





Sistema de gestión de energía para una microrred con almacenamiento en baterías e incorporación de biomasa

Energy Management System for a Microgrid with Battery Storage and Biomass Incorporation

  Albert Deluque Pinto ¹;
 Ernesto Pérez González ²;
 Gail Gutiérrez Ramírez ³

¹ Universidad de La Guajira, Riohacha – Colombia,
adeluquep@uniguajira.edu.co

² Universidad Nacional de Colombia, Medellín – Colombia,
eperezg@unal.edu.co

³ Universidad de La Guajira, Riohacha – Colombia,
galbeirog@uniguajira.edu.co

ISSN-p: 0123-7799
ISSN-e: 2256-5337

Vol. 25, nro. 54, e2356, 2022

Recibido: 20 marzo 2022
Aceptado: 24 junio 2022
Disponible: 11 agosto 2022

©Instituto Tecnológico Metropolitano
Este trabajo está licenciado bajo
una Licencia Internacional
Creative Commons Atribución
(CC BY-NC-SA)



Cómo citar / How to cite

A. Deluque-Pinto; E. Pérez-González; G. Gutiérrez-Ramírez, “Sistema de gestión de energía para una microrred con almacenamiento en baterías e incorporación de biomasa,” *Tecnológicas*, vol. 25, nro. 54, e2356, 2022.
<https://doi.org/10.22430/22565337.2356>

Resumen

La implementación de fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica se ha realizado por medio de microrredes, en las cuales los sistemas de gestión de energía juegan un papel importante, ya que, por medio de estos, se busca el suministro económico de potencia a la carga. El objetivo de este estudio fue el desarrollo de un sistema de gestión de energía que considera el comportamiento de un sistema gasificador-generador mediante el uso de modelos matemáticos en la generación de electricidad basada en biomasa en una microrred con inclusión de fuentes convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica, almacenamiento en baterías, respuesta a la demanda y conexión a la red para el suministro económico de potencia a la carga. Para ello, se realizó la formulación matemática, tanto de la función objetivo de optimización, como de las restricciones de las fuentes y cargas que componen la microrred, y se implementó un algoritmo en Matlab para la ejecución de simulaciones y obtención de resultados, los cuales mostraron que el sistema de gestión opera satisfactoriamente a la microrred aislada y conectada a la red, aprovechando la fuente de biomasa para atender a la carga en un entorno de operación económica, combinando cada una de las fuentes y almacenamiento que componen el sistema. Finalmente, el uso de modelos matemáticos permite la incorporación del comportamiento de fuentes como la biomasa en la generación de potencia para diferentes valores de parámetros como la humedad de la biomasa y el factor de aire en esquemas de gestión económica de microrredes.

Palabras clave

Baterías, biomasa, gasificador, microrred, sistema de gestión de energía.

Abstract

This paper presents a quantitative dynamic model that can assess the response of a set of users to different Demand-Side Management strategies that are available. The main objective is to conceptualize, implement, and validate said model. As a result of a literature review, the model includes classical demand response techniques and proposes new customer actions and other novel aspects, such as energy culture and energy education. Based on the conceptualization of the model, this paper presents the structure that interrelates customer actions, demand proposals, cost-benefit analysis, and customer response. It also details the main aspects of the mathematical model, which was implemented in the Modelica modeling language. This paper includes simulations of intra-day and inter-day load shifting strategies using real data from the electricity sector in Colombia and different tariff factors. Finally, the results obtained show changes in daily consumption profiles, energy cost, system power peak, and load duration curve. Three conclusions are drawn: (i) Energy culture and pedagogy are essential to accelerate customer response time. (ii) The amount of the bill paid by customers decreases more quickly in the intra-day strategy than in its inter-day counterpart; in both cases, the cost reduction percentage is similar. (iii) Tariff increases accelerate customer response, and this relationship varies according to the Demand-Side Management strategies that are available.

Keywords

Batteries, biomass, gasifier, microgrid, Energy Management System.

NOMENCLATURA

BM	Gasificador	β	Coefficiente de respuesta a la demanda
BT	Baterías	η_c	Eficiencia de carga de BT
DG	Generador Diésel	η_d	Eficiencia de descarga de BT
EMS	Sistema de Gestión de Energía	E_t^{BT}	Energía en BT en t (kWh)
MG	Microrred	E_{t-1}^{BT}	Energía en BT en $t - 1$ (kWh)
PL	Carga que se debe alimentar	$P_{max,t}^{Rede}$	Potencia máxima inyectada en la red en t
PV	Fuente fotovoltaica	P_t^L	Carga que se debe atender en t (kW)
Red	Red eléctrica convencional	E_{min}^{BT}	Energía min almacenada en BT (kWh)
RD	Respuesta a la demanda	E_{max}^{BT}	Energía max almacenada en BT (kWh)
SOC	Estado de carga de BT	E_{nom}^{BT}	Energía nominal de BT en (kWh)
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética	SOC_t	Estado de carga de BT en t (kWh)
WT	Fuente eólica	$p_t^{gen,i}$	Potencia del generador i en t (kW)
Índices		$p_{t-1}^{gen,i}$	Potencia del generador i en $t - 1$ (kW)
t	índice de tiempo	$R_L^{gen,i}$	Rampa de desaceleración del generador i en t
Parámetros		$R_U^{gen,i}$	Rampa de aceleración del generador i en t
$incremental\Delta t$	Intervalo de tiempo de optimización	P_{tasa}^{BTc}	Potencia máxima de carga de BT en t (kW)
N_p	Número de periodos de tiempo	P_{tasa}^{BTd}	Potencia máxima de descarga de BT en t (kW)
M_t^{PV}	Costo de la energía fotovoltaica (USD\$/kWh)	Variables de decisión y booleanas	
M_t^{WT}	Costo de la energía eólica (USD\$/kWh)	P_t^{PV}	Potencia fotovoltaica (kW)
M_t^{BM}	Costo de la energía biomasa (USD\$/kWh)	P_t^{WT}	Potencia eólica (kW)
M_t^{DG}	Costo del combustible diésel (USD\$/galón)	P_t^{BM}	Potencia de BM (kW)
M_t^{BTd}	Costo de descarga de las baterías (USD\$/kWh)	P_t^{DG}	Potencia diésel (kW)
M_t^{BTc}	Costo de carga de las baterías (USD\$/kWh)	P_t^{BTd}	Potencia de descarga de BT (kW)
M_t^{Redr}	Costo de comprar energía a la red (USD\$/kWh)	P_t^{BTc}	Potencia de carga de BT (kW)
M_t^{Rede}	Costo de vender energía a la red (USD\$/kWh)	P_t^{Redr}	Potencia inyectada por la red (kW)
M_t^{Resa}	Costo de la carga adicionada de la RD (USD\$/kWh)	P_t^{Rede}	Potencia inyectada a la red (kW)
M_t^{Resd}	Costo de la carga disminuida de la RD (USD\$/kWh)	P_t^{Resa}	Potencia de la carga adicionada de la RD (kW)
M_t^{Pen}	Costo de la carga no atendida (USD\$/kWh)	P_t^{Resd}	Potencia de la carga disminuida de la RD (kW)
$P_{for,t}^{PV}$	Potencia fotovoltaica pronosticada en t	P_t^{Pen}	Potencia de la carga no atendida (kW)
$P_{for,t}^{WT}$	Potencia eólica pronosticada en t	U_t^{BM}	Variable booleana de la biomasa (kW)
$P_{max,t}^{BM}$	Potencia de biomasa máxima en t	U_t^{DG}	Variable booleana del generador diésel (kW)
$P_{min,t}^{BM}$	Potencia de biomasa mínima en t	U_t^{Red}	Variable booleana de la red (kW)
$P_{max,t}^{DG}$	Potencia de diésel máxima en t	U_t^{Res}	Variable booleana de la RD (kW)
$P_{min,t}^{DG}$	Potencia de diésel mínima en t	U_t^{BT}	Variable booleana de BT (kW)
$P_{max,t}^{Redr}$	Potencia máxima recibida de la red en t		

1. INTRODUCCIÓN

Debido a los beneficios que trae el uso de las fuentes de generación de energía renovables, tanto en el ámbito social como por los beneficios medioambientales, se han venido implementado las llamadas MG. En este sentido, una MG es una red eléctrica pequeña que consiste de diferentes fuentes de generación distribuida, como turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos y sistema de generación con biomasa, dispositivos de almacenamiento, carga, entre otros [1].

En la implementación de estos sistemas híbridos de generación se busca el suministro de energía a la carga de manera confiable y económica, incluyendo, para ello, no solo los costos de la energía de las diferentes fuentes del sistema, sino también, los precios de la energía de la red para el caso de conexión a la red eléctrica convencional. La unidad responsable de la operación confiable y económica de una MG y sus funcionalidades se denomina sistema de gestión de energía (EMS) [2]. Así mismo, estos sistemas de gestión se utilizan para optimizar, monitorear y controlar el desempeño de la MG mediante diferentes arquitecturas como la centralizada, descentralizada y distribuida [3], [4].

En este sentido, se han realizado trabajos bajo diferentes enfoques alrededor de los sistemas de gestión de energía que buscan alimentar a la carga, implementando para ello variadas estrategias de optimización e inclusión de diferentes sistemas de generación de energía y almacenamiento. Es así como en [5] se propone un modelo basado en un sistema multiagente para una MG integrada con fuentes renovables a nivel distribuido, logrando mayor robustez y un control de alto rendimiento en comparación con la distribución centralizada. En [6] se implementa el algoritmo de abejas artificial multiperiodo para la optimización de la operación una MG obteniendo una reducción de costos cercana al 30 % en comparación con otros algoritmos. Una técnica inteligente para EMS basada en una red neuronal recurrente se presente en [7] con el objetivo de encontrar la programación de potencia en una MG. En [8] se implementa optimización estocástica para la gestión de la energía del día siguiente de una MG rural aislada basada en renovables. Un EMS de dos niveles se propone en [9] para la gestión del lado de la oferta y la demanda de una MG aislada, logrando minimizar los costes de energía para los usuarios. En [10] se implementa la teoría de juegos para la programación de una MG en un esquema de dos etapas, con lo cual se logró reducir los costos de operación y la desviación de la tensión. Una estrategia de planificación multinivel interactiva para la gestión energética de redes de distribución con MG agrupadas se presenta en [11]. En [12] Se presenta un algoritmo de gestión estocástica para la operación óptima de una MG con alta penetración de recursos energéticos renovables, logrando un beneficio económico mediante la reducción en el costo total de la operación. En [13] se presenta un sistema multiagente para la gestión de un conjunto de MG distribuidas en un entorno aislado para evitar sobrecargas y descargas profundas de las baterías, además de mantener en buen funcionamiento la conexión común entre las MG. En estos estudios predominan fuentes renovables como la fotovoltaica y eólica, y fuentes no renovables como el diésel, así como almacenamiento en baterías y transferencia de energía con la red eléctrica convencional.

Una de las fuentes de energía que últimamente ha llamado la atención es la biomasa y en particular en Colombia existe una gran variedad de fuentes de biomasa residual en los contextos agrícola e industrial, y en particular el país cuenta con un potencial anual de generación de entre 442 y 698 MWh a partir de residuos de bosques plantados y naturales [14]. Sin embargo, solo el 0.8 % de los 15 GW de capacidad de generación eléctrica instalada en el país se sustenta en biomasa [15]. En este sentido, según [16] Colombia cuenta con un plan de expansión hacia el año 2030 para el desarrollo de más de 1.1 GW de proyectos de

fuentes de energía renovables no convencionales, en el cual la biomasa es una de las fuentes de principales para esta expansión. Lo anterior indica que el país se ha concientizado de las ventajas del aprovechamiento de este tipo de fuentes de una manera más técnica y organizada. Así mismo, un estudio sobre el potencial de los cultivos energéticos y los residuos agrícolas realizados por la UPME [17] sugiere que la biomasa residual se puede convertir en una fuente alternativa de energía renovable en Colombia.

El interés en la biomasa, para la generación de energía eléctrica, se ha visto reflejado en diferentes estudios en los cuales esta fuente es incorporada en sistemas híbridos de generación de energía eléctrica que busca alimentar una carga. Por ejemplo, en [18] se utiliza biomasa en una MG gestionada por un EMS, en el cual se combina un módulo de optimización estocástico y simulación de Monte Carlo planteando la naturaleza estocástica del gasificador mediante la función de densidad de probabilidad de Bernoulli. En [19] se propone un sistema de control para una MG que incluye biomasa para el suministro de electricidad, en la cual se incluyeron dos funciones de adecuación: el valor presente neto y un sistema del ciclo de vida de las emisiones dióxido de carbono. En [20] se desarrolló un modelo económico de programación lineal para evaluar el diseño y programación de un sistema de cogeneración (calor y electricidad) usando biomasa como una de sus fuentes principales. En [21] se desarrolló un esquema de control para una MG que incluye biomasa para el suministro de electricidad y de calor representando la naturaleza estocástica del gasificador mediante la función de densidad de probabilidad de Bernoulli. En [22] Se presenta un procedimiento de optimización jerárquica de dos niveles para la gestión de energía y el reparto de recursos de MG cooperativas basadas en fuentes de energía renovables en la industria de caña de azúcar Brasileña. Un sistema de gestión bajo un enfoque de programación de dos niveles se presenta en [23] para la operación de una microrred comunitaria, en la cual se considera a la biomasa como una de sus fuentes. Mediante el uso de módulos de plantas de biogás incorporadas en HOMER en [24] se presentan una serie de pasos para incluir parámetros técnicos y económicos con el fin simular la alimentación de un generador eléctrico a través del uso de biomasa. En [25] se propone un esquema coordinado de funcionamiento para una MG con múltiples fuentes que incluye instalaciones de eliminación de residuos de biomasa, estableciendo para ello, un modelo robusto de operación optimizada que busca maximizar la eliminación de residuos. Un sistema de gestión de energía para obtener el tamaño de cada elemento de forma óptima de una MG con inclusión de biomasa se presenta en [26] mediante modelos matemáticos para cada componente del sistema, comparando los resultados de cuatro algoritmos de optimización para determinar el mejor. En [27] se propone una estrategia de control jerárquica para la operación de una MG, mediante el desarrollo de un algoritmo que busca determinar los puntos óptimos de operación de los diferentes dispositivos que la integran, entre ellos, un generador de energía a partir de biomasa. En estos estudios evidencian la importancia que ha tomado la biomasa para el suministro de energía eléctrica a cargas conectadas a microrredes.

Por otro lado, mediante el proceso de gasificación, teniendo a la biomasa como materia prima, se obtiene un gas (syngas) que se utiliza en motores de combustión interna para la generación de energía eléctrica, para este propósito su composición es muy importante para decidir su uso en sistemas eléctricos. Por lo anterior, se han realizado estudios mediante modelos matemáticos que buscan predecir la composición del syngas considerando diferentes variables. Por ejemplo, en [28] se estudia el rendimiento de un gasificador de biomasa de flujo descendente utilizando un modelo de equilibrio para la zona de piro-oxidación y modelo cinético para la zona de reducción para averiguar los parámetros de funcionamiento adecuados para diferentes tipos de biomasa. En [29] se desarrolla el modelo de un gasificador de flujo descendente basado en el equilibrio químico en la zona de piro-oxidación y reacciones

químicas de velocidad finita y controladas cinéticamente en la zona de reducción. En [30] se desarrolla un modelo de equilibrio termodinámico basado en la constante de equilibrio para predecir la composición del syngas en un gasificador de residuos de flujo descendente.

El tipo de biomasa, la humedad de la biomasa y el factor de aire son variables que influyen no solo en la calidad del gas sino también en la energía eléctrica generada, lo cual puede influir negativamente en el buen comportamiento de una MG. Por ello, el uso de modelos matemáticos se convierte en una herramienta fundamental, con la cual se puede decidir qué tipo de biomasa utilizar y establecer valores adecuados para las variables mencionadas, de tal manera que se tenga certeza de su idoneidad para ser utilizada en MG.

Es evidente el interés en el estudio de EMS para gestionar MG, de la biomasa como fuente para la generación de energía eléctrica y del desarrollo de modelos matemáticos para predecir el comportamiento de gasificadores en el proceso de gasificación. Sin embargo, hasta donde tienen conocimiento los autores no existen estudios de EMS para MG con inclusión de biomasa, donde se considere la generación de energía eléctrica del sistema gasificador – generador mediante modelos matemáticos.

Este artículo propone, un sistema de gestión de energía que considera el comportamiento de un sistema gasificador – generador mediante el uso de modelos matemáticos en la generación de electricidad basada en biomasa en una MG compuesta por fuentes convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica, almacenamiento en baterías, respuesta a la demanda, y conexión a la red para el suministro económico de potencia a la carga.

Este artículo está organizado de la siguiente manera, en la sección 2 se describe la metodología usada para el desarrollo de sistema de gestión de energía y el análisis de la biomasa en la generación de energía eléctrica. En la sección 3 se presentan los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección 4 se presentan las conclusiones.

2. METODOLOGÍA

El sistema de gestión de energía propuesto en este estudio busca la operación óptima de una MG, para lo cual se siguen los siguientes pasos: se realiza la formulación matemática del sistema de gestión, se selecciona un lenguaje de programación para escribir el algoritmo que busca solucionar el problema de optimización y finalmente se realizan simulaciones. En este sentido, se define la función objetivo de optimización, que incluye los costos y las variables de decisión de cada una de las fuentes, almacenamiento y carga que hacen parte del sistema. Así mismo, se establecen una serie de restricciones que responden a las capacidades y límites mínimos y máximos tanto de las fuentes de generación como del almacenamiento y de la carga correspondiente a la respuesta a la demanda. Con estas ecuaciones matemáticas se efectúan una serie de simulaciones computacionales en MATLAB 2019a y se utilizan el toolbox CVX y el solucionador MOSEK. Este toolbox convierte a MATLAB en un lenguaje de modelamiento, permitiendo que se emplee su sintaxis para la descripción del objetivo y restricciones de problemas de optimización[31] y también facilita la escritura del problema en el entorno de MATLAB. Por su parte, el solucionador MOSEK se implementa en el entorno de CVX para solucionar el problema de optimización. Una vez se tiene la solución, se analizan los resultados tanto para el caso de la MG conectada a la red como para la MG aislada. El análisis de los resultados conduce, finalmente, a la conclusión sobre el funcionamiento del sistema de gestión propuesto.

2.1 Descripción de la microrred

El sistema de gestión de energía que se desarrolla para operar la MG que se muestra en la Figura 1. En esta figura se muestran cada una de las fuentes, almacenamiento y cargas que hacen parte de la MG en consideración. En la Tabla 1 se muestran las capacidades de los dispositivos que hacen parte de la MG. Los valores mínimos y máximos de los generadores corresponden al rango de valores de potencia que estos pueden suministrar en el momento de su operación. Se debe especificar que, en condiciones ideales de generación, la MG puede alimentar una carga máxima de 118.4 kW. Por su parte, La energía nominal de las baterías corresponde a 48 kWh.

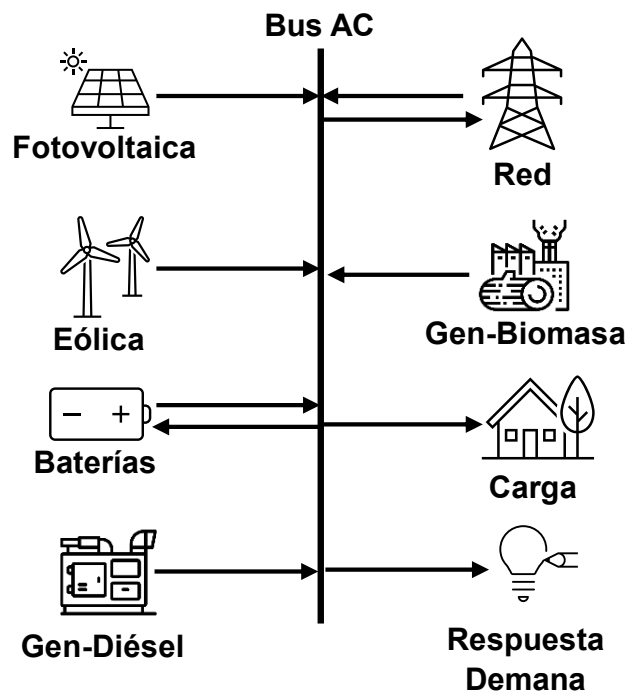


Figura 1. Dispositivos de generación, almacenamiento y carga de la MG. Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Parámetros de los generadores y del almacenamiento. Fuente: Elaboración propia.

Componente	Valor Mínimo	Valor Máximo	Unidad
Generador fotovoltaico	0.0	5.4	kW
Generador eólico	0.0	5.0	kW
Generador alimentado con Biomasa	0.0	30.0	kW
Generador diésel	3.0	10.0	kW
Almacenamiento	9.0	48.0	kWh
Red	0.0	20.0	kW

2.2 Formulación matemática del EMS

En esta sección se presenta el modelo de optimización del EMS, las restricciones asociadas a los generadores, respuesta a la demanda y el modelo matemático del sistema de almacenamiento.

2.2.1 Función objetivo

En este estudio se formula una función objetivo como parte fundamental para cumplir con el suministro económico de potencia a la carga en un horizonte de optimización de 24 horas en intervalos de 15 minutos ($\Delta t = 15 \text{ min}$). En esta ecuación se considera el costo de generación de todos los generadores, el almacenamiento, la respuesta a la demanda, la carga no atendida y el costo de energía de la red. La función objetivo se muestra en (1).

$$Z = \min \sum_{t=1}^{Np} \{M_t^{PV} P_t^{PV} + M_t^{WT} P_t^{WT} + M_t^{BM} P_t^{BM} + M_t^{DG} (a(P_t^{DG})^2 + bP_t^{DG} + c) + M_t^{BTd} P_t^{BTd} - M_t^{BTc} P_t^{BTc} + M_t^{Redr} P_t^{Redr} - M_t^{Rede} P_t^{Rede} - M_t^{Resa} P_t^{Resa} + M_t^{Resd} P_t^{Resd} + M_t^{Pen} P_t^{Pen}\} \cdot \Delta t \quad (1)$$

En este caso, el consumo de combustible del generador diésel se representa por medio de una ecuación cuadrática cuyos coeficientes se representan mediante los términos a , b y c [32], donde $a = 0.071 \text{ kW}^{-1}$, $b = 0.009$ y $c = 0.002 \text{ kW}$ para este estudio.

Para asegurar que los puntos de operación de los generadores, la respuesta a la demanda, el almacenamiento y la red estén dentro de los rangos mínimos y máximos de sus capacidades, se establecen las siguientes restricciones para el problema de optimización.

A continuación, se presentan las restricciones:

2.2.2 Balance de potencia

En toda la operación de la MG se debe cumplir con el balance de potencia, el cual se muestra en (2).

$$P_t^{PV} + P_t^{WT} + P_t^{BM} + P_t^{DG} + P_t^{BTd} + P_t^{Redr} + P_t^{Pen} = P_t^L + P_t^{Resa} - P_t^{Resd} + P_t^{BTc} + P_t^{Rede} \quad (2)$$

2.2.3 Restricciones de las fuentes renovables

Los límites de generación de las fuentes renovables como la fotovoltaica, la eólica y la de biomasa se muestran en (3), (4) y (5), respectivamente.

$$0 \leq P_t^{PV} \leq P_{for,t}^{PV} \quad (3)$$

$$0 \leq P_t^{WT} \leq P_{for,t}^{WT} \quad (4)$$

$$U_t^{BM} P_{min,t}^{BM} \leq P_t^{BM} \leq U_t^{BM} P_{max,t}^{BM} \quad (5)$$

En el caso de (5) si U_t^{BM} es igual a 1 el gasificador estará habilitado para operar, en caso contrario estará apagado. En este estudio el pronóstico de generación de las fuentes renovables se recibe de manera externa.

2.2.4 Restricciones del generador diésel

En (6) se muestran los límites de generación del generador diésel.

$$U_t^{DG} P_{min,t}^{DG} \leq P_t^{DG} \leq U_t^{DG} P_{max,t}^{DG} \quad (6)$$

En este caso, si U_t^{DG} es igual a 1 el generador diésel estará habilitado para operar, en caso contrario estará apagado.

2.2.5 Restricciones del intercambio de potencia con la red

En las ecuaciones (7) y (8) se muestran los límites máximos de inyección de potencia de la red a la MG y de inyección de potencia de la MG a la red en el tiempo t , respectivamente.

$$0 \leq P_t^{Redr} \leq (1 - U_t^{Red}) P_{max,t}^{Redr} \quad (7)$$

$$0 \leq P_t^{Rede} \leq U_t^{Red} P_{max,t}^{Rede} \quad (8)$$

En el caso de (7) y (8) si U_t^{Red} igual a 1 la red podrá inyectar potencia a la MG y en caso contrario la MG podrá inyectar potencia a la red.

2.2.6 Respuesta a la demanda

La respuesta a la demanda se implementa por medio de cargas desplazables en un enfoque de adición o disminución de carga según lo planteado en [33]. En (9) y (10) se describen las restricciones de la respuesta a la demanda, mientras que la suma de las cargas adicionadas y disminuidas deben ser iguales en el horizonte de optimización, esto se muestra en (11). Donde $\beta = 0.1$ para este estudio.

$$0 \leq P_t^{Resa} \leq \beta U_t^{Res} P_t^L \quad (9)$$

$$0 \leq P_t^{Resd} \leq \beta (1 - U_t^{Res}) P_t^L \quad (10)$$

$$\sum_{t=1}^{Np} P_t^{Resa} = \sum_{t=1}^{Np} P_t^{Resd} \quad (11)$$

En el caso de (9) y (10) si U_t^{Res} igual a 1 se podrá adicionar carga a la MG, en caso contrario se podrá disminuir carga.

2.2.7 Tiempos de operación y rampas de aceleración de los generadores diésel y biomasa

En el horizonte de optimización ambos generadores operan 10 horas, lo que corresponde a 40 periodos de operación considerando el intervalo de optimización de 15 minutos.

El tiempo de operación del generador diésel debe cumplir con la restricción que se muestra en (12).

$$\sum_{t=1}^{Np} U_t^{DG} \leq 40 \quad (12)$$

En cuanto al tiempo de operación del gasificador, se utiliza el parámetro de habilitación U_t^{BM} para 40 periodos de tiempo, considerando que este opera en un horario determinado.

Por otra parte, las tasas de rampas de aceleración y desaceleración se consideran para los motores, que pueden restringir la salida de potencia de estos entre dos periodos consecutivos debido a sus limitaciones físicas, incluyendo los periodos de encendido y apagado [34]. Por lo anterior, las rampas de aceleración y desaceleración se incluyen en el algoritmo de gestión mediante (13) considerando lo establecido en [35] y [36].

$$R_L^{gen,i} \leq (P_t^{gen,i} - P_{t-1}^{gen,i}) \leq R_U^{gen,i} \quad (13)$$

2.2.8 Modelo matemático de las baterías y límites de almacenamiento

De acuerdo con [37] la energía acumulada en las baterías se define mediante (14). Donde $\eta_c = 0.9$ y $\eta_d = 0.9$ para este estudio.

$$E_t^{BT} = E_{(t-1)}^{BT} + \eta_c U_t^{BT} P_t^{BTc} \Delta t - (1 - U_t^{BT}) \frac{P_t^{BTd} \Delta t}{\eta_d} \quad (14)$$

El límite de almacenamiento en las baterías se muestra en (15).

$$E_{min}^{BT} \leq E_t^{BT} \leq E_{max}^{BT} \quad (15)$$

Dichos valores están limitados para alargar la vida útil de las baterías, evitando descargas profundas y sobre cargas [37]. Los límites de las potencias de carga y descarga se muestran en (16) y (17).

$$0 \leq P_t^{BTc} \leq U_t^{BT} P_{tasa}^{BTc} \quad (16)$$

$$0 \leq P_t^{BTd} \leq (1 - U_t^{BT}) P_{tasa}^{BTd} \quad (17)$$

Donde, U_t^{BT} permite la descarga o carga de las baterías, si esta variable es igual a 1 las baterías se pueden cargar, de lo contrario se pueden descargar.

Por otra parte, también es posible determinar el estado de carga de las baterías por medio de (18).

$$SOC_t = 100\% * \frac{E_t^{BT}}{E_{nom}^{BT}} \quad (18)$$

2.3 Análisis de la biomasa en la generación de energía eléctrica

Como se evidenció, la biomasa es una de las fuentes que ha sido utilizada en MG [18], [21], [20], para la generación tanto de electricidad como de calor en plantas de cogeneración [38]. Sin embargo, una de las propiedades más importantes del gas de síntesis obtenidos de la gasificación y utilizado para generar electricidad es el poder calorífico, el cual depende de factores como la humedad de la biomasa, la temperatura de gasificación, la composición del gas y factor de aire. Cualquier variación en los parámetros descritos puede alterar el poder calorífico del syngas y afectar la generación de electricidad. Por lo anterior, es fundamental analizar el comportamiento del gasificador en la generación de energía bajo diferentes parámetros de humedad y relación aire combustible.

En general, el esquema utilizado en la implementación de sistemas de generación de electricidad con biomasa es como se muestra en la Figura 2, en donde se puede apreciar que dicho sistema está compuesto por un gasificador, en el cual se ingresa biomasa y se obtiene como producto gas de síntesis o syngas que luego se utiliza como combustible en un generador por combustión interna para producir electricidad y alimentar una carga. En la Figura 2 también se puede apreciar las diferentes zonas en las que se divide un gasificador y que son consideradas para realizar modelos matemáticos para estudiar, mediante simulaciones, el comportamiento de este equipo.

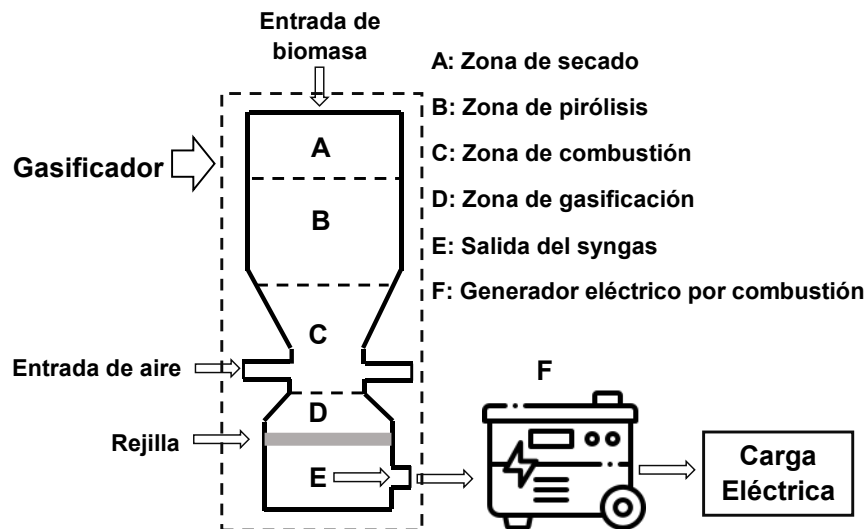


Figura 2. Sistema de generación de electricidad a partir de biomasa. Fuente: Modificado de [39].

El interés en el uso de la biomasa se evidencia mediante diferentes estudios realizados para analizar su comportamiento mediante simulaciones. En algunos estudios se desarrollan modelos matemáticos del gasificador y se analiza la composición del syngas, mientras que en otros estudios se modela tanto el gasificador como el generador por combustión conectado a este. Es así como en [40] se realiza un estudio, mediante simulaciones, para analizar el poder calorífico del syngas de la biomasa de madera de caucho y de la generación de energía eléctrica para diferentes valores de factor de aire y humedad. En este estudio se corroboran los resultados experimentales de [41] y [42] para el poder calorífico del syngas, donde se reporta que el poder calorífico puede aumentar con el aumento de la humedad para bajos valores del factor de aire. Sin embargo, se afirma que en general bajos contenidos de humedad en la biomasa aumenta el poder calorífico del syngas, pero los contenidos altos de humedad representan una mayor demanda de calor para evaporarlo y, por lo tanto, afectaría el proceso.

En el análisis de generación de electricidad realizado en [40] se considera el trabajo de [43] y se afirma que los resultados obtenidos, para este caso, son consecuencia directa de los resultados obtenidos para el poder calorífico bajo diferentes valores de humedad y relación aire – combustible, ya que la potencia de salida del gasificador depende del poder calorífico del combustible de operación.

Siguiendo el procedimiento reportado en [40], en este estudio se realizaron simulaciones con biomasa de cascarilla de arroz, cuya composición fisicoquímica es: carbono 33.8 %, hidrógeno 4.9 %, nitrógeno 1.4 %, azufre 0.01 % y oxígeno 40.02 %; para obtener la potencia eléctrica de salida del generador conectado a un gasificador para diferentes valores de factor de aire y humedad [44]. El resultado obtenido se muestra en la Figura 3, en la cual se observa

cómo cambia la potencia eléctrica con la variación de los parámetros considerados. Lo anterior es consecuencia directa de la composición del syngas obtenido del proceso de gasificación de la biomasa de cascarilla de arroz. En el presente estudio, el resultado de la potencia de salida del proceso de simulación del sistema gasificador – generador es una entrada al sistema de gestión de energía planteado. En este caso se escoge como parámetros para las simulaciones del gasificador – generador una humedad de la biomasa de 8.75 % y una relación de aire de 0.39, los cuales son valores normales de operación, para obtener finalmente una potencia cercana a 15 kW.

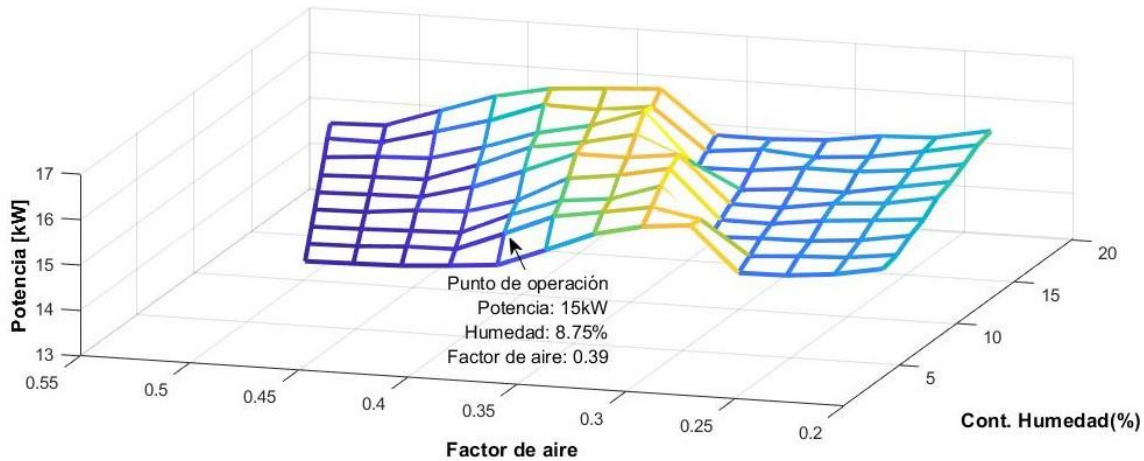


Figura 3. Variación de la potencia del generador como función del factor de aire del gasificador y humedad de la biomasa de cascarilla de arroz. Fuente: Elaboración propia.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron simulaciones para comprobar el funcionamiento del EMS propuesto para los casos de la MG conectada a la red y aislada. Las simulaciones se llevaron a cabo en Matlab 2019a y los precios utilizados, en dólares estadounidenses por kWh ($\frac{\text{USD}\$}{\text{kWh}}$), para M_t^{PV} , M_t^{WT} y M_t^{WT} , fueron 0.104, 0.109, 0.126, respectivamente. Por su parte, los precios utilizados para M_t^{BTc} , M_t^{BTd} , M_t^{Pen} , M_t^{Resa} y M_t^{Resd} , fueron 0.147, 0.164, 3.038, 0.152, 0.152, respectivamente. Entre tanto, el precio del galón de combustible diésel se tomó como $M_t^{\text{DG}} = 2.025 \frac{\text{USD}\$}{\text{galón}}$. Los pronósticos de generación de las fuentes renovables, la carga y los precios de compra – venta de energía de la red utilizados en las simulaciones se muestran en la Figura 4, Figura 5, y Figura 6 respectivamente. El EMS recibe de manera externa la información de pronóstico de la generación con biomasa, al igual que lo hace con las demás fuentes renovables.

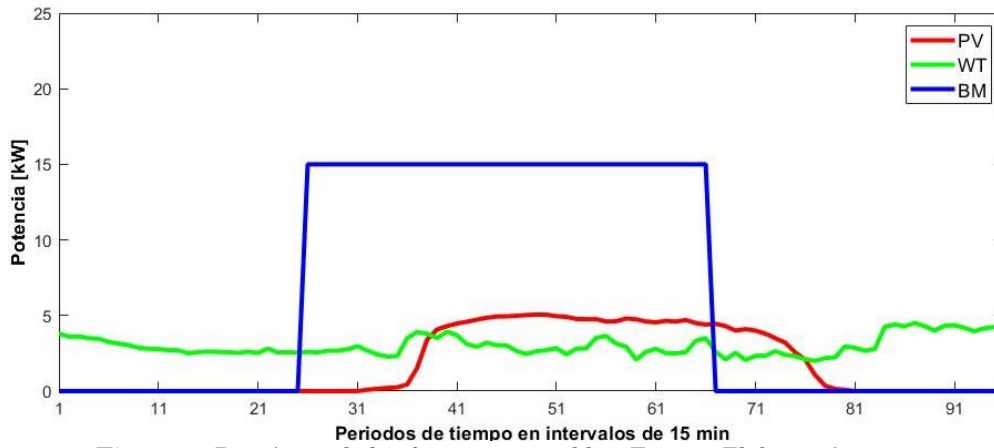


Figura 4. Pronóstico de las fuentes renovables. Fuente: Elaboración propia

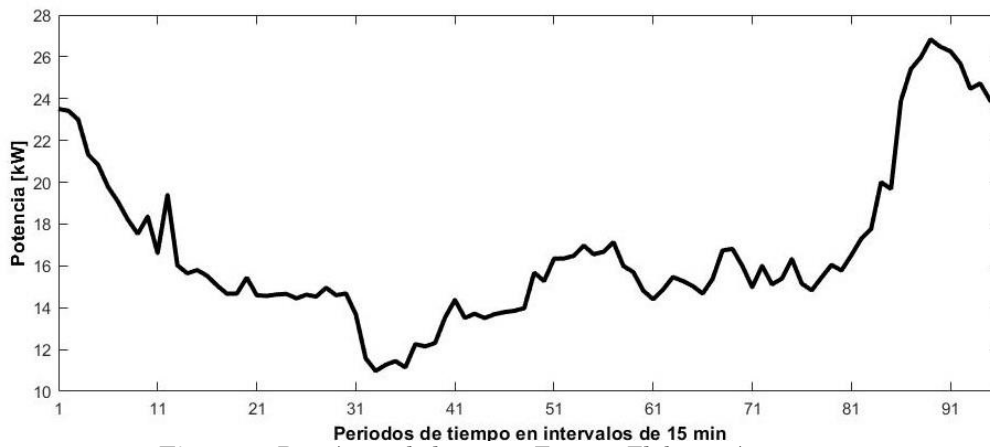


Figura 5. Pronóstico de la carga. Fuente: Elaboración propia.

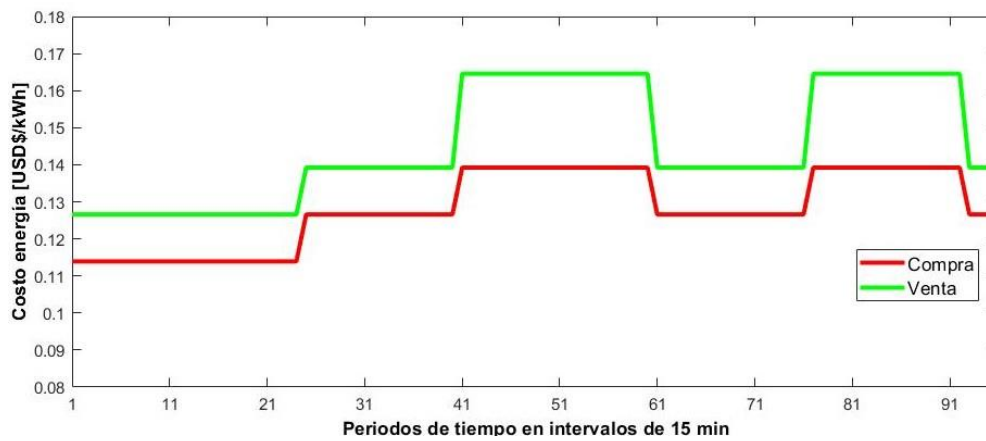


Figura 6. Costo de energía de la red. Fuente: Elaboración propia.

3.1 Resultados de la MG conectada a la red

En la Figura 7 se muestra el resultado de la distribución de las fuentes de generación después de la ejecución del EMS. En dicha figura, los valores de potencia positivos representan la energía suministrada a la carga, mientras que los valores de potencia negativos representan la energía inyectada a la red y a las baterías. Durante todos los

periodos de operación de la MG se utiliza en su totalidad la potencia generada por las fuentes fotovoltaica y eólica, dado que el costo de la energía de estas dos fuentes es menor en comparación con las demás fuentes y almacenamiento. En los periodos 1 – 23 y 65 – 96 se aprecia que la red inyecta potencia a la MG con el objetivo de alimentar a la carga, mientras que la fuente de biomasa se utiliza desde el periodo 25 al 65, aportando gran parte de la potencia producida a la MG. En este periodo de operación, la potencia generada por las fuentes renovables también se utiliza para cargar las baterías e inyectar potencia a la red, demostrando la versatilidad del EMS propuesto, al considerar la operación de carga de baterías y de inyección de potencia a la red. En los escenarios 1 – 40 se cargan las baterías, ya que estas inician en un 20 % de carga y el costo de energía de la red da lugar a que este proceso sea posible. Durante los periodos 76 – 93 se aprecia que las baterías se descargan, ya que las demás fuentes son insuficientes para alimentar a la carga. Por su parte, dado que el costo de generación de energía del generador diésel es alto en comparación con las demás fuentes, este dispositivo no entra en operación durante el horizonte de planeación y se prioriza el uso de aquellas fuentes cuyo costo sea más económico.

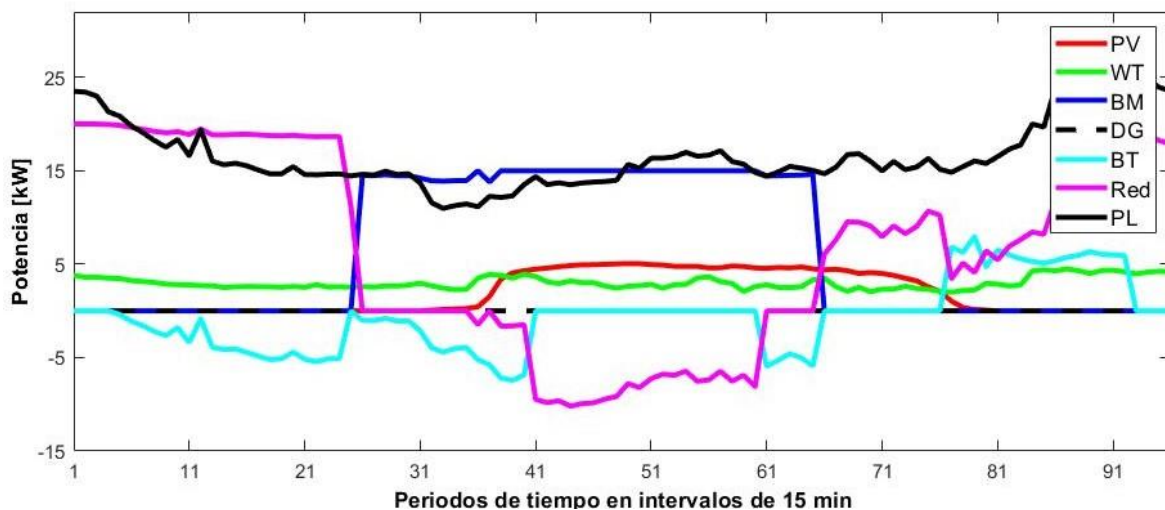


Figura 7. Gestión de la MG conectada a la red. Elaboración propia.

El estado de carga de las baterías para el caso de la MG conectada a la red se muestra en la Figura 8. La gestión de la MG inicia con unas baterías en 20 % de estado de carga y dada las condiciones que se presentan en la MG, con respecto a las fuentes y la red, las baterías inician el proceso de carga desde el periodo 4 hasta el periodo 40, llegando aproximadamente al 87 % de carga. Este valor permanece constante hasta el periodo 60, momento en el cual comienza un nuevo proceso de carga que se mantiene hasta el periodo 65. A partir de este periodo, las baterías se mantienen con un 100 % de carga hasta el periodo 76. Luego inicia un proceso de descarga en el periodo 76 y se mantiene hasta el periodo 92 llegando a un 50 % de SOC. Durante todo el horizonte de tiempo, las baterías se mantienen entre los SOC mínimos (20 %) y máximos (100 %) establecidos para su operación.

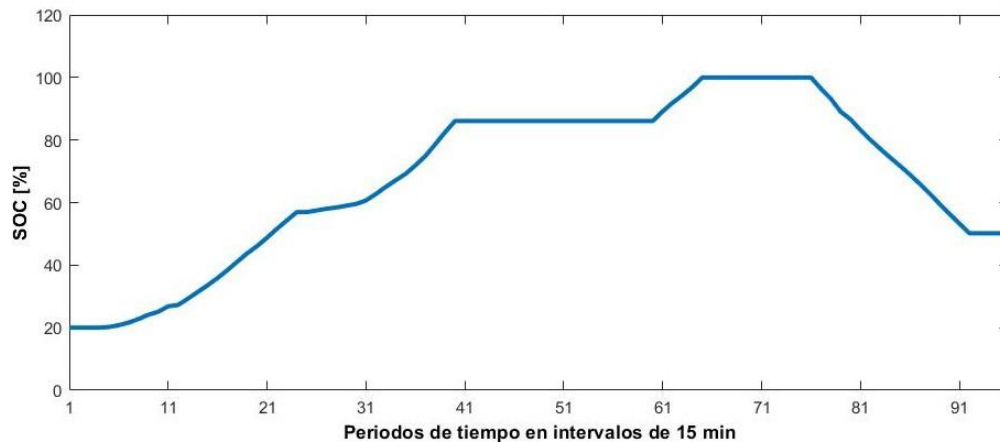


Figura 8. Estado de carga de las baterías en la MG conectada a la red. Fuente: Elaboración Propia

El resultado de la respuesta a la demanda se muestra en la Figura 9. En dicha figura *Res aum* (línea roja) representa la carga adicionada a la MG y *Res dis* (línea azul) representa la carga disminuida de la MG. En todo caso, se adiciona carga mientras los precios de energía de la red sean económicos y existan excedentes por parte de las fuentes de generación. La adición de carga se presenta durante los periodos 3 – 23, 26 – 40 y 61 – 65. Por otro lado, la disminución de carga es consecuencia de la opción que tiene el EMS de manejar la respuesta a la demanda de acuerdo con la máxima carga que se puede desplazar. La disminución de carga se presenta durante los periodos 25, 41 – 60 y del 66 – 96.

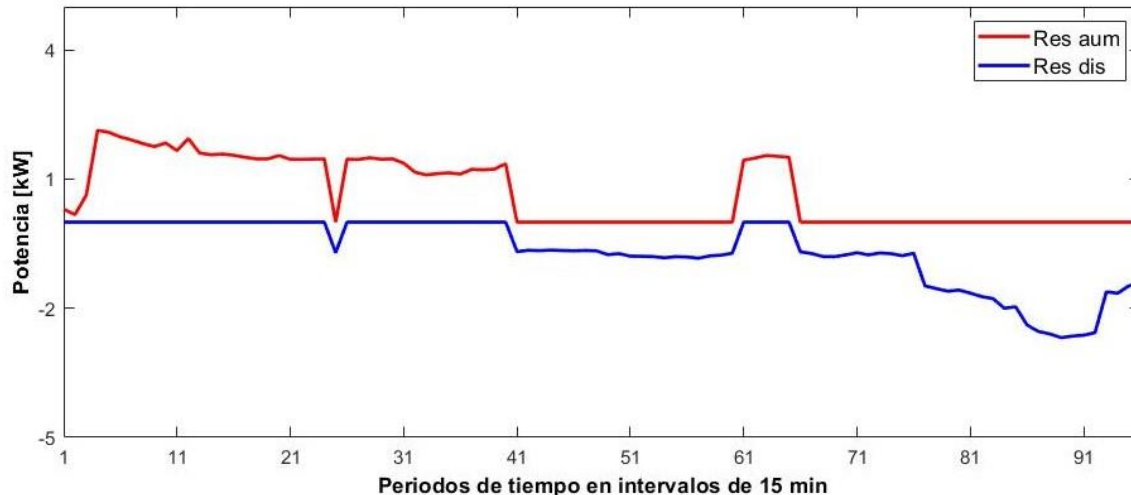


Figura 9. Respuesta a la demanda MG conectada a la red. Fuente: Elaboración Propia.

3.2 Resultados de la MG aislada

En la Figura 10 se muestra el resultado de la distribución de las fuentes de generación después de la ejecución del EMS en la MG aislada. Durante el horizonte de operación se puede apreciar cómo se utiliza en su totalidad las potencias generadas por las fuentes fotovoltaica y eólica, mientras que se aprovecha, en gran medida, la potencia generada por el gasificador durante los periodos 24 – 65, momento en el que está habilitado para operar.

En la Figura 10 también se puede apreciar que durante los periodos 1 – 24, 79 y 81 – 95 se emplea el generador diésel en su máxima capacidad, cumpliendo con el tiempo de operación de 40 periodos, esto debido a la necesidad que existe de alimentar a la carga. Durante los periodos 25 – 65 se cargan las baterías en respuesta a que existen excedentes de generación por parte de las fuentes renovables, mientras que existe descarga en los periodos 66 – 96 en respuesta a la necesidad de alimentar a la carga.

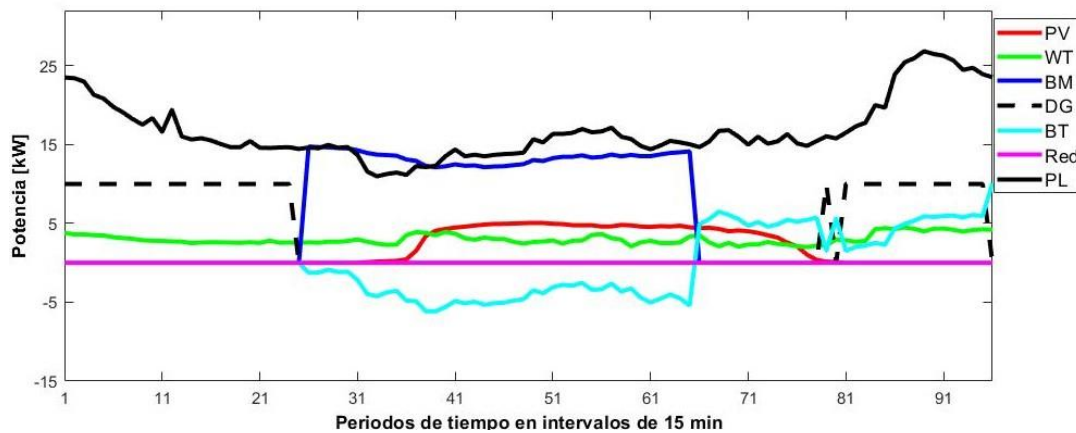


Figura 10. Gestión de la MG aislada. Fuente: Elaboración propia.

El estado de carga de las baterías se muestra en la Figura 11. En donde, inicialmente se supone que las baterías están en su mínimo estado de carga (20 %) y se mantienen en ese nivel hasta el periodo 25, momento en el cual inicia un proceso de carga hasta el periodo 65, donde alcanzan un 100 % de carga. A partir del periodo 65, empieza un proceso de descarga por la necesidad de alimentar a la carga y se mantiene hasta el periodo 96 alcanzando el estado mínimo de carga. Cabe resaltar que durante el horizonte de optimización las baterías se mantienen en los rangos mínimos y máximo de carga establecidos inicialmente, demostrando la efectividad del EMS en conservar los niveles de carga de las baterías.

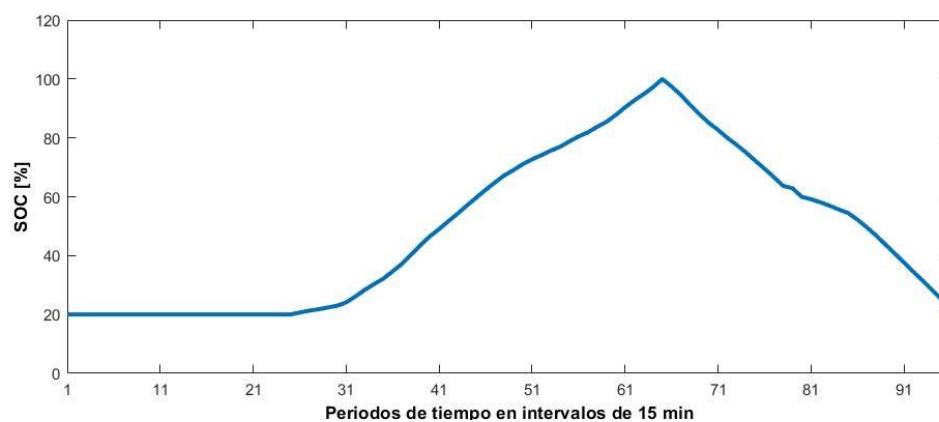


Figura 11. Estado de carga de las Baterías en la MG aislada. Fuente: Elaboración propia.

El resultado de la respuesta a la demanda para el caso de la MG aislada se muestra en la Figura 12. En este caso se puede apreciar que se adiciona carga (línea roja) durante los periodos 26 – 65, momento en el cual se presentan excedentes de generación por parte de las fuentes presentes en el sistema. Por otro lado, la disminución de carga (línea azul) surge como

consecuencia de la acción del EMS para disminuir carga hasta los niveles permitidos y también a la existencia de poca generación de potencia. La disminución de carga se presenta en los periodos 1 – 16, 18 – 25 y 66 – 96.

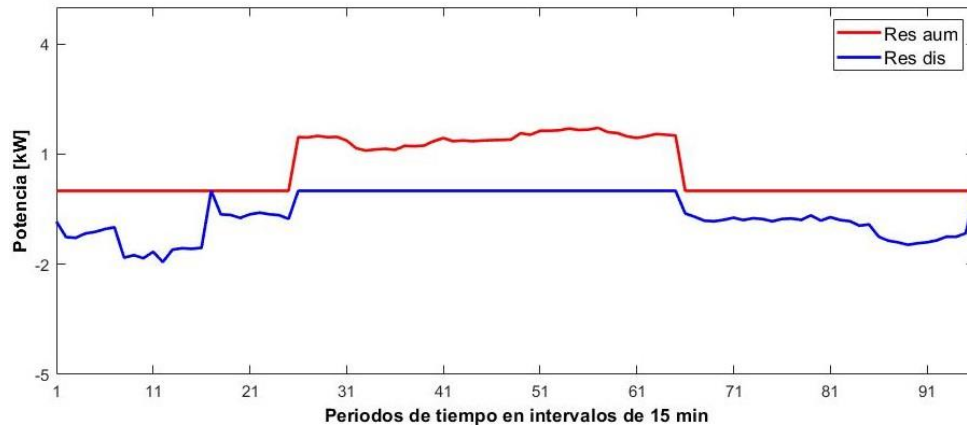


Figura 12. Respuesta a la demanda en la MG aislada. Fuente: Elaboración propia.

Como consecuencia de la escasez de generación de potencia por parte de las fuentes de la MG y a que las baterías se encuentran en su mínimo de carga, se presenta demanda no atendida. Lo anterior se muestra en la Figura 13, donde se puede apreciar que en el periodo 1 – 25 existe demanda no atendida, al igual que en el periodo 65 – 96.

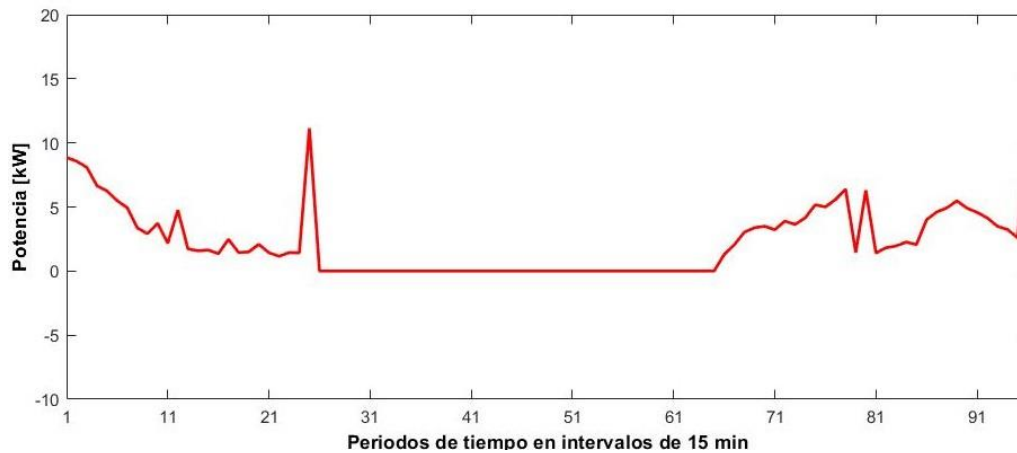


Figura 13. Respuesta a la demanda en la MG aislada. Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

En este estudio se realizó el desarrollo de un sistema de gestión de energía para una MG que incluye fuentes convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica en conjunto con almacenamiento mediante baterías, conexión a la red y respuesta a la demanda. En particular, se incluyó a la biomasa debido al creciente interés que existe alrededor del uso de este tipo de fuentes. El aporte de energía de la biomasa a la MG se realizó mediante un modelo matemático presente en la literatura, el cual permitió estudiar el comportamiento del

conjunto gasificador – generador en la generación de potencia para diferentes valores de humedad de la biomasa de cascarilla de arroz y factor de aire.

Se realizaron simulaciones para los casos de la MG conectada a la red y aislada, evidenciando que el EMS propuesto atendió a la carga de manera económica, operando entre los límites establecidos como restricción para cada una de las fuentes y almacenamiento del sistema.

Para la MG conectada a la red se pudo evidenciar que la red eléctrica se utilizó en momentos de escasez de generación por parte de las fuentes renovables e igualmente recibía potencia de la MG cuando existía excedentes de generación de potencia. Así mismo, se pudo constatar la interacción de las baterías con la MG aportando potencia en aquellos momentos en que se les requería y recibiendo potencia para cargarse en momentos de precios bajos de energía de la red y de excedentes de generación de potencia de las fuentes renovables. En el caso de la MG conectada a la red no se presentó la activación del generador diésel para el suministro de potencia, debido a que su costo de operación era mayor al de las demás fuentes y porque estas últimas contaban con la capacidad de potencia suficiente para alimentar a la carga.

En el caso de la MG aislada fue necesaria la utilización del generador diésel, durante el periodo de tiempo establecido como restricción, debido a que existía demanda de carga que debía ser alimentada y el EMS cumplió con este objetivo, a pesar del costo del combustible diésel. Así mismo, el EMS priorizó el uso de las fuentes renovables considerando el precio de cada una de estas fuentes y se atendió no solo a la carga, sino también, a las baterías para que se cargaran y se descargaran en momentos determinados.

En ambos casos se atendió a la respuesta a la demanda, adicionando carga en momentos de excedentes de generación y disminuyendo carga en momentos establecidos por el EMS, cumpliendo con las restricciones establecidas para ello. En el caso de la MG aislada se presentó demanda no atendida debido a que la generación no era suficiente para atender a la carga.

5 AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al proyecto “Transformación estratégica para el sector energético colombiano en el horizonte 2030” adjudicado por la convocatoria 788 de MinCiencias (Programa de Ecosistemas Científicos). Número de contrato FP44842-210-2018. De igual manera, el autor Albert Deluque Pinto agradece a la Universidad de La Guajira por el apoyo brindado para su formación doctoral.

El artículo no contó con el apoyo económico de algún proyecto ni de alguna agencia financiadora pública o privada.

CONFLICTO DE INTERÉS

Los autores declaramos no tener conflictos de interés, ni financiero, ni profesional, ni personal que pueda influir de forma inapropiada en los resultados obtenidos o las interpretaciones propuestas.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Albert Deluque Pinto: Desarrollo de la investigación, compilación de los artículos, estructuración, análisis de los resultados, redacción, Desarrollo e implementación del algoritmo, revisión y apropiación final del artículo.

Ernesto Pérez González: Orientación de la temática, contribución con los conceptos propios del sistema de gestión de energía, estructuración, revisión y apropiación final del artículo.

Gail Gutiérrez Ramírez: Orientación de la temática, estructuración, revisión y apropiación final del artículo.

6 REFERENCIAS

- [1] J. Shen; C. Jiang; Y. Liu; X. Wang, “A Microgrid Energy Management System and Risk Management under an Electricity Market Environment”, *IEEE Access*, vol. 4, no. 1, pp. 2349–2356, Apr. 2016. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2016.2555926>
- [2] F. Z. Harmouch; N. Krami; N. Hmina, “A multiagent based decentralized energy management system for power exchange minimization in microgrid cluster”, *Sustain. Cities Soc.*, vol. 40, pp. 416–427, Jul. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.04.001>
- [3] F. Valencia; D. Sáez; J. Collado; F. Ávila; A. Marquez; J. J. Espinosa, “Robust Energy Management System Based on Interval Fuzzy Models”, *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 24, no. 1, pp. 140–157, Apr. 2016. <https://doi.org/10.1109/TCST.2015.2421334>
- [4] J. M. Raya-Armenta; N. Bazmohammadi; J. G. Avina-Cervantes; D. Sáez; J. C. Vasquez; J. M. Guerrero, “Energy management system optimization in islanded microgrids: An overview and future trends”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111327, Oct. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111327>
- [5] M. W. Khan; J. Wang; L. Xiong; M. Ma, “Modelling and optimal management of distributed microgrid using multi-agent systems”, *Sustain. Cities Soc.*, vol. 41, pp. 154–169, Aug. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.05.018>
- [6] M. Marzband; F. Azarnejadian; M. Savaghebi; J. M. Guerrero, “An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with markov chain”, *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 1712–1722, Sep. 2017. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2015.2422253>
- [7] K. Roy; K. K. Mandal; A. C. Mandal, “Ant-Lion Optimizer algorithm and recurrent neural network for energy management of micro grid connected system”, *Energy*, vol. 167, pp. 402–416, Jan. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.153>
- [8] A. Ghasemi; M. Enayatzare, “Optimal energy management of a renewable-based isolated microgrid with pumped-storage unit and demand response”, *Renew. Energy*, vol. 123, pp. 460–474, Aug. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.072>
- [9] S. M. Azzam; T. Elshabrawy; M. Ashour, “A Bi-level Framework for Supply and Demand Side Energy Management in an Islanded Microgrid”, *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 3203, pp. 1–12, Jan. 2022. <https://doi.org/10.1109/TII.2022.3144154>
- [10] B. Javanmard; M. Tabrizian; M. Ansarian; A. Ahmarinejad, “Energy management of multi-microgrids based on game theory approach in the presence of demand response programs, energy storage systems and renewable energy resources”, *J. Energy Storage*, vol. 42, p. 102971, Oct. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102971>
- [11] R. Saki; E. Kianmehr; E. Rokrok; M. Doostizadeh; R. Khezri; M. Shafie-khah, “Interactive Multi-level planning for energy management in clustered microgrids considering flexible demands”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 138, p. 107978, Jun. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107978>
- [12] N. Eghbali; S. M. Hakimi; A. Hasankhani; G. Derakhshan; B. Abdi, “Stochastic energy management for a renewable energy based microgrid considering battery, hydrogen storage, and demand response”, *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 30, p. 100652, Jun. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100652>
- [13] A. Sánchez Silvera; J. G. Guarnizo-Marín; E. F. Forero-García; D. Montenegro-Martínez, “Decentralized Energy Management System Based on Multi-agents to Operate Multiple Microgrids”, *Tecnológicas*, vol. 24, no. 51, p. e1880, Jun. 2021. <https://doi.org/10.22430/22565337.1880>

- [14] M. F. H. Masum; P. Dwivedi; R. De La Torre, “Assessing economic and environmental feasibility of wood-based electricity generation in South America: A case study from Colombia”, *For. Policy Econ.*, vol. 124, p. 102381, Mar. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.forpol.2020.102381>
- [15] A. Sagastume Gutiérrez; J. J. Cabello Eras; L. Hens; C. Vandecasteele, “The energy potential of agriculture, agroindustrial, livestock, and slaughterhouse biomass wastes through direct combustion and anaerobic digestion. The case of Colombia”, *J. Clean. Prod.*, vol. 269, p. 122317, Oct. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122317>
- [16] T. González Estrada; J. A. Valencia Marín; Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, Bogotá, Colombia, 2015. http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- [17] AENE Consultoria, “Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia: informe final”, Bogotá, Colombia, ANC-631 – 03, Jul. 2003. <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1287>
- [18] Y. Zheng; B. M. Jenkins; K. Kornbluth; C. Træholt, “Optimization under uncertainty of a biomass-integrated renewable energy microgrid with energy storage”, *Renew. Energy*, vol. 123, pp. 204–217, Aug. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.120>
- [19] A. Gonzalez; J.-R. Riba; B. Esteban; A. Rius, “Environmental and cost optimal design of a biomass–Wind–PV electricity generation system”, *Renew. Energy*, vol. 126, pp. 420–430, Oct. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.062>
- [20] Y. Zheng; B. M. Jenkins; K. Kornbluth; A. Kendall; C. Træholt, “Optimal design and operating strategies for a biomass-fueled combined heat and power system with energy storage”, *Energy*, vol. 155, pp. 620–629, Jul. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.036>
- [21] Y. Zheng; B. M. Jenkins; K. Kornbluth; A. Kendall; C. Træholt, “Optimization of a biomass-integrated renewable energy microgrid with demand side management under uncertainty”, *Appl. Energy*, vol. 230, pp. 836–844, Nov. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.015>
- [22] M. M. Morato; J. D. Vergara-Dietrich; P. R. C. Mendes; J. E. Normey-Rico; C. Bordons, “A Two-Layer EMS for Cooperative Sugarcane-based Microgrids”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, p. 105752, Jun. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105752>
- [23] N. Tomin *et al.*, “Design and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources”, *Renew. Energy*, vol. 183, pp. 903–921, Jan. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.11.024>
- [24] D. Ribó-Pérez; Á. Herraiz-Cañete; D. Alfonso-Solar; C. Vargas-Salgado; T. Gómez-Navarro, “Modelling biomass gasifiers in hybrid renewable energy microgrids; a complete procedure for enabling gasifiers simulation in HOMER”, *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 501–512, Aug. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.083>
- [25] P. Sun; T. Yun; Z. Chen, “Multi-objective robust optimization of multi-energy microgrid with waste treatment”, *Renew. Energy*, vol. 178, pp. 1198–1210, Nov. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.041>
- [26] M. B. Eteiba; S. Barakat; M. M. Samy; W. I. Wahba, “Optimization of an off-grid PV/Biomass hybrid system with different battery technologies”, *Sustain. Cities Soc.*, vol. 40, pp. 713–727, Jul. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.01.012>
- [27] C. Wang; Y. Liu; X. Li; L. Guo; L. Qiao; H. Lu, “Energy management system for stand-alone diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system”, *Energy*, vol. 97, pp. 90–104, Feb. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.099>
- [28] P. C. Roy; A. Datta; N. Chakraborty, “An assessment of different biomass feedstocks in a downdraft gasifier for engine application”, *Fuel*, vol. 106, pp. 864–868, Apr. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.12.053>
- [29] P. C. Roy; A. Datta; N. Chakraborty, “Modelling of a downdraft biomass gasifier with finite rate kinetics in the reduction zone”, *Int. J. Energy Res.*, vol. 33, no. 9, pp. 833–851, Jul. 2009. <https://doi.org/10.1002/er.1517>
- [30] S. Jarungthammachote; A. Dutta, “Thermodynamic equilibrium model and second law analysis of a downdraft waste gasifier”, *Energy*, vol. 32, no. 4, pp. 1660–1669, Sep. 2007. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.01.010>
- [31] M. Grant; S. Boyd, “CVX: Matlab Software for Disciplined Convex Programming, version 2.1.”, Mar. 2014. <http://cvxr.com/cvx>
- [32] S. Chalise; J. Sternhagen; T. M. Hansen; R. Tonkoski, “Energy management of remote microgrids considering battery lifetime”, *Electr. J.*, vol. 29, no. 6, pp. 1–10, Jul. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.003>

- [33] S. A. Mansouri; A. Ahmarinejad; M. S. Javadi; A. E. Nezhad; M. Shafie-Khah; J. P. Catalao, “Demand response role for enhancing the flexibility of local energy systems.”, in *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems*, 1a ed., Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2021, pp. 279–313. <https://www.elsevier.com/books/distributed-energy-resources-in-local-integrated-energy-systems/graditi/978-0-12-823899-8>
- [34] Zaheeruddin; M. Manas, “Renewable energy management through microgrid central controller design: An approach to integrate solar, wind and biomass with battery”, *Energy Reports*, vol. 1, pp. 156–163, Nov. 2015. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2015.06.003>
- [35] W. Shi; X. Xie; C. C. Chu; R. Gadh, “Distributed Optimal Energy Management in Microgrids”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1137–1146, May 2015. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2373150>
- [36] M. Marzband; H. Alavi; S. S. Ghazimirsaeid; H. Uppal; T. Fernando, “Optimal energy management system based on stochastic approach for a home Microgrid with integrated responsive load demand and energy storage”, *Sustain. Cities Soc.*, vol. 28, pp. 256–264, Jan. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.09.017>
- [37] M. Elsieid; A. Oukaour; T. Youssef; H. Gualous; O. Mohammed, “An advanced real time energy management system for microgrids”, *Energy*, vol. 114, pp. 742–752, Nov. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.048>
- [38] S. Howell; Y. Rezgui; J.-L. Hippolyte; B. Jayan; H. Li, “Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 193–214, Sep. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.107>
- [39] J. D. Martínez; K. Mahkamov; R. V. Andrade; E. E. Silva Lora, “Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines”, *Renew. Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 1–9, Feb. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.07.035>
- [40] F. Centeno; K. Mahkamov; E. E. Silva Lora; R. V. Andrade, “Theoretical and experimental investigations of a downdraft biomass gasifier-spark ignition engine power system”, *Renew. Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 97–108, Jan. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.008>
- [41] T. H. Jayah; L. Aye; R. J. Fuller; D. F. Stewart, “Computer simulation of a downdraft wood gasifier for tea drying”, *Biomass and Bioenergy*, vol. 25, no. 4, pp. 459–469, Oct. 2003. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(03\)00037-0](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(03)00037-0)
- [42] A. K. Sharma, “Equilibrium modeling of global reduction reactions for a downdraft (biomass) gasifier”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 4, pp. 832–842, Apr. 2008. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.06.025>
- [43] D. Buttsworth, “Spark Ignition Internal Combustion Engine Modelling using Matlab”, Toowoomba, Australia, Rep. TR-2002-02, Oct. 2002. <http://www.usq.edu.au/>
- [44] R. Macias N; F. Vélez; L. A. Blanco Leal, *Generación de energía eléctrica mediante sistema híbrido Solar/Gasificación de residuos agroindustriales HIBRELEC*. España: CARTYF, 2016. <https://www.researchgate.net/publication/323706191%0D>