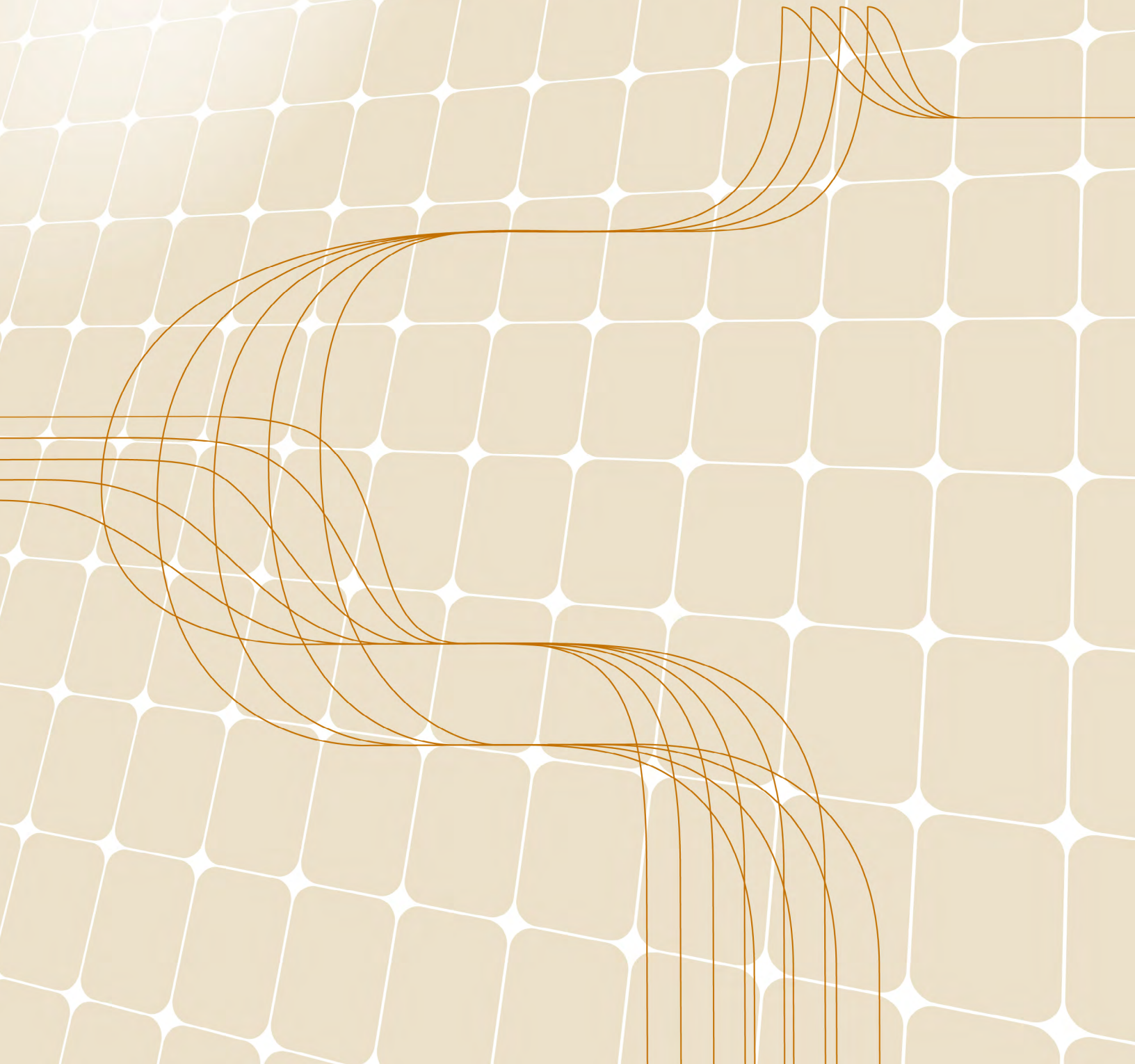


<https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/ingenieria/index>
www.ucr.ac.cr / ISSN: 2215-2652

Ingeniería

Revista de la Universidad de Costa Rica
JULIO/DICIEMBRE 2023 - VOLUMEN 33 (2)



Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía para clientes con tarifa residencial en Costa Rica

Techno-economic analysis of photovoltaic systems with energy storage for customers with a residential tariff in Costa Rica

Victor Vega-Garita

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica

e-mail: victor.vegagarita@ucr.ac.cr

Orcid: [0000-0003-2133-5830](https://orcid.org/0000-0003-2133-5830)

María Isabel Blanco-Alfaro

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica

Orcid: [0000-0001-5975-0920](https://orcid.org/0000-0001-5975-0920)

Aramis Pérez

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica

Orcid: [0000-0002-6783-2659](https://orcid.org/0000-0002-6783-2659)

Recibido: 16 de julio 2022

Aceptado: 16 de febrero 2023

Resumen

Como es conocido, la energía solar es un tipo de energía renovable que por su naturaleza se encuentra intrínsecamente influenciada por la variabilidad del recurso según sean las condiciones meteorológicas y geográficas del lugar. Para contrarrestar dicha variabilidad en la generación, se puede recurrir a tecnologías de almacenamiento como baterías. Estas facilitan la integración de esta energía a la red y la alimentación de las cargas en momentos de baja generación fotovoltaica (FV). En este artículo, se realiza un análisis técnico y económico de un sistema FV que cuenta con almacenamiento de energía por medio de baterías. Para ello, se desarrolla un modelo de un sistema fotovoltaico con y sin almacenamiento de energía, como comparación, para un sistema residencial con tarifa residencial plana. A partir del análisis generado, los resultados obtenidos indican que en términos económicos, es más rentable la instalación de sistemas operando únicamente con módulos fotovoltaicos (basado en el tiempo de retorno de inversión descontado). Por otra parte, a nivel energético los sistemas FV con almacenamiento por medio de baterías, permiten un mayor aprovechamiento de la energía fotovoltaica capaz de extraer del sistema, como es evidenciado por medio de las métricas de autoconsumo y autarquía. Así, este artículo, contribuye al análisis de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía por medio de baterías, una tecnología relativamente nueva en el país, colaborando con la generación de conocimiento de sistemas que se prevé cambie sustancialmente los sistemas de eléctricos.

Palabras Clave:

Almacenamiento de energía, análisis de factibilidad, sector residencial, sistemas fotovoltaicos



Abstract

Solar energy is a type of renewable energy that, due to its nature, it is intrinsically influenced by the variability of meteorological and geographical conditions of the site. To tackle variability, storage technologies such as batteries can be used, they enable the integration of renewable energy into the electricity network and a full supply of electrical loads at times of low generation. In this paper, a technical and economic analysis of a photovoltaic (PV) system including energy storage is carried out. Therefore, a model of a photovoltaic system with and without energy storage was developed in order to compare the technical and economic metrics for each case in the context of a residential system, while following a flat tariff. Based on the analysis, the results indicate that from the economic point of view, it is more profitable to install systems operating only with PV modules. On the other hand, the PV with storage systems allow a better use of the photovoltaic energy as can be seen from the metrics of self-consumption and autarky. Thus, this article contributes to the analysis of photovoltaic systems with energy storage through batteries, a relatively new technology in the country, collaborating with the generation of knowledge of systems that are expected to substantially change the electrical system.

Keywords:

Energy storage, feasibility analysis, residential sector, photovoltaic systems.

1. INTRODUCCIÓN

El uso de la energía solar fotovoltaica (FV) se encuentra en constante crecimiento en Costa Rica por medio del método de generación distribuida. Según los datos oficiales de la Dirección de Energía, del Ministerio de Ambiente y Energía, la capacidad instalada en esta modalidad ha alcanzado 72,4 kW_p a diciembre 2021 [1], lo que representa más que la totalidad de la capacidad instalada en plantas centralizadas a nivel nacional. Esto, gracias a la disminución de los costos y a la mejora en la eficiencia de los módulos FV [2], lo cual hace que cada vez más usuarios se vean atraídos por la premisa de reducir su consumo eléctrico desde la red eléctrica. Consecuentemente, la instalación de módulos fotovoltaicos es percibida como una inversión que puede rendir réditos.

Sumado al aspecto económico, la aceptación de la energía solar fotovoltaica también se relaciona con el aspecto ambiental, puesto que al ser una energía renovable puede ayudar a desplazar el uso de combustibles fósiles [3], máxime durante la época seca en Costa Rica.

A pesar de los beneficios de las energía renovables, estas presentan desafíos importantes que superar. Entre ellas se encuentra su variabilidad, pues la generación de energía depende la ubicación geográfica y desde luego de las condiciones meteorológicas asociadas a estas [4]. En el caso de la producción de energía solar, esta depende de condiciones como la temperatura, velocidad y dirección del viento, radiación, posicionamiento de los módulos, nubosidad, entre otras; de tal forma, la producción varía entre un día y otro, por lo que habrá días y meses de mayor o menor producción. Para la alimentación continua de las cargas eléctricas es requerido un flujo constante de potencia que se ajuste a la demanda. Por esta razón, si se quiere algún tipo de independencia de la red es fundamental la implementación de tecnologías de almacenamiento para aprovechar al máximo la generación solar y así satisfacer la carga y no inyectar energía FV en el sistema eléctrico nacional.

Esto se puede llevar a cabo por medio del manejo o gestión de la energía (EMS, por sus siglas en inglés *Energy Management System*). El EMS, se relaciona a las decisiones que se deben tomar en cuanto a cómo configurar el sistema para la alimentación de las cargas, ya sea desde la red, los módulos fotovoltaicos o desde las baterías cada instante para sistemas conectados a la red eléctrica [5]. Asimismo, al considerar la normativa que rige la inyección de energía a la red en Costa Rica, el EMS define las circunstancias o casos para los cuales se permitirá al sistema enviar la energía producida para inyectar a la red; todo esto tomando en cuenta las variaciones en la generación, el estado de carga de la batería (*SoC*), y los requerimientos del lado de la demanda eléctrica [6].

En síntesis, el objetivo principal de la generación FV a nivel residencial es satisfacer la demanda eléctrica local, limitando así la cantidad de energía extraída de la red de distribución, mientras se maximiza el uso de la energía solar producida y almacenada, es decir aumentar al máximo el autoconsumo [7].

Por lo tanto, analizar el papel protagónico de la energía solar fotovoltaica y de los sistemas de almacenamiento, que en nuestro país es aún incipiente pero con un futuro prometedor, es de suma importancia en términos técnicos y económicos. Máxime si se considera que los sistemas de

almacenamiento de energía por medio de baterías han disminuido su costo de manera sostenida durante los últimos años y se espera que siga esa tendencia [8].

En este artículo, se desarrolla un modelo característico de un sistema FV con baterías, similar a lo reportado en [9]. Además, se ejecutan simulaciones con el fin de poder evaluar la métricas técnicas y económicas definidas, y así, analizar su viabilidad. Lo anterior, sin embargo, está ligado a los costos de las tarifas eléctricas, las regulaciones nacionales y la demanda energética del caso de estudio.

El modelo propuesto en este artículo incluye una, sección para estimación de la potencia solar, partiendo de datos geográficos y meteorológicos, junto con otras secciones que incluyen la curva de carga, el sistema de manejo de la energía, el modelado del sistema de almacenamiento y una sección de cálculos económicos y técnicos.

1.1. Métricas técnicas y económicas

A continuación, se definen las métricas que se usarán en este artículo para evaluar los aspectos técnicos y financieros ligados a sistemas de generación FV con o sin almacenamiento.

El autoconsumo (S) es calculado porcentualmente [10], es la relación entre la energía fotovoltaica utilizada por la carga y la totalidad de la energía producida por la propia planta fotovoltaica. Es calculado por medio de la Ecuación (1).

$$S = \frac{E_u}{E_p} \cdot 100 \quad (1)$$

donde E_u es la energía fotovoltaica utilizada por la carga y E_p es la totalidad de la energía fotovoltaica producida por el sistema FV.

La autarquía, A , corresponde a la relación entre la energía utilizada por la carga que es producida por el sistema FV y la totalidad de la energía necesaria para satisfacer la demanda energética de la carga eléctrica (E_c) [10], y es calculado por medio de la Ecuación (2).

$$A = \frac{E_u}{E_c} \cdot 100 \quad (2)$$

Por otro lado, el tiempo de recuperación de la inversión descontado (R_I) es una medida de cuánto tiempo se tarda hasta que los flujos de efectivo netos descontados acumulados compensen la inversión inicial en un proyecto. Se utiliza para calcular el periodo en el que se devuelve la inversión inicial. Este método es más eficaz para proyectar con precisión los periodos de recuperación cuando se descuenta para incorporar el valor del dinero en el tiempo; el valor del dinero en el tiempo se calcula para una determinada tasa de interés, ganado durante un periodo de tiempo determinado [11]. Es calculado por medio de la Ecuación (3).

$$R_I = y + \frac{|n|}{p} \quad (3)$$

donde y es el periodo anterior al periodo en el cual el flujo de caja acumulado se vuelve positivo, p es el valor descontado del flujo de caja del periodo en el que el flujo de caja acumulado es ≥ 0 , $|n|$ es el valor absoluto del flujo de caja descontado acumulado en el periodo y .

1.2. Contribuciones de este artículo

Este artículo contribuye a

- modelar el comportamiento dinámico de sistemas FV acoplados a baterías para sistemas residenciales en Costa Rica;
- determinar que en este momento implementar sistemas FV acoplados a baterías para sistemas de residenciales en Costa Rica, ayuda a alcanzar niveles de independencia energética significativa;
- establecer que los altos costos iniciales de inversión al instalar sistemas FV acoplados a baterías deben disminuir para que sean económicamente viables.

2. MODELADO DE SISTEMAS FV CON ALMACENAMIENTO

El diagrama de la Fig. 1 muestra los pasos y modelos individuales que fueron integrados por medio de variables de acople con el fin de representar en su totalidad un sistemas fotovoltaico con almacenamiento de energía por medio de baterías. Esto, fue implementado al usar la herramienta Matlab © y en las siguientes secciones se detallan las entradas, salidas y funcionamiento que poseen dichas etapas.

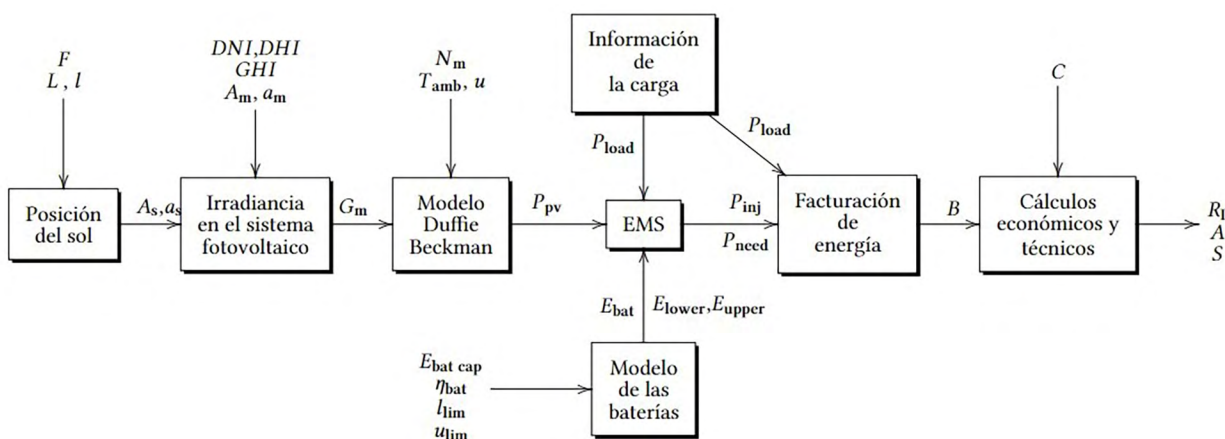


Fig. 1. Modelo desarrollado para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento por medio de baterías.

2.1. Posición del Sol

Este bloque consiste en una calculadora solar que dá como resultado la posición de Sol en términos del ángulo de elevación (a_s) y el azimut (A_s). Esto, se calcula cada hora para el año 2020. Como entradas, este bloque recibe la latitud (L), la longitud (l) y fecha (F).

2.2. Irradiancia sobre el sistema fotovoltaico

Para el cálculo de la irradiancia total sobre el sistema fotovoltaico, el modelo lo realiza tomando en cuenta una superficie inclinada, y asumiendo un horizonte limpio, es decir, que no se tiene ningún obstáculo (como árboles o edificios que bloqueen la radiación solar). Respecto a la posición de los módulos usada en este artículo, se escogió la inclinación (a_m) y azimut (A_m) que resultan en los valores de mayor radiación anual. Estos parámetros fueron determinados con antelación a través de un proceso iterativo mediante el cual, al variar inclinación y azimut del módulo, se obtienen los valores de energía por unidad de área anualmente. Posteriormente, con base en esto, se escoge la combinación de ambos que resulta en el valor más alto. En este caso, se utilizó como referencia una vivienda ubicada en Tibás, San José, para la cual se obtuvo una irradiancia máxima con una inclinación del módulo, $a_m = 10^\circ$, y un azimut del módulo, $A_m = 200^\circ$.

Para esta etapa, se necesitan como entradas los parámetros que definen la posición solar, que corresponden a los ángulos de elevación y azimut calculados por medio de la calculadora solar (a_s y A_s , respectivamente). Además, tiene como entradas la irradiancia global horizontal (GHI) directa normal (DNI) y difusa horizontal (DHI) para cada hora durante el año 2020. Estos datos se obtuvieron por medio del programa Meteonorm© que realiza una estimación del potencial de generación solar con base en datos disponibles de estaciones meteorológicas cercanas al lugar de interés.

CUADRO I
VALORES RELEVANTE DE LA HOJA DE DATOS DEL MÓDULO FY USADO
COMO REFERENCIA EN ESTE ARTICULO

Parámetro	Magnitud	Parámetro	Magnitud
I_{SC}	11,24 A	Coefficiente térmico	-0,36 °C
V_{OC}	40,2 V	Eficiencia STC	18,9 %
I_{mmp}	10,6 A	Área	$1,76 \times 1,04 \text{ m}^2$
V_{mmp}	33 V	Temperatura NOCT	41 °C

A partir de los datos de entrada, se procede a calcular la irradiancia directa ($G_{directa}$), difusa (G_{difusa}) y reflejada (G_{albedo}) que inciden sobre el sistema fotovoltaico según se reporta en [12]. Una vez calculados dichos valores, se procede a calcular la irradiancia total sobre el sistema fotovoltaico (G_m) con ayuda de la Ecuación (4), la cual corresponde al valor a la salida de este bloque.

$$G_m = G_{directa} + G_{difusa} + G_{albedo} \quad (4)$$

2.3. Modelo térmico y estimación de la generación solar

Las entradas de este bloque son la irradiancia total (G_m), el número de módulos fotovoltaicos (N_m) que se desean instalar, así como, datos meteorológicos de la temperatura ambiente (T_{amb}) y velocidad del viento (u), recolectados según la ubicación y periodo de estudio, igualmente cada hora. Para el cálculo de la potencia fotovoltaica, es requerido tomar en cuenta datos técnicos

del módulo fotovoltaico brindados por el fabricante. Para efectos de este artículo, se elige el módulo Canadian Solar HiKuCS3L 355 W_p [13], cuyas características se resumen en el Cuadro I

A partir de los datos de entrada al bloque y los datos de la hoja técnica, se calculan los valores de la temperatura de los módulos FV (T_m) y la eficiencia del módulo FV (η_{DB}), según el modelo de Duffie Beckman [14]. Este modelo, toma en cuenta temperatura ambiente (T_{amb}), velocidad del viento (u) y, por medio de un proceso iterativo, se logra obtener una eficiencia total que incluye no solo el efecto de la temperatura sino también el de la radiación. Una vez calculada la eficiencia total, se procede con el cálculo de la potencia total del sistema, a partir de la expresión (5), donde A corresponde al área de cada módulo y η_t a la eficiencia del sistema de seguimiento de máxima potencia, definido en 96 % para efectos de este artículo.

$$P_{CC} = G_m \cdot A \cdot N_m \cdot \eta_{DB}(T_m) \cdot \eta_t \quad (5)$$

Puesto que el sistema fotovoltaico se encuentra conectado a la red eléctrica por medio de un inversor, el valor de potencia en CA se obtiene por medio de la Ecuación (6), al multiplicar la potencia en CC por la eficiencia del inversor ($\eta_{inversor}$), que fue definida con un valor constante también de 94 %. Al final de este bloque se obtiene la potencia del arreglo FV.

$$P_{pv} = P_{CC} \cdot \eta_{inversor} \quad (6)$$

2.4. Modelo de las baterías

Este bloque tiene como entrada los datos técnicos referentes al paquete de baterías, como lo son la capacidad de almacenamiento de la baterías ($E_{bat\ cap}$), la eficiencia ($\eta_{bat} = 97\%$) y los límites de descarga ($I_{lim} = 10\%$) y carga ($u_{lim} = 90\%$). Estos valores son definidos de dicha manera, puesto que corresponden a la capacidad típica utilizable en las baterías de iones de litio para garantizar un funcionamiento adecuado. Al inicio de la simulación se asumió que el paquete de batería se encontraba con un 50 % de la capacidad nominal. Con la información anterior, se logra calcular los valores de energía máxima (E_{upper}) y mínima (E_{lower}) permitidos en la batería. Estas variables mencionadas, corresponden a las salidas de este bloque.

Es relevante reportar que, en este artículo, la disminución en la capacidad de almacenamiento de las baterías en función del tiempo no fue considerada pues se encontraba fuera del objeto de estudio de este artículo. Asimismo, en este artículo se asume que el inversor puede entregar la potencia requerida por la carga eléctrica.

$$E_{lower} = I_{lim} \cdot E_{bat, cap} \quad (7)$$

$$E_{upper} = u_{lim} \cdot E_{bat, cap} \quad (8)$$

El valor de la energía remanente en la batería (E_{bat}), corresponde a un vector cuyos valores se calculan para cada paso de tiempo i , este corresponde a una hora y se recorre por un periodo de un año. Asimismo, el estado de carga (SoC) puede ser calculado para cada paso de tiempo al hacer una relación entre la energía remanente en la batería respecto a la capacidad nominal de almacenamiento, como se muestra en la Ecuación (9).

$$\text{SoC}(i) = \frac{E_{\text{bat}}(i)}{E_{\text{bat, cap}}} \quad (9)$$

2.5. Información de la carga

En primera instancia, se debe definir el comportamiento anual del consumo de energía y así poder realizar el dimensionamiento de sistema FV con baterías. Para esto, se construye la demanda con base en el perfil de carga residencial típico de Costa Rica que cuenta con dos picos, una cerca del medio día y otro justo al inicio de la noche. Para mayor información, ver página 42 del plan de expansión del ICE 2018-2034 [15].

Para efectos del modelo planteado, se considerará una carga residencial cuyo consumo diario es de aproximadamente 12,5 kWh. Con base en dicho consumo, se construye una curva diaria basada en la curva promedio residencial; puesto que se requiere la información anual de la carga, se incluye variabilidad para que la carga fluctúe moderadamente de un día a otro a través del año.

En la Fig. 2, se muestra la curva de la demanda para el día 1 de enero del año 2020. Los datos de potencia consumida (P_{load}) son dados cada hora, por lo cual a su vez, representan la energía en kWh (E_{load}).

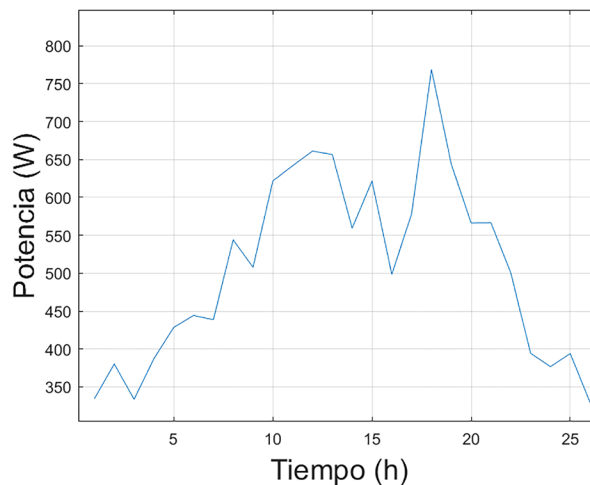


Fig. 2. Curva de demanda para el perfil de carga de una residencia con consumo diario aproximado de 12,5 kWh (1 enero 2020).

2.6. Manejo de la energía

El bloque correspondiente al manejo de la energía, posee como variables de entrada el dato de producción fotovoltaica, la información de la carga eléctrica, el valor de la energía remanente en la batería y los valores de energía máxima y mínima permitidos.

El EMS corresponde a un conjunto de modos de operación que definen los flujos de potencia. Es decir, define prioridades en términos de uso de la energía fotovoltaica ya sea para

cargar las baterías, alimentar las cargas dentro de la residencia o inyectarla a la red. A su vez, el EMS determina la magnitud de la potencia que se debe entregar a las cargas o almacenar en las baterías. Para este artículo, se prioriza el autoconsumo de la energía solar y no se permite la carga de la batería desde la red eléctrica.

A partir de las variables de entrada, se plantean los distintos modos de operación al considerar los valores de energía máxima y mínima permitidos en las baterías, procurando que estas no se sobre carguen o se descarguen a niveles muy bajos para no reducir su vida útil; dicha operación es normalmente desempeñada por los controladores de carga. De esta forma, el algoritmo propuesto para la conformación del manejo de energía se describe por medio de los diagramas mostrados a continuación en las Figs. de la 3 a la 6.

Para este artículo, se definieron dos casos, el primero cuando el sistema opera únicamente con módulos fotovoltaicos, el segundo cuando el sistema cuenta con generación fotovoltaica y almacenamiento de energía por medio de baterías. En ambos casos hay conexión a la red eléctrica.

Las variables de salida de este bloque, que servirán para alimentar el siguiente, corresponden al valor de potencia fotovoltaica que es inyectada a la red (P_{inj}) y la potencia efectiva consumida desde la red (P_{need}), Mientras que también se registra la potencia suplida desde el sistema FV directamente a la carga ($P_{pv,load}$).

2.6.1. EMS para sistema únicamente con generación FV

Para sistemas únicamente con generación FV, se distinguen dos posibles casos dependiendo de si se cuenta con demanda superior a la generación FV, o con generación FV superior a la demanda. Esto se explica a continuación.

Demanda superior a la generación FV

En este caso, donde la demanda es superior a la energía FV, se prioriza suministrar la potencia fotovoltaica producida a la carga, el restante de potencia necesaria es suministrada desde la red eléctrica. Debido a que se consume la totalidad de potencia fotovoltaica producida, por ende, no hay inyección a la red. La forma en que se determina el flujo de potencia para este caso se puede observar en la Fig. 3a.

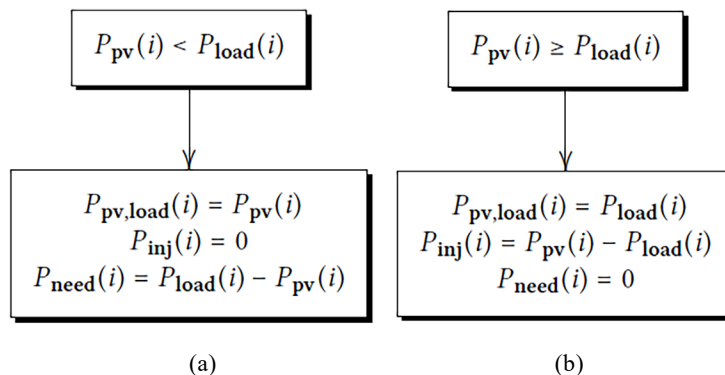


Fig. 3. Flujo de potencia para (a) caso donde la demanda es superior a la generación FV y (b) caso donde la generación FV es superior a la demanda energética de las cargas.

Generación superior a la demanda

En el caso donde la generación FV es mayor a la demanda de potencia por parte de las cargas, la energía fluye primero a las cargas y el remanente se inyecta a la red eléctrica como un excedente. Por lo tanto, no hay necesidad de consumir potencia desde la red (ver Fig. 3b).

2.6.2. EMS con generación FV y baterías

De igual forma que cuando el sistema opera únicamente con módulos fotovoltaicos, se distinguen los casos en los que la demanda es superior a la generación FV del caso donde la generación es superior a la carga. Las Figs. 4 y 5 ilustran, por medio de un diagrama, los flujos de energía para ambos casos.

Al incorporar baterías al sistema, ahora se deben definir restricciones relacionadas a los límites en la cantidad de energía que se puede almacenar y entregar así como en las condiciones que se deben cumplir para cargarlas o descargarlas.

Demanda superior a la generación FV

Si la demanda de energía eléctrica es superior a la generación del sistema FV con baterías, hay dos casos importantes:

1. $E_{\text{bat}}(i) \leq E_{\text{lower}}(i)$: si la energía remanente en las baterías es menor o igual que el límite inferior permitido (10 %), esta se queda en reposo, ya que no es capaz de cubrir la demanda. Por lo cual, la carga se alimenta de la potencia fotovoltaica producida, y si aún así la demanda no es satisfecha, el resto debe ser suministrado por la red.
2. $E_{\text{bat}}(i) > E_{\text{lower}}(i)$: si la energía remanente en las baterías es mayor que el límite energía mínima, hay dos posibilidades:
 - $(E_{\text{bat}}(i) - E_{\text{lower}}(i)) < (P_{\text{load}}(i) - P_{\text{pv}}(i))$: si la capacidad que tiene la batería para descargarse sin infringir el límite inferior, es menor que lo que la carga necesita para terminar de satisfacerse, entonces es necesaria la extracción de potencia, desde la red. Así, la carga se estaría alimentado desde el arreglo fotovoltaico (si es de día), la energía almacenada en las baterías y de la red.
 - $(E_{\text{bat}}(i) - E_{\text{lower}}(i)) > (P_{\text{load}}(i) - P_{\text{pv}}(i))$: si la capacidad que tiene la batería para descargarse sin infringir el límite inferior, es mayor o igual que lo que la carga necesita para satisfacerse, entonces la carga se termina de alimentar con la energía almacenada en las baterías ($P_{\text{bat, load}}$), en conjunto con la energía solar que se produce en ese momento (en caso de que sea de día) y no sea necesaria la inyección de energía desde la red.

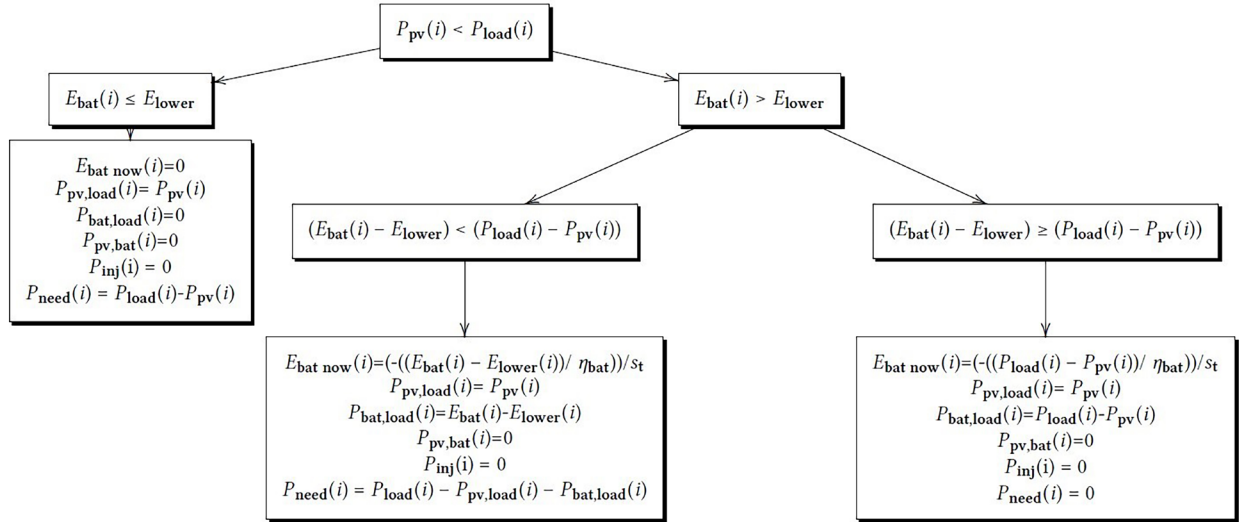


Fig. 4. EMS para sistema con generación fotovoltaica y almacenamiento de energía cuando la demanda de la carga es mayor que la generación.

Generación superior a la demanda

Si por el contrario al caso anterior, la generación con energía solar es superior para un sistema FV que cuenta adicionalmente con baterías, se distinguen dos casos:

1. $E_{bat}(i) \geq E_{upper}(i)$: cuando la energía remanente en las baterías es mayor o igual a la energía máxima permitida (90 %), la batería se queda en estado de reposo, puesto que no es posible cargarla más. Además, se satisface con fotovoltaico la totalidad de la demanda y el excedente es inyectado a la red.
2. $E_{bat}(i) < E_{upper}(i)$: cuando la energía remanente en las baterías es menor a la energía máxima permitida, se pueden presentar dos casos:
 - $(E_{upper}(i) - E_{bat}(i)) \geq (P_{pv}(i) - P_{load}(i))$: en este caso, si la capacidad que tiene la batería para cargarse sin infringir el límite máximo es mayor o igual que el excedente de potencia FV que queda luego satisfacer la carga; entonces, la potencia excedente se utiliza para cargar las baterías ($P_{pv,bat}$).
 - $(E_{upper}(i) - E_{bat}(i)) < (P_{pv}(i) - P_{load}(i))$: si la capacidad que tiene la batería para cargarse sin infringir el límite máximo, es menor que el excedente de potencia FV que queda luego de suplir la carga, la potencia excedente se utiliza para cargar las baterías hasta donde es permitido y el resto se inyecta a la red.

En general, tanto para los casos de demanda superior como de generación superior, los valores de $E_{bat\ now}$ que se calculan para cada interacción i , permiten determinar la cantidad en la cual se está reduciendo o aumentando la energía remanente en la batería. Esta variable se divide entre la variable s_t que corresponde a 1 hora, para determinar el valor de esa energía en ese instante, es decir, en esa iteración. Además, los casos en los cuáles la batería se carga se multiplican por la eficiencia de la batería, debido a la pérdidas asociadas.

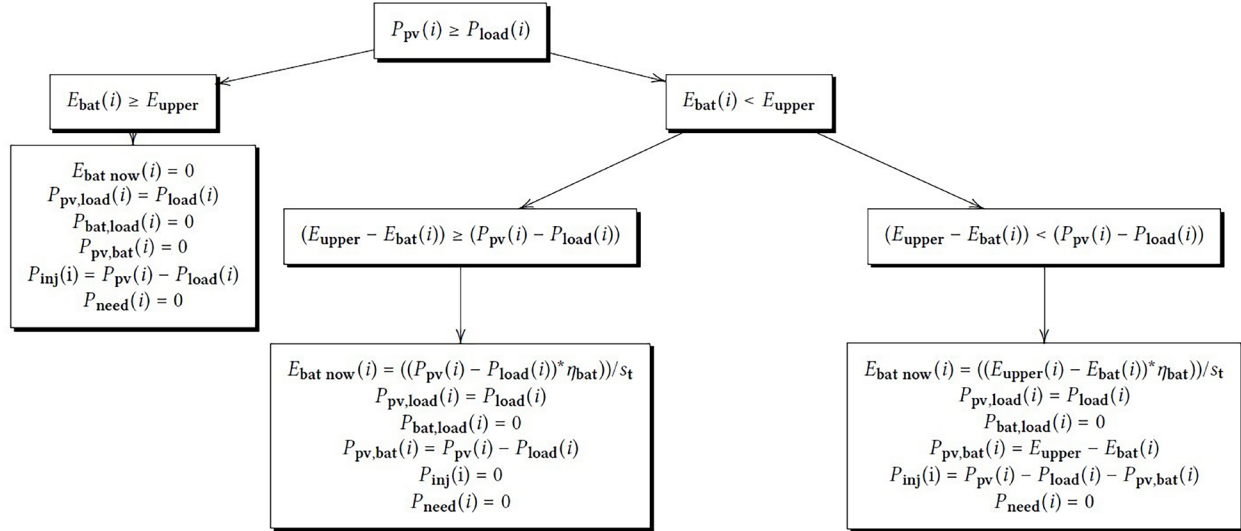


Fig. 5. EMS para sistema con generación fotovoltaica y almacenamiento de energía cuando la demanda de las cargas es menor a la generación.

Por lo cual, para el cálculo de la energía remanente correspondiente a cada iteración, luego de calcular $E_{bat\ now}$ según la iteración, se utiliza el algoritmo expuesto en el diagrama presentado en la Fig. 6. Donde n corresponde a 8784 datos, que representan la cantidad de horas totales para el periodo correspondiente al año 2020.

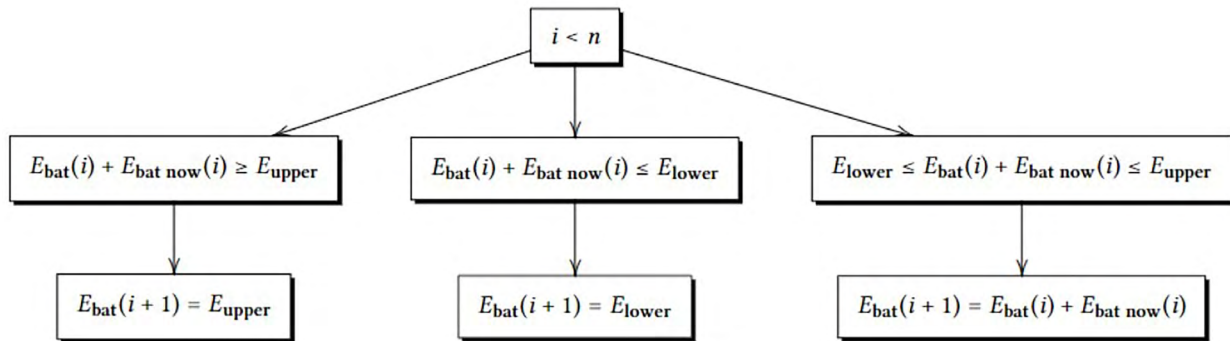


Fig. 6. Algoritmo para el cálculo de energía remanente E_{bat} tras cada iteración i .

El algoritmo especifica que mientras la simulación siga corriendo ($i < n$), se evalúa la suma de los valores $E_{bat} + E_{bat\ now}$, para limitar dichos valores según los límites máximo y mínimo de las baterías, en caso de ser necesario.

2.7. Facturación Eléctrica

Este bloque corresponde al procedimiento por medio del cual se realiza el cálculo de la facturación eléctrica anual (B), considerando cinco casos distintos: solo la carga (línea base), con sistema FV (con y sin mecanismo de compensación) y sistema FV con baterías (con y sin compensación).

Para el caso de estudio analizado se hará a partir del cálculo de la facturación eléctrica considerando la tarifa residencial (T-RE) ofrecida por la CNFL. En el Cuadro II se muestran los bloques de consumo y precios para esta tarifa.

CUADRO II
BLOQUES DE CONSUMO PARA LA TARIFA RESIDENCIAL (T-RE) [16]

Bloque de 0-30 kWh	Monto
Cargo fijo	₡1 866,30
Bloque de 31-200 kWh	Monto
Cada kWh	₡62,21
Bloque de 201-300 kWh	Monto
Cada kWh	₡95,46
Bloque mayor a 300 kWh	Monto
Cada kWh adicional	₡98,68

Se define como compensación en el recibo eléctrico la energía recibida por inyección a la red, la cual corresponde básicamente al costo de acceso (COA) ligado a la tarifa de acceso. Dicho valor se calcula por cada unidad de energía consumida (kWh) que el productor-consumidor retire de la red, asociada a la energía que previamente había depositado, tal que dicho retiro se paga en una tarifa diferenciada. El monto de la tarifa correspondiente por cada kWh consumido es de ₡26,60 [16].

A la entrada de este bloque (como se aprecia en la Fig. 1), se tiene la información de potencia consumida por la carga, así como los valores de potencia fotovoltaica inyectada a la red y de potencia consumida desde la red, tras ser calculados en el bloque correspondiente al EMS. Estos datos de potencia en sí, representan a su vez valores de energía en kWh, puesto que son valores calculados cada hora. A la salida de este bloque, se tiene el monto correspondiente al cálculo de la facturación anual para cada uno de los casos.

2.8. Aspectos técnicos y económicos

Posterior al bloque de facturación, se encuentra el de cálculos económicos y técnicos, este cuenta, con el algoritmo por medio del cual se calculan los valores de autoconsumo, autarquía y tiempo de retorno de la inversión, para cada uno de los casos de análisis descritos. La forma en que se calculan todas estas métricas se reportan en la Sección 1.1.

Los datos de entrada al bloque donde se realizan los cálculos económicos y técnicos corresponden a los valores de facturación anual y al costo total del sistema a considerar, sea solo con módulos o con módulos más baterías.

CUADRO III
COSTOS ASOCIADOS A LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICO
CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SEGÚN COSTOS DEL MERCADO
NACIONAL

Ítems	Costo
Módulos fotovoltaicos	\$172 (c/u)
Inversor 3.6 kW _p	\$1100
Inversor 5 kW _p	\$1300
Inversor 10 kW _p	\$1600
Inversor 15 kW _p	\$1900
Rack de instalación por módulo	\$44,5 (c/u)
Cableado (22 m)	\$20
Paquete de baterías	770,77 \$/kWh
Estudio de disponibilidad	¢49 000
Inspección final	¢89 730
Diseño eléctrico	¢80 000
Medidor bidireccional	¢80 000
Costo de instalación	40 % sobre el costo equipos, instalación y diseño
Margen de ganancia para la compañía	40 % sobre el costo equipos, instalación y diseño

La variable de entrada “C”, es la sumatoria, según corresponda, del precio de los equipos, materiales y mano de obra mostrados en el Cuadro III. En el caso del precio sugerido para los equipos, se obtuvo cotizaciones con distintas empresas nacionales; en específico, para el precio de las baterías, con base en la capacidad ofrecida en kWh y a los precios brindados, se calculó un promedio del costo en \$/kWh. Puesto que algunos de los costos averiguados fueron dados en dólares, es importante tomar en cuenta que se usó como referencia un tipo de cambio de 648 colones por dólar.

2.9. Determinación del dimensionamiento óptimo para cada caso de estudio

Cada una de las etapas del modelo usado fueron descritas en las secciones previas. Adicionalmente, se implementó un código para el sistema FV con baterías en el cual se varió la capacidad de las baterías desde 1 hasta 15 kWh, y la cantidad de módulos fotovoltaicos desde 1 hasta 20, tal que se obtienen resultados que son tabulados como matrices de dimensión 20×15 ; es decir, se obtienen resultados para 20×15 casos. Se eligieron dichos valores para conformar los vectores de $E_{\text{bat cap}}$ y N_m , puesto que se determinó que después de los 20 módulos y de los 15 kWh de capacidad en las baterías, el cambio en los resultados no fue significativo. En el caso del sistema FV sin almacenamiento, solo se hizo el barrido de 1 hasta 20 módulos.

Por medio del proceso descrito anteriormente y presentado en la Fig. 7, el objetivo es determinar la cantidad óptima de módulos fotovoltaicos y capacidad de las baterías para cada uno de los aspectos técnicos y económicos propuestos en este artículo como relevantes. El

criterio a utilizar, consiste en buscar la menor cantidad de módulos y capacidad en las baterías, que produzcan valores máximos de autoconsumo (S), autarquía (A) y menor periodo de retorno de inversión (R_i).

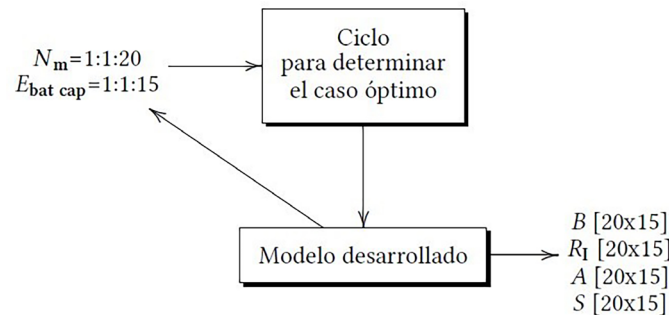


Fig. 7. Proceso para la determinación del dimensionamiento óptimo para un sistema FV con baterías.

3. RESULTADOS

Los resultados obtenidos a partir del modelo desarrollado, al considerar un sistema residencial conectado a la red, serán discutidos a continuación, considerando tanto los casos de operación solo con generación fotovoltaica, como con generación fotovoltaica más baterías. Las simulaciones se llevan a cabo para evaluar los valores obtenidos para las métricas escogidas en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos y la capacidad de las baterías. Esto con el objetivo de hallar la combinación de variables que permiten encontrar valores óptimos según los parámetros técnicos y económicos, así como comparar los resultados para sistemas FV con y sin almacenamiento.

3.1. Autoconsumo

En la Fig. 8, se muestra la relación entre el autoconsumo, número de módulos y la capacidad de las baterías, en un sistema FV con baterías. De allí, se determina que el autoconsumo aumenta entre menor sea la cantidad de módulos FV para una capacidad de almacenamiento definida. Por otro lado, es posible obtener mismos valores de autoconsumo para distintas combinaciones entre cantidad de módulos FV y capacidades de almacenamiento. En estos casos, serán las consideraciones económicas las que guiarán la decisión.

La menor cantidad de paneles y capacidad de baterías, que definen el óptimo para autoconsumo corresponden a $N_m = 3$ y $E_{bat\ cap} = 3$ kWh, a partir de dichos valores la curva empieza a saturarse.

La razón por la cual el autoconsumo disminuye con el aumento del número de módulos, se debe a que el sistema cada vez produce más de lo que realmente se está consumiendo por la carga, desplazándola por ejemplo del día a la noche. Sin embargo, el autoconsumo aumenta conforme aumenta la capacidad de las baterías, puesto que las baterías permiten aumentar la cantidad de energía fotovoltaica consumida por la carga.

Para el caso del sistema operando únicamente con generación FV, se obtiene la relación mostrada en la Fig. 9. Se comprueba que el porcentaje de autoconsumo disminuye con el aumento de la cantidad de módulos, por los motivos expuestos en el párrafo anterior. En este caso el autoconsumo óptimo basándose en el número de módulos, se obtiene con $N_m = 1$.

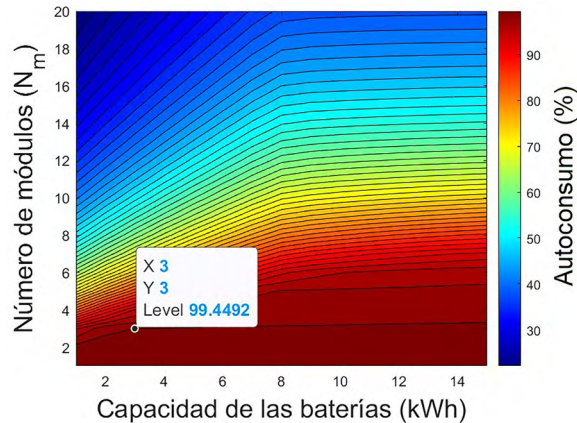


Fig. 8. Autoconsumo en función del número de módulos y capacidad de las baterías indicando el óptimo con $N_m = 3$ y $E_{\text{bat cap}} = 3$ kWh.

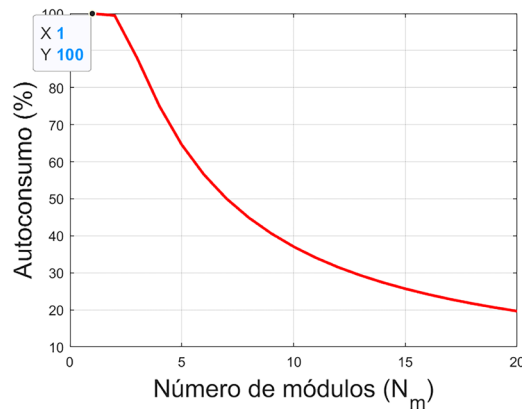


Fig. 9. Autoconsumo en función del número de módulos indicando el óptimo con $N_m = 1$.

3.2. Autarquía

Como se definió con anterioridad, el concepto de autarquía como tal, corresponde a un valor porcentual que indica cuan independiente energéticamente es un prosumidor al satisfacerse parcialmente o totalmente por medio de sus propios recursos energéticos.

En la Fig. 10, se visualiza la relación obtenida para autarquía en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos y la capacidad de almacenamiento de las baterías. Se determinó que el valor porcentual de la autarquía crece conforme se aumenta el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad de las baterías. Así, se obtiene el valor óptimo de autarquía para los valores correspondientes de: $N_m = 17$ y de $E_{\text{bat cap}} = 9$ kWh por lo que, se elige el mayor valor de autarquía posible (cerca de 98 %), obtenido con el menor número de módulos y baterías. Es interesante

considerar que, aunque la autarquía alcanza valores cercanos al 100 %, poder llegar a ese valor es muy difícil, pues pueden existir momentos donde la batería se encuentre descargada y no haya suficiente generación FV.

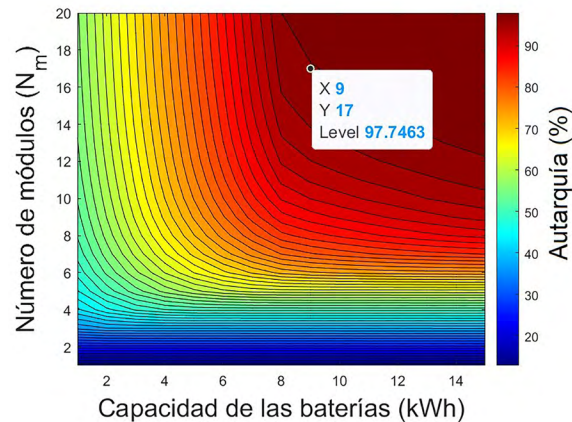


Fig. 10. Autarquía en función del número de módulos y capacidad de las baterías indicando el óptimo con $N_m = 17$ y $E_{bat\ cap} = 9$ kWh, para un sistema con baterías y generación FV.

Al considerar el caso del sistema operando únicamente con módulos, en la Fig. 11 se muestra la relación de autarquía en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos. Efectivamente la autarquía aumenta conforme aumenta la cantidad de módulos, según se vio anteriormente. En este caso, la curva comienza a saturarse aproximadamente para el valor de $N_m = 7$, por ende, dicha cantidad de módulos permite encontrar el valor óptimo de autarquía utilizando la menor cantidad de módulos.

Al comparar los casos de sistemas que incluyen solo generación FV con aquellos que poseen también baterías, es posible determinar que se alcanzan mayores valores de autarquía cuando se cuenta con baterías; esto porque las baterías permiten un mayor aprovechamiento de la energía producida, puesto que la energía solar producida en periodos de mayor irradiación puede ser almacenada si no es posible su consumo en determinado instante.

3.3. Facturación anual

Para un sistema que funciona tanto con módulos FV como con baterías, se muestran las relaciones de facturación en función de la cantidad de módulos y capacidad de almacenamiento en kWh de las baterías en la Fig. 12. En la Fig. 12a se muestra el caso sin considerar compensación (solo se evita pagar la energía que se produjo desde el sistema FV y se descargó de las baterías), y en la Fig. 12b considerando compensación (utilizando el esquema de tarifa de acceso). En ambos casos, se cumple que conforme aumenta la cantidad de módulos y la cantidad de baterías, disminuye la facturación.

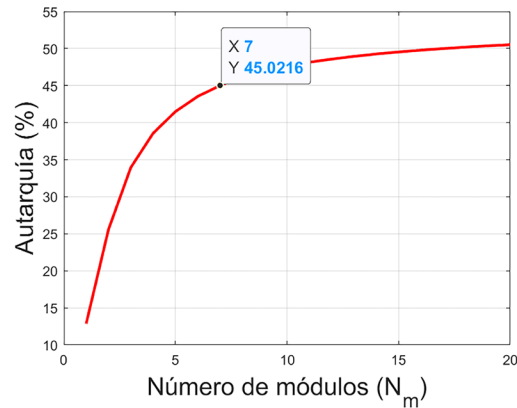


Fig. 11. Autarquía en función del número de módulos indicando el óptimo con $N_m = 7$ para un sistema solo con generación FV.

El valor de facturación óptimo sin compensación, se obtiene para los valores de $N_m = 14$ y de $E_{\text{bat cap}} = 7$ kWh, mientras que el valor de facturación con compensación óptimo se alcanza con los valores de $N_m = 14$ y de $E_{\text{bat cap}} = 8$ kWh. Con base en estos resultados, es posible notar cómo realmente el esquema de compensación no representa en este caso un beneficio tan notorio.

En cuanto al análisis de facturación anual, para el sistema que cuenta solo con FV, se consideran los casos en los cuales se toma en cuenta compensación y cuando no. En la Fig. 13, se muestran las relaciones entre los valores de facturación anual respecto al número de módulos; en general, es posible observar cómo la facturación anual decrece conforme se aumenta el número de módulos FV, para ambos casos: con y sin compensación.

Sin embargo, es importante notar que los valores más bajos de facturación se alcanzan en el caso en que se considera compensación en el recibo eléctrico. El valor de módulos que permite obtener el óptimo para la facturación sin compensación corresponde a $N_m = 9$, y el valor de $N_m = 7$ es el cual define el valor óptimo de facturación con compensación. Por lo cual, es posible notar que con menor cantidad de módulos, considerando el esquema de compensación, se obtienen menores valores de facturación anual.

3.4. Tiempo de retorno de inversión

El tiempo de retorno de inversión corresponde a uno de los parámetros claves a considerar al momento de tomar la, decisión sobre la adquisición o no de sistemas para autoconsumo. Para esta sección, se tomó como referencia una tasa de descuento de 3 %. En cuanto a cómo dimensionar el sistema basándose en tiempo de retorno de inversión, lo que se busca es obtener la combinación que produzca el menor periodo de retorno posible. Para el caso que considera un sistema FV y baterías, debido a que el precio de las baterías aún es muy alto, en comparación con los módulos FV, la mayoría de los resultados arrojaron valores de R_1 mayores a 20 años. El valor menor de R_1 se alcanzó para el caso sin compensación cuando $N_m = 4$ y $E_{\text{bat cap}} = 1$ kWh, mientras que cuando hay compensación el valor menor se obtuvo para $N_m = 6$ y $E_{\text{bat cap}} = 1$ kWh. En este caso, se alcanza el menor periodo de retorno correspondiente a 13,5 años. Para sistemas con

retornos de inversión superior a 15 años puede ser importante incluir el reemplazo del paquete de baterías de iones de litio en el análisis económico. En el caso de este artículo, se considera que los tiempos de funcionamiento del sistema de baterías puede llegar inclusive a operar 15 años sin que su capacidad de almacenamiento sea menor a un 70 %.

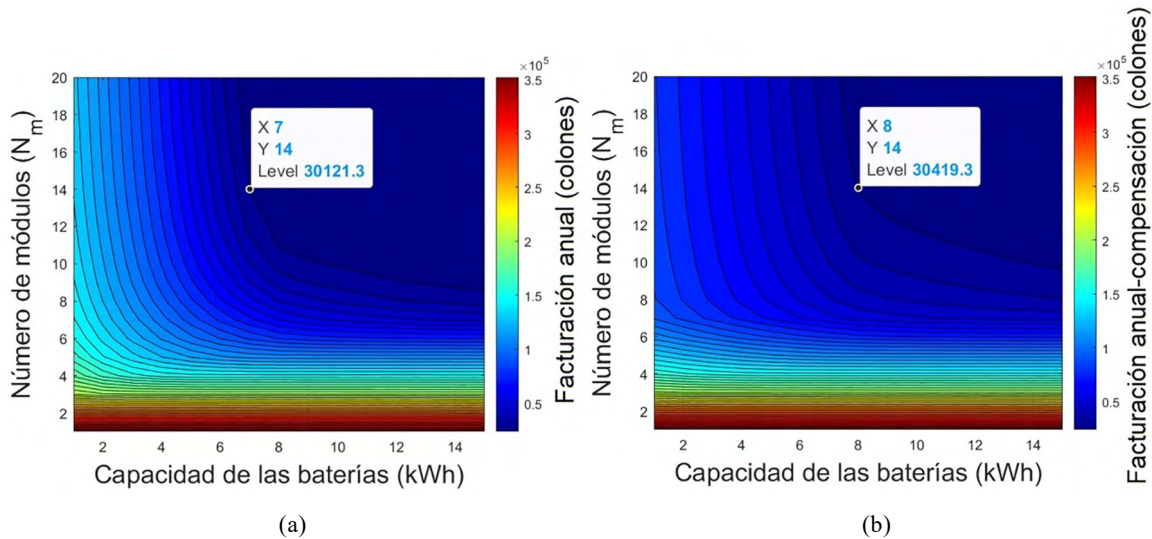


Fig. 12. Facturación anual en función del número de módulos y capacidad de las baterías para tarifa residencial para (a) caso sin compensación indicando el óptimo con $N_m = 14$ y $E_{bat\ cap} = 7$ kWh y (b) caso con compensación indicando el óptimo con $N_m = 14$ y $E_{bat\ cap} = 8$ kWh.

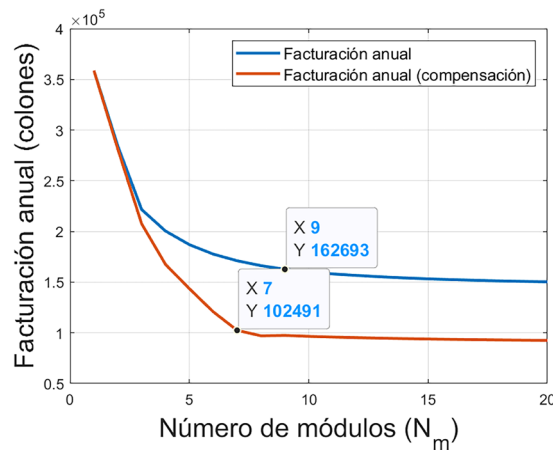


Fig. 13. Facturación anual en función del número de módulos para tarifa residencial indicando el óptimo con $N_m = 9$ para el caso sin compensación (azul), y con $N_m = 7$ para el caso con compensación (naranja).

Por otro lado, al no incluir almacenamiento de energía y usar únicamente módulos FV, en la Fig. 14 se muestran las relaciones de tiempo de retorno de inversión en función del número de módulos para los casos con y sin compensación. El menor periodo de inversión obtenido fue aproximadamente 11 años para $N_m = 5$, esto para el caso con el esquema de compensación. Cuando no hay compensación, el tiempo de retorno de inversión óptimo se logra con $N_m = 4$, pero se amplía el periodo a 12,6 años.

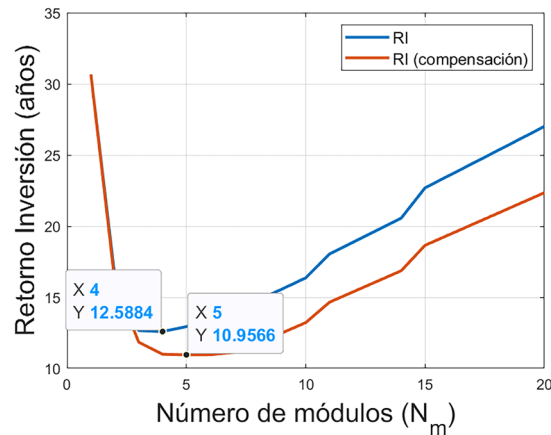


Fig. 14. Tiempo de retorno de la inversión (sistema FV sin almacenamiento) en función del número de módulos para tarifa residencial indicando el óptimo con $N_m = 4$ para el caso sin compensación, y con $N_m = 5$ para el caso con compensación

A partir de la Fig. 14, es importante destacar que aproximadamente antes de los 3 módulos fotovoltaicos la tendencia para las curvas es completamente decreciente, sin embargo, conforme se siguen aumentando los módulos, el tiempo de retorno de inversión más bien se vuelve creciente. Es importante notar que existe un efecto de las tarifas eléctricas en el retorno de inversión. Esto es difícil de incluir y de pronosticar en periodos amplios por ejemplo de 10 años, como los vistos en este estudio. Sin embargo, se realizó un análisis histórico de las tarifas eléctricas en el sector residencial entre 2012 y 2020, donde se encontró que las tarifas para todas las empresas distribuidoras ha aumentado en promedio cada año en 3,9 colones por kWh (según datos públicos de la ARESEP en el periodo mencionado). Tomando este valor como referencia, se estima que el R_i sería de 9,8 años para un sistema sin almacenamiento y con esquema de compensación.

Luego de analizar los resultados mostrados para los casos de solo sistemas FV y de sistemas FV con baterías, y considerando el parámetro de tiempo de retorno de la inversión, es posible determinar cómo en este caso la implementación de sistemas que poseen únicamente módulos FV son más viables que los que incluyen sistemas de almacenamiento, en términos financieros.

3.4.1. Resumen de los datos de dimensionamiento para las diferentes métricas

Para la tarifa residencial, con los costos de energía del Cuadro II y de los equipos del Cuadro III, en el Cuadro IV, se muestra el resumen del dimensionamiento óptimo de los sistemas para cada uno de los parámetros estudiados. Esto, para el sistema cuando opera con módulos FV y baterías. En el Cuadro V, se presentan los resultados obtenidos en cuanto al dimensionamiento cuando se opera únicamente con módulos FV.

Es importante destacar que para el sistema que opera con baterías y módulos FV, se observa que para el parámetro de facturación anual; los valores obtenidos en los casos de compensación no demuestran ser más favorables que el resultado obtenido para el caso sin compensación. Esto se debe a que el mecanismo de compensación casi no se va a usar pues la batería almacenará los excedentes y los usará para alimentar la carga. Aquí, es importante señalar que estos resultados

no se pueden generalizar, pues ya que los resultados obtenidos dependen de los parámetros de entrada únicos de este artículo.

Caso contrario, para el sistema que opera únicamente con módulos FV, cuando se considera compensación, los resultados sí muestran ser más favorables en comparación con un esquema sin compensación, pues, como se mencionó antes, no se almacenan los excedentes energéticos en la red de distribución.

CUADRO IV
RESUMEN DE LOS DATOS DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL SISTEMA OPERANDO CON MODULOS Y BATERÍAS PARA TARIFA RESIDENCIAL

Parámetro	# de módulos (N_m)	Capacidad baterías (kWh)	Valor óptimo
Autarquía	17	9	97,7 %
Autoconsumo	3	3	99,4 %
B (sin compensación)	14	7	€30 121,3
B (con compensación)	14	8	€30 419,3
R_1 (sin compensación)	4	1	15,2 años
R_1 (con compensación)	6	1	13,5 años

A partir de la información suministrada para los casos óptimos en los Cuadros IV y V, es posible notar cómo, para el modo de operación con módulos y baterías para la tarifa residencial, se alcanza para el parámetro de facturación los valores más bajos; sin embargo, a nivel de retorno de inversión, resulta más viable la instalación de únicamente un sistema con módulos FV.

CUADRO V
RESUMEN DE LOS DATOS DE DIMENSIONAMIENTO PARA EL SISTEMA OPERANDO ÚNICAMENTE CON MODULOS PARA TARIFA RESIDENCIAL

Parámetro	# módulos (N_m)	Valor óptimo
Autarquía	7	45 %
Autoconsumo	1	100 %
B (sin compensación)	9	€162 693
B (con compensación)	7	€102 491
R_1 (sin compensación)	4	12,6 años
R_1 (con compensación)	5	10,9 años

El análisis de parámetros como la autarquía y el autoconsumo, son de gran valor puesto que cuantifican qué porcentaje de la energía fotovoltaica producida está siendo aprovechada por el sistema; además, permiten analizar el grado de independencia que se logra de la red, uno de los principales objetivos al adquirir un sistema de generación propia. Así, por ejemplo si el objetivo de la persona o empresa que adquiere un sistema FV es ser más independientes de la red eléctrica, entonces maximizar la autarquía será su prioridad.

Sin embargo, los aspectos económicos, típicamente son los de mayor peso a la hora de analizar si se invierte en un sistema fotovoltaicos con o sin baterías. Es evidente que al implementar un sistema de generación FV se generan ahorros mensualmente e independencia de la red, pero la inversión inicial es sustancial y el tiempo de recuperación de inversión se convierte en un

factor crucial. Así, por medio del parámetro de tiempo de retorno de inversión, se puede elegir la solución óptima para el caso de estudio, ya que otros parámetros como facturación anual y ahorro anual se encuentran implícitos en este.

4. CONCLUSIONES

Este artículo lleva a cabo un análisis técnico y económico de sistemas fotovoltaicos con y sin almacenamiento por baterías para el sector con tarifa eléctrica residencial de Costa Rica por medio de un modelo detallado de la generación solar y de los flujos de potencia. Al usar este modelo, se encuentra que en términos energéticos es más beneficioso contar con un sistemas fotovoltaico con baterías porque se aprovecha al máximo la energía producida. Es decir, se alcanzan los valores más altos de autarquía. A nivel del parámetro de tiempo de retorno de inversión, los puntos óptimos se obtienen cuando se usa un esquema que permite compensación en la facturación eléctrica por medio de una tarifa diferenciada. Para el modo de operación con módulos y baterías, se obtuvo para el parámetro de facturación los valores más bajos; sin embargo, a nivel de tiempo de retorno de inversión resulta más viable la instalación de un sistema únicamente con módulos fotovoltaicos. Esto se debe a que el costo de inversión inicial de las baterías es elevado; sin embargo, en la medida que los precios de las baterías decaigan (como se pronostica), en el mediano plazo se podrá reconsiderar su uso en este sector. Por último, este artículo brinda un panorama actual de los aspectos técnicos y económicos que resultan de la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica acoplados a baterías para el contexto costarricense actual.

NOMENCLATURA

Variables

A	Autarquía
a_m	Ángulo de inclinación de los módulos
A_m	Azimut de la posición de los módulos
a_s	Ángulo de elevación del sol
A_s	Azimut de la posición del sol
B	Facturación anual
C	Costo total del sistema
E_{bat}	Energía remanente en las baterías
$E_{bat\ now}$	Cantidad en la cual se está reduciendo o aumentando la energía remanente en las baterías
$E_{bat\ cap}$	Capacidad de almacenamiento de las baterías
E_c	Totalidad de la energía consumida por los usuarios
E_{load}	Energía consumida por la carga
E_{lower}	Energía mínima admitida en las baterías
E_u	Energía fotovoltaica utilizada por la carga
E_{upper}	Energía máxima admitida en las baterías

E_p	Totalidad de la energía fotovoltaica producida por el sistema FV
F	Fecha
G_{albedo}	Irradiancia reflejada
G_{difusa}	Irradiancia difusa
G_{directa}	Irradiancia directa
G_m	Irradiancia total sobre el sistema fotovoltaico
I_{mmp}	Corriente de operación máxima
I_{SC}	Corriente de cortocircuito
l	Longitud
L	Latitud
I_{lim}	Límite de descarga de las baterías
u_{lim}	Límite de carga de las baterías
$ n $	Valor absoluto del flujo de caja descontado acumulado en el periodo y
N_m	Número de módulos fotovoltaicos
p	Valor descontado del flujo de caja del periodo en el que el flujo de caja acumulado es ≥ 0
$P_{\text{bat, load}}$	Potencia suplida desde las baterías directamente a la carga
P_{cc}	Potencia total del sistema en CC
P_{inj}	Potencia fotovoltaica que es inyectada a la red
P_{need}	Potencia efectiva consumida desde la red
P_V	Fotovoltaico, también FV (del inglés Photovoltaic)
P_{load}	Potencia consumida por la carga
P_{pv}	Potencia fotovoltaica producida por el sistema en CA
$P_{\text{pv, bat}}$	Potencia suplida desde el sistema fotovoltaico a las baterías
$P_{\text{pv, load}}$	Potencia suplida desde el sistema fotovoltaico directamente a la carga
R_I	Tiempo de recuperación de la inversión descontado
S	Autoconsumo
s_t	Variable de tiempo que corresponde a 1 hora
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_m	Temperatura del módulo FV
u	Velocidad del viento
V_{mmp}	Tensión de operación máxima
V_{OC}	Tensión de circuito abierto
y	Periodo anterior al periodo en el cual el flujo de caja acumulado se vuelve positivo
η_{DB}	Eficiencia de los módulos fotovoltaicos calculada por medio del modelo de Duffie Beckman
η_{inversor}	Eficiencia del inversor
η_{bat}	Eficiencia de las baterías
η_t	Eficiencia del sistema de seguimiento de máxima potencia
SoC	Estado de carga (del inglés State of Charge)

Abreviaturas

CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
$CNFL$	Compañía Nacional de Fuerza y Luz

<i>COA</i>	Costo de acceso
<i>DHI</i>	Irradiancia difusa horizontal
<i>DNI</i>	Irradiancia directa normal
<i>EIE</i>	Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica
<i>EMS</i>	Sistema de manejo de la energía (del inglés Energy Management System)
<i>GHI</i>	Irradiancia global horizontal
<i>T-RE</i>	Tarifa Residencial

AGRADECIMIENTOS

Se extiende un cordial agradecimiento al profesor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Luis Fernando Jácome, quien facilitó el contacto con Raúl Fernández Vásquez y Alex Marín Campos, encargados del Área de Planificación del Sistema de Distribución y del Proceso de Administración, respectivamente.

Ambos amablemente, por lo cual se extiende además el agradecimiento a ellos, atendieron dudas relacionadas a la interpretación de la normativa costarricense sobre generación distribuida y medición neta sencilla, así, como dudas puntuales respecto al cálculo de la facturación eléctrica y aplicación de las tarifas Residencial y la tarifa de acceso de acceso.

Además, se agradece por el financiamiento brindado por la Universidad de Costa Rica por medio de la Vicerectoría de Investigación en los proyectos de investigación Detección de fallas, control e integración de sistemas de energías renovables no convencionales con almacenamiento energético para redes inteligentes y Desarrollo de modelos matemáticos para la estimación de la vida útil de baterías de ion-litio cuando se cargan con distintos protocolos.

ROLES DE AUTORES

Victor Vega-Garita: Conceptualización, Análisis formal, Investigación, Metodología, Software, Supervisión, Redacción.

María Blanco-Alfaro: Análisis formal, Investigación, Metodología, Software, Visualización, Preparación, Redacción.

Aramis Perez: Revisión.

REFERENCIAS

- [1] MINAE, *Estadísticas de Generación Distribuida – Dirección de Energía*. https://energia.minae.go.cr/?page_id=2068. (Accesado en Jul. 10 de 2022).
- [2] V.Ramasamy, D. Feldman, J. Desai y R. Margolis, *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021*, www.nrel.gov/publications. (Accesado en 2021).
- [3] N. Narayan, V. Vega-Garita, Z. Qin, J. Popovic-Gerber, P. Bauer y M. Zeman, “The long

- road to universal electrification: A critical look at present pathways and challenges”, *Energies*, vol. 13, 3 2020, IssN: 19961073. DOI: 10.3390/en13030508.
- [4] S. Poddar, J. P. Evans, M. Kay, A. Prasad y S. Bremner, “Estimation of future changes in photovoltaic potential in Australia due to climate change”, *Environmental Research Letters*, vol. 16, 11 nov. de 2021, ISSN: 17489326. Dor: 10.1088/1748-9326/ac2a64.
- [5] V. Vega-Garita, M. F. Sofyan, N. Narayan, L. Ramirez-Elizondo y P. Bauer, “Energy management system for the photovoltaic battery integrated module”, *Energies*, vol. 11, 12 dic. de 2018, ISSN: 19961073. Dor: 10.3390/en11123371.
- [6] W. Maraña, “Diagrams for energy management in renewable energy systems”, en *2017 MIXDES-24th International Conference”Mixed Design of Integrated Circuits and Systems*, IEEE, 2017, págs. 475-478.
- [7] G. Barchi, G. Miori, D. Moser y S. Papantoniou, “A small-scale prototype for the optimization of PV generation and battery storage through the use of a building energy management system”, en *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/IESCPS Europe)*, IEEE, 2018, págs. 1-5.
- [8] L. Mauler, F. Duffner, W. G. Zeier y J. Leker, “Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050”, *Energy & Environmental Science*, vol. 14, n. 9, 2021. DOI: 10.1039/d1ee01530c.
- [9] V. Vega-Garita, A. Hanif, N. Narayan, L. Ramirez-Elizondo y P. Bauer, “Selecting a suitable battery technology for the photovoltaic battery integrated module”, *Journal of Power Sources*, vol. 438, 2019, Issn: 03787753. Dor: 10.1016/j.jpowsour .2019.227011.
- [10] L. Millet, A. Berrueta, M. Bruch, N. Reiners y M. Vetter, “Extensive analysis of photovoltaic battery self-consumption: Evaluation through an innovative district case-study”, *Applied Physics Reviews*, vol. 6, n.º 2, pág. 021 301, 2019. DOr: 10.1063/1.5049665.
- [11] L. Learning, *The Payback Method*. Lumen, 2021.
- [12] K. Jäger, O. Isabella, A. H. Smets, R. Van Swaaij y M. Zeman, *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. UTT Cambridge, 2016.
- [13] C.S. INC, *Canadian Solar-Datasheet- HiKu_CS3L-MS-(1000V 65 1500V)_EN*, CanadianSolar.com. (Accesado en Jun. 2022).
- [14] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Wiley: Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition - John A. Duffie, William A. Beckman*. 2013, pág. 936, ISBN: 9780470873663. dirección: <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-0470873663.html>.
- [15] I. C. de Electricidad, “Plan de expansión de la generación eléctrica 2018 - 2034”, 2019. dirección: [WWW. grupoice.com](http://www.grupoice.com).
- [16] C. N. de Fuerza y Luz (CNFL), “Servicios Eléctricos para Inmuebles-Tarifas Vigentes”, 2021. dirección: <https://www.cnfl.go.cr/servicios/electricos/inmuebles/tramites/tarifas>.