



# **MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DIMENSIONAR MICRO-REDES ELÉCTRICAS Y EVALUAR SUS VENTAS DE ENERGÍA**

**Autor:**

Carlos Hernán Villa Loaiza

Trabajo de Grado para optar por el título de:  
Magister en Ciencias Administrativas

**Director del trabajo de Grado:**

Juan Felipe Henao Piza PhD.

**Universidad ICESI**

**Facultad de Ciencias Administrativas y Económicas**

**Santiago de Cali, Junio de 2020**

## CONTENIDO

	Pág.
1. Introducción	6
2. Planificación de Micro-Redes	8
2.1 Micro-Redes: definición y partes que la componen	8
2.2 Planificación y Modelamiento de Micro-Redes	9
3. Modelo de optimización	12
3.1 Variables de decisión	13
3.2 Función objetivo	14
3.3 Restricciones	15
3.3.1 Generación solar fotovoltaica	16
3.3.2 Estado de carga del sistema de batería.	16
3.3.3 Balance oferta y demanda	17
4. Energías renovables y Micro-redes en Colombia	18
4.1 Potencial solar de Colombia	18
4.2 Sistema Interconectado Nacional	19
4.3 Pisos térmicos	20
4.4 Estratos socioeconómicos y características de la demanda de energía	24
4.5 Regulación y reconocimiento de excedentes de generación	27
4.6 Aplicación del modelo al caso	28
5. Resultados	30
5.1 Beneficios económicos de las MG y competencia por precios	30
5.2 Costos de la tecnología	33
5.3 Capacidades mínimas requeridas	34
5.4 Flujos de energía	36

6. Discusión	39
7. Conclusiones	41
Referencias	43
Apéndice 1. Parámetros generales de la tecnología modelo	48
Apéndice 2. Datos aplicados al estudio de Caso	49
Apéndice 3. Reporte del proceso de optimización	50

## **Resumen**

En esta investigación se evalúa la factibilidad de sobredimensionar micro-redes (MG) basadas en energía solar fotovoltaica, para obtener beneficios económicos por autoconsumo y por la venta de excedentes de energía a la red eléctrica nacional, como modelo de negocio. Para esto, se desarrolla un modelo de optimización que busca la maximización de los beneficios económicos generados por la MG, sujeto a restricciones legales, técnicas y de demanda. El modelo se usa para analizar, bajo diferentes esquemas tarifarios y estrategias de precios de venta de la energía, la pertinencia de instalar MG en comunidades colombianas de 100 viviendas, las cuales difieren en su estrato socioeconómico, ubicación geográfica, clima, y perfil de demanda. Los resultados sugieren que, bajo la legislación colombiana actual, es viable la instalación de MG eléctricas con capacidad inferior a 100 KW, para usuarios en todo estrato social y piso térmico, con beneficios entre US\$ 0.024 y \$0.078 por kWh generado. Sistemas superiores a 100 KW mostraron menores beneficios. El documento contribuye a la literatura sobre energías renovables al analizar en detalle un modelo de negocio en el que las MG solares basadas en energía fotovoltaica se conceptualizan para algo más que el autoconsumo.

### **Palabras claves:**

Micro-redes, optimización, energía solar fotovoltaica, maximización de beneficios, Colombia.

## **Abstract**

This paper evaluates the feasibility of oversizing solar photovoltaic-based microgrids (MG), as a business model, to obtain economic benefits from self-energy-consumption and surplus sales to the national electrical grid. For this, an optimization model that maximizes the MG's economic benefits, subject to legal, technical, and demand constraints, is developed. The model is used to analyze, under different tariff schemes and energy sale price strategies, the relevance of installing MG in communities of 100 homes in Colombia, which differ in their socio-economic, geographic, climate, and demand conditions. The results suggest that, under current Colombian legislation, it is feasible the installation of MG with a capacity of less than 100 KW, for users of different income ranges and living under different climate conditions. Economic benefits between US \$ 0.024 and \$ 0.078 per kWh generated were identified. Systems above 100 KW showed lower benefits than those previously mentioned. The paper contributes to the literature of renewable energies by analyzing in detail a business model where solar PV-based MG are conceptualized for more than self-consumption.

## **Keywords:**

Microgrids, optimization, photovoltaic solar energy, profit maximization, Colombia.

## 1. Introducción

Existe una creciente preocupación mundial con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, relacionadas con la producción de energía eléctrica (Cardenas et al. , 2017), en adelante, energía. Debido a esto, el uso de energías renovables (RE), como la energía solar fotovoltaica (SPV), se populariza cada vez más, al igual que su implementación a través sistemas de generación distribuida (DG) (Fathima y Palanisamy, 2015) y MG eléctricas (Zia et al., 2018). Estos sistemas, amigables con el medio ambiente, son un reto para la operación de los sistemas eléctricos, y una posible amenaza para las empresas tradicionales de servicios públicos (Castañeda et al., 2017).

La mayoría de la literatura en MG se enfoca principalmente en su planeación y operación, en particular en estudiar aspectos técnicos de confiabilidad y seguridad energética(Hirsch, 2018; Zia et al., 2018). El modelamiento de estos sistemas, a través de técnicas de simulación y optimización, forma parte central de la mayoría de dichos estudios (Tezer et al., 2017) . Muchos de los modelos encontrados buscan la minimización de los costos de energía, al igual que la autonomía y el buen funcionamiento de los sistemas energéticos. No se encontraron análisis económicos de nuevos modelos de negocio centrados en las MG de energía SPV instaladas con la intención de vender energía y maximizar su beneficio económico. Un nuevo modelo de negocio podría consistir en instalar capacidades, no solo para abastecer de energía a los usuarios de la MG, sino también para inyectar y vender excedentes a la red eléctrica nacional, como el propuesto en esta investigación. Dicho modelo de negocio podría convertirse en una forma de tener grandes capacidades de generación distribuidas a lo largo y ancho de los centros urbanos, sin la necesidad de adquirir tierras.

Este artículo aborda dicha problemática. Aquí, se busca evaluar la factibilidad económica de sobredimensionar MG basadas en energía solar fotovoltaica, para obtener beneficios económicos por autoconsumo y por la venta de excedentes de energía a la red eléctrica nacional. Para esto, se propone un modelo de optimización que busca la maximización de los beneficios económicos generados por las MG. El modelo tiene en cuenta los costos de la tecnología, las tarifas de la energía eléctrica proveniente de la red, las tarifas de remuneración por la venta de excedentes a la red, y el nivel de demanda de los usuarios.

El modelo se usa para analizar la instalación de una MG en diferentes grupos estándar de 100 viviendas cada uno. Tales poblaciones difieren en términos de su estrato socioeconómico, perfiles de demanda, piso térmico donde habitan, y radiación promedio diaria a lo largo del año. Este análisis, permite dimensionar, conocer y comparar bajo qué condiciones es factible sobredimensionar las MG para vender excedentes a la red eléctrica nacional, y bajo qué condiciones el autoabastecimiento y la minimización de costos son la única opción de análisis. Con esta investigación se pretende contribuir al debate acerca de nuevos modelos de negocio para las energías limpias, y nuevas formas de comercialización minorista de energía.

El resto del artículo está estructurado de la siguiente manera: En la sección 2 se presenta una revisión de literatura con respecto a la planeación y modelamiento de MG. En la sección 3 se describe el modelo de optimización propuesto en este trabajo. En la sección 4 se describe el caso colombiano y el contexto que ofrece para las MG y las energías renovables en general. En la sección 5 se presentan los resultados del modelo luego de aplicarlo al caso colombiano. En la sección 6 se discuten los resultados, y en la sección 7 se presentan las conclusiones finales del trabajo.

## **2. Planificación de Micro-Redes**

En esta sección se realiza una revisión de literatura con respecto al concepto de las MG: definición, partes, planificación y modelamiento.

### **2.1 Micro-Redes: definición y partes que la componen**

Una MG es un sistema autosuficiente que suple las necesidades de energía eléctrica de una población en un área geográfica determinada. Dicha área puede ser un campus universitario, complejo hospitalario, centro de negocios, condominio de viviendas o vecindario (Hirsch et al., 2018). Así, una MG es un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos, que actúan como una entidad controlable única que puede conectarse a la red para intercambiar energía con ésta o desconectarse de la red para trabajar de forma autónoma y aislada (Ton y Smith, 2012).

Las MG pueden suplir la demanda de energía por medio de uno o varios tipos de tecnologías, como solar fotovoltaica, eólica, pequeña central hidroeléctrica, generadores diésel, entre otros (Louie, 2018). Además de los recursos de generación de energía, una MG incluye consumidores puros de energía, generadores puros de energía, consumidores-generadores (prosumers), o una mezcla de los anteriores. También algunas MGs poseen sistemas de control y almacenamiento.

Prosumer es un término que se usa para consumidores de energía, típicamente residenciales, que invierten en sistemas propios SPV para reducir sus facturas de energía y su huella de carbono. Debido a la naturaleza variable de su consumo, los prosumers tienden a sobredimensionar sus capacidades de generación y almacenamiento y, cuando



varios prosumers agrupan sus recursos energéticos en una pequeña red agregada, en lugar de depender únicamente de sus recursos de propiedad individual, se hace más eficiente el manejo de los recursos frente a la demanda total (Brooks et al. , 2017).

Los sistemas de control en las MG tienen las siguientes funciones: presentar la MG a la red como una entidad auto controlada de generación en sincronía (Guerrero et al. , 2013); evitar el flujo de potencia excedida; regular el voltaje y la frecuencia durante el modo aislado; mantener el equilibrio energético; conectarse y sincronizar con seguridad (Shuai et al., 2016). Medidores y sensores inteligentes, junto con técnicas de inteligencia artificial, se están empleando para obtener demandas inteligentes y activas. Por ejemplo a través la programación del funcionamiento de algunos electrodomésticos, dependiendo de la tarifa por tiempo de uso (ToU) (Oprea et al. , 2018).

El almacenamiento de energía, si bien no es estrictamente necesario, incrementa la confiabilidad del sistema y ayuda a prevenir fallas. Uno de los almacenamientos más comunes se hace a través de baterías, las cuales hay de varios tipos: ácido de plomo, sodio-azufre, iones de litio y níquel-cadmio (Abu-Sharkh et al., 2006).

## **2.2 Planificación y Modelamiento de Micro-Redes**

En términos de planificación, la literatura ofrece abundantes ejemplos de cómo realizar el dimensionamiento óptimo de MG. Por ejemplo, Bahramirad et al. (2012) presentan un modelo para calcular el tamaño óptimo de un sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS, por sus siglas en inglés) en una MG considerando el criterio de confiabilidad. Chen et al. (2012) presentan un método basado en el análisis de costo-beneficio para el dimensionamiento óptimo de un BESS en una MG. Hafez y Bhattacharya

(2012) se enfocan en el diseño, la planificación, el dimensionamiento y el funcionamiento óptimos de una MG híbrida basada en energía renovable, con el objetivo de minimizar el costo del ciclo de vida, teniendo en cuenta las emisiones de gases contaminantes al medioambiente.

La operación óptima de MG es otro tema comúnmente encontrado en la literatura. Por ejemplo, Guan et al. (2010) optimizan el costo general de la energía para la operación de un edificio en un horizonte temporal, al tiempo que se satisface el equilibrio energético y las restricciones operativas de los equipos y dispositivos de suministro de energías (renovables y no renovables). Hatziargyriou et al. (2011) estudian el funcionamiento de un controlador central para una MG. Zhao et al. (2013) desarrolló un modelo de optimización para realizar la operación económica de una MG independiente, desarrollada recientemente en la isla de Dongfushan en China. Silvente et al. (2015) presentan la gestión simultánea de la producción de energía y la demanda de energía dentro de un enfoque de programación reactiva para hacer frente a la presencia de incertidumbre asociada a la producción y el consumo. Atia y Yamada (2016) investigan el efecto de la flexibilidad de carga en el tamaño de los componentes del sistema para una MG residencial en Okinawa. Yang et al. (2018) exploran los métodos de planificación coordinada para múltiples MGs en diferentes transformadores de distribución y redes con interconexiones flexibles.

En cuanto a técnicas de modelamiento de MG, la literatura ofrece varias alternativas. Por ejemplo, las series de tiempo y las técnicas de redes neuronales se han empleado para pronosticar variables climáticas, como la velocidad del viento y la radiación solar. Scalfati et. al., (2017) proponen un procedimiento basado en programación lineal entera mixta para determinar los tamaños óptimos de los recursos de energía distribuida que

minimizan el costo total de propiedad de la MG, dadas unas características de ubicación y carga. Akram et. al., (2018) proponen dos algoritmos de búsqueda iterativa para optimizar el dimensionamiento de sistemas híbridos con turbinas eólicas, SPV y el BESS. Dichos algoritmos buscan maximizar la fiabilidad del sistema MG y minimizar su costo.

Castañeda, et. al., (2017) proponen un modelo en dinámica de sistemas para estudiar el efecto de la difusión de la tecnología SPV sobre los ingresos de las empresas de servicios públicos y en las tarifas para los clientes. Domenech et al. (2018) desarrolla un modelo matemático a escala local para diseñar una MG para cada aldea en La Rioja, norte de España. Luego, proponen un modelo de escala regional para diseñar una MG que conecte las aldeas entre sí.

Fridgen et. al., (2018) identificaron un conjunto de doce posibles tarifas para MG residenciales y calcularon sus efectos probables en las facturas de energía, así como en los perfiles de carga y generación. Oprea et al., (2018) desarrollan un algoritmo de optimización en relación las tarifas por tiempo de uso (ToU, por sus siglas en inglés) para el aplanamiento del pico de consumo usando dispositivos programables, en donde los proveedores observan beneficios en bajando los picos de consumo y los consumidores reducen del pago de energía. Meena et al. (2019) proponen un nuevo modelo de negocio que considera múltiples partes interesadas para desarrollar un marco para la inversión de terceros y el futuro mercado minorista de energía flexible en las MG comunitarias.

Otros ejemplos de optimización específicamente para el caso colombiano y que pueden ser utilizados de referencia, son los de Henao et al. (2019), quienes proponen un modelo de optimización para estudiar la inserción de sistemas de RE en el sector eléctrico Colombiano y Viteri et al. (2019) que desarrollan un modelo de optimización para

planificar sistemas de energía apropiados, independientes y basados en energías renovables para comunidades fuera de la red.

En conclusión, la revisión de literatura indica que las MG mejoran la confiabilidad y capacidad de recuperación de las redes eléctricas, ayudan a administrar la adición de recursos de energía limpia distribuida, reducen las emisiones de combustibles fósiles y mejoran las condiciones en áreas que no cuentan con infraestructura eléctrica centralizada (Hirsch et al., 2018). En términos de modelado, la mayoría de los trabajos anteriores emplean modelos de optimización centrados en la minimización de costos y la funcionalidad del sistema. En este sentido, un mayor número de trabajos que analicen diferentes modelos de negocio para las MG, por ejemplo basados en la maximización de beneficios relacionados con la venta de energía a usuarios y a la red, son necesarios (Scalfati et al., 2017).

En esta investigación se plantea un modelo de optimización para determinar la viabilidad económica de sobredimensionar MG eléctricas, en donde se maximicen los beneficios económicos fruto de las ventas de energía, llenado así el vacío que hay en la literatura mencionado anteriormente. El objetivo es evaluar bajo qué condiciones es factible económicamente instalar una MG que atienda un grupo de usuarios determinado, y genere excedentes de energía para vender a la red central.

### **3. Modelo de optimización**

En esta sección se presenta el modelo de optimización desarrollado para definir el tamaño óptimo de una MG eléctrica para suplir la demanda de 100 viviendas. El modelo facilita el dimensionamiento de los paneles solares fotovoltaicos y del sistema de

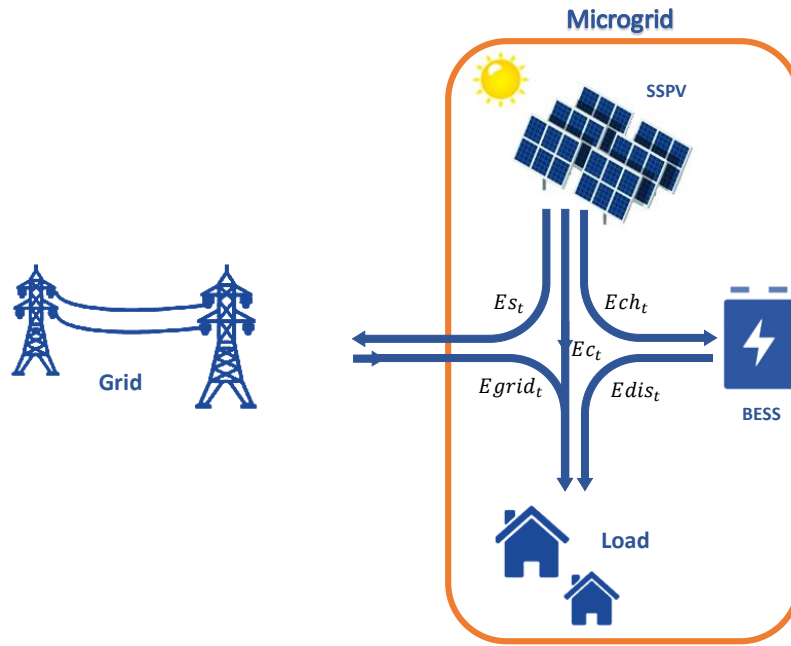
almacenamiento en baterías para respaldar el sistema. En términos de la operación de la MG, el modelo calcula la producción de energía, su asignación, y la cantidad de energía tomada de la red. Primero se presentan las variables de decisión del modelo, luego se discute la función objetivo, y se finaliza con las restricciones del sistema.

### 3.1 Variables de decisión

El modelo de optimización define la capacidad de potencia ( $X_1$ ) en kilovatios pico (kWp) a instalar de paneles SPV y la capacidad de almacenamiento del sistema de baterías ( $X_2$ ) en kilovatios-hora (kWh).  $X_1$  y  $X_2$  son variables continuas positivas, entre 0 y el límite del marco tarifario o los KW resultantes del área disponible de los usuarios en el caso de  $X_1$  y, el total de energía generada por el sistema en el caso de  $X_2$ . Simultáneamente, el modelo estima las cantidades de energía por concepto de:  $G_{S_t}$  generación de energía SPV,  $BESS_t$  sistema de almacenamiento de batería, y  $Grid_t$  energía proveniente de la red para cada hora ( $t$ ) de un año. Finalmente, el estado de carga y descarga del sistema de baterías se representa a través de las variables  $Ech_t$  y  $Edis_t$ .

La figura 1 muestra un esquema con los flujos de energía en la MG, iniciando por la energía generada por el sistema SPV en la parte superior del gráfico. Las variables de decisión relacionadas con la operación o funcionamiento de la MG se muestran junto a las flechas (ver Eq. 3, 5 y 6). La energía generada por el sistema de paneles, se puede destinar al consumo propio de los usuarios, al almacenamiento y a la venta de excedentes a la red. Las energías almacenadas en las baterías se destinan al consumo de los usuarios

de la MG cuando se requiera, y si es necesario, se compra energía a la red para atender necesidad de carga de las viviendas.



**Figura 1.** Modelo de MG para generación SPV.

### 3.2 Función objetivo

La función objetivo del modelo busca la maximización de los beneficios económicos generales del sistema. Dichos beneficios económicos se calculan teniendo en cuenta los ingresos provenientes de la venta de energía y los costos del suministro del servicio para el sistema (Eq. 1).

$$Max = \sum_{t=1}^T [Ps_t * Es_t + Pc_t * (Ec_t + Edis_t + Egrid_t) - (Pgrid_t * Egrid_t + LCOE * Gs_t + LCOS * Ech_t)] \quad (1)$$

dónde:  $t$  representa cada hora de un año promedio (8760 horas),  $Ps$  es el precio de la energía generada y vendida a la red,  $Es$  es la energía generada por el sistema SPV y vendida a la red,  $Pc$  es el precio de la energía consumida por los usuarios de la MG,  $Ec$

es la cantidad de energía consumida por los usuarios de la MG,  $E_{dis}$  es la energía almacenada y luego tomada del BESS,  $P_{grid}$  es el precio de la energía comprada a la red,  $E_{grid}$  es la energía tomada de la red, LCOE son los costos nivelados de energía,  $G_s$  es la generación total de energía con el sistema SPV, LCOS son los costos nivelados de almacenamientos, y  $E_{ch}$  es la energía enviada al BESS.

Los  $P_s$ ,  $P_c$  y  $P_{grid}$ , son determinados por la regulación en cada país;  $P_c$  debe ser menor a  $P_{grid}$  para que sea atractivo a los usuarios de la MG. El LCOE y LCOS, distribuyen a lo largo de la vida útil el costo de capital de la instalación de los sistemas (en \$/kWp), que depende del tamaño de los equipos (Lazard, 2019), y el costo anual de operación y mantenimiento de los equipos. Los costos de capital se distribuyen sobre la cantidad de energía generada por los paneles y la almacenada por las baterías a lo largo de su vida útil (se expresan en forma unitaria por kWh), para poder comparar tecnologías diferentes. En este trabajo no se contemplan costos de redes de distribución, porque se asume que la MG utiliza las redes existentes o serán instaladas muy cerca de las redes actuales de los usuarios.

### **3.3 Restricciones**

Las restricciones del modelo representan la cantidad máxima de energía que se puede producir con el sistema SPV, el funcionamiento del sistema de baterías, y la relación de equilibrio entre la oferta y la demanda (Diaf et al., 2007).

### 3.3.1 Generación solar fotovoltaica

La cantidad de energía generada por un sistema SPV durante cada hora  $t$  se calcula usando la ecuación 2 (Eq. 2). Ésta depende de la eficiencia de la tecnología ( $\eta_s$ ), la cantidad de radiación solar que se irradia en un metro cuadrado durante el tiempo  $t$  ( $R_t$ ) y el área de la disposición del panel ( $A$ ) en  $m^2$  (Sinha y Chandel, 2015):

$$Gs_t = (\eta_s * R_t * A) X_1 \quad \forall t \quad (2)$$

Los parámetros técnicos están predefinidos para un sistema de 1 kWp de características dadas (ver Apéndice 1 ), por lo que la variable de decisión  $X_1$  refleja la cantidad de kWp que se instalarán en la población de estudio. La radiación solar ( $R$ ), está definida por el clima según la altura sobre el nivel del mar.

### 3.3.2 Estado de carga del sistema de batería.

El estado de carga del sistema de batería, al final de la hora  $t$  ( $SOC_t$ ), está dado por la ecuación 3 (Eq. 3). Éste depende del estado de carga al final de la hora anterior ( $SOC_{t-1}$ ), más la cantidad de energía que ingresa ( $Ech_t$ ), menos la cantidad de energía que sale ( $Edis_t$ ) del sistema durante la hora  $t$  respectivamente. El sistema de batería se carga ( $Ech_t$ ) cuando hay excedentes, es decir, cuando la energía generada excede la demanda en el instante  $t$ . Se descarga la batería ( $Edis_t$ ) cuando la generación no es suficiente para satisfacer la demanda y se necesita extraer energía para satisfacer la demanda. El estado de carga de la batería también depende de la tasa de autodescarga de ésta ( $\varphi$ ), la cual aumenta con la edad de la batería, la eficiencia de la tecnología ( $\eta_{ch}$ ) y la eficiencia del inversor ( $\eta_{dis}$ ) (Diaf et al., 2007).



$$SOC_t = SOC_{t-1}(1 - \varphi) + \left[ (Ech_t \eta_{ch}) - \left( \frac{Edis_t}{\eta_{dis}} \right) \right] \quad \forall t \quad (3)$$

Para un uso eficiente de la batería, su estado de carga debe estar entre un límite mínimo y un máximo (Eq. 4). El límite superior es la capacidad máxima de almacenamiento definida para el sistema ( $X_2$ ) en kWh, mientras que el límite inferior debe ser igual al 20% de la capacidad máxima de almacenamiento, que es el límite técnico aceptado para la tecnología de plomo-ácido que se emplea en este modelo.

$$0.2 \cdot X_2 \leq SOC_t \leq X_2 \quad (4)$$

### 3.3.3 Balance oferta y demanda

La Energía generada por el sistema SPV ( $G_s$ ) inicia supliendo directamente la demanda de los usuarios ( $E_c$ ). Si la demanda está cubierta, los excedentes se pueden almacenar en el sistema de batería ( $Ech$ ) o vender a la red ( $E_s$ ), ver ecuación 5 (Eq. 5).

$$G_{s_t} = E_{c_t} + Ech_t + E_{s_t} \quad (5)$$

La demanda total de los usuarios de la MG ( $DT$ ) se puede suplir a través de la energía generada directamente por el sistema SPV ( $E_c$ ), la energía tomada de la reserva en baterías ( $Edis$ ), y la energía provista por la red ( $Egrid$ ) ver Eq.6.

$$DT_t = E_{c_t} + Edis_t + Egrid_t \quad (6)$$

$DT$ , está definida por el número de usuarios de la MG y el clima de la zona.

En la siguiente sección se describe la aplicación del modelo al contexto colombiano, y allí se describen en detalle los parámetros con que se alimentó el modelo.

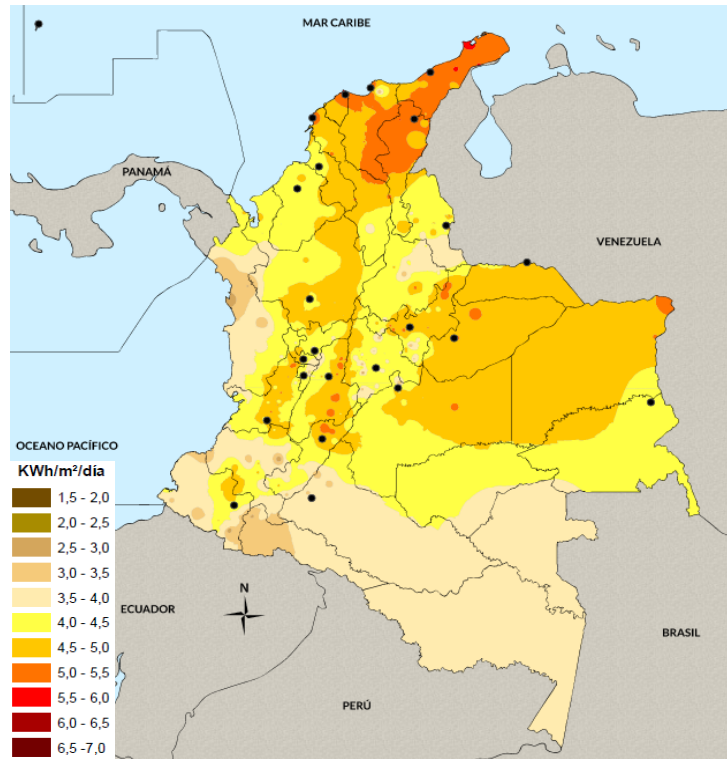
## **4. Energías renovables y Micro-redes en Colombia**

Sólo en los últimos tres o cuatro años, se ha comenzado a masificar la adopción de MG basadas en sistemas fotovoltaicos, debido a la reducción de los costos de las tecnologías y a su mejora en eficiencia (Soshinskaya et al., 2014). En Colombia, éstas se han comenzado a utilizar para electrificar algunas zonas rurales aisladas, complejos industriales, universidades, conjuntos residenciales, entre otros (Gaona y Guacaneme, 2015; Ruiz et al., 2017). En esta sección, se esboza un panorama general del estado actual de desarrollo, adopción y legislación en Colombia de las MG con sistemas SPV.

### **4.1 Potencial solar de Colombia**

Por su ubicación geográfica dentro de la zona ecuatorial, en Colombia, los valores promedios de radiación solar muy estables a lo largo del año (UPME, 2015b). En términos de brillo solar (horas de sol), Colombia tiene zonas cuyos promedios están alrededor de las 4, 8 y 12 horas de Sol al día, en las zonas sur, centro oriente y noroccidente respectivamente (Gómez et al., 2017); valores altos en comparación con países desarrollados como Alemania con una alta adopción de tecnología SPV, el cual cuenta con 3 horas de brillo solar promedio diarios. En promedio Colombia cuenta con una radiación de unos 4.5 kWh/m<sup>2</sup>/d durante el año, la cual supera el valor promedio mundial de 3.9 kWh/m<sup>2</sup>/d (Eraso y Erazo, 2015).

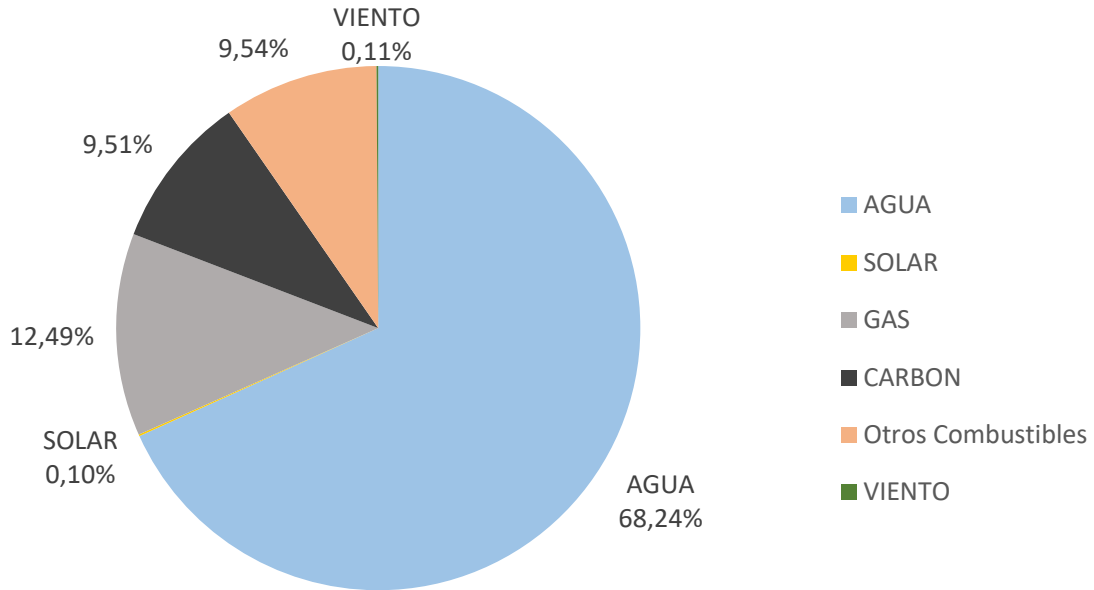
La figura 2, muestra los valores promedios de radiación solar para diferentes partes del territorio nacional colombiano. La zona norte del país cuenta con la mayor radiación promedio, y el sur del país, en especial la amazonia, presente la menor radiación solar.



**Figura 2.** Irradiación global horizontal media diaria- (IDEAM, 2015).

## 4.2 Sistema Interconectado Nacional

Colombia tiene una de las matrices de generación de energía más limpias del mundo. A diciembre de 2019, la capacidad efectiva neta de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según información de XM-Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, fue de 17.462 MW. De esta capacidad instalada, 11.917 MW corresponde a generación hidráulica, 5.509 MW a generación térmica (Gas Natural, carbón y otros combustibles), 18,42 MW con eólica y 17,98 MW generación solar. La figura 3 muestra la participación por fuente de combustible de la capacidad total de generación en Colombia a 2019.



**Figura 3.** Capacidad efectiva neta porcentual por combustible (Elaboración con datos de XM).

La demanda total del país durante el año 2019 fue de 71.925 GWh (XM, 2020), de los cuales, aproximadamente el 33.63% proviene del consumo residencial (UPME, 2018), es decir unos 24.188 GWh.

En cuanto a la tecnología solar, las principales plantas de generación del país son: i) El Paso, en el departamento del Cesar, con 86.2 MW instalados y puede generar 176 GWh al año (ENEL, 2018); ii) Celsia Solar Yumbo, con una capacidad instalada de 9.8 MW, que genera cerca de 16,5 GWh año; y iii) Celsia Solar Bolívar, con una capacidad instalada de 8.06 MW, que genera 15,5 GWh al año (CELSIA, 2018).

### 4.3 Pisos térmicos

La demanda de energía varía de región en región, dependiendo de la época del año y del clima promedio de la zona. Colombia no cuenta con estaciones como otoño, invierno,

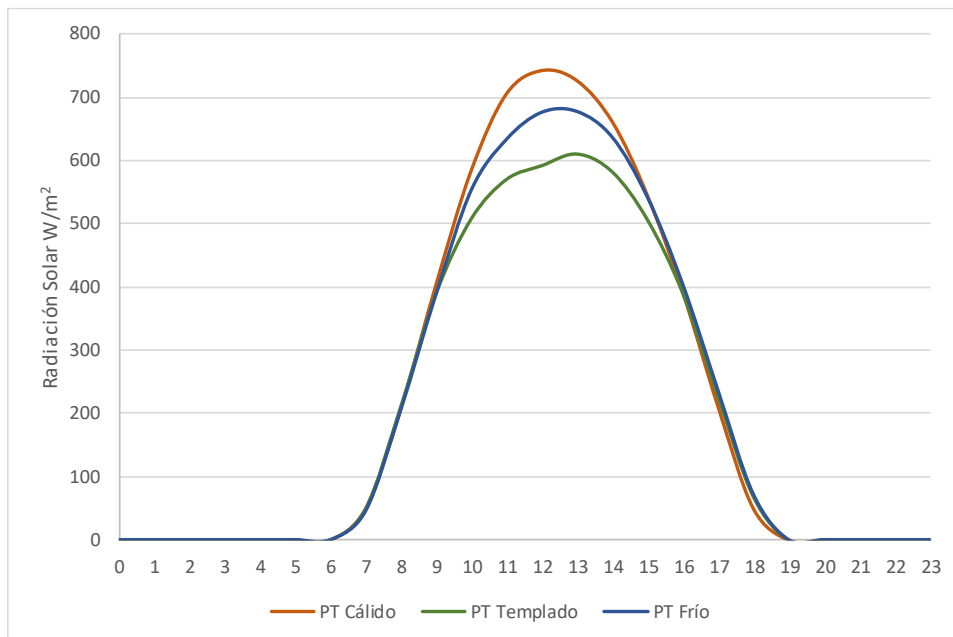
verano, etc., salvo sólo temporadas de lluvia o secas. Sin embargo, sí cuenta con una gran variedad de pisos térmicos. Los pisos térmicos son áreas geográficas con características climáticas más o menos uniformes, especialmente en términos de lluvia, temperatura y brillo solar (Ramírez y Jaramillo, 2014). La figura 4, muestra la distribución de los pisos térmicos de Colombia, dentro de los cuales existen cuatro niveles principales: cálido, templado, frío y páramo. El *cálido* comprende las zonas localizadas entre los cero y mil metros sobre el nivel del mar (MSNM), con temperaturas promedio superior a los 24 grados centígrados (24°C). *Templado*, son áreas ubicadas entre los 1000 y 2000 MSNM, con temperaturas que oscilan entre los 17 y 24°C. *Frío*, son zonas entre los 2000 y 3000 MSNM, con temperaturas que oscilan entre los 12 y 17°C. Y *páramo*, comprende áreas situadas entre los 3000 y 4000 MSNM y temperaturas que oscilan entre los 6 y 12°C. Por encima de los 4000 MSNM, existen algunas pocas zonas con nieves perpetuas, donde la temperatura es inferior a los 6 °C. La mayoría de los centros urbanos se ubican en los pisos térmicos Cálido (menor a 1000 MSNM), Templado (entre 1000 y 2000 MSNM) y Frío (mayor a 2000 MSNM). Estos tres pisos son los que se considerarán para el análisis en la sección 5.



**Figura 4.** Distribución de pisos térmicos en Colombia (Marín Rivera, 2020)

Para poder aplicar el modelo de optimización presentado en la sección 3 en el contexto colombiano, se analizaron once ciudades de Colombia distribuidas en los tres primeros pisos térmicos, así: PT Cálido: Barranquilla, Bucaramanga, Cali, Villavicencio; PT Templado: Armenia, Ibagué, Medellín, Pereira; PT Frío: Bogotá, Manizales, Pasto. Parte de la información recolectada con este propósito fueron las radiaciones solares promedio anuales para estas once ciudades. Dicha información fue obtenida del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (*The National Renewable*

**Energy Laboratory, NREL**), específicamente de la base de datos llamada **National Solar Radiation Database (NSRDB)** la cual suministra de forma libre información global de radiación solar sobre celdas de superficie de 0.038 grados en latitud y longitud, o nominalmente de 4 km de tamaño. A modo de ilustración, la figura 5 muestra la radiación solar para un día promedio por piso térmico. Allí se observa que el PT Cálido tiene la mayor radiación solar, alcanzando un máximo de 741,5 W/m<sup>2</sup> en la hora 12, mientras que el PT Templado y el PT Frío muestran radiaciones pico en la hora 13 de 610,8 y 678,3 W/m<sup>2</sup> respectivamente.



**Figura 5.** Radiación solar promedio horaria por piso térmico (Elaboración con datos de NSRDB).

#### **4.4 Estratos socioeconómicos y características de la demanda de energía**

El mercado de energía mayorista distingue dos tipos de usuarios, los no regulados y los regulados. Los usuarios no regulados son aquellos cuya demanda mínima de potencia es superior a 0.1 MW o cuyo consumo de energía mínimo mensual es de 55 MWh. Éstos usualmente son complejos industriales y empresas. Los usuarios regulados son aquellos cuyos consumos son menores a los definidos para los no regulados, y éstos corresponden mayoritariamente al sector residencial y comercial. Los usuarios no regulados tienen la facultad de acordar precios con el vendedor de electricidad, mientras que, para los usuarios regulados, las compras de energía están sujetas a tarifas fijas que establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Los inmuebles en las ciudades o centros urbanos se clasifican en 6 estratos, indirectamente reflejando el nivel socioeconómico de sus ocupantes, así: 1, bajo-bajo; 2, bajo; 3, medio-bajo; 4, medio; 5, medio-alto; 6, alto. Esta clasificación se hace dependiendo de las características particulares de cada municipio, de acuerdo con el artículo 102 de la Ley 142 de 1994 (Congreso De Colombia, 1994). Los estratos 1, 2 y 3 están asociados con sectores de ingresos bajos, y para éstos los servicios de energía están subsidiados. El estrato 4 representa a la clase media y su servicio de energía no está subsidiado ni tienen sobrecargos. Mientras que los estratos 5 y 6 son sectores de ingresos altos, y su servicio de energía tiene un sobrecargo para poder subsidiar a los estratos bajos (OLADE, 2013; Sepulveda et al., 2014).

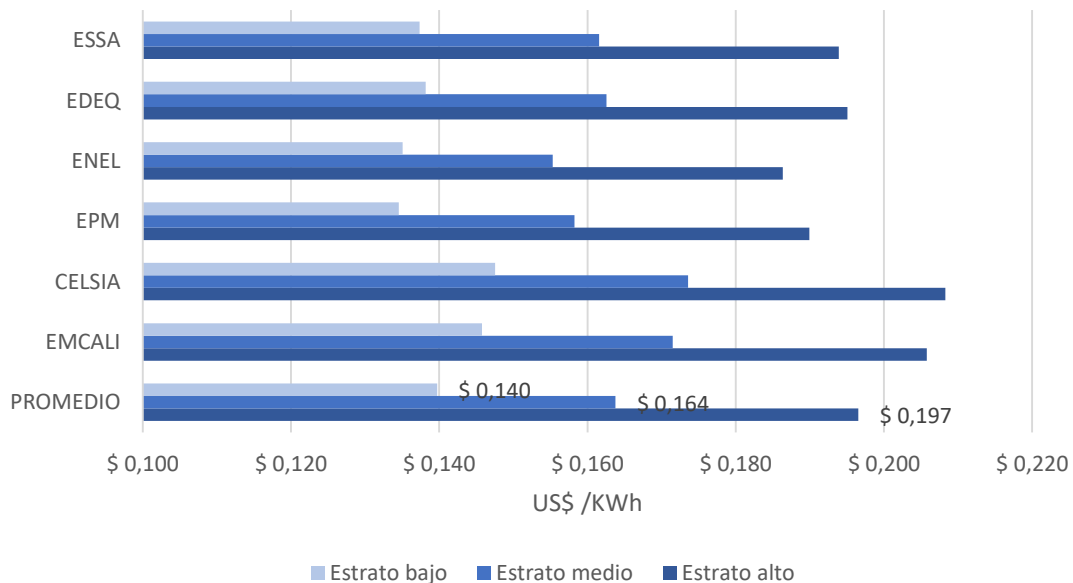
El sistema de subsidios funciona de la siguiente manera: los estratos altos pagan un 20% más sobre el valor de la energía. Los subsidios para el estrato 1 son del 50% y 60%, para estrato 2 son del 40% y 50% (según el consumo total y el consumo de subsistencia,



que es de 173 kWh para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y de 130 kWh para alturas superiores), y para el estrato 3 es de un 15%.

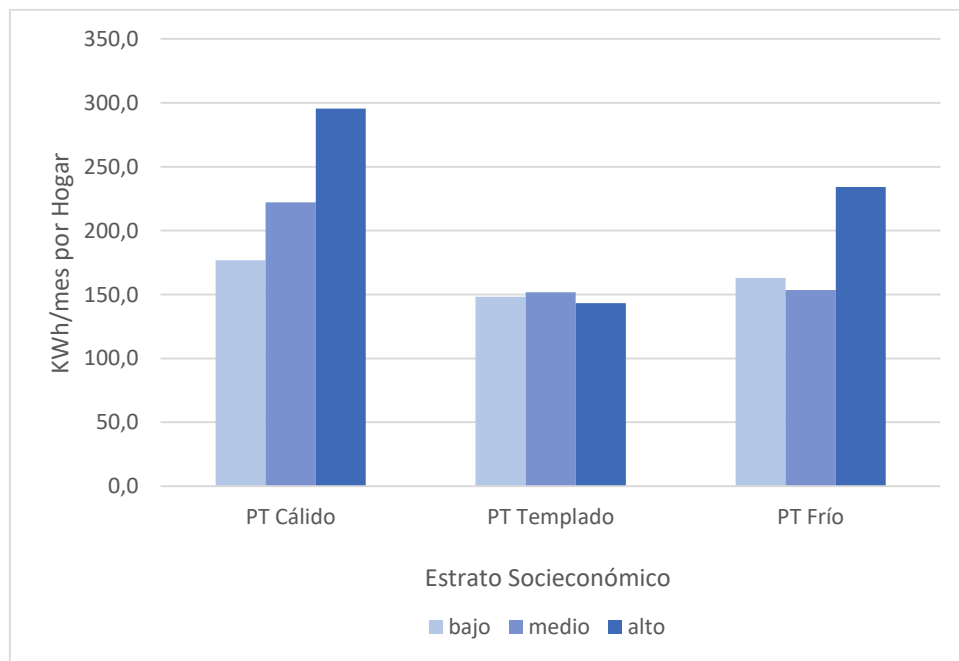
En esta investigación, el estrato *bajo* representa los estratos 1,2 y 3, y la información de carga horaria y nivel de demanda será la obtenida para el estrato 3, por considerarse el primer estrato que recibe subsidio y es el más cercano al nivel socioeconómico siguiente; el estrato *medio*, representa el estrato 4, debido a que no recibe subsidio y no paga sobrecosto; el estrato *alto*, representa los estratos 5 y 6, pues son los estratos que pagan sobrecostos y reflejan un mayor ingreso.

La figura 6, muestra las tarifas promedio de energía (hasta el consumo de subsistencia) cobradas por las empresas comercializadoras más importantes del país a los estratos socioeconómicos. Allí se puede ver que CELSIA y EMCALI tienen los precios de energía más altos para todos los estratos, mientras que ENEL tiene los precios más bajos.



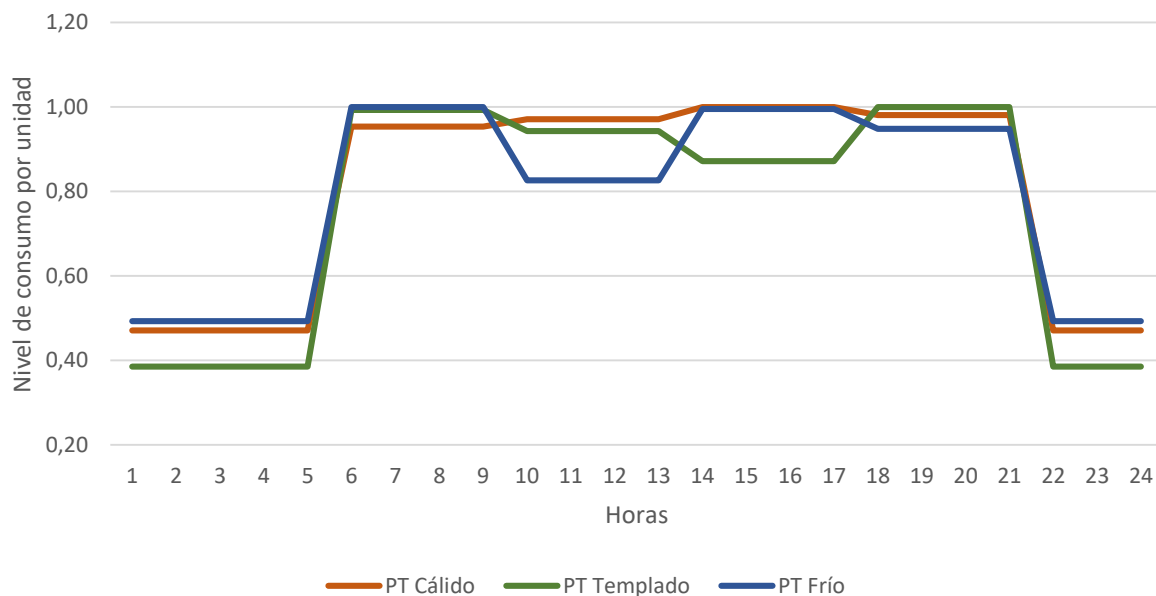
**Figura 6.** Tarifas promedio de energía por comercializador y estrato.

La figura 7 muestra la demanda promedio mensual por hogar dependiendo de su estrato socioeconómico (allí solo se muestran los estratos bajo, medio y alto) y piso térmico (UPME, 2012). Allí se puede ver que el PT Cálido tiene el mayor promedio de consumo por su clima cálido y que el consumo aumenta con el estrato debido a un mayor uso de aparatos de refrigeración. El PT Templado tiene los menores consumos en promedio, dado que su clima no demanda el uso intensivo ni de refrigeración, ni de calefacción. Mientras que, para el PT Frío, los consumos promedios son mayores a los del PT Templado y, al igual que en el caso del PT Cálido, el estrato alto muestra un alto nivel de consumo debido a la tenencia de un mayor número de electrodomésticos y a sistemas de calefacción.



**Figura 7.** Consumo promedio mensual de hogares por estrato y piso térmico.

La figura 8 muestra la curva de carga promedio diaria por piso térmico. Allí, la hora de consumo pico de energía se representa con un factor de 1, y las demás horas como una fracción de ese pico, para facilitar su comparación (UPME, 2015a). La figura muestra que el PT Cálido tiene un comportamiento más uniforme o plano durante las horas productivas, entre 6 y las 21 horas, mientras que el PT Templado presenta una disminución del consumo entre las 14 a 17 horas, y el PT Frío presenta una disminución más pronunciada en las 10 a 13 horas.



**Figura 8.** Curva de carga diaria o perfiles de demanda por piso térmico.

#### 4.5 Regulación y reconocimiento de excedentes de generación

En Colombia la Ley 1715 de 2014, promueve y regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional (Congreso De Colombia, 2014). La ley establece una serie de incentivos para los sistemas SPV, como por ejemplo:

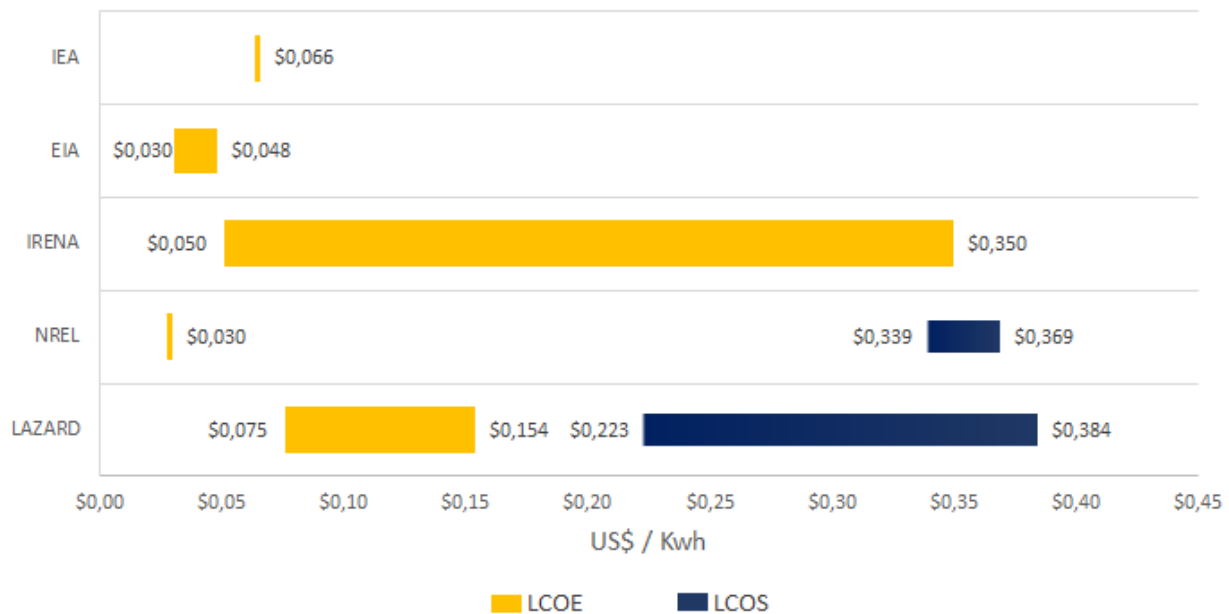
deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta, depreciación acelerada, exclusión de bienes y servicios de impuesto al valor agregado (IVA) y exención de gravámenes arancelarios (UPME, 2016), y un período de recuperación para el sistema entre 11.3 y 13.8 años, dependiendo de los estratos socioeconómicos. (León et al., 2019).

Adicionalmente, la resolución 030 de la CREG (2018) describe la forma de reconocimiento de los excedente de los Auto-generadores a pequeña escala, que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable. El precio de venta de energía de la MG a la red ( $P_s$ ), se calcula de dos formas, dependiendo del tamaño del sistema, así: (i) para sistemas con una capacidad instalada hasta 100 KW, el precio de venta será igual al precio de venta de la red ( $P_{grid}$ ) menos el costo de comercialización de energía; y (ii) para sistemas cuya capacidad instalada es superior a 100 KW, la remuneración por inyectar energía a la red será el componente de generación de energía del costo unitario de prestación del servicio cobrado por el comercializador. Así, la remuneración para sistemas mayores a 100 KW es menor que para sistemas por debajo de los 100 KW.

#### **4.6 Aplicación del modelo al caso**

El modelo de optimización descrito en la sección 3 se utilizó en el contexto colombiano para identificar bajo qué condiciones - de piso térmico, estrato socioeconómico y capacidad de sistema (superior o inferior a 100KW), - sería rentable la instalación de un sistema MG. Los sistemas MG considerados se basan en tecnología SPV con baterías de ácido de plomo (Díaz et al., 2012; Suvire et al., 2011), para atender una población estándar de 100 hogares.

Los valores presentados en esta sección relacionados con radiación solar por zona geográfica y piso térmico, niveles de demanda, curvas de carga y precios promedio de energía por estrato, se emplearon para alimentar el modelo. Además, se consideró que la tarifa máxima que pagarían los usuarios de la MG,  $P_c$ , corresponde al 95% de la tarifa promedio de la red ( $P_{grid}$ ). Se estima que el 5% descontado de la tarifa promedio de la red ( $P_{grid}$ ), representa el costo del uso de la tierra del propietario de la MG, que está entre 0,8676% y 1,0706% del LCOE (Castillo et al., 2017), debido a que la instalación se estima en los techos de los usuarios, más una diferencia de precios atractiva para el usuario. La figura 9, muestra los costos nivelados de la energía, LCOE y LCOS, de los paneles solares y las baterías, respectivamente, reportados por diferentes organizaciones que recopilan datos sobre costos nivelados a nivel mundial. En este estudio, se usaron valores de: LCOE US\$0.100 y LCOS US\$0.223.



**Figura 9.** Costos nivelados de electricidad (LCOE) y almacenamiento (LCOS).

## 5. Resultados

En esta sección se muestran los resultados de los diferentes análisis realizados con el modelo de optimización para el contexto colombiano. En dichos análisis se empleó el modelo de optimización para responder diferentes preguntas, para todas las posibles combinaciones de estrato socioeconómico, piso térmico y régimen tarifario.

### 5.1 Beneficios económicos de las MG y competencia por precios

Al ser la energía un commodity, las MG pueden adoptar una estrategia de diferenciación por precios, en donde a mayor diferencia con los precios de la red, más atractivo será para los usuarios adoptar la MG y desconectarse de la red. La figura 10 muestra los valores óptimos de la función objetivo, por kWh generado, para las diferentes combinaciones de estrato, piso térmico y esquema tarifario. Para dichos casos, diferentes niveles de descuento con respecto al costo de la red  $P_c = P_{grid} \cdot (1 - \%)$ , del 5% al 45%, fueron aplicados al parámetro de la tarifa cobrada a los usuarios de la MG.

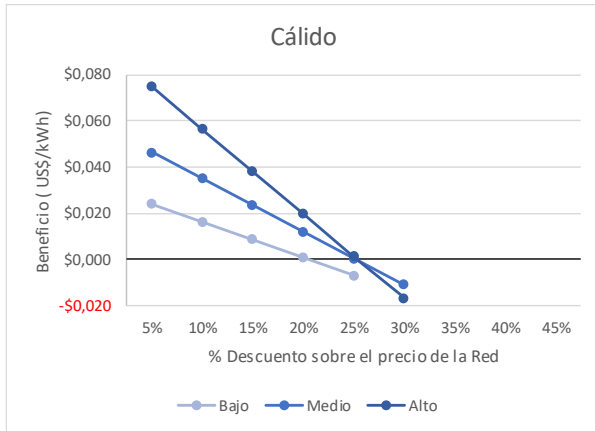
Los resultados muestran que para las capacidades menores a 100 KW (Fig. 10a, 10c y 10e), la operación de la red genera beneficios económicos positivos, haciendo viable el uso de la tecnología en todos los estratos y pisos térmicos. Por ejemplo, en el PT Cálido (Fig. 10a), el máximo descuento para el estrato bajo sería del 20% con un beneficio económico de US \$0,024, y un 25% para los demás estratos en donde se obtendrían beneficios económicos del \$0,046 para el estrato medio y \$0,075 para el estrato alto por kWh. En el PT Templado (Fig. 10c), los máximos descuentos serían del 20%, 30% y 40% para los estratos bajo, medio y alto respectivamente, obteniendo beneficios del US

\$0,024, \$0,047 y \$0,078 por kWh. En el PT Frío (Fig. 10e), los máximos descuentos serían hasta del 20%, 30% y 25% para los estratos bajo, medio y alto respectivamente, en donde se obtendrían beneficios de US \$0,024, \$0,047 y \$0,076 por kWh. Esto muestra que los sistemas menores a 100 KW tienen un amplio margen para diferenciarse de los precios del servicio prestado por la red. A mayor descuento, más atractivo sería el servicio de la MG para los usuarios, pero menor el beneficio por kWh generado.

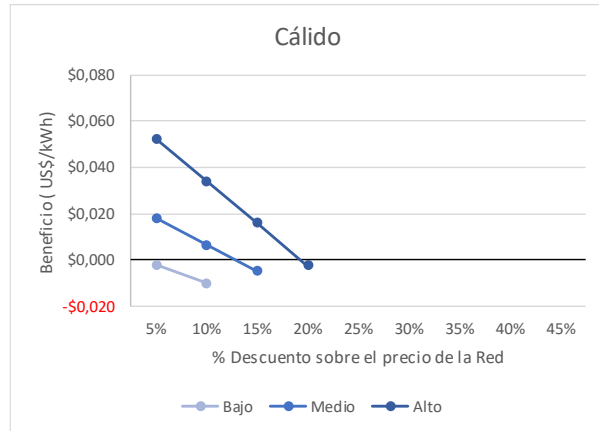
Para las MG mayores a 100 KW (Fig. 10b, 10d y 10f), los resultados muestran márgenes de descuento más estrechos, máximos alrededor del 15%, pero aplicables sólo a los estratos medios y altos. Esto indica que, bajo las condiciones analizadas, únicamente sería viable instalar MG en poblaciones de estratos medio y alto; para el estrato bajo no sería viable su instalación debido a los subsidios actuales en las tarifas de electricidad provenientes de la red. Es posible que, bajo escenarios de mayor demanda, o en poblaciones con un mayor número de usuarios, sea factible la instalación de sistemas de MG mayores a 100 kW.

Capacidades menores a 100 KW

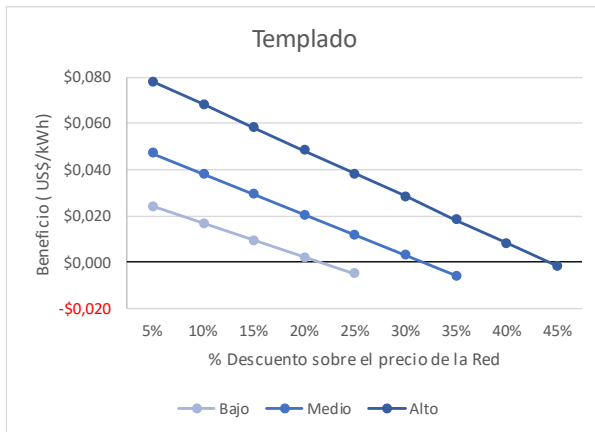
Capacidades mayores a 100 KW



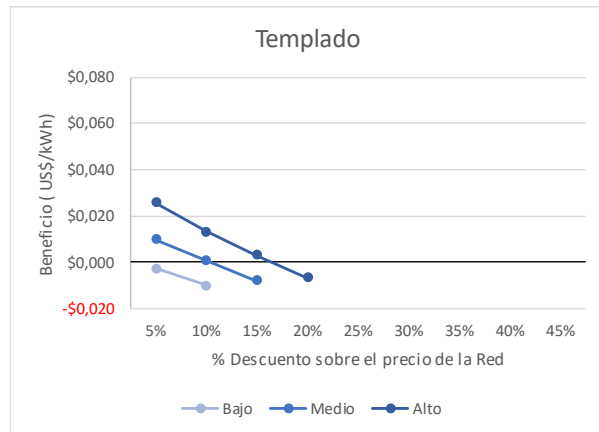
(a)



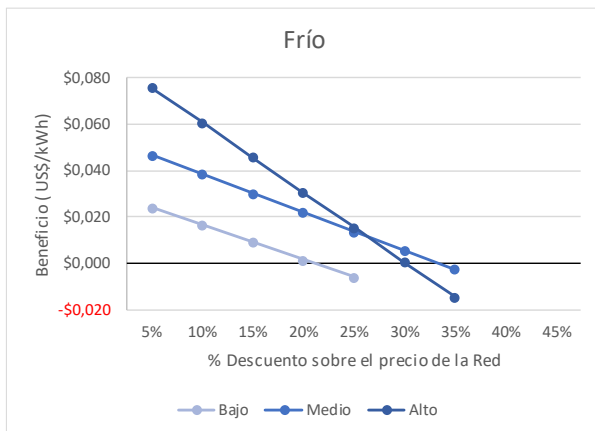
(b)



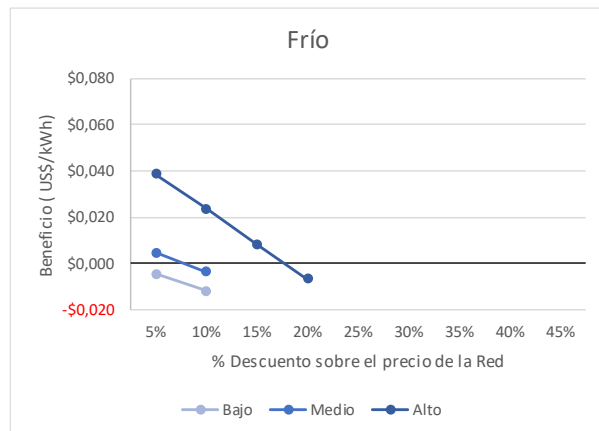
(c)



(d)



(e)



(f)

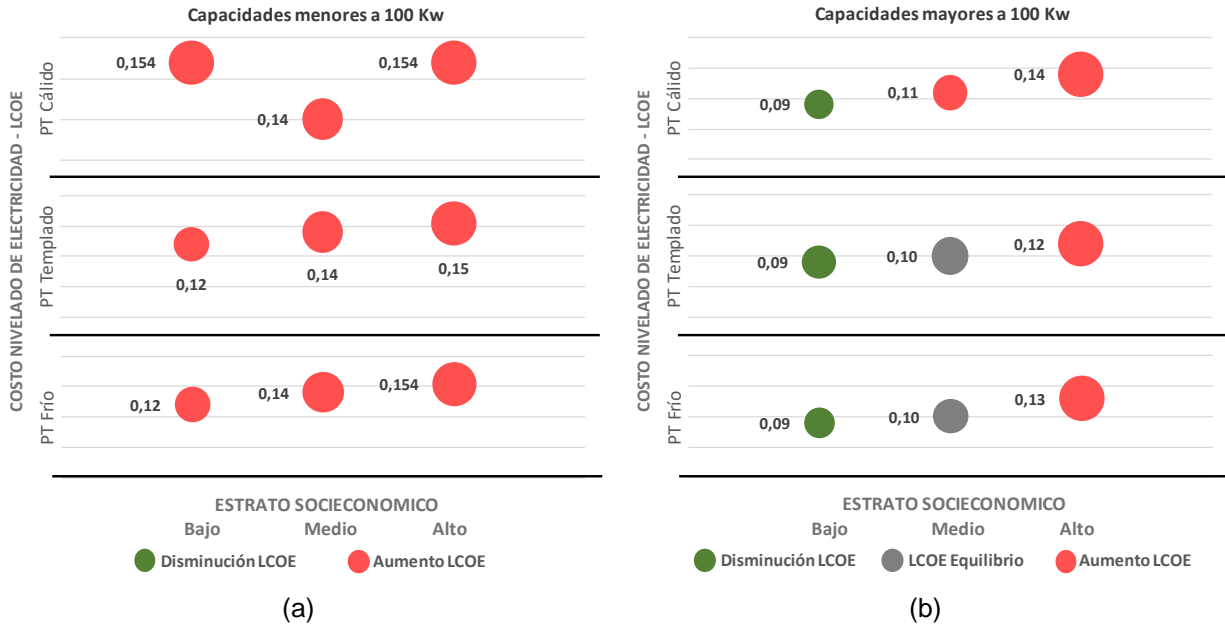
Figura 10. Beneficios óptimos por kWh obtenidos bajo diferentes niveles de descuento o diferenciación de los precios de red.



## 5.2 Costos de la tecnología

Dada la importancia de los costos nivelados de la energía (LCOE) para el modelo de negocio, y las amplias diferencias entre los valores reportados por diferentes organizaciones internacionales consultadas (Fig. 9), en esta parte se analiza hasta qué punto el valor del LCOE podría aumentar (o necesitaría disminuir), partiendo del valor de referencia US\$ 0.10/kWh, para que el modelo de negocio fuera viable. La figura 11 muestra los valores límites o máximos de LCOE para los cuales el modelo de negocio sería viable en cada caso. Para las MG con capacidades menores a 100 KW (Fig. 11a), los resultados muestran que, para todas las combinaciones de piso térmico y estratos socioeconómicos, el modelo de negocio soportaría incrementos del LCOE hasta los valores mostrados junto a los círculos rojos. Por ejemplo, para el PT Cálido, el LCOE podría aumentar hasta US\$0.154/kWh en los estratos bajo y alto, y US\$0.14 en el estrato medio. Para el PT Templado y Frío, el LCOE podría aumentar hasta los US\$0.12, \$0.14 y \$0.154 para los estratos bajo, medio y alto respectivamente.

Para MG con capacidad mayor a 100 KW (Fig.11b), los resultados muestran que para hacer viable el negocio en el estrato bajo se requieren valores de LCOE menores a US\$ 0.10/kWh (color verde); mientras que los estratos medio y alto, o están en equilibrio (color gris), o soportan pequeños incrementos en el LCOE (color rojo) para seguir siendo viables. Por ejemplo, para el estrato bajo el LCOE máximo debe ser de US\$0.09 en todos los pisos térmicos. Es decir, que se necesitaría un abaratamiento de la tecnología.



**Figura 11.** Valores máximos de LCOE para la viabilidad del negocio.

### 5.3 Capacidades mínimas requeridas

Por tratarse de la evaluación de un nuevo modelo de negocio, se debe identificar la capacidad mínima para lograr punto de equilibrio, y comparársela con la capacidad mínima requerida para atender la demanda de autoconsumo de los usuarios. La figura 12 muestra un comparativo entre la capacidad instalada mínima necesaria para alcanzar el punto de equilibrio en el modelo de negocio y la capacidad mínima requerida para atender la demanda de los 100 usuario de la MG. Esto permite ver si el punto de equilibrio se logra con los usuarios (o menos) de la MG, o si por el contrario, se necesita sobredimensionar y vender a la red.

Para la MG menor a 100 KW (Fig. 12a), las capacidades de equilibrio disminuyen en la medida que aumenta el estrato socioeconómico (línea roja), pero la capacidad mínima requerida para atender la demanda propia aumenta (línea verde). Por ejemplo, en los PT

Cálidos, se obtienen beneficios positivos después de 31,24 KW, 31,28 KW y 19,95 KW instalados, pudiendo vender energía a la red a partir de los 33,53 KW, 43,29 KW y 59,16 KW en los estratos bajo, medio y alto respectivamente. En los PT Templados, se obtienen beneficios positivos después de 29,94, 14,5 y 10,96 31,24 KW instalados y se puede vender energía a partir de los 32,12, 34,06 y 33,13 KW en los estratos bajo, medio y alto respectivamente. En los PT Fríos, se obtienen beneficios positivos después de 30,58, 20,08 y 16,16 KW y se puede vender energía a partir de los 26,59, 25,82 y 40,71 KW en los estratos bajo, medio y alto respectivamente.

Si el valor máximo de capacidad al que se puede llegar en este régimen tarifario es 100 KW, esto implica que los estratos altos permiten un menor sobredimensionamiento de la MG para la venta de excedentes a la red. Por ejemplo, en el caso del PT Cálido estrato alto el máximo valor de sobredimensionamiento sería de casi 40 KW, mientras que el estrato bajo permitiría casi los 67 KW de sobredimensionamiento (ver Fig. 12a).

Por otro lado, en la mayoría de los casos de la MG menor a 100 KW (Fig. 12a), el punto de equilibrio o sostenimiento de la MG se logra con menos de los 100 usuarios que conforman la comunidad (i.e., línea roja debajo de la verde), excepto en el estrato bajo. Allí, para el caso del PT Frío, es necesario sobredimensionar en 3,99 KW la MG para vender excedentes a la red y lograr su sostenimiento.

Para la MG con capacidad mayor a 100 KW (Fig. 12b), los resultados muestran que en PT Cálidos las capacidades de equilibrio son similares en todos los estratos, en PT Templado el equilibrio se logra con menor capacidad en el estrato bajo y similares para estrato medio y alto, y en PT Fríos la capacidad e equilibrio incrementa con el estrato. Esto último debido a que el precio de venta ( $P_s$ ) de energía a la red es más bajo en estas

capacidades, resultando en la mayoría de los casos, una mayor cantidad de equilibrio en estratos medio y alto en comparación con el estrato bajo.

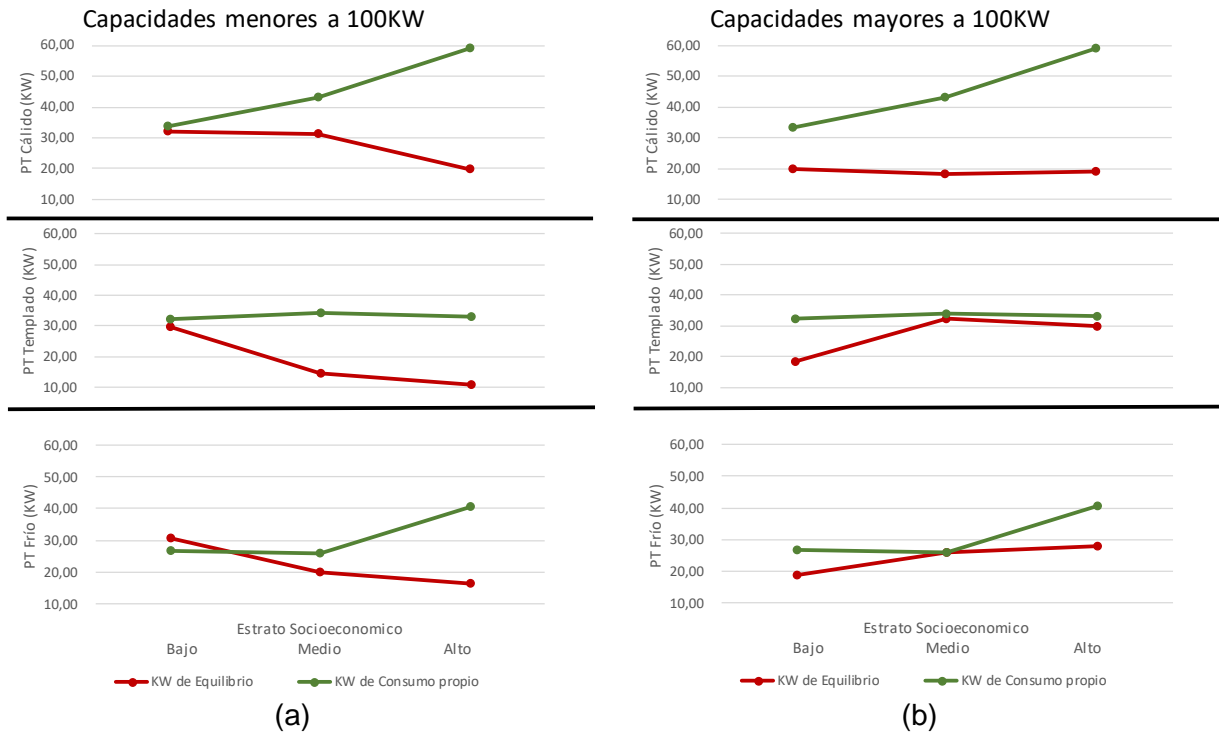


Figura 12. KW instalados de equilibrio y para consumo propio por PT y estrato.

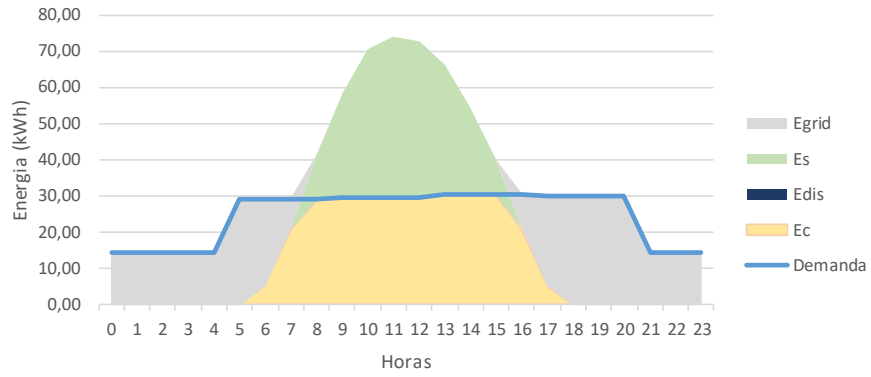
## 5.4 Flujos de energía

La figura 13, muestra a manera de ejemplo, el comportamiento de los flujos de energía generada, almacenada, consumida y vendida para los estratos bajo, medio y alto, en los PT Cálido, Templado y Frío respectivamente. Este análisis, permite ver el comportamiento de las diferentes curvas de carga en función de  $E_c$ ,  $E_{dis}$ ,  $E_{grid}$  y  $E_s$ .

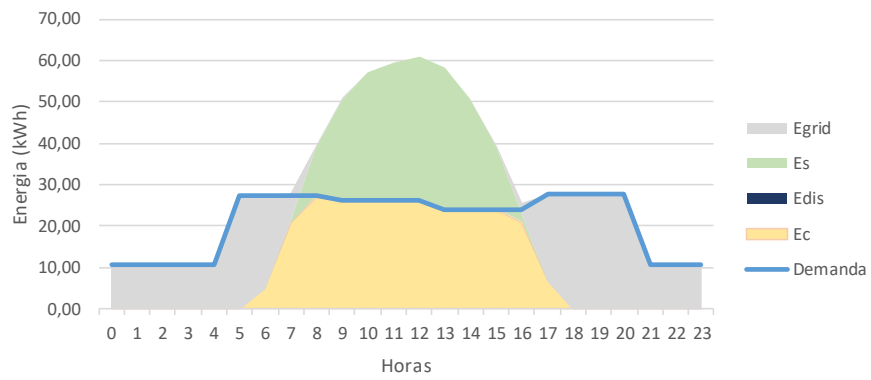
La Fig. 13a, correspondiente al estrato bajo en PT Cálido, muestra en promedio una demanda diaria de 588,96 kWh (área total bajo la línea azul), una generación de energía

SPV de 527,58 kWh, de los cuales, 288,74 kWh son para consumo propio (área amarilla) y 238,83 kWh para inyectar a la red (área verde). La demanda nocturna, de aproximadamente 300,22 kWh, se cubre comprando energía de la red (área gris). Esto indica que, para este modelo de negocio, es más eficiente vender excedentes de energía a la red durante el día y comprar la energía de la noche de la red, que invertir en baterías para almacenamiento y respaldo. Para el estrato medio en PT Templado (Fig. 13b) el comportamiento es similar al anterior, donde la demanda promedio es de 505,97 kWh, la generación SPV es de 470,85 kWh, donde 257 kWh son para consumo propio y 213,85 kWh para venta a la red, y la compra de demanda nocturna de la red es 248,97 kWh. En este caso las baterías tampoco hacen parte de la solución óptima del problema.

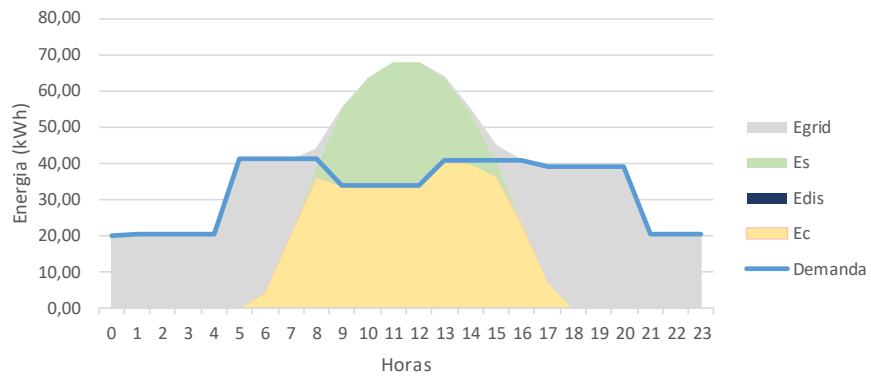
Finalmente, en el estrato alto en PT Frío (Fig. 13c), el comportamiento de los flujos de energía es similar a los anteriores en donde las ventas de excedentes a la red son menores en proporción a la demanda total. Allí, la demanda promedio es de 780,28 kWh, la generación de energía SPV es de 507,94 kWh, distribuidos en 343,70 kWh para consumo propio y 164,25 kWh para venta a la red, cubriendo un faltante para satisfacer la demanda de 436,58 kWh.



(a)



(b)



(c)

**Figura 13.** Flujos promedio de energía de: (a) estrato bajo en PT Cálido; (b) estrato medio en PT Templado, y (c) estrato alto en PT Frío.

En resumen, el sobredimensionamiento de MG como modelo de negocio para la venta de energía a la red principal es viable, en particular para sistemas menores a 100 KW. Dicho modelo de negocio es aplicable a comunidades en todos los estratos viviendo en todos los pisos térmicos. Sistemas con capacidad mayor a 100 KW, es viable para los estratos medio y alto. El caso del estrato bajo para no es factible bajo el esquema tarifario de sistemas mayores a 100 KW. Los beneficios económicos en US\$/kWh son mayores para capacidades menores 100 KW, debido a que la remuneración por inyectar energía a la red ( $P_s$ ) es mayor para estas capacidades, que para los sistemas mayores a 100 KW. Finalmente, para ninguno de los casos analizados, el modelo sugiere el uso de baterías para respaldar los sistemas MG. Esto, debido a sus altos costos LCOS, lo que indicaría que su uso sería razonable únicamente para respaldar sistemas aislados o desconectados de la red.

## **6. Discusión**

En esquemas tarifarios de capacidades menores a 100KW todos los estratos, en todos los PT, el modelo es viable y soporta mayores descuentos sobre el precio de venta, pero en capacidades mayores a 100KW, el modelo solo es viable para estratos medio y alto, debido al bajo precio de venta, por lo que soporta menos descuentos. Una alternativa para que el estrato bajo sea viable, es el aumento de usuarios de la MG, por ejemplo, aumentar de 100 a 110 usuarios hace que se empiecen a obtener beneficios positivos en el PT Cálido y en los demás PT con 120 usuarios. Otra alternativa, son instalaciones menores a las condicionadas, por ejemplo, se realizaron los cálculos sin la condición de instalación mínima y se obtuvieron beneficios positivos para el estrato bajo y mayores

para los demás estratos. El esquema tarifario para capacidades mayores a 100KW parece estar concebido para un número considerable de usuarios o solo para los estratos medio y alto puedan instalar MG y vender los excedentes de energía.

Al considerar diferentes LCOE en cada esquema tarifario, los resultados mostraron que para la capacidad menor a 100KW, todos los estratos en todos los pisos térmicos soportarían LCOE más altos. También, las MG instaladas en PT donde hay mayor radiación, permiten un LCOE más alto. Es más atractivo para una MG atender una comunidad en PT con mayor radiación y teniendo que instalar menos de 100KW, debido al esquema tarifario planteado por el regulador.

Un esquema tarifario como el actual, para las instalaciones mayores a 100KW, obliga a que las instalaciones en KW de equilibrio sean mayores, debido a que tiene que compensar la disminución del precio de venta de energía a la red y, en consecuencia, los consumos propios están más cercanos a esos KW de equilibrio. En este esquema, las instalaciones se harían para satisfacer la necesidad de consumo propio, debido a que no es atractivo vender excedentes a la red ni instalar mínimo 100KW y la optimización se puede lograr con una cantidad inferior a la condicionada.

La implementación en PT Templados, requiere menos capacidad en kWp y menos costos de inversión, pero a su vez, obtiene un valor de maximización menor para la configuración dada. Esto es el resultado de necesidades de refrigeración (aire acondicionado, ventiladores) y de calefacción menores a otros PT.

En general, los costos y la naturaleza estocástica de los recursos de RE, son críticos para determinar el tamaño de las MG (Akram et al., 2018) y tecnologías como blockchains y medidores inteligentes, pueden facilitar la coordinación descentralizada de las MG (Munsing y Mathery, 2017). Pero el cambio hacia sistemas de energía descentralizados



debe ser sostenible, acompañado de medidas que no desalienten las inversiones (Castañeda, et. al., 2017). Colombia está lista para las fuentes de energía renovables, dando prioridad a la energía solar fotovoltaica (Henaó et al., 2019) y la implementación masiva de MG, puede traer oportunidades importantes y favorables para el consumidor final (Correa y Bolaños, 2012), en especial con MG de energías SPV según el potencial mostrado.

El aporte de un análisis separado por estrato y PT para Colombia, es un primer paso importante para la masificación de energía SPV con MG, pero deben ajustarse los beneficios fiscales para que no dependan de la condición individual del propietario de la MG, y sean de aplicación general a quien desee generar energía limpia, por ejemplo, si un prosumers siempre pueda tener los beneficios tributarios previstos en depreciación y descuento en el impuesto de renta.

## **7. Conclusiones**

En este trabajo se desarrolló un modelo de optimización para analizar, bajo diferentes esquemas tarifarios y estrategias de precios de venta de la energía, la viabilidad de instalar MG, considerando comunidades colombianas de 100 viviendas, en diferentes estratos socioeconómicos, ubicación geográfica, clima y perfil de demanda. En general, el modelo permitió identificar para qué casos, la instalación de MG que venta energía a la red como un modelo de negocio, es factible. Se identificó que la mejor opción es la instalación de sistemas hasta 100 KW y que es aplicable para comunidades de 100 viviendas en todos los estratos y pisos térmicos.

Este trabajo contribuye a la discusión teórica en torno al análisis de aplicaciones y nuevos modelos de negocio de MG eléctricas, basadas en energías renovables alternativas. El modelo de negocio analizado consistió en el sobredimensionamiento de MG para vender los excedentes de generación a la red eléctrica principal. Otra de las contribuciones del trabajo consiste en la elaboración del modelo de optimización, el cual se usa para evaluar el modelo de negocio anterior en el contexto colombiano. Los resultados por estrato, piso térmico y esquema tarifario pueden servir a tomadores de decisiones, públicos o privados, para desarrollar esquemas donde se aumente la adopción de MG en contextos urbanos.

Dentro de las limitantes del trabajo se reconocen los siguientes puntos: se asumen comunidades estándar de 100 usuarios para MG en ambos esquemas tarifarios; se toman solo los precios del mercado regulado, pero si se tomaran precios del mercado no regulado, los resultados podrían ser diferentes; se asume que los excedentes de energía de la MG se pueden vender sin restricciones; finalmente, se emplearon valores promedio de radiación solar y demanda de electricidad, por piso térmico y estrato social, entendiendo que son variables aleatorias inciertas. Esto se hizo con el fin de enfocar el ejercicio de planeación sólo en hacer múltiples variaciones sobre los diferentes esquemas tarifarios, que, de otra manera, generaría una cantidad de escenarios difícil de analizar.

A futuro, se deberían estudiar los posibles efectos, técnicos y económicos, de una adopción masiva de las MG bajo el modelo de negocio analizado en este trabajo en el SIN.

## Referencias

- Abu-Sharkh, S., Arnold, R. J., Kohler, J., Li, R., Markvart, T., Ross, J. N., ... Yao, R. (2006). Can microgrids make a major contribution to UK energy supply? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 10, pp. 78–127. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.013>
- Akram, U., Khalid, M., & Shafiq, S. (2018). Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system. *IET Renewable Power Generation*, 12(1), 72–80. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0010>
- Atia, R., & Yamada, N. (2016). Sizing and Analysis of Renewable Energy and Battery Systems in Residential Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3), 1204–1213. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2519541>
- Bahramirad, S., Reder, W., & Khodaei, A. (2012). Reliability-constrained optimal sizing of energy storage system in a microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 2056–2062. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2217991>
- Brooks, A. E., Manur, A., & Venkataramanan, G. (2017). Energy modeling of aggregated community scale residential microgrids. *2016 1st International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities, SGBC 2016*. <https://doi.org/10.1109/SGBC.2016.7936073>
- Cardenas, L., Zapata, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Assessing the combined effect of the diffusion of solar rooftop generation, energy conservation and efficient appliances in households. *Journal of Cleaner Production*, 162, 491–503. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.068>
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 110(June), 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>
- Castillo, A., Mejía, D., & Muñoz-Galeano, N. (2017). Large-scale solar PV LCOE comprehensive breakdown methodology. *CTyF - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 7(1), 117–136. <https://doi.org/10.29047/01225383.69>
- CELSIA. (2018). Granjas Solares. Recuperado el 11 de mayo de 2020, de <https://www.celsia.com/es/granjas-solares>
- Chen, S. X., Gooi, H. B., & Wang, M. Q. (2012). Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 142–151. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2160745>
- Congreso De Colombia. (1994). LEY 0142 de 1994- Servicios Públicos Domiciliarios. Recuperado el 10 de mayo de 2020, de Colombia (Bogotá D.C) website: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html)
- Congreso De Colombia. (2014). LEY 1715 de 2014. Recuperado el 10 de mayo de 2020, de 2014 website: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)
- Correa, C. A., Bolaños, R. A., & Garces, A. (2012). Optimal operation of microgrids in the Colombian energy market. *Proceedings of the 2012 6th IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, T and D-LA 2012*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319106>

- CREG. (2018). *Resolución 0303 de 2018* (p. 368). p. 368. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- Diaf, S., Diaf, D., Belhamel, M., Haddadi, M., & Louche, A. (2007). A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy*, 35(11), 5708–5718. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.020>
- Díaz, F., Sumper, A., Gomis, O., & Villafáfila, R. (2012, mayo). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, pp. 2154–2171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>
- Domenech, B., Ranaboldo, M., Ferrer-Martí, L., Pastor, R., & Flynn, D. (2018). Local and regional microgrid models to optimise the design of isolated electrification projects. *Renewable Energy*, 119, 795–808. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.060>
- ENEL. (2018). ENEL Construye la Planta Solar más Grande de Colombia. Recuperado el 11 de mayo de 2020, de <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/d/2018/05/enel-builds-colombias-largest-solar-power-plant->
- Eraso, F., & Erazo, O. (2015). Potencial natural para el desarrollo fotovoltaico en Colombia. *Las energías sustentables y sostenibles en el Departamento de Nariño*, 52–59. Recuperado de <http://www.umariana.edu.co/ojs-editorial/index.php/libroseditorialunimar/article/view/706>
- Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2015, mayo 1). Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 45, pp. 431–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>
- Fridgen, G., Kahlen, M., Ketter, W., Rieger, A., & Thimmel, M. (2018). One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, 210, 800–814. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.08.138>
- Gaona, E. E., Trujillo, C. L., & Guacaneme, J. A. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 125–137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.176>
- Gómez, J., Murcia, J. D., & Cabeza, I. (2017). La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas. *Universidad Santo Tomás*, 19. Recuperado de <http://repository.usta.edu.co/handle/11634/10312>
- Guan, X., Xu, Z., & Jia, Q. S. (2010). Energy-efficient buildings facilitated by microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(3), 243–252. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2083705>
- Guerrero, J. M., Loh, P. C., Lee, T. L., & Chandorkar, M. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids Part II: Power quality, energy storage, and AC/DC microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1263–1270. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2196889>
- Hafez, O., & Bhattacharya, K. (2012). Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *Renewable Energy*, 45, 7–15. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2012.01.087>
- Hatziargyriou, N. D., Tsikalakis, A. G., Hatziargyriou, N. D., & Member, S. (2011). Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation Central Controller Strategy to Optimize Microgrids Operation. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (November 2015), 1–8. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039737>

- Henao, F., Rodriguez, Y., Viteri, J. P., & Dyner, I. (2019). Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector. *Renewable Energy*, 132, 81–92. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.099>
- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(April), 402–411. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>
- IDEAM. (2015). Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. Recuperado el 17 de mayo de 2020, de Ideam website: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- Lazard. (2019). Lazard.com | Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2018. Recuperado el 5 de abril de 2020, de <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>
- León, F., García, M., & Krejci, E. (2019). Pre-feasibility of wind and solar systems for residential self-sufficiency in four urban locations of Colombia: Implication of new incentives included in Law 1715. *Renewable Energy*, 130. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.087>
- Louie, H. (2018). Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. En *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7>
- Marín, J. (s/f). Distribución de los pisos térmicos en Colombia. Recuperado el 16 de mayo de 2020, de [http://1.bp.blogspot.com/-RKWLEzpeq00/UxuU5W0AgKI/AAAAAAAAAC0A/\\_Ropstz5TQU/s1600/PAG+2+PISOS+TERMICOS+DE+COLOMBIA.jpg](http://1.bp.blogspot.com/-RKWLEzpeq00/UxuU5W0AgKI/AAAAAAAAAC0A/_Ropstz5TQU/s1600/PAG+2+PISOS+TERMICOS+DE+COLOMBIA.jpg)
- Meena, N. K., Yang, J., & Zacharis, E. (2019). Optimisation framework for the design and operation of open-market urban and remote community microgrids. *Applied Energy*, 252(March), 113399. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113399>
- Munsing, E., Mather, J., & Moura, S. (2017). Blockchains for decentralized optimization of energy resources in microgrid networks. *1st Annual IEEE Conference on Control Technology and Applications, CCTA 2017, 2017-Janua*, 2164–2171. <https://doi.org/10.1109/CCTA.2017.8062773>
- OLADE, O. L. de E. (2013). *Modelos de Mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*. 192. Recuperado de [http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe final COLOMBIA.pdf](http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe%20final%20COLOMBIA.pdf)
- Oprea, S. V., Bâra, A., & Ifrim, G. (2018). Flattening the electricity consumption peak and reducing the electricity payment for residential consumers in the context of smart grid by means of shifting optimization algorithm. *Computers and Industrial Engineering*, 122(June), 125–139. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2018.05.053>
- Ramírez, H., & Jaramillo, J. (2014). Uso potencial de agentes clarificantes y desinfectantes de origen natural para el tratamiento integral del agua caracterizado por pisos térmicos. *Ingeniería Solidaria*, 10(17), 139–151. <https://doi.org/10.16925/in.v9i17.813>
- Ruiz, S., Patiño, J., Márquez, A., & Espinosa, J. (2017). Optimal design for an electrical hybrid micro grid in Colombia under fuel price variation. *International Journal of Renewable Energy Research*, 7(4), 1535–1545. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/323151076>
- Scalfati, A., Iannuzzi, D., Fantauzzi, M., & Roscia, M. (2017). Optimal sizing of distributed energy resources in smart microgrids: A mixed integer linear programming formulation. *2017 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2017, 2017-Janua*, 568–573. <https://doi.org/10.1109/DISTRA.2017.8191125>

- Sepulveda, C., Lopez, D., Gallego, J. M., Acosta, J., Bernal, L., Bonilla, J., ... Tejedor, F. (2014). *Los límites de la estratificación, en busca de alternativas*.
- Shuai, Z., Sun, Y., Shen, Z. J., Tian, W., Tu, C., Li, Y., & Yin, X. (2016). Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 58, pp. 167–179. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.201>
- Silvente, J., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N., & Espuña, A. (2015). A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids. *Applied Energy*, 155, 485–501. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.090>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2015). Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 755–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
- Soshinskaya, M., Crijns-Graus, W. H. J., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 659–672. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.198>
- Suvire, G. O., Mercado, P. E., & Ontiveros, L. J. (2011). Comparative analysis of energy storage technologies to compensate wind power short-term fluctuations. *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA 2010*, 522–528. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2010.5762932>
- Tezer, T., Yaman, R., & Yaman, G. (2017). Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(June 2016), 840–853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.118>
- Ton, D. T., & Smith, M. A. (2012). The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *Electricity Journal*, 25(8), 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
- UPME. (2012). *Caracterización por Piso Térmico UPME*.
- UPME. (2015a). *Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural*. 197.
- UPME. (2015b). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. En *Ministerio de Minas y Energía*. <https://doi.org/10.1021/ja304618v>
- UPME. (2016). *Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Recuperado de [http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla\\_IGE\\_Incentivos\\_Tributarios\\_Ley1715.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf)
- UPME. (2018). Balance Energetico Colombiano - Beco, Indicadores. Recuperado el 11 de mayo de 2020, de <https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx>
- Viteri, J. P., Henao, F., Cherni, J., & Dyer, I. (2019). Optimizing the insertion of renewable energy in the off-grid regions of Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 235, 535–548. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.327>
- XM. (2020). *Demanda Energía SIN y DNA*. Recuperado de <http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Nacional/demenesin.aspx>
- Yang, Y., Pei, W., Huo, Q., Sun, J., & Xu, F. (2018). Coordinated planning method of multiple micro-grids and distribution network with flexible interconnection. *Applied Energy*, 228, 2361–2374. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.047>

- Zhao, B., Zhang, X., Chen, J., Wang, C., & Guo, L. (2013). Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(4), 934–943. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2248400>
- Zia, M. F., Elbouchikhi, E., & Benbouzid, M. (2018). Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied Energy*, 222(April), 1033–1055. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>

## Apéndice 1. Parámetros generales de la tecnología modelo

**Tabla A.1.** Parámetros técnicos empleados para tecnología SPV.

<b>Energía solar fotovoltaica (LAZARD, 2019. First Solar, módulo fotovoltaico serie 4 <sup>TM</sup>)</b>	
LCOE	\$0,100 US / KW
Vida útil	20 años
Eficiencia ( $\eta_s$ )	0,153
Área del panel ( $A$ )	0,72 m <sup>2</sup> / KW
<b>Sistema de batería (LAZARD, 2019. Enersys, 2019. PowerSafe OPZ)</b>	
LCOS	\$0,223 US / kW
Vida útil	10 años
Tasa de auto descarga ( $\varphi$ )	0.0000583
Eficiencia de la tecnología	0,85
Eficiencia del inversor ( $\eta_{dis}$ )	0,92



## Apéndice 2. Datos aplicados al estudio de Caso

**Tabla A.2-1** Consumo medio por hogar, estrato y piso térmico

<b>Piso Térmico (PT)</b>	<b>Estrato Socioeconómico</b>	<b>kWh/mes por Hogar</b>
Cálido: Menor a 1.000 MSNM	Bajo	176.3
	Medio	222.0
	Alto	295.5
Templado: Entre 1.000 y 2.000 MSNM	Bajo	148.2
	Medio	151.8
	Alto	143.3
Frío: Mayor a 2.000 MSNM	Bajo	163.0
	Medio	153.5
	Alto	234.1

**Tabla A.2-2.** Precio promedio de 6 comercializadores de energía a diciembre de 2019 en US\$

<b>Estrato Socioeconómico</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>EMCALI</b>	<b>CELSIA</b>	<b>EPM</b>	<b>ENEL</b>	<b>EDEQ</b>	<b>ESSA</b>
<b>Bajo</b>	\$ 0,14	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,13	\$ 0,14	\$ 0,14	\$ 0,14
<b>Medio</b>	\$ 0,16	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,16
<b>Alto</b>	\$ 0,20	\$ 0,21	\$ 0,21	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,20	\$ 0,19
<b>Generación</b>	\$ 0,06	\$ 0,07	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06	\$ 0,06
<b>Comercialización</b>	\$ 0,02	\$ 0,01	\$ 0,02	\$ 0,01	\$ 0,01	\$ 0,02	\$ 0,02

### Apéndice 3. Reporte del proceso de optimización

Tabla A.3-1 Resumen – Solver Status en LINGO 18.

<b>Solver Status</b>	
Model Class:	LP
State:	Global Opt
Objective:	10126
Infeasibility:	0
Iterations:	6845

<b>Extended Solver Status</b>	
Solver Typo:	. . .
Best Obj:	. . .
Obj Bound:	. . .
Steps:	. . .
Active:	. . .

<b>Variables</b>	
Total:	70081
Nonlinear:	0
integers:	0

<b>Constraints</b>	
Total	61320
Nonlinear:	0

<b>Nonzeros</b>	
Total	214648
Nonlinear:	0

<b>Generator Memory Used (K)</b>	
14893	

<b>Elapsed Runtime (hh:mm:ss)</b>	
0:00:01	