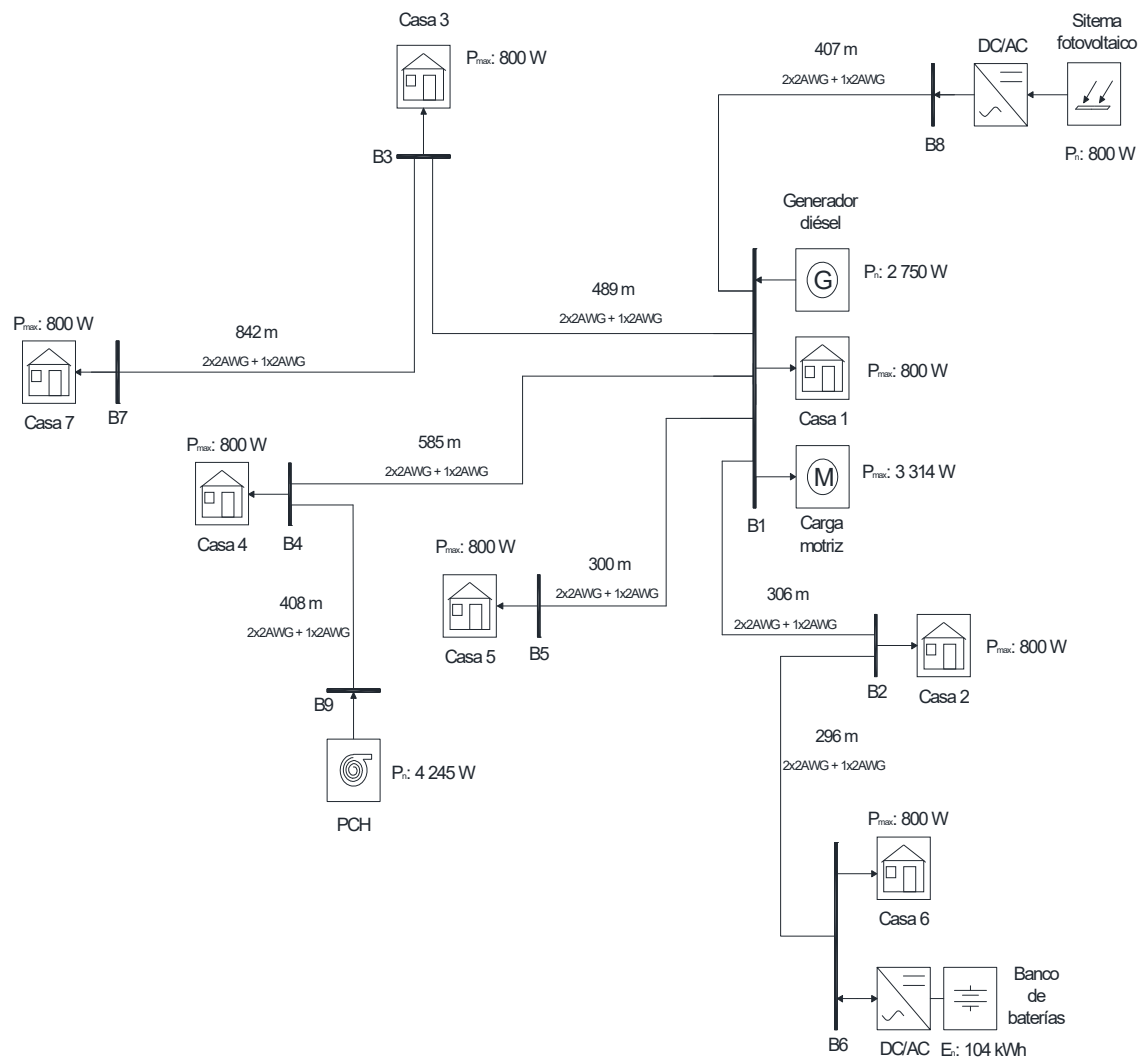
Conexiones del sistema de distribución. Las conexiones del sistema de distribución se dan entre los nodos definidos por las 7 viviendas, el sistema fotovoltaico y la PCH. En el modelo matricial, las conexiones se definen mediante un valor 1 cuando existe conexión y un valor 0 cuando no existe dicha conexión. Así pues la tabla 18 presenta las conexiones del sistema de distribución obtenidas en la optimización de la planificación energética de la SLMG

Tabla 18. Conexiones entre nodos de la SLMG obtenidas con la estrategia de planificación energética.

Nodo	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	FV	PCH
C1	0	1	1	1	1	0	0	1	0
C2	1	0	0	0	0	1	0	0	0
C3	1	0	0	0	0	0	1	0	0
C4	1	0	0	0	0	0	0	0	1
C5	1	0	0	0	0	0	0	0	0
C6	0	1	0	0	0	0	0	0	0
C7	0	0	1	0	0	0	0	0	0
FV	1	0	0	0	0	0	0	0	0
PCH	0	0	0	1	0	0	0	0	0

En las conexiones se observa que las conexiones tienden a tener como nodo común el nodo 1 (C1) el cual presenta la mayor concentración de demanda por las cargas motrices, lo cual disminuye las pérdidas de energía por transmisión de energía. La figura 16 presenta el diagrama de conexiones y las características de las fuentes de energía obtenidas, y La figura 17 presenta una imagen tomada de Google Earth donde se recrean las conexiones del sistema de distribución mediante líneas de color café. La imagen hace parte de la zona seleccionada y es posible ampliar la información geográfica de la región consultando el archivo digital *Trabajo_maestria.kml*.

Figura 16. Conexiones del sistema de distribución de la SLMG propuesta en la zona de estudio.



7.5.3 Costo de la SLMG. El parámetro de decisión para determinar el dimensionamiento y la arquitectura de la SLMG fue el costo total el cual se evaluó mediante la función de costo (función objetivo) descrita en el capítulo 5. La

7.5.4 tabla 19 presenta los costos determinados para un periodo de un año con la estrategia de planificación energética propuesta. Se detalla que el mayor peso se encuentra en la adquisición de las fuentes de energía, por lo cual existe la tendencia

a adquirir fuentes de energía de menor costo por unidad de potencia como es el caso de los grupos electrógenos; sin embargo, el costo por el consumo de combustible y emisiones de gases contaminantes se reduce al integrar fuentes de energía renovable que abastecen la demanda la mayor parte del tiempo, logrando una penetración en energía del 90% para este caso de estudio.

La información del resultado de la estrategia de planificación energética aplicada al caso de estudio puede ser ampliada consultando el archivo de datos *CF_Pot.mat*. Donde se detalla el perfil de operación de las fuentes de energía y el perfil de la demanda para cada hora del año.

Figura 17. Recreación de las conexiones de la SLMG en Google Earth.

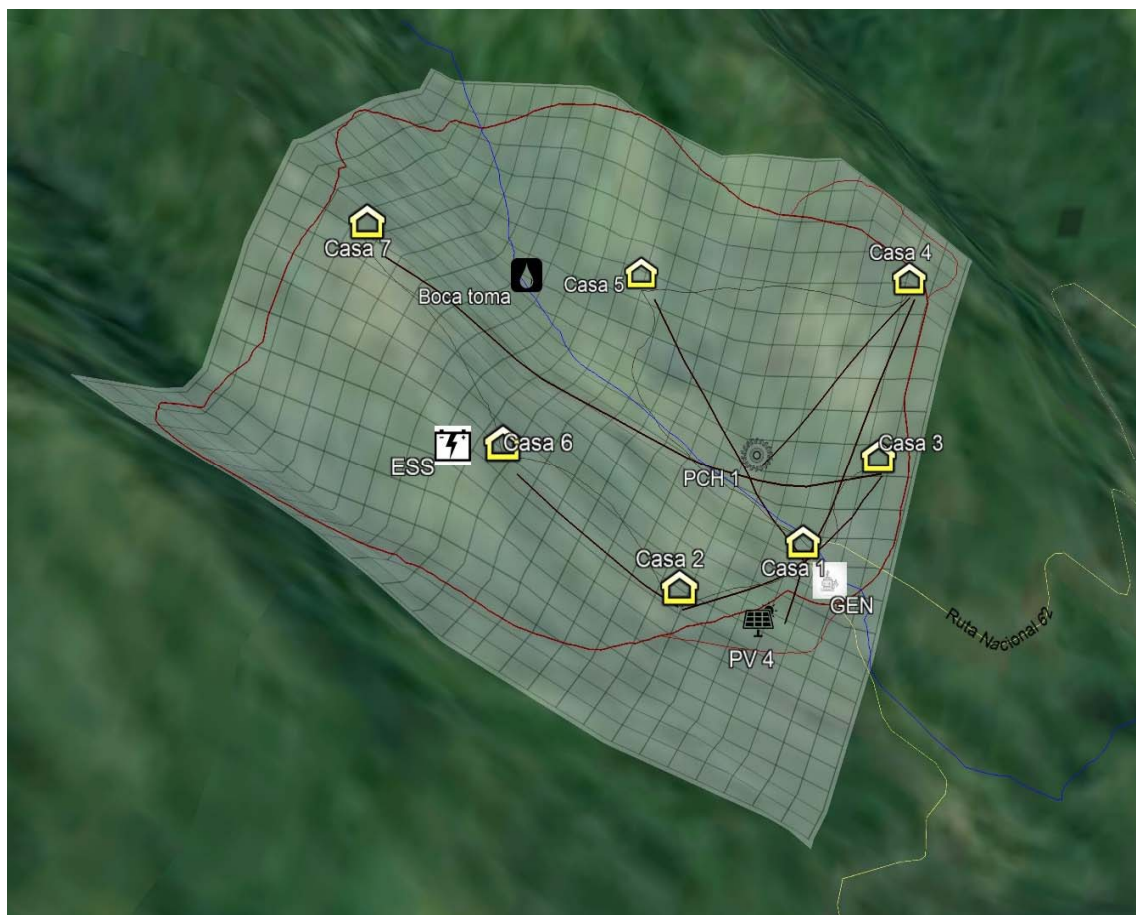


Tabla 19. Costo anualizado de la SLMG según la estrategia de planificación energética propuesta

Parámetro	Costo COP	
Adquisición de fuentes de energía		23 269 000
Sistema fotovoltaico	1 224 000	
Pequeña central hidráulica	1 990 000	
Banco de baterías	19 385 000	
Grupo electrógeno	670 000	
Emisión de gases contaminantes		350 500
Combustible		3 977 200
Operación y mantenimiento		1 601 600
Subsidio		2 524 200
Sistema de distribución		7 152 600
Adquisición del sistema de distribución	5 697 200	
Pérdidas en el sistema de distribución	1 455 400	
Costo total de la SLMG		33 826 700

7.6 IMPLEMENTACIÓN EN HOMER

A partir de los resultados del dimensionamiento de las fuentes de energía, los costos de las mismas y la demanda de las cargas, se implementó un sistema de generación híbrido en HOMER. La figura 18 presenta el esquema del sistema de generación implementado en HOMER.

Según la información suministrada, se aprecia que la mayor inversión se da en el sistema de almacenamiento, asimismo, el sistema de almacenamiento en banco de baterías es la fuente de energía con menor tiempo de vida útil, por lo cual deberá reemplazarse durante el tiempo total del proyecto produciendo una mayor inversión. La figura 19 presenta los costos del sistema de generación implementado en HOMER.

Figura 18. Esquemas del sistema de generación implementado en HOMER a partir de los resultados encontrados para la planificación energética de la SLMG del caso de estudio.

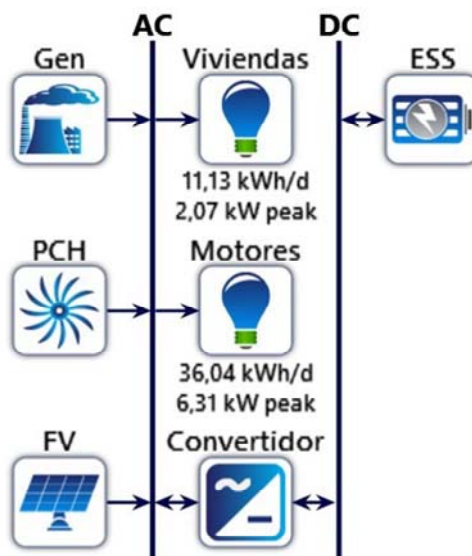
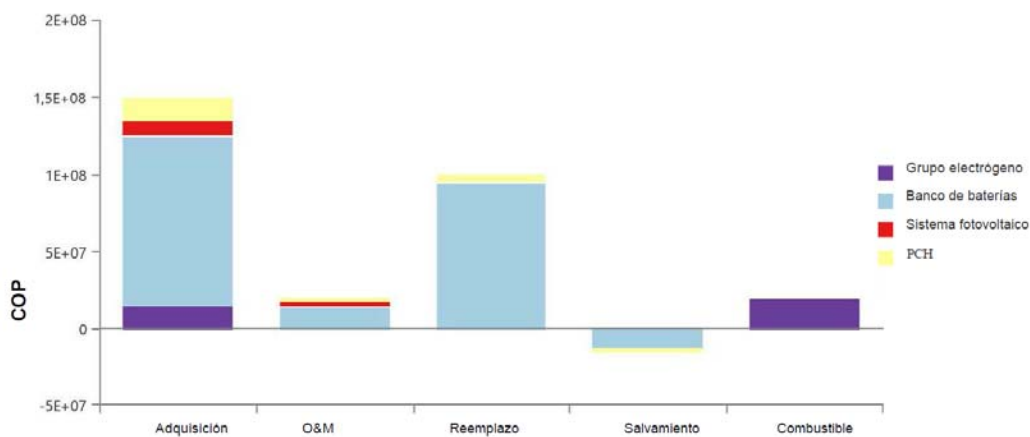


Figura 19. Análisis de costo del sistema de generación. HOMER (licencia de evaluación)



Finalmente, el análisis económico realizado en HOMER indica que el precio del kWh apropiado para la solución encontrada debe ser de COP 1 238. El reporte completo de la simulación se encuentra en el documento anexo *Reporte_HOMER. Pdf*.

8. CONCLUSIONES

Este documento presenta una estrategia para la planificación energética de una alternativa para la energización de zonas no interconectadas con viviendas dispersas, empleando una MG. La planificación energética se aborda como un problema de optimización que integra el dimensionamiento de la MG y el dimensionamiento del sistema de distribución. La solución propuesta se denomina SLMG y requiere de una cantidad mayor de operaciones elementales al resolver el problema de optimización respecto a las soluciones secuenciales tradicionalmente empleadas para la planificación energética.

Por tratarse de una SLMG, las viviendas a energizar se distancian entre sí considerablemente (entre 100 m y 1000 m), por lo que debe considerarse un sistema de distribución de potencia de igual manera optimizado. Asimismo, los costos de implementación son más elevados respecto a los valores estándares ya que algunas regiones remotas tienen limitaciones en las rutas de transporte e ingreso, lo que encarece la puesta de componentes en el lugar de la implantación. Aunque la ubicación de las fuentes de energía no se relaciona directamente con la función de costo, repercute en el dimensionamiento de los componentes, en la arquitectura del sistema de distribución y en las pérdidas de energía.

La estrategia de planificación energética propuesta se aplicó a un caso de estudio con la finalidad de valorar el funcionamiento de la misma. Para lo cual se emplearon datos geográficos obtenidos de Google Earth y datos meteorológicos sintéticos obtenidos a partir de bases de datos de la NASA. Sin embargo, para garantizar una planificación energética fiable, es necesario emplear datos meteorológicos verdaderos obtenidos a partir de mediciones *in situ*.

En la aplicación de la estrategia de planificación propuesta, se obtuvieron resultados preliminares aplicando estrategias de planificación tradicionales con la finalidad disminuir el tiempo de convergencia del algoritmo de optimización. Sin embargo, la obtención de poblaciones preliminares aumenta la probabilidad de que la solución encontrada se aleje de la solución óptima. Así pues, es necesario desarrollar estrategias que optimicen el rendimiento del algoritmo de optimización o emplear algoritmos con mayor velocidad de convergencia con la finalidad de ampliar el espacio de búsqueda de la solución y garantizar una mayor certeza de la solución encontrada.

La aplicación al caso de estudio de la estrategia de planificación propuesta ofrece resultados coherentes y cumple con las restricciones de diseño y operación establecidas, no obstante, debe ser aplicada a mas caso de estudio reales o implementados, de tal manera que puedan ser comparados los resultados y se determinen aspectos a fortalecer.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*. 2014.
- [2] D. Zapata-García, “Definición de componentes tecnológicos de una micro-red inteligente,” Trabajo de pregrado, Bucaramanga, Colombia: Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 2014.
- [3] W. K. Chae, H. J. Lee, J. N. Won, J. S. Park, and J. E. Kim, “Design and field tests of an inverted based remote MicroGrid on a Korean Island,” *Energies*, vol. 8, no. 8, pp. 8193–8210, 2015.
- [4] Y. A. Muñoz, “Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo,” Trabajo de doctorado, Valencia, España: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia, 2012.
- [5] H. Liang, H. Liu, and M. Fan, “Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area,” *CIGRE*, 2012.
- [6] X. Zhang, R. Sharma, and Y. He, “Optimal energy management of a rural microgrid system using multi-objective optimization,” *Innov. Smart Grid Technol. ...*, pp. 1–8, 2012.
- [7] A. Brocco, “Ad-Hoc self-organized microgrid for rural electrification and post-disaster response,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 315–321, 2013.
- [8] A. S. Sánchez, E. A. Torres, and R. A. Kalid, “Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 278–290, 2015.
- [9] W. Chae, H. Lee, S. Hwang, I. Song, and J. Kim, “Isolated MicroGrid ’ s

Voltage and Frequency Characteristic with Induction Generator Based Wind Turbine,” *Smart Grid Renew. Energy*, no. July, pp. 180–192, 2014.

- [10] R. Martínez-Cid and E. O'Neill-Carrillo, “Sustainable Microgrids for Isolated Systems,” *Proc. Transm. Distrib. Conf. Expo. New Orleans, LA, USA, 19–22 April 2010*, pp. 1–7, 2010.
- [11] E. Muljadi and H. E. McKenna, “Power quality issues in a hybrid power system,” *Conf. Rec. 2001 IEEE Ind. Appl. Conf. 36th IAS Annu. Meet. (Cat. No.01CH37248)*, vol. 2, pp. 773–781, 2001.
- [12] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, and T. Funabashi, “A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 2, pp. 406–414, 2005.
- [13] X. Zhi-rong, Y. Ping, C. Zhu, Y. Chun-meng, Z. Qun-ru, and Z. Cheng-li, “Energy Management Strategy for Medium-Voltage Isolated Microgrid,” *IECON2015-Yokohama*, pp. 80–85, 2015.
- [14] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*. Noida, India: John Wiley and Sons Ltd Registered, 2014.
- [15] S. Bahramirad, W. Reder, and A. Khodaei, “Reliability-constrained optimal sizing of energy storage system in a microgrid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2056–2062, 2012.
- [16] P. Lombardi, Z. Styczynski, T. Sokolnikova, and K. Suslov, “Use of energy storage in Isolated Micro Grids,” *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, 2014.
- [17] T. Logenthiran and D. Srinivasan, “Short term generation scheduling of a microgrid,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 1–6, 2009.

- [18] S. Sinha and S. S. Chandel, "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.
- [19] C. Bustos, D. Watts, and H. Ren, "MicroGrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 10, no. 2, pp. 1550–1562, 2012.
- [20] A. Arif, F. Javed, and N. Arshad, "Integrating renewables economic dispatch with demand side management in micro-grids: A genetic algorithm-based approach," *Energy Effic.*, vol. 7, no. 2, pp. 271–284, 2014.
- [21] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms," *Sol. Energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, 2005.
- [22] M. Ross, R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joós, "Energy storage system scheduling for an isolated microgrid," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 5, no. 2, pp. 117–123, 2011.
- [23] C. Duran-Santos and J. Forero-Quintero, "Propuesta metodológica para la selección de la topología más adecuada para la implementación de una microred en centros poblados con viviendas en zonas no interconectadas (ZNI)," Trabajo de pregrado, Bucaramanga, Colombia: Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 2014.
- [24] X. Xie, H. Wang, S. Tian, and Y. Liu, "Optimal capacity configuration of hybrid energy storage for an isolated microgrid based on QPSO algorithm," in *Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, DRPT 2015*, 2015, pp. 2094–2099.
- [25] G. Martinez, N. Gatsis, and G. B. Giannakis, "Stochastic programming for

energy planning in microgrids with renewables,” *2013 5th IEEE Int. Work. Comput. Adv. Multi-Sensor Adapt. Process. CAMSAP 2013*, pp. 472–475, 2013.

- [26] A. Khodaei, S. Bahramirad, and M. Shahidehpour, “Microgrid Planning Under Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2417–2425, 2014.
- [27] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
- [28] M. R. Vallem and J. Mitra, “Siting and sizing of distributed generation for optimal microgrid architecture,” *Proc. 37th Annu. North Am. Power Symp. 2005*, vol. 2005, pp. 611–616, 2005.
- [29] E. Haesen, M. Espinoza, B. Pluymers, I. Goethals, V. Thong, J. Driesen, R. Belmans, and B. De Moor, “Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms,” *Electr. Power Qual. Util. J.*, vol. 11, no. 1, pp. 97–104, 2005.
- [30] H. Asano, H. Watanabe, and S. Bando, “Methodology to design the capacity of a microgrid,” *IEEE Int. Conf. Syst. Syst. Eng. SOSE '07*, 2007.
- [31] C. Wouters, E. S. Fraga, and A. M. James, “An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning - A South Australian case-study,” *Energy*, vol. 85, pp. 30–44, 2015.
- [32] A. Mohseni and A. Nahavandi, “Short-Term Planning for a Residential Microgrid with Renewable Energy Resources using the Demand-Response Strategy Short-Term Planning for a Residential Microgrid with Renewable Energy Resources using the Demand-Response Strategy,” *2nd Int. Conf. IEA*

(*Technology Energy Manag.*, 2016.

- [33] X. Guo, H. Guo, and H. Cheng, "Coordinated planning of distributed energy resources and microgrid network," *IEEE PES T&D Conf. Expo. DALLAS*, vol. |, no. 51261130473, p. 5, 2016.
- [34] A. P. Agalgaonkar, C. V. Dobariya, M. G. Kanabar, S. A. Khaparde, and S. V. Kulkarni, "Optimal sizing of distributed generators in MicroGrid," *2006 IEEE Power India Conf.*, vol. 2005, pp. 901–908, 2005.
- [35] F. Katiraei and C. Abbey, "Diesel plant sizing and performance analysis of a remote wind-diesel microgrid," *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–8, 2007.
- [36] I. Baring-Gould and M. Dabo, "Technology, Performance, and Market of Wind-Diesel Applications for Remote and Island Communities," *Eur. Wind Energy Conf. Marseille, Fr.*, no. February.
- [37] M. Ross, R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joós, "Analysis of energy storage sizing and technologies," *EPEC 2010 - IEEE Electr. Power Energy Conf. "Sustainable Energy an Intell. Grid,"* 2010.
- [38] B. Joshi, T. S. Bhatti, and N. K. Bansal, "Decentralized energy planning model for a typical village in India," *Energy*, vol. 17, no. 9, pp. 869–876, 1992.
- [39] C. S. Sinha, R. P. Venkata, and V. Joshi, "Rural energy planning in India:: Designing effective intervention strategies," *Energy Policy*, vol. 22, no. 5, pp. 403–414, 1994.
- [40] S. Singh, I. P. Singh, S. Singh, and C. J. S. Pannu, "Energy Planning of a Punjab Village Using Multiple Objectives Compromise Programming," *Energy Cover. Mgmt*, vol. 37, no. 3, pp. 329–342, 1996.
- [41] J. Nahman and J. Spiric, "Optimal planning of rural networks," *Electr. Power*

Energy Syst., vol. 19, no. 8, pp. 549–556, 1997.

- [42] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, “Sizing of energy storage for microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2012.
- [43] P. Arun, R. Banerjee, and S. Bandyopadhyay, “Optimum sizing of battery-integrated diesel generator for remote electrification through design-space approach,” *Energy*, vol. 33, no. 7, pp. 1155–1168, 2008.
- [44] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, and L. Guo, “Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 934–943, 2013.
- [45] S. Ashok, “Optimised model for community-based hybrid energy system,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 7, pp. 1155–1164, 2007.
- [46] A. Al-Alawi, S. M. Al-Alawi, and S. M. Islam, “Predictive control of an integrated PV-diesel water and power supply system using an artificial neural network,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 8, pp. 1426–1439, 2007.
- [47] M. Muselli, G. Notton, and A. Louche, “Design of Hybrid-Photovoltaic Power Generator, With Optimization of Energy Management,” *Sol. Energy*, vol. 65, no. 3, pp. 143–157, 1999.
- [48] UPME, “Programa De Uso Racional Y Eficiente De Energía Y Fuentes No Convencionales – Proure Plan De Acción Indicativo 2010-2015,” pp. 1–49, 2010.
- [49] Y. Cao, C. Liu, Y. Huang, T. Wang, C. Sun, Y. Yuan, X. Zhang, and S. Wu, “Parallel algorithms for islanded microgrid with photovoltaic and energy storage systems planning optimization problem: Material selection and quantity demand optimization,” *Comput. Phys. Commun.*, pp. 1–9.

- [50] W. Gu, Z. Wu, R. Bo, W. Liu, G. Zhou, W. Chen, and Z. Wu, "Modeling, planning and optimal energy management of combined cooling, heating and power microgrid: A review," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 26–37, 2014.
- [51] W. Su, Z. Yuan, and M. Y. Chow, "Microgrid planning and operation: Solar energy and wind energy," *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–7, 2010.
- [52] S. M. M. Tafreshi, H. A. Zamani, S. M. Ezzati, M. Baghdadi, and H. Vahedi, "Optimal Unit Sizing Of Distributed Energy Resources In Micro Grid Using Genetic Algorithm," *16th Int. Conf. Electr. Eng. (ICEE), Busan, Korea, Jul 11-14*, 2010.
- [53] G. Gašparović, G. Krajačić, N. Duić, and M. Baotić, "New Energy Planning Software for Analysis of Island Energy Systems and Microgrid Operations - H2RES Software as a Tool to 100% Renewable Energy System," *Comput. Aided Chem. Eng.*, vol. 33, no. September, pp. 1855–1860, 2014.
- [54] República de Colombia, *Ley 1715 de 2014*. 2014.
- [55] P. Jha and S. Vidyasagar, "Dijkstra Algorithm for Feeder Routing of Radial Distribution System," *J. Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–6, 2013.
- [56] A. Plaza, "Empleo de técnicas metaheurísticas para la optimización de redes eléctricas con generación distribuida," 2015.
- [57] J. Sun, B. Feng, and W. Xu, "Particle Swam Optimization with Particles Having Quantum Behavior," *IEEE Proc. Congr. Evol. Comput.*, no. Portland, OR, United States, pp. 325–331, 2004.
- [58] Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., *Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A ESP. Criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales*. Colombia, 2014.

- [59] ESSA Esp, "Norma Para el Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución.," 2004.
- [60] National Aeronautics and Space Administration-NASA, "NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location, Atmospheric Science Data Center."

BIBLIOGRAFÍA

AGALGAONKAR, A. P., DOBARIYA, C. V., KANABAR, M. G., KHAPARDE, S. A. y KULKARNI, S. V. Optimal sizing of distributed generators in MicroGrid.2. En: IEEE Power India Conference, 2005, p. 901–908.

AL–ALAWI, Ali, AL–ALAWI, Saleh M, y ISLAM, Syed M, Predictive control of an integrated PV–diesel water and power supply system using an artificial neural network. En: Renewable Energy. 2007. vol. 32, no. 8, p. 1426–1439.

ARIF, Ahmer, JAVED Fahad, y ARSHAD, Naveed. Integrating renewables economic dispatch with demand side management in micro–grids: A genetic algorithm–based approach. En: Energy Efficiency. 2014. vol. 7, no. 2, p. 271–284.

ARUN, P., BANERJEE, Rangan, y Bandyopadhyay, Santanu. Optimum sizing of battery–integrated diesel generator for remote electrification through design–space approach. En: Energy. 2008. vol. 33, no. 7, p. 1155–1168.

ASANO, Hiroshi, WATANABE, Hiroki, y BANDO, Shigeru. Methodology to design the capacity of a microgrid. En: IEEE International Conference on System of Systems Engineering, SOSE. 2007. 6 p.

ASHOK, S., Optimised model for community–based hybrid energy system. En: Renewable Energy. 2007. vol. 32, no. 7, p. 1155–1164

BAHRAMIRAD, Shaghayegh, REDER, Wanda, y KHODAEI, Amin. Reliability–constrained optimal sizing of energy storage system in a microgrid. En: IEEE Transactions on Smart Grid. 2012. vol. 3, no. 4, p. 2056–2062.

BARING–GOULD, I, y DABO, M. Technology, Performance, and Market of Wind–Diesel Applications for Remote and Island Communities. En: European Wind Energy Conference Marseille. 2009. p. 1–12.

BROCCO, Amos. Ad-Hoc self-organized microgrid for rural electrification and post-disaster response. En: IEEE Green Technologies Conference. 2013. p. 315–321.

BUSTOS, Cristian, WATTS, David y REN, Hui. MicroGrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources. En: IEEE Latin America Transactions. 2012. vol. 10, no. 2, p. 1550–1562.

CAO, Yang, *et al.* Parallel algorithms for islanded microgrid with photovoltaic and energy storage systems planning optimization problem: Material selection and quantity demand optimization. En: Computer Physics Communications. 2016. P. 1–9.

CHAE, Woo-Kyu, *et al.* Isolated MicroGrid's Voltage and Frequency Characteristic with Induction Generator Based Wind Turbine. En: Smart Grid Renew. Energy. 2014. vol. 5, p. 180–192.

CHAE, Woo Kyu, *et al.* Design and field tests of an inverted based remote MicroGrid on a Korean Island. En: Energies. vol. 8, no. 8, p. 8193–8210.

CHEN, S. X., GOOI, H. B. y WANG, M. Q. Sizing of energy storage for microgrids. En: IEEE Transactions on Smart Grid. 2012. vol. 3, no. 1, p. 142–151.

DUFO-LÓPEZ, Rodolfo, y BERNAL-AGUSTÍN, José L. Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms. En: Solar Energy. 2005. vol. 79, no. 1, p. 33–46.

DURAN-SANTOS, Cesar, y FORERO-QUINTERO, José. Propuesta metodológica para la selección de la topología más adecuada para la implementación de una microred en centros poblados con viviendas en zonas no interconectadas (ZNI). Trabajo de pregrado, Bucaramanga. Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. 2014. 202 p.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electricidad de Santander S.A ESP. Criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales. Colombia. 2014. 19 p.

GU, Wei, *et al.* Modeling, planning and optimal energy management of combined cooling, heating and power microgrid: a review. En: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2014. vol. 54, p. 26–37.

GUO, Xian, GUO, He y CHENG, Haozhong. Coordinated planning of distributed energy resources and microgrid network. En: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. 2016. P. 1–5.

HAESEN, Edwin, *et al.* Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms. En: Electrical Power Quality and Utilisation Journal. 2005. vol. 11, no. 1, p. 97–104.

JHA, Priya, y VIDYASAGAR, S. Dijkstra Algorithm for Feeder Routing of Radial Distribution System. En: Journal of Engineering. 2013 vol. 3, no. 1, p. 1–6.

JOSHI, Bharati, *et al.* Decentralized energy planning model for a typical village in India. En: Energy. 1992. vol. 11, no. 1, p. 869–876.

KHODAEI, Amin, BAHRAMIRAD, Shay y SHAHIDEHPOUR, Mohammad. Microgrid Planning Under Uncertainty. En: IEEE Transactions on Power Systems. 2014. vol. 30, no. 5, p. 2417–25.

LOPES, J., *et al.* Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. En: Electric Power Systems Research. 2007. vol. 77, no. 9, p.1189–1203.

MARTINEZ, Gabriela, GATSIS, Nikolaos y GIANNAKIS, Georgios B. Stochastic programming for energy planning in microgrids with renewables. En: 5th IEEE

International Workshop on Computational Advances in Multi-Sensor Adaptive Processing, CAMSAP. 2013. p. 472–475.

MOHSENI, Amin, y NAHAVANDI, Ali. Short-Term Planning for a Residential Microgrid with Renewable Energy Resources using the Demand-Response Strategy Short-Term Planning for a Residential Microgrid with Renewable Energy Resources using the Demand-Response Strategy. En: 2nd International Conference on IEA Iol. 2016. p.1–7.

MULJADI, E., y MCKENNA, H. E. Power quality issues in a hybrid power system. En: Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference. 36th IAS Annual Meeting (Cat. No.01CH37248). 2001. vol. 2, p.773–781.

MUÑOZ, Yecid Alfonso, Optimizacion de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo. Trabajo de doctorado. Valencia, España: Universidad Politécnica de Valencia. Departamento de Ingeniería Eléctrica. 2012. 345 p.

MUSELLI, M., NOTTON, G. y LOUCHE A. Design of Hybrid-Photovoltaic Power Generator, With Optimization of Energy Management. En: Solar Energy. 1999. vol. 65, no. 3, p.143–157.

NAHMAN, J., y SPIRIC, J. Optimal planning of rural networks. Electrical Power & Energy System. 1997. vol. 19, no. 8, p. 549–556

ROSS, Michael, *et al.* Energy storage system scheduling for an isolated microgrid. En: IET Renewable Power Generation. 2011. vol. 5, no. 2, p. 117–123.

ROSS, Michael, *et al.* Analysis of energy storage sizing and technologies. En: EPEC 2010 – IEEE Electrical Power and Energy Conference: Sustainable Energy for an Intelligent Grid. 2010. p.1–6.

SÁNCHEZ, A. S., TORRES, E. A. y KALID, R. A. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. vol. 49, p. 278–290.

SENJYU, T., *et al.* A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island. En: IEEE Transactions on Energy Conversion. 2005. vol. 20, no. 2, p. 406–414.

SINGH, Surendra, *et al.* Energy Planning of a Punjab Village Using Multiple Objectives Compromise Programming. En: Energy Covers. Mgmt. 1996. vol. 37, no. 3, p. 329–342.

SINHA, C.S., VENKATA, R.P. y JOSHI, Veena. Rural energy planning in India: Designing effective intervention strategies. En: Energy policy. 1994. vol. 22, no. 5, p. 403–414.

SINHA, Sunanda, y CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. vol. 32, p. 192–205.

SU, Wencong, YUAN, Zhiyong y CHOW, Mo Yuen. Microgrid planning and operation: Solar energy and wind energy. En: IEEE PES General Meeting, PES 2010. 2010. p. 1–7.

SUN, Jun, FENG, Bin y XU, Wenbo. Particle Swam Optimization with Particles Having Quantum Behavior. En: IEEE Proc. of Congress on Evolutionary Computation. 2004. p. 325–331.

Tafreshi, S. M. *et al.* Optimal Unit Sizing Of Distributed Energy Resources In Micro Grid Using Genetic Algorithm. En: 16th International Conference on Electrical Engineering (ICEE), Busan, Korea. 2010. p. 1–6.

VALLEM, Mallikarjuna R., y MITRA, Joydeep. Siting and sizing of distributed generation for optimal microgrid architecture. En: Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium. 2005. p. 611–616.

WOUTERS, Carmen, FRAGA, Eric S. y JAMES, Adrian M. An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning – A South Australian case-study. En: Energy. 2015. vol. 85, p. 30–44.

XIE, Xiaohan, *et al.* Optimal capacity configuration of hybrid energy storage for an isolated microgrid based on QPSO algorithm. En: Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, DRPT 2015. 2015. p. 2094–2099.

ZAPATA-GARCÍA, Diego. Definición de componentes tecnológicos de una micro-red inteligente. Trabajo de pregrado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. 2014. 92 p.

ZHANG, Xianjun, SHARMA, Ratnesh y HE, Yanyi. Optimal energy management of a rural microgrid system using multi-objective optimization En: Innovative Smart Grid Technologies. 2012. p. 1–8.

ZHAO, Bo, *et al.* Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. En: IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2013. vol. 4, no. 4, p. 934–943.

ZHI-RONG, Xu, *et al.* Energy Management Strategy for Medium-Voltage Isolated Microgrid. En: IECON2015–Yokohama. 2015. p. 80–85.