

Engineering

# Diseño de un Sistema Fotovoltaico para Abastecer Parcialmente de Energía eléctrica un conjunto residencial ubicado al sur de Bogotá, Colombia

Design of a Photovoltaic System to Partially Supply Electrical Energy to a Residential Complex Located South of Bogotá, Colombia

Deiver Saavedra Cotrina  1\*

<sup>1</sup>Universidad Internacional Iberoamericana - UNINI, Arecibo, Puerto Rico

## Correspondence

Deiver Saavedra Cotrina, Internacional Iberoamericana - UNINI, Arecibo, Puerto Rico  
Email: [deiversc@gmail.com](mailto:deiversc@gmail.com)

Copyright : Licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 Interna.



The publication of this journal is funded by Universidad ECCI, Bogotá-Colombia.

Editors: Robert Salazar.

Editorial assistant : Luz Adriana Suárez Suárez.

## How to cite

Savedra Deiver., **Diseño de un Sistema Fotovoltaico para Abastecer Parcialmente de Energía eléctrica un conjunto residencial ubicado al sur de Bogotá, Colombia**, TECCIENCIA, Vol. 17, No. 32, 115-147, 2020  
DOI:<http://dx.doi.org/10.18180/tecciencia.2022.32.10>

## Resumen

El conjunto residencial Torres de Bellavista cuenta con 1.500 apartamentos, distribuidos en cinco torres de treinta pisos cada una, un edificio de nueve pisos para aproximadamente 750 estacionamientos y otras in-

**ABSTRACT.** The Torres de Bellavista residential complex has 1,500 apartments, distributed in five towers of thirty floors each, a nine-story building for approximately 750 parking spaces and other community infrastructure. Given the dimensions of this set, it is presumed that electricity consumption entails high economic and environmental costs, so one way to solve this cost is the use of alternative, non-conventional methods of electricity generation, for this reason, it is proposed to design a photovoltaic system that allows partial supply of electricity to the common and administrative areas of the residential complex.

The calculations of the components of the photovoltaic system were carried out using the methodology of the worst month, which consists of finding the month in which the relationship between solar irradiation and electricity consumption makes it more difficult to satisfy the energy demand; When making the design under these conditions, it will be guaranteed that the rest of the year an electricity supply greater than the month of the calculations will be achieved. This methodology made it possible to demonstrate that, with the installation of 100 photovoltaic solar panels distributed on the roofs of the 5 towers and connected to the supply network, it is possible to satisfy up to 27% of the energy demand of the common areas. To achieve the objective of this proposal, an initial investment of COP 220,453,967 must be made, of which 50% must be financed by a bank. However, the investment can be recovered between 5 and 6 years after implementation, starting to generate returns for the rest of the estimated useful life of 25 years. The benefits of implementing this proposal are not only economic but also environmental, since it manages to reduce Greenhouse Gas-GHG emissions by 37.07 tCO<sub>2</sub>e for the first year of implementation.

**keywords:** climate change, electricity, energy demand, greenhouse gases, photovoltaic, residential complex, solar energy.

\* Equally contributing authors.

fraestructuras comunitarias. Dadas las dimensiones de este conjunto, se presume que el consumo eléctrico conlleva altos costos económicos y ambientales, por lo que una forma de solventar este costo es el uso de métodos alternativos, no convencionales de generación eléctrica, por tal motivo, se propone diseñar un sistema fotovoltaico que permita suministrar electricidad parcialmente a las áreas comunes y administrativas del conjunto residencial.

Los cálculos de los componentes del sistema fotovoltaico se realizaron mediante la metodología del mes peor, que consiste en encontrar el mes en que la relación entre irradiación solar y consumo de electricidad hace más difícil la satisfacción de la demanda energética; al hacer el diseño bajo estas condiciones se garantizará que el resto del año se logrará un suministro de electricidad superior al mes de los cálculos. Esta metodología permitió demostrar que, con la instalación de 100 paneles solares fotovoltaicos distribuidos en los techos de las 5 torres y conectados a la red de suministro, es posible satisfacer hasta el 27% de la demanda energética de las áreas comunes.

Para lograr el objetivo de esta propuesta, se debe realizar una inversión inicial de COP 220'453.967 de los cuales el 50% deberá ser financiada por una entidad bancaria. Sin embargo, la inversión puede recuperarse entre 5 y 6 años después de la implementación, comenzando a generar retornos por el resto de la vida útil estimada de 25 años. Los beneficios de implementar esta propuesta no son solo económicos sino también ambientales, ya que logra reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero-GEI en 37,07 tCO<sub>2</sub>e para el primer año de implementación.

**Palabras clave:** cambio climático, conjunto residencial, demanda energética, electricidad, energía solar, fotovoltaico, gases efecto invernadero.

## 1 | INTRODUCTION

Desde la década de los 50, la ciudad de Bogotá (Colombia) ha tenido un crecimiento desordenado, enfocándose “en mayor medida” en el desarrollo periférico y trayendo como consecuencia, el deterioro de ecosistemas que se han venido transformando poco a poco, en espacios urbanos con todos los efectos que eso conlleva, dado que se priorizan los factores económicos sobre los ambientales [1]. Una manera de solventar esta problemática, es la densificación de los espacios disponibles en el interior de la ciudad, es decir, dando uso residencial a los espacios en donde no hay construcciones o reemplazando zonas residenciales de viviendas de una, dos, o tres plantas, por edificios con capacidad de albergar muchas familias, mejor conocidos como multifamiliares, conjuntos residenciales o propiedad horizontal. El aumento significativo de edificaciones residenciales trae consigo otros problemas, entre los cuales se destaca el creciente aumento de la demanda de servicios públicos como la energía eléctrica [2].

En la propiedad horizontal todo el consumo eléctrico de las zonas comunes, es decir de aquellas zonas que hacen parte de los bienes comunes pertenecientes a todos los propietarios y destinadas para facilitar la existencia, estabilidad, funcionamiento, conservación, seguridad, uso, goce o explotación de los bienes de dominio particular, deberá ser asumido por los mismos propietarios y pagado dentro de un rubro o cuota administrada por la copropiedad como persona jurídica [3], es decir, que todos los propietarios deben asumir el costo que representa el consumo energético de todas las zonas comunes de la copropiedad.

El conjunto residencial Torres de Bellavista, ubicado en el sur de la ciudad de Bogotá, en las coordenadas Latitud 4.5863 y Longitud -74.1616, no es ajeno a esta problemática, además, tiene un tamaño significativo, pues en total cuenta con mil quinientos (1500) apartamentos (unidades habitacionales), distribuidos en cinco (5) torres de treinta (30) pisos cada una y diez (10) apartamentos por cada piso; cuenta con un edificio de nueve (9) pisos para un aproximado de setecientos cincuenta (750) parqueaderos y otras infraestructuras comunales para los servicios de todos los copropietarios, como zonas administrativas, salones comunales, recepción, oficinas de administración, entre otras. Dadas las dimensiones de este conjunto residencial, se puede asumir también que el consumo energético es bastante significativo y así mismo, el costo económico y ambiental del mismo.

Una posible manera de solventar el elevado costo económico que representa el consumo de energía eléc-

trica en el conjunto residencial en estudio, es el uso de métodos alternativos de generación de energía eléctrica, por esta razón, se plantea el siguiente problema de investigación, ¿es viable la implementación de un sistema solar fotovoltaico para abastecer parcialmente la demanda de energía eléctrica de las zonas comunes y administrativas del Conjunto Residencial Torres de Bellavista, ubicado en la ciudad de Bogotá, Colombia? La hipótesis inicial se asume como respuesta afirmativa, es decir, que es posible satisfacer “de manera parcial” la demanda de energía eléctrica mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico. Para poder comprobar esta afirmación, se plantea la realización de los diseños de un sistema de energía solar fotovoltaica conectado a la red de suministro (On Grid), que permita satisfacer parte de la demanda de energía eléctrica en las zonas comunes y administrativas del conjunto residencial. El dimensionamiento de este sistema, dará cuanta del porcentaje de energía eléctrica que será viable técnica y económicamente satisfacer, también, de ser implementado el sistema, tendrá un aporte representativo en la reducción de gases efecto invernadero.

En Colombia tras las nuevas regulaciones que incentivan la implementación de sistemas de auto-generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales, han surgido a lo largo de los últimos años proyectos exitosos de implementación de este tipo de sistemas. A continuación, se citan de manera breve algunos proyectos similares al que se plantea en este artículo. En el barrio Chicó, al norte de la ciudad de Bogotá una familia decide implementar una instalación fotovoltaica que permite satisfacer el 50% de la energía que consumen, las características que relacionan de su proyecto son las siguientes [4]:

Este sistema de energía solar está compuesto por:

- 2 paneles solares de 270W.
- 1 micro inversor.
- 1 sistema de monitoreo en tiempo real del sistema de energía solar.

Con este sistema de energía solar se logra:

- 2400 W de energía limpia y renovable al día.
- Se están dejando de emitir 155Kg  $CO_2$  al año, se necesitan 16 árboles para procesar esta cantidad de  $CO_2$ .
- Ahorro en el Recibo de electricidad de 50%.

En el barrio La Macarena, se implementó un proyecto que consta de 18 paneles solares fotovoltaicos, 4860W, para suministrar energía para iluminación de zonas comunes, sótanos, citofonía y equipos de seguridad de un edificio de 30 apartamentos. Además, de los paneles solares, el sistema incluye 3 inversores multifuncionales híbridos, de 2,4kW cada uno [5].

Este proyecto fue instalado en agosto de 2017 en un edificio residencial llamado Edificio de apartamentos Hábitat Macarena. En el municipio de la Calera, Cundinamarca, existe un proyecto de consiste en una instalación fotovoltaica en una vivienda del Condominio Casa de Campo. Se utilizaron 18 paneles solares de 255W para generar en promedio por día 4600 Wh, 8 baterías de 200 AH descarga profunda, 2 inversores híbridos con controlador MPPT incorporado para utilizarla en el 70% de la casa [5].

La presente investigación y tomando como base los criterios de Hernández Sampieri et al., (2014) en su libro “Metodología de la Investigación”, se considera de tipo descriptiva, dado que, hay detectadas ciertas variables en las cuales se puede fundamentar el estudio. Para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico, se ha utilizado la metodología del mes peor o mes más desfavorable que permite lograr el cálculo de la satisfacción de necesidades energéticas en condiciones críticas de consumo de electricidad y aporte solar, es decir que, se diseña el sistema fotovoltaico para lograr satisfacer la demanda de electricidad en el peor mes del año, para

que de este modo se permita garantizar la satisfacción de la demanda durante el resto del año sin mayores inconvenientes.

Como resultado general de la investigación se logró comprobar que teóricamente se puede abastecer parcialmente de energía eléctrica las zonas comunes y administrativas del Conjunto Residencial Torres de Bellavista, ubicado en la ciudad de Bogotá. Dicho sistema fotovoltaico, puede satisfacer hasta el 27% de la demanda de energía eléctrica de las zonas comunes, haciéndolo con viabilidad técnica y económica. Del mismo modo, se logra reducir “de manera significativa” la emisión de GEI al disminuir en la misma proporción el consumo de energía eléctrica de la red de suministro y ser reemplazada por energía renovable generada por la instalación fotovoltaica que, a su vez logra reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero-GEI en 37,07 tCO<sub>2</sub>e para el primer año de implementación.

## 2 | MATERIALES Y MÉTODOS

Para poder alcanzar el objetivo de la investigación que consiste en “*diseñar un sistema solar fotovoltaico utilizando el método del mes peor para abastecer parcialmente de energía eléctrica las zonas comunes y administrativas del Conjunto Residencial Torres de Bellavista, ubicado en la ciudad de Bogotá, Colombia*”, se planteó en orden cronológico los siguientes pasos:

- Las zonas comunes del conjunto residencial.
- Determinar las condiciones de radiación solar existentes en inmediaciones del conjunto residencial.
- Calcular los componentes básicos necesarios del sistema fotovoltaico, a partir de la demanda de energía eléctrica del conjunto residencial y las condiciones de radiación solar determinadas en el lugar.
- Determinar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico y calcular la reducción de gases efecto invernadero que se podría alcanzar al implementar el sistema fotovoltaico propuesto.

En este apartado se exponen los aspectos metodológicos necesarios para poder llevar a cabo el proyecto de investigación. Se definen las variables de investigación, delimita la muestra poblacional que se verá beneficiada por la investigación, los instrumentos y técnicas de medición de las variables identificadas, el procedimiento paso a paso para alcanzar el cumplimiento de los objetivos de investigación y las posibles hipótesis que se generen en respuesta a dichos objetivos.

### 2.1 | Variable

Las variables a medir dentro de esta investigación se describen a continuación.

- Las zonas comunes del conjunto residencial.
- La primera variable a considerar consiste en la demanda de energía eléctrica en las zonas comunes y administrativas del conjunto residencial medida en kWh/día. Esta demanda hace referencia a los consumos de electricidad que se vienen haciendo en un periodo de tiempo dado, para satisfacer las necesidades al respecto de todas las áreas que hacen parte de los bienes comunes pertenecientes a todos los propietarios.

- Otra variable a considerar, son los niveles de radiación solar incidente en la zona de estudio. Esta variable será medida en kWh/m<sup>2</sup>/día, y consiste en la energía que el sol emite en forma de ondas electromagnéticas, de ella depende la cantidad de energía eléctrica que se pueda obtener por unidad de área irradiada, y en cierta medida la viabilidad del proyecto.
- El costo promedio del kWh consumido en el conjunto residencial en un periodo dado, es una variable importante a tener en cuenta, dado que es la base para determinar la viabilidad económica del proyecto, tras hacer la relación entre los costos actuales del consumo de energía de la red y la posible reducción de costos al implementar el sistema fotovoltaico propuesto.
- El sistema solar fotovoltaico a proponer será la variable que determina la conversión de la radiación solar incidente en el área de estudio a energía eléctrica lista para satisfacer la demanda. Esta variable depende tanto del consumo de electricidad como de la radiación disponible en la zona de estudio. Para el diseño viable de esta instalación, y tras considerarse que el objetivo principal es la satisfacción del consumo eléctrico de manera parcial, el éxito del proyecto depende de los cálculos y el dimensionamiento de los componentes con viabilidad técnica y que garanticen la viabilidad económica del sistema, independientemente de los consumos actuales de la copropiedad.

## 2.2 | Muestra

La población objeto de estudio corresponde al conjunto residencial Torres de Bellavista. La muestra, se define como las zonas comunes y administrativas del conjunto residencial. En este orden de ideas, la población beneficiada “en el caso de implementarse esta propuesta” es la totalidad de los habitantes del conjunto y su población flotante.

## 2.3 | Instrumentos de Medición y Técnicas

Los instrumentos para la recolección de datos son; primeramente, las facturas del servicio público de energía eléctrica del conjunto residencial que nos permiten determinar la demanda energética. Se opta por utilizar esta información “que es de tipo secundaria” en lugar de tomar los datos directos de los medidores que contabilizan los consumos de electricidad (información primaria), dado que la toma de datos debería ser de manera mensual durante por lo menos un año consecutivo, lo que alargaría el tiempo para esta etapa sin necesidad.

El reporte de radiación solar incidente en la coordenada específica de la zona de estudio se obtiene con información de la NASA por medio de la aplicación Power Data Access Viewer (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>), dicha aplicación entrega los datos de radiación solar incidente en superficie inclinada, de manera mensual y en promedio, tomando como periodo de información climatologías meteorológicas mensuales y anuales de 30 años entre enero de 1990 - diciembre de 2019 [6].

Del mismo modo, se utilizan las facturas del servicio público de energía eléctrica para determinar el valor promedio del kWh consumido.

## 2.4 | Procedimientos

Para identificar la demanda de energía eléctrica de las zonas comunes del conjunto residencial Torres de Bellavista, se analizan las facturas del servicio público de energía eléctrica de cada una de las zonas comunes, las cuales permiten tener los datos del consumo en kWh/mes de un año. Los datos a obtener se dividen en cinco (5) medidores que se distribuyen en todo el conjunto residencial de los cuales se tiene el total de consumos de energía eléctrica de todas las zonas comunes en el periodo dado. Para el proyecto que se pretende investigar, no se aplica ningún factor de seguridad (Fs), dado que lo que se pretende es satisfacer de manera parcial la

demanda energética; en vista de que se presumen unos consumos de energía eléctrica muy elevados que no se podrían satisfacer en su totalidad mediante un sistema fotovoltaico, pues se tiene como limitante técnica que el área disponible para la ubicación de los paneles es muy reducida. La demanda energética se tabula de tal manera que, su análisis se facilite.

La determinación de las condiciones de radiación solar existentes en inmediaciones del conjunto residencial Torres de Bellavista se obtienen a partir de información de la NASA.

Se debe calcular el cociente entre la radiación incidente diaria y el consumo diario que determinará el mes peor, es decir aquel mes cuya satisfacción de la demanda será más difícil por la relación entre radiación incidente y consumo de electricidad. Todos los cálculos de los componentes de la instalación fotovoltaica se hacen enfocados en satisfacer la demanda del mes peor, para así garantizar la satisfacción de la demanda el resto del año. Como se presume que al calcular el número de paneles fotovoltaicos que permitan satisfacer la demanda del mes peor, su resultado puede ser exageradamente alto, ese dato resulta útil para proponer una instalación que satisfaga un porcentaje representativo de la demanda total de energía eléctrica y verificar su viabilidad técnica y económica.

Debido a que el sistema fotovoltaico es diseñado con conexión a la red de distribución (On Grid), se pueden omitir componentes como el regulador y el sistema de almacenamiento (baterías); sin embargo, se debe calcular el sistema de captación determinando el número de paneles solares, inversores, contadores de producción y consumo (medidores bidireccionales), estructura de soporte para los paneles solares y el cableado.

Para determinar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico, es necesario contar con los costos que representan la puesta en marcha del mismo, incluyendo los componentes del sistema, su instalación y mantenimiento y todo lo que represente la inversión inicial del proyecto. En cuanto a la utilidad económica obtenida por la generación de energía mediante el sistema fotovoltaico, se define como el valor del kWh generado según el cobrado por la empresa que presta el servicio de suministrar energía eléctrica de la red, es decir, el ahorro económico que representa el no consumo de energía eléctrica tomada de la red de suministro. Para calcular la amortización de la inversión en la instalación se realiza a partir del método del Valor Presente Neto (VPN), que consiste en traer todos los flujos de caja al momento presente, descontándolos a un tipo de interés determinado, siendo los flujos de caja las ganancias netas anuales obtenidas gracias a la producción de energía eléctrica. El VPN indica el periodo en que se recupera la inversión y a partir del cual genera utilidades.

El cálculo de la reducción de gases efecto invernadero que se podría alcanzar al implementar el sistema fotovoltaico propuesto, se realiza mediante la utilización del factor de emisión del consumo eléctrico para Colombia presentado en toneladas de  $CO_2eq/MWh$  por el consumo de energía eléctrica al año representada en MWh, lo que da como resultado las toneladas de  $CO_2eq$  que se dejan de emitir a la atmósfera al año por la implementación del sistema fotovoltaico.

## 2.5 | Hipótesis de trabajo

La hipótesis inicial se asume como respuesta afirmativa al problema, es decir, que es posible satisfacer de manera parcial la demanda de energía eléctrica mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico.

## 3 | RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 3.1 | Cálculo de la demanda energética

#### 3.1.1 | Obtención de datos de consumo de energía eléctrica

En teoría se debe reunir información mensual de consumos de electricidad durante un año consecutivo, sin embargo, para esta investigación se obtuvieron datos de dos años (2018 y 2019), esto, debido a que se identificaron variaciones significativas en los consumos de un mes a otro. No se contempló la utilización de datos de consumo de los años 2020 ni 2021, dado que los resultados podrían verse afectados por la influencia de los consumos de energía eléctrica durante pandemia de COVID 19, que no servirían para realizar proyecciones de vida útil de 25 años.

**TABLA 1** Consumo de energía eléctrica en zonas comunes 2018 en kWh/mes.

Zona Común	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Torre 1	21400	20200	20400	24000	20600	23000
Torre 2	3220	2920	2980	2960	2540	2980
Torre 3	1100	980	960	1100	920	840
Torre 4	2430	2220	2220	2430	2400	2520
Torre 5	480	647	750	780	690	750
Zona Común	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Torre 1	20000	21800	19400	20800	21200	23200
Torre 2	2600	3060	2360	2600	2640	2680
Torre 3	900	960	800	840	780	800
Torre 4	2570	2910	2400	3030	3630	3600
Torre 5	750	900	930	1050	1230	1080

Los datos de consumo eléctrico de las zonas comunes del conjunto residencial, se obtuvieron directamente de la administración del conjunto quienes muy amablemente enviaron y facilitaron toda la información necesaria que se les solicitó. En la Tabla 1, se relacionan los consumos de energía eléctrica de las zonas comunes durante el año 2018, mientras que en la Tabla 2, se relaciona la misma información, pero para el año 2019.

**TABLA 2** Consumo de energía eléctrica en zonas comunes 2019 en kWh/mes.

Zona Común	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Torre 1	20600	23000	21200	22200	22000	20000
Torre 2	2700	3380	3100	3700	3750	3790
Torre 3	920	1040	920	1040	940	880
Torre 4	4080	3720	3690	4470	3990	3630
Torre 5	1230	1290	1230	1380	1380	1410
Zona Común	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Torre 1	24000	21800	23000	21600	23000	20200
Torre 2	4300	4280	5200	4300	4520	3920
Torre 3	1100	960	1000	1000	1040	880
Torre 4	3420	3090	3210	2190	1620	1350
Torre 5	1650	1560	1650	1590	1710	1920

Es importante señalar que los datos obtenidos para las zonas comunes de la torre 1, no sólo comprenden el consumo de esta torre, sino también el del edificio de parqueaderos y demás zonas que no corresponden a ninguna de las demás torres; además, se incluye el consumo de los ascensores de todas las torres y de parqueaderos, lo que representan quizás el mayor consumo energético de la copropiedad. Por esta razón, se puede observar una marcada diferencia entre los consumos de electricidad de la torre 1 respecto a las demás zonas comunes de las torres restantes.

### 3.1.2 | Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica se calculó de la siguiente manera; se promediaron los consumos de cada mes del año 2018 y 2019, se sumaron mes a mes los consumos promediados para obtener el total mensual de todas las áreas comunes. Luego, para poder calcular la energía consumida diariamente (Ed), el resultado del total mensual se dividió entre el número de días de cada mes cuyo resultado se presenta en kWh/día, como se observa en la Tabla 3.

**TABLA 3** Demanda promedio de energía eléctrica 2018-2019 en kWh/mes.

Zona Común	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Torre 1	21000	21600	20800	23100	21300	21500
Torre 2	2960	3150	3040	3330	3145	3385
Torre 3	1010	1010	940	1070	930	860
Torre 4	3255	2970	2955	3450	3195	3075
Torre 5	855	969	990	1080	1035	1080
Mensual	29080	29699	28725	32030	29605	29900
Días mes	31	28	31	30	31	30
<b>Ed kWh/día</b>	<b>938</b>	<b>1061</b>	<b>927</b>	<b>1068</b>	<b>955</b>	<b>997</b>
Zona Común	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Torre 1	22000	21800	21200	21200	22100	21700
Torre 2	3450	3670	3780	3450	3580	3300
Torre 3	1000	960	900	920	910	840
Torre 4	2995	3000	2805	2610	2625	2475
Torre 5	1200	1230	1290	1320	1470	1500
Mensual	30645	30660	29975	29500	30685	29815
Días mes	31	31	30	31	30	31
<b>Ed kWh/día</b>	<b>989</b>	<b>989</b>	<b>999</b>	<b>952</b>	<b>1023</b>	<b>962</b>

Fuente. Compilado por el autor 2021

#### 4 | EVALUACIÓN DEL APOORTE SOLAR

El conjunto residencial Torres de Bellavista, queda ubicado al sur de la ciudad de Bogotá, más precisamente en la latitud 4,5863 y longitud -74,1616, con una elevación aproximada sobre el nivel del mar de 2570 metros. Estos datos, fueron utilizados para determinar la mejor alternativa para definir la radiación solar incidente que será aportada a la instalación fotovoltaica y que servirá de insumo para dimensionar el sistema.

**TABLA 4** Radiación promedio mensual en una superficie inclinada ( $kWh/m^2 día$ ).

PARAMETER	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN
SI EF TILTED SURFACE HORIZONTAL	5,00	4,93	4,69	4,60	4,62	4,68
SI EF TILTED SURFACE LAT MINUS15	5,25	5,05	4,69	4,50	4,44	4,45
SI EF TILTED SURFACE LATITUDE	5,12	5,00	4,70	4,57	4,55	4,59
SI EF TILTED SURFACE LAT PLUS15	5,36	5,07	4,61	4,33	4,22	4,18
SI EF TILTED SURFACE VERTICAL	3,23	2,57	1,93	1,63	1,68	1,68
PARAMETER	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
SI EF TILTED SURFACE HORIZONTAL	4,79	4,87	4,95	4,81	4,65	4,73
SI EF TILTED SURFACE LAT MINUS15	4,57	4,71	4,90	4,87	4,82	4,98
SI EF TILTED SURFACE LATITUDE	4,71	4,81	4,94	4,85	4,74	4,85
SI EF TILTED SURFACE LAT PLUS15	4,29	4,49	4,77	4,83	4,87	5,10
SI EF TILTED SURFACE VERTICAL	1,64	1,64	1,73	2,29	2,79	3,19

Fuente. Adaptado de "POWER Data Access Viewer", por NASA, 2021, Disponible en <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

La alternativa que se seleccionó, fue la toma de datos de la NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (NASA POWER), que para la coordenada de estudio arroja los resultados de la Tabla 4. Estos datos son de radiación promedio en diferentes ángulos de inclinación medidos en kWh/m<sup>2</sup>día. Los datos que arrojó la aplicación NASA POWER, son en los ángulos de inclinación sobre la horizontal, latitud menos 15 grados, latitud, latitud más 15 grados y sobre la vertical.

De la Tabla 4 es importante señalar el significado de las variables así:

- SI EF TILTED SURFACE HORIZONTAL Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (Irradiación Solar en Superficie Horizontal y Orientada al Ecuador).
- SI EF TILTED SURFACE LAT MINUS15 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt. (Irradiación Solar en Superficie inclinada a la latitud menos 15 grados y Orientada al Ecuador).
- SI EF TILTED SURFACE LATITUDE Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt. (Irradiación Solar en Superficie inclinada a la latitud y Orientada al Ecuador).
- SI EF TILTED SURFACE LAT PLUS15 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt. (Irradiación Solar en Superficie inclinada a la latitud más 15 grados y Orientada al Ecuador).
- SI EF TILTED SURFACE VERTICAL Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface. (Irradiación Solar en Superficie vertical y Orientada al Ecuador).

Para seleccionar la inclinación óptima de los paneles solares se deben determinar en cual de las inclinaciones disponibles en la Tabla 4 se podría recibir mayor radiación solar en el transcurso del año. Para ello se promediaron las radiaciones de cada inclinación arrojando los resultados de la Tabla 5.

**TABLA 5** Radiación promedio diario anual en una superficie inclinada ( $kWh/m^2\text{dia}$ ).

PARAMETER	PROMEDIO ANUAL
SI EF TILTED SURFACE HORIZONTAL	4,78
SI EF TILTED SURFACE LAT MINUS15	4,77
SI EF TILTED SURFACE LATITUDE	4,79
SI EF TILTED SURFACE LAT PLUS15	4,68
SI EF TILTED SURFACE VERTICAL	2,17

Fuente. Adaptado de "POWER Data Access Viewer", por NASA, 2021, Disponible en <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

La Tabla 5 evidencia que la inclinación óptima de los paneles solares debería ser teóricamente los mismos grados de la latitud, dado que es la inclinación en que mayor radiación se percibe en promedio diario durante todo el año con un resultado de 4,79 kWh/m<sup>2</sup>día, indicando que los cálculos se deben realizar con los datos de esa inclinación. Los datos de radiación solar incidente de cada mes en la inclinación igual a la latitud serán denominados de ahora en adelante como Radiación Solar Incidente (Rs).

## 5 | DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN

A partir de los datos de radiación solar incidente (Rs) y de la demanda de energía eléctrica consumida diariamente (Ed), se calculó el cociente entre estos parámetros para así determinar el mes más desfavorable (Mdes). Con base en estos resultados se diseñan los componentes de la instalación fotovoltaica. Los cálculos se realizaron mediante la siguiente expresión para cada uno de los meses del año.

$$M_{des} = \frac{R_s}{E_d} \quad (1)$$

De los cálculos realizados el menor valor entre los cocientes de Rs y Ed será el mes peor. En la Tabla 6 se presentan los resultados de este ejercicio.

De la Tabla 6, se puede señalar que el mes de abril es el mes peor o mes más desfavorable dado que el resultado del cociente RS/Ed es el valor más bajo con un resultado de 0,0043.

**TABLA 6** Cálculo del mes más desfavorable ( $M_{des}$ ).

VARIABLE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
$R_s$	5,12	5,00	4,70	<b>4,57</b>	4,55	4,59
$E_d$	938	1061	927	<b>1068</b>	955	997
$R_s/E_d$	0,0055	0,0047	0,0051	<b>0,0043</b>	0,0048	0,0046
$M_{des}$				<b>X</b>		
VARIABLE	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
$R_s$	4,71	4,81	4,94	4,85	4,74	4,85
$E_d$	989	989	999	952	1023	962
$R_s/E_d$	0,0048	0,0049	0,0049	0,0051	0,0046	0,0050
$M_{des}$						

Fuente. Autor 2021

### 5.0.1 | Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Enseguida se calculó el número de paneles fotovoltaicos que permitan satisfacer la totalidad de la demanda de electricidad del conjunto residencial, para lo cual se tuvieron varias opciones de paneles, escogiendo la que a criterio del autor ofrece las mejores prestaciones dadas las deficiencias de espacio para su ubicación. Uno de los criterios que más se contemplaron a la hora de seleccionar el panel adecuado es su potencia pico respecto al área utilizable del mismo. En este orden de ideas, se seleccionó el Panel Solar 540W 24V Monocristalino ATLAS cuyas características técnicas se describen a continuación y está disponible.

- Potencia del Panel Solar: 540W.
- Tipo de Célula del Panel Solar: Monocristalino PERC.
- Rigidez del Panel Solar: Rígido.
- Dimensiones del Panel Solar: 2279 x 1134 x 35mm.
- Tensión Máxima Potencia: 41.20V.
- Corriente en Cortocircuito ISC: 13.87A.
- Eficiencia del Módulo: 21.1.%
- Amperios Máximos de Salida IMP: 13.11A.
- Tensión en Circuito Abierto: 49.40V.
- Voltaje de Trabajo del Panel Solar: 24V.
- Peso del Panel Solar: 29Kg.
- Marco del Panel Solar: Aluminio anodizado.
- Garantía del Panel Solar: 25 años.

A partir de esta información se realizó el cálculo del número de módulos fotovoltaicos para el mes más desfavorable tomado la siguiente expresión

$$N = \frac{E_d}{\eta_{panel} HSP_s P_{ppanel}} \quad (2)$$

Donde  $N$  es el Número total de paneles necesarios,  $\eta_{panel}$  es el rendimiento medio del panel fotovoltaico que generalmente tien un coeficiente de 0.9,  $HSP_s$  son las horas solar pico para un ángulo de inclinación  $S$  (Para este caso es igual a  $R_s$ ),  $E_d$  es la energía diaria consumida en kWh/ día, y  $P_{ppanel}$  es el potencia pico del panel FV en kW (en Condiciones Estándar de Medida - CEM), según los datos que proporciona el fabricante. Entonces:

$$N = \frac{1068 \frac{kWh}{dia}}{0.9(4.57h/dia)(0.54kW)} = 480.71 \approx 481 \quad (3)$$

Conforme se esperaba, el dato del número de módulos necesarios para satisfacer la totalidad de la demanda energética es bastante grande y técnicamente inviable, sin embargo, el objetivo de esta propuesta es satisfacer un porcentaje de esta demanda. El criterio técnico que se seleccionó para decidir el número de paneles solares tiene en cuenta el área disponible en las terrazas de las torres para disponer los módulos. Enseguida se muestra el área que se puede destinar para la ubicación de los módulos.



**FIG. 1** Área disponible para ubicación de paneles fotovoltaicos.

En la parte más alta de cada una de las torres se cuenta con una pequeña terraza (parte sombreada de la imagen derecha de la Fig. 1) con un área aproximada de 52m<sup>2</sup>. Con este dato y sabiendo las dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado, se podría asumir que por cada torre se tiene una capacidad para instalar 25 paneles fotovoltaicos para un total de 125 módulos en todo el conjunto residencial. Sin embargo, como se puede observar en la Fig. 1, las torres no tienen la misma orientación, lo que limita el área en función de la orientación de los paneles hacia el sur geográfico, por lo tanto, se decide realizar los cálculos con un total de 100 paneles, 20 por torre.

### 5.0.2 | Porcentaje de la demanda de energía eléctrica que técnicamente se puede satisfacer

El cálculo realizado para determinar el porcentaje de electricidad que es posible técnicamente satisfacer con estas condiciones, se realizó a partir de la expresión utilizada para calcular el número de módulos fotovoltaicos dejando como incógnita la variable  $E_d$ .

$$E_d = 100 * 0,9 * (4,57h/da) * 0,54kW = 222,21kWh/da. \quad (4)$$

Entonces el porcentaje de energía eléctrica diaria que técnicamente se puede satisfacer en el mes más desfavorable sería

$$\%E_d = \left( \frac{222,21kWh/da}{1068kWh/da} * 100 \right) = 20,80\% \approx 21\% \quad (5)$$

Lo anterior se interpreta como el mínimo porcentaje que la instalación fotovoltaica puede satisfacer con la menor radiación incidente presentada en el mes de mayor consumo energético en el conjunto residencial.

Este mismo ejercicio se puede realizar para todos los meses y nos dará como resultado el porcentaje que el sistema fotovoltaico podría satisfacer en cada uno de los meses como se presenta en la Tabla 7.

**TABLA 7** Porcentaje mensual de energía eléctrica que se puede satisfacer con 100 paneles fotovoltaicos.

Parámetro	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
$R_s$ (kWh/m <sup>2</sup> día)	5,12	5,00	4,70	4,57	4,55	4,59
$E_d$ (kWh/día)	938	1061	927	1068	955	997
% $E_d$	27%	23%	25%	21%	23%	22%
Parámetro	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$R_s$ (kWh/m <sup>2</sup> día)	4,71	4,81	4,94	4,85	4,74	4,85
$E_d$ (kWh/día)	989	989	999	952	1023	962
% $E_d$	23%	24%	24%	25%	23%	25%

Fuente. Autor 2021

### 5.0.3 | Potencia instalada de sistema fotovoltaico

La potencia instalada del campo generador depende de la cantidad de paneles solares y sus potencias pico. Es decir, para el caso de este proyecto la potencia instalada es:

$$P_{ins} = N * P_{ppanel} = 100 * 0,54kW = 54kW \quad (6)$$

Sin embargo, al tener cinco áreas disponibles (la terraza de cada torre), se deben instalar sistemas independientes para cada torre, lo que indicaría la necesidad de calcular la potencia instalada para cada torre.

$$P_{insTorre} = 20 * 0,54kW = 10,8kW \quad (7)$$

El cálculo anterior señala que cada torre tendrá una potencia instalada de generación de 10,8 kW, dato indispensable a la hora de seleccionar los inversores.



**FIG. 2** Ubicación de las torres dentro del conjunto residencial.

#### 5.0.4 | Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico, por el hecho de estar conectado a la red no requiere de subsistema acumulador (Baterías), por lo tanto, la tensión de salida de los paneles solares no tiene la necesidad de fijarse. En este apartado se presentan los resultados de orientación, inclinación y se contemplan las posibles sombras que se puedan generar sobre los módulos [7].

##### | Orientación de los módulos fotovoltaicos

La mayor dificultad técnica para la disposición de los módulos fotovoltaicos, es la disponibilidad de área [8]. Bajo este criterio, en cada torre se deben fijar 20 paneles solares en dos series de 10 paneles cada una, con orientación hacia el sur geográfico como se muestra en las Figs. 3, 4, 5, 6 y 7. En la Fig. 2, se presenta la ubicación de cada torre dentro del conjunto residencial.



FIG. 3 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la torre 1.

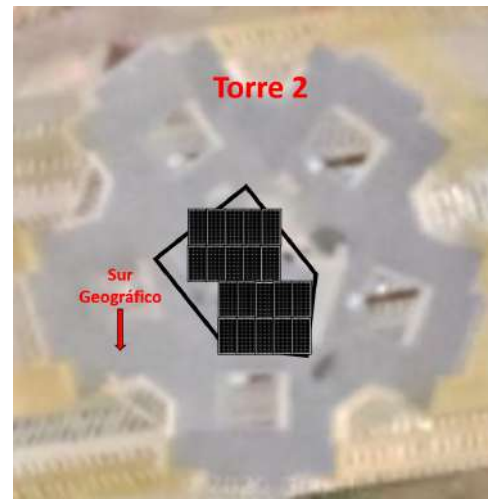


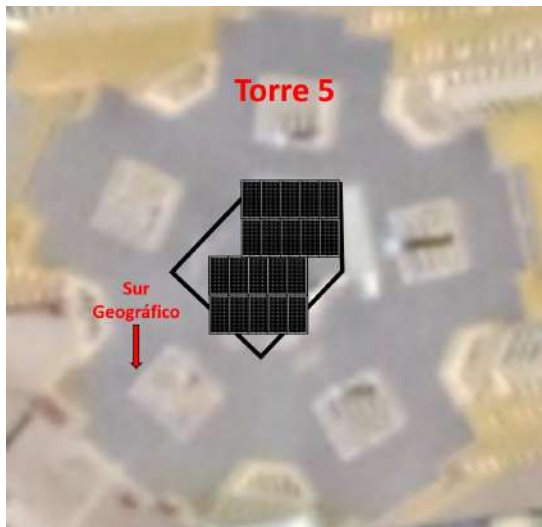
FIG. 4 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la torre 2.



FIG. 5 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la torre 3.



FIG. 6 Orientación de los paneles fotovoltaicos en la torre 4.



**FIG. 7** Orientación de los paneles fotovoltaicos en la torre 5.



**FIG. 8** Vista aérea del Conjunto Residencia Torres de Bellavista, Foto tomada mediante dron por Cruz, Juan A.

### | Inclinación de los módulos fotovoltaicos

Según la teoría, la inclinación de los módulos fotovoltaicos se debe definir de tal manera que se pueda aprovechar la mayor cantidad de radiación solar incidente posible. Por lo tanto, se propone que, para captar la cantidad óptima de energía, el módulo se inclina en el mismo ángulo que el ángulo de latitud, que para el caso de nuestro proyecto estaría alrededor de los  $4,59^\circ$ . Sin embargo, el ángulo de latitud sólo se tomó como referencia para realizar los cálculos del sistema, por lo que hay que tener en cuenta que el ángulo mínimo de inclinación debería ser por lo menos de  $10^\circ$  con respecto a la superficie horizontal, para asegurar que el agua de las lluvias drene fácilmente, lavando el polvo al mismo tiempo, por esta razón se opta de por una inclinación de los paneles solares de  $10^\circ$  [9].

### | Sombras

En las áreas en donde se dispondrán los paneles fotovoltaicos, no hay probabilidad de obstáculos que puedan generar sombras, pues las torres son las infraestructuras más altas de todo el sector. En la Fig. 8, se puede observar la vista aérea, en donde se evidencia que no se encuentran obstáculos en cercanías del conjunto.

Ahora bien, para evitar que se generen sombras entre los mismos módulos fotovoltaicos, se optó por disponerlos en una misma plataforma. Debido a que el ángulo de inclinación es de  $10^\circ$ , no habrá una diferencia de altura significativa en el grupo de paneles solares, sin embargo, se realiza el cálculo de altura del grupo de paneles solares para verificar esta teoría. La expresión para calcular la altura (h) es la siguiente

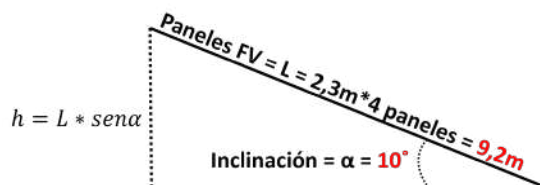
$$h = L \sin \alpha \quad (8)$$

Sabiendo que el ángulo de inclinación es igual a  $10^\circ$ , la longitud de cada panel solar es de aproximadamente 2,3 metros y que se disponen de 4 paneles para un total de 9,2 metros (ver Fig. 9) entonces

$$h = 9,2m * \sin(10^\circ) = 1,60m. \quad (9)$$

La diferencia de altura entre la parte inferior y superior del campo generador es de 1,6 metros, siendo mane-

jable para el control de las fuerzas que se puedan generar sobre los módulos a raíz de los vientos. Ya realizado el diseño del sistema de captación, se eligió el inversor, dado que por ser un sistema conectado a la red no utilizaremos sistema de acumulación ni regulador.



**FIG. 9** Cálculo de altura del campo generador.



**FIG. 10** Inversor solar elegido, Tomado de “Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240”, por [10] (Fronius International GmbH, 2020).

## 5.1 | Elección de los inversores

En vista de la ubicación de los paneles solares en cada una de las torres, es necesario elegir un inversor para cada grupo de paneles FV, es decir que se eligieron cinco inversores del mismo tipo y con las mismas características. Las características técnicas de los inversores seleccionados son las descritas en las Tabla 8, 9 y 10.

**TABLA 8** Datos Técnicos Generales del Inversor Fronius SYMO (versión 208-240V).

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	51.1 x 72.4 x 22.6 cm
Grado de protección	NEMA 4X
Consumo nocturno	<1 W
Tecnología del inversor	Sin transformador
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable
Instalación	Interior y exterior, inclinación desde 0° a 90°
Temperatura ambiente admisible	-40 a +60 °C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)
Máxima altura sobre nivel del mar	600 VCD a 3400 m
Terminales de conexión CD	6x DC+ y 6x DC- terminales de tornillo para cobre
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 14-6 AWG
Peso	41 KG
Polaridad inversa CD	Sí
Anti isla	Interna, de acuerdo con UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 y NEC
Sobretensión	Reducción de potencia de salida / enfriamiento activo
USB (Socket tipo A)	Registro de datos y actualización de firmware vía USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net
Adaptado de “Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240”, por (Fronius International GmbH, 2020)	

Para la elección de los inversores, se tuvo en cuenta las características del grupo generador para poder

satisfacer las necesidades de la generación de electricidad. Luego de analizar en línea características de varios modelos de inversores, se opta por elegir el inversor Ongrid, Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240 (ver la Fig. 10)

**TABLA 9** Datos Técnicos de Entrada del Inversor Fronius SYMO (versión 208-240V).

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3 208-240
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 – 13.0
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT 2)	25.0A / 16.5A
Máxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A
Máxima corriente de entrada de corto circuito admisible (MPPT1/MPPT2)	37.5A /24.8 A
Tensión nominal de entrada 208 V	350 V
Rango de tensión de operación	200-600 V
Tensión de arranque en CD	200 V
Rango de tensión MPP	300-500 V
Tensión máxima en CD	600 V
Máximo conductor admisible en CD	6 AWG cobre, 6 AWG aluminio, 2 AWG cobre o aluminio con peineta de distribución
Portafusibles integrados en CD	NA
Corriente máxima de entrada de corto circuito terminal	33 A
Número de MPPT	2
Adaptado de “Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240”, por [10] (Fronius International GmbH, 2020)	

**TABLA 10** Datos Técnicos de Salida del Inversor Fronius SYMO (versión 208-240V).

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3 208-240
Potencia máxima de salida 208V	9995 VA
Configuración de salida	208/240 V
Rango de frecuencia (ajustable)	45-65 Hz
Frecuencia nominal de operación	50 y 60 Hz
Tamaño de conductor de CA admisible	AWG 14 - AWG 6
Distorsión armónica total	<1.5 %
Factor de potencia (cos phi)	Ajustable (0 - 1 ind./ cap.)
Máxima corriente de salida 208 V	27.7 A
OCPD/Interruptor CA recomendado 208V	35 A
Máxima Eficiencia	97.0 %
Eficiencia CEC 208 V	96.5 %
Adaptado de “Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240”, por [10] (Fronius International GmbH, 2020)	

Este inversor es ideal para la instalación propuesta porque:

- Tiene la capacidad de funcionar en sistemas conectados a la red (On Grid) Trifásicos.
- Puede satisfacer la potencia instalada del campo generador, que como se mostró en el apartado anterior es de 10,8 kW, mientras que el inversor tiene capacidad de trabajar entre 8,0 y 13,0 kW.
- Tiene un rango de salida de tensión adecuado para la red de suministro para que trabaje al voltaje requerido (208V). Trabaja a una frecuencia nominal de operación de 60Hz (Rango de frecuencia ajustable entre 45 y 66Hz).

- Resiste la corriente de salida del campo generador en su punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) de 13,11A por cada ramal de panles en serie. Como el inversor tiene dos MPPT, para que esto sea posible se deben conectar los 20 panles solares en strings de 10 paneles y cada string se conectará a un MPPT, que según las características del inversor soportan hasta 25,0A el MPPT1 y 16,5A el MPPT2; e incluso podría soportar la corriente de corto circuito del campo generador ( $I_{sc}$ ), sumando la de los dos strings, dado que la corriente en corto circuito del campo generador sería de 27,74A por los dos strings y la máxima corriente de entrada que soporta el inversor es de 41,5 A.
- El rango de tensión de trabajo del inversor es de 200V a 600V; su tensión de arranque es de 200V y el rango de tensión de MPP está entre 300V y 500V, todos los datos son adecuados para el voltaje en máxima potencia ( $V_{mp}$ ) del campo generador de 412V resultante de los 10 paneles conectados en serie, e incluso soporta los 494V que se podrían generar en circuito abierto ( $V_{oc}$ ).
- La eficiencia a 208V ideal sería aquella sobre el 95%, siendo satisfecha a cabalidad por el inversor seleccionado cuya eficiencia es de 96,5% con un máximo de 97%.

## 5.2 | Medidores bidireccionales

El conjunto residencial Torres de Bellavista, para las zonas comunes, cuenta con medidores bidireccionales de marca LANDIS+GYR E550, de referencia ZMG405CR4.240b.37 S2 (ver la Fig. 11), por lo que no es necesario adquirir nuevos medidores, únicamente configurarlos para la medición en doble canal que lo hace la empresa de energía Enel Codensa.



**FIG. 11** Medidor bidireccional elegido, LANDIS + GYR E550 – ZMG405CR4.240b.37 S2 Disponible en <https://www.landisgyr.eu/product/landisgyr-e550/>.



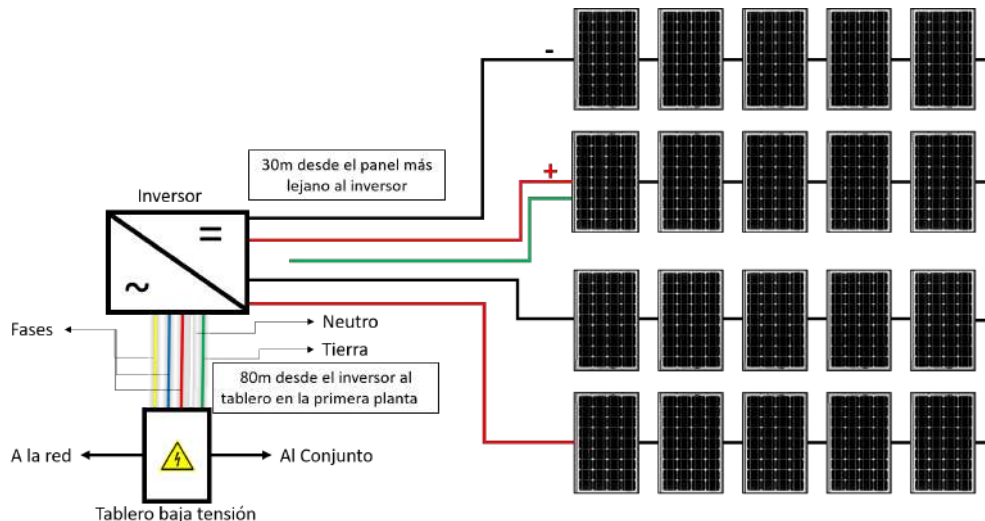
**FIG. 12** Ejemplo de estructura fija para soporte de 20 módulos FV. Adaptado de “Soportes para placas solares: el patito feo de las instalaciones”, por (Siles, 2017), Disponible en <http://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares-el-patito-feo-de-las-instalaciones/>

## 6 | ESTRUCTURA DE SOPORTE

Como los soportes fijos son usados en lugares donde la latitud permite elegir un ángulo de inclinación fijo; la estructura de soporte para disponer los paneles solares debe ser de tipo fija, robusta y adaptada a una inclinación de 10° para poder cumplir con los requerimientos del campo generador. En la Fig. 12 se muestra un ejemplo del tipo de soporte que se eligió para disponer los 20 paneles fotovoltaicos de cada torre.

## 6.1 | Cableado

El dimensionado del cableado se centró en elegir materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la confiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tiene que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Los cables a utilizar tienen una capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos [9]. Para dimensionar el cableado necesario, se tuvo en cuenta la corriente a transportar y las pérdidas de tensión (caída de tensión), con lo cual se calculó la sección necesaria de los conductores. En conexiones en serie la corriente total (de salida) es igual a la de uno de los paneles que componen la rama y la tensión total (de salida) es la suma de la tensión de cada panel conectado en serie. En conexiones en paralelo, la tensión total (de salida) es igual a la de salida cada rama y la corriente total (de salida) es la suma de corrientes de cada rama [9].



**FIG. 13** Esquema de cableado del proyecto.

En ese orden de ideas, la corriente de nuestro sistema solar fotovoltaico es:

- **Entre el circuito fotovoltaico de salida y el circuito de entrada al inversor:** calculado en el apartado de elección de los inversores, la corriente en potencia máxima ( $I_{mp}$ ) del campo generador en cada string es de 13,11A. La intensidad en corto circuito ( $I_{sc}$ ) para sobredimensionar la sección de cable es de 13,87A.
- **Entre el inversor y las cargas (tablero general de baja tensión):** equivalente a la intensidad máxima de salida continua a 208 V (27,7 A).

En cuanto a la caída de tensión de los conductores y teniendo en cuenta lo referido en la norma colombiana, aunque no existe un requerimiento obligatorio vigente [9], el borrador del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en proceso de actualización, precisa que en la instalación de un inversor los cables deben ser apropiados para que la caída de tensión no sea mayor a 3%, medido entre dos puntos cualesquiera del sistema en operación, debiendo cumplir asimismo con el criterio de capacidad de conducción de corriente [11]. Por lo tanto, se asume lo siguiente:

- Caída máxima de tensión recomendada entre generador fotovoltaico e inversor equivalente al 3%.
- Caída máxima de tensión recomendada entre el inversor y las cargas (tablero general de baja tensión) es equivalente al 3%.

## 6.2 | Cálculo de sección de los conductores

Para calcular la sección de los conductores desde los paneles solares hasta el inversor y desde el inversor hasta el tablero de baja tensión es apropiado conocer el esquema señalado en la Fig. 13 y que se realizará instalación trifásica, con tres fases, neutro y protección, dado que así está alimentada la instalación del operador de red.

Para corriente continua (de los paneles al inversor) los cálculos se hicieron como una instalación monofásica.

### 6.2.1 | Cálculo de sección corriente continua (paneles al inversor)

El cálculo de la sección del cableado entre el circuito fotovoltaico de salida y el circuito de entrada al inversor se realizó teniendo en cuenta la siguiente información para cada string:

- Número de paneles por string (en serie): 10.
- Número de strings en paralelo: 1.
- Longitud de las líneas de cada string: 30 m (longitud del cable hasta el módulo más alejado del inversor).
- Caída de tensión: 3%.

Por ese motivo es importante utilizar siempre la conductividad del cobre o el aluminio a 70°C o 90°C, dependiendo del tipo de aislante [12]. En este caso se eligió un aislante termoestable conforme a la Tabla ??.

**TABLA 11** Valores de conductividad  $\gamma$  en  $m/(\Omega mm^2)$  según la temperatura del conductor.

Temperatura del Conductor			
	20°C	Termoplásticos 70°C	Termostables 90°C
Cu	58	48.47	45.49
Al	35.71	27.67	27.8

Nota. Fuente: Adaptado de "Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al", por (Prysmian Cables Spain S.A., 2019).

La expresión para el cálculo de la sección es:

$$S = \frac{2LI \cos \phi}{\Delta U \gamma_{\theta}} \quad (10)$$

donde  $S$  es la sección del conductor en  $mm^2$ ,  $L$  es la longitud de la línea en metros (para nuestro caso es de 30m),  $I$  es la intensidad prevista en la línea en A, la intensidad en corto circuito es  $I_{sc}$  para sobredimensionar la sección de cable (13,87A),  $\cos \phi$  es el Factor de potencia de la carga al final de la línea con valor de referencia como valor máximo de 1,00 (Tabla 12),  $\gamma_{\theta}$  es la conductividad del conductor en  $m/(\Omega/mm^2)$  (45,49 conductor de cobre a 90 °C según Tabla ??), y  $\Delta U$  es la caída de tensión máxima permitida en la línea en V: 3%. Se calculó y el resultado es 12,36V así

$$\Delta U = \frac{U \Delta U \%}{100} \quad (11)$$

donde es  $U$  es la tensión prevista en la línea a máxima potencia en V: Voltaje en potencia máxima (Vmp) 41,2V por cada panel para un total de 412V para los 10 paneles en serie, y  $\Delta U\%$  es la caída de tensión máxima permitida en la línea en 3%. Entonces

$$\Delta U = \frac{(412V)3}{100} = 12.36V \quad (12)$$

y la sección del conductor sería

$$S = \frac{(2 * 30m * 13,87A * 1)}{(12,36V * 45,49m/(\Omega/mm^2))} = 1,48mm^2 \quad (13)$$

**TABLA 13** Equivalencias de secciones de conductores entre AWG y  $mm^2$ . Fuente: Disponible en [REF].

AWG	MCM	Sección Real	
		( $mm^2$ )	$mm^2$
22	-	0.324	0.5
20	-	0.517	0.75
18	-	0.821	1
16	-	1.31	1.5
14	-	2.08	2.5
12	-	3.31	4
10	-	5.26	6
8	-	8.37	10
6	-	13.3	16
4	-	21.2	25
2	-	33.6	35
1	-	42.4	50
1/0	-	53.3	70
2/0	-	67.4	70
3/0	-	85	95
4/0	-	107.2	120
-	250	126.7	150
-	300	152	170
-	350	177.4	185
-	400	202.7	240
-	500	253.4	300
-	600	304	350
-	750	380	400
-	750	380	500
-	1000	506.7	-

**TABLA 12** Valores de Factor de Potencia  $\cos \phi$  y correspondiente  $\sin \phi$ .

$\cos \phi$	$\sin \phi$
1,00	0,00
0,95	0,31
0,90	0,44
0,85	0,53
0,80	0,60
0,75	0,66
0,70	0,71

Nota. Fuente: Adaptado de "Cálculos de caídas de tensión. Valores oficiales de conductividad para Cu y Al", por (Prysmian Cables Spain S.A., 2019).

Ahora bien, se utilizó la Tabla 13 de equivalencias entre secciones de conductores en  $mm^2$  y American Wire Gauge (AWG) que generalmente se utiliza en Colombia. Para la sección calculada de  $1,48 mm^2$  se debe buscar en la columna  $mm^2$  la sección superior que vendría siendo  $1,5 mm^2$ , cuya equivalencia en el sistema AWG es de 16. Sin embargo, como la sección real del conductor 16 AWG es de  $1,31 mm^2$  (inferior al resultado del cálculo), se optó por seleccionar la sección 14 AWG ( $2,5 mm^2$ ) cuya sección real es de  $2,08 mm^2$  y que además, es una sección que acepta el inversor en la entrada de DC según sus características técnicas.

### 6.2.2 | Cálculo de sección corriente alterna trifásica (inversor al tablero)

El cálculo de la sección del cableado entre el circuito de salida del inversor hasta el tablero general de baja tensión se realizó teniendo en cuenta la siguiente información:

- Tensión de salida del inversor (UCA): 208 V.
- Intensidad máxima de salida continua a 208 V: 27,7 A.
- Longitud de la línea entre el inversor y el medidor: 80 m.

La expresión para el cálculo de la sección es

$$Z_{EF} = R \cos \phi + X_L \sin \phi \quad (14)$$

Donde S es la sección del conductor en  $mm^2$ , L es la longitud de la línea en metros (para nuestro caso es de 80 m), I es la intensidad prevista en la línea en A (máxima corriente de salida a 208 V: 27,7 A),  $\cos \phi$  es el factor de potencia de la carga al final de la línea: Valor de referencia como valor máximo de 1,00 (ver la Tabla ??), y  $\gamma_\theta$  es la conductividad del conductor en  $m/(\Omega/mm^2)$ : 45,49 conductor de cobre a  $90^\circ C$  según la Tabla ??.

La caída de tensión máxima permitida en la línea es del 3%, se calculó en voltaje y el resultado es 6,24V así:  $\Delta U = (208V * 3)/100 = 6,24V$  entonces la sección del conductor sería  $S = 13,52mm^2$ .

**TABLA 14** Resistencia eléctrica y reactancia inductiva para cables de cobre.

Calibre	Resistencia eléctrica (ohm/km)			Reactancia inductiva (ohm/km)	
	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC o aluminio	Conduit de acero
14	10.17	10.17	10.17	0.190	0.240
12	6.56	6.56	6.56	0.177	0.223
10	3.94	3.94	3.94	0.164	0.207
8	2.56	2.56	2.56	0.171	0.213
6	1.61	1.61	1.61	0.167	0.210
4	1.02	1.02	1.02	0.157	0.197
2	0.623	0.656	0.656	0.148	0.187
1/0	0.394	0.427	0.394	0.144	0.180
2/0	0.328	0.328	0.328	0.141	0.177
3/0	0.253	0.269	0.259	0.138	0.171
4/0	0.203	0.219	0.207	0.135	0.167
250	0.171	0.187	0.177	0.135	0.171
350	0.125	0.141	0.128	0.131	0.164
500	0.089	0.105	0.095	0.128	0.157

Nota. Instalación a 60Hz y 75°C, conductores sencillos en tubo Conduit Fuente: Tomado de "Cables & Tecnología, Boletín Técnico-Marzo 2005", por [13].

Se utilizó la Tabla 13 de equivalencias entre secciones de conductores en  $mm^2$  y American Wire Gauge (AWG) que generalmente se utiliza en Colombia. Para la sección calculada de  $13,52 mm^2$  se debe buscar en la columna  $mm^2$  la sección superior que vendría siendo  $16 mm^2$ , cuya equivalencia en el sistema AWG es de 6. Ahora bien, como la sección real del conductor 6 AWG es de  $13,3 mm^2$  (inferior al resultado del cálculo), se debería contemplar la selección de la sección 4 AWG ( $21,2 mm^2$ ). Sin embargo, según información relacionada en las especificaciones técnicas del inversor seleccionado, el rango de salida del inversor es de bornes de conexión con tornillo 14-6 AWG, razón por la cual se eligió alambrado número 6 AWG ( $13,3 mm^2$ ).

Al seleccionar una sección de cableado inferior a la que podría garantizar la caída de tensión del 3%, es necesario "en este caso" verificar si con la sección de cableado elegida se logra cumplir con el criterio de caída de tensión. Para circuitos trifásicos como en nuestro tramo de corriente alterna, se calculó la caída de tensión en voltios  $\Delta U$  con la siguiente ecuación

$$\Delta U = \sqrt{3}Z_{EF}LI \quad (15)$$

donde  $Z_{EF}$  = es la impedancia eficaz en ohm/km, es L = Longitud de la línea en kilómetros (para nuestro caso es de 0,08 Km), I = Intensidad prevista en la línea en A (máxima corriente de salida a 208 V: 27,7 A),  $\cos \phi$  es el Factor de potencia de la carga al final de la línea (Valor de referencia como valor máximo de 1,00 (ver la Tabla 12)).  $Z_{EF}$  se calculó con la siguiente ecuación

$$Z_{EF} = R \cos \phi + X_L \sin \phi \quad (16)$$

donde R es la resistencia eléctrica del conductor (Valor tomado de la Tabla 14 igual a 1,61 ohm/km para conductor de calibre 6 AWG en Conduit de PVC),  $X_L$  es la reactancia inductiva del conductor (valor tomado de la Tabla 14 igual a 0,167 ohm/km para conductor de calibre 6 AWG en Conduit de PVC),  $\cos \phi$  es el factor de potencia de la carga al final de la línea (valor de referencia como valor máximo de 1,00 (ver Tabla 12)), y  $\sin \phi$  es el valor de seno correspondiente al factor de potencia de la carga al final de la línea (valor tomado de

la Tabla 12 equivalente a 0,00). Despejando en la ecuación 19 se calculó la impedancia eficaz:

$$Z_{EF} = 1.61 \frac{ohm}{km} + 0.167 \frac{ohm}{km} * 0 = 1.61 \frac{ohm}{km} \quad (17)$$

Con este dato se calculó en la ecuación 20 la caída de tensión en voltios  $\Delta U = \sqrt{3} * 1.61 ohm/km * 0.08 Km * 27.7 A = 6.18 V$ . Por último, se calculó la caída de tensión en porcentaje  $\Delta U\% = (6,18 V / 208 V) * 100 = 2,97\%$ . De acuerdo con los resultados de los cálculos, se eligió un conductor de calibre 6 AWG para el tramo entre el inversor y el tablero general de baja tensión con el que se tendrá una caída máxima de tensión del 2,97%, valor inferior al 3% requerido.

## 7 | ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El análisis económico del sistema fotovoltaico se realizó para una vida útil de 25 años y teniendo en cuenta el capítulo 5 del documento Integración de la Energías Renovables No Convencionales en Colombia, de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y el Ministerio de Minas y Energía [14]. Del mismo modo se siguieron las instrucciones de la Guía Metodológica para la Implementación de Sistemas Fotovoltaicos a Pequeña Escala en Colombia del año 2017, en donde se indica que se determina el valor de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto, los costos totales de operación del proceso productivo y el valor de los ingresos que se aspira recibir en el periodo de vida útil. Los datos registrados en los componentes del estudio financiero, son los que determinan la viabilidad económica del proyecto [9].

Todos los cálculos de este análisis económico se realizaron bajo el supuesto de un pago de contado del cincuenta por ciento de la inversión inicial, el restante cincuenta por ciento, financiado con una tasa de interés igual al Depósito a Término Fijo (DTF) vigente a la fecha de los cálculos más 6,5 puntos - DTF+6,5% EA (Efectivo Anual) como lo recomienda el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia [14].

Además, se han adoptando dos de los beneficios otorgados por la normativa en energías renovables vigente en Colombia:

- incentivos contables: régimen de depreciación acelerada sobre maquinaria, equipos y obras civiles asociados a la construcción o adquisición de Fuentes No Convencionales de Energía [14].
- incentivos arancelarios e IVA: con el objeto de modelar los incentivos tributarios referentes al impuesto de valor agregado, IVA, los valores de los elementos o maquinaria utilizados están individualmente excluidos del IVA [14].

También es importante señalar que los valores monetarios se muestran en pesos colombianos (COP).

### 7.1 | Inversión Inicial

En la Tabla 15, se discrimina la inversión inicial calculada para poder dar marcha al proyecto de energía solar fotovoltaica. El precio unitario expuesto, fue el resultado de varias consultas hechas a diferentes empresas expertas en la comercialización de equipos y prestación de servicios en temas relacionados con instalaciones fotovoltaicas.

De la Tabla 15, es importante señalar, que se define un subtotal de los montos sujetos a depreciación, los mismos sujetos al incentivo de exclusión de IVA, esto para diferenciarlos a la hora de realizar el cálculo de los costos operacionales del proyecto.

**TABLA 15** Inversión Inicial.

DESCRIPCIÓN	CANT	PRECIO UNITARIO SIN IVA	PRECIO TOTAL
<b>GENERACIÓN</b>			
Panel Solar 540W 24V Monocrystalino EcoGreen	100	COP 885.714	COP 88.571.400
Inversor On Grid Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240	5	COP 10.908.000	COP 54.540.000
<b>CABLEADO</b>			
Cable 3X4+6AWG(B) TREFOL 600V75°C PE/PVC-NE (80m*5torres)	400	COP 41.781	COP 16.712.400
Cable 6 AWG Cable Desnudo Puesta a Tierra (80m*5torres)	400	COP 6.302	COP 2.520.800
Cable Solar Fotovoltaico 2.5mm <sup>2</sup> (30m*4cables*5torres)	600	COP 3.800	COP 2.280.000
Cable 12 AWG Cable Desnudo Puesta a Tierra (30m*5torres)	150	COP 1.830	COP 274.500
Ductos (conduit sch40 1/2 x 3m) (30m*5torres)	150	COP 3.133	COP 470.000
Ductos (Conduit SCH 40 PVC 1,1/4") (x3m) (80m*5torres)	400	COP 7.967	COP 3.186.667
Otros (conexiones y demás)	5	COP 1.000.000	COP 5.000.000
<b>ESTRUCTURA</b>			
Estructura Suelo 15°-30° 5 Paneles CVE915 (5torres*4estructuras)	20	COP 819.910	COP 16.398.200
Piezas de Soporte	100	COP 115.000	COP 11.500.000
<b>SUBTOTAL DEPRECIABLE</b>			<b>COP 201.453.967</b>
<b>MANO DE OBRA</b>			
Especialista jornal (1*20jornales)	20	COP 300.000	COP 6.000.000
Técnicos de instalación jornal (5*20jornales)	100	COP 130.000	COP 13.000.000
<b>VALOR TOTAL DE LA INVERSIÓN</b>			<b>COP 220.453.967</b>

El monto total requerido para la inversión del proyecto asciende a COP 220.453.967.

## 7.2 | Ingresos

Los ingresos calculados de implementarse el sistema, se definieron de manera anual como el ahorro que se tendrían al dejar de consumir la energía eléctrica entregada por el operador de red y reemplazarla por la generada por el sistema fotovoltaico. Para definir el crecimiento de la tarifa anual, se compiló en la Tabla 16, las tarifas de energía eléctrica en áreas comunes con nivel de tensión 1 y para estrato 3, el valor en COP del kWh desde el mes de enero del año 2013 hasta el mes de abril del año 2020, estas tarifas fueron tomadas directamente

del operador de red Enel-Codensa [15]. Con estos datos, se calculó el aumento porcentual promedio de la tarifa año a año y el promedio de estos dio como resultado 6,17%. A partir de este porcentaje se proyectaron las tarifas para los 25 años de vida útil del proyecto.

**TABLA 16** Tarifas de Energía Eléctrica en Áreas Comunes Nivel de Tensión 1 Estrato 3 (COP/Kwh)

MES/AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENERO	366	359	380	436	441	447	510	535
FEBRERO	359	360	380	447	448	476	519	533
MARZO	345	374	387	467	454	498	532	561
ABRIL	364	369	400	447	445	494	528	557
MAYO	396	376	387	437	450	479	506	547
JUNIO	341	384	394	430	433	494	502	547
JULIO	341	391	387	439	438	503	499	547
AGOSTO	370	399	394	445	449	508	516	547
SEPTIEMBRE	396	399	403	444	454	513	520	547
OCTUBRE	348	399	410	433	460	510	524	547
NOVIEMBRE	356	399	424	442	455	518	528	547
DICIEMBRE	352	368	427	454	452	520	510	547
<b>PROMEDIO</b>	<b>361</b>	<b>381</b>	<b>398</b>	<b>443</b>	<b>448</b>	<b>497</b>	<b>516</b>	<b>547</b>
<b>INCREMENTO</b>	-	5,65%	4,25%	11,52%	1,08%	10,85%	3,86%	5,95%
<b>PROMEDIO DE INCREMENTO ANUAL</b>								<b>6,17%</b>

En la Tabla 7, se señaló el porcentaje de la demanda de energía eléctrica que técnicamente se puede satisfacer, arrojando un resultado del 21% para el mes peor, sin embargo, en promedio al año se puede satisfacer el 24% de la demanda teniendo en cuenta el cálculo mes a mes, como se puede validar en la Tabla 17.

**TABLA 17** Valor porcentual promedio de energía eléctrica que se puede satisfacer durante un año.

textbfParámetro	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.
% Energía Satisfecha	27%	23%	25%	21%	23%	22%
<b>Promedio</b>	24%					
Parámetro	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
% Energía Satisfecha	23%	24%	24%	25%	23%	25%
<b>Promedio</b>	24%					

Con la información actual, se calculó la energía en kWh/año que se puede satisfacer, sabiendo que la demanda total es de 360.318,50 kWh/año (dato resultante de la suma de los consumos de la Tabla 3) y el sistema puede satisfacer en promedio el 24% anual. Ese resultado se observa en la ecuación 22 y es partir del cual se calculó el ahorro para el año uno del proyecto incrementando la tarifa del kWh en un 6,17% respecto al promedio del año 2020. Del resultado de ahorro del primer año se sigue incrementando 6,17% anual de manera sucesiva, proyectando el ahorro durante los 25 años de vida útil del proyecto. El cálculo del ahorro del año 1 se relaciona en la ecuación 23 y los resultados de los 25 años se relacionan en la Tabla 16.

$$E_{generada} = 360.318,50 \text{ kWh/año} * 24\% = 86.476,44 \text{ kWh/año} \quad (18)$$

$$Ahorro_{año1} = 86.476,44 \text{ kWh/año} * (547 \text{ COP/kWh} + 6,17\%) = 50.196.978 \text{ COP/año} \quad (19)$$

De la Tabla 18, se puede observar que al año 4 de funcionamiento del proyecto ya se tiene un ahorro acumulado similar a la inversión inicial, sin embargo, se debe primero realizar el flujo de caja de los ingresos respecto a los gastos que se puedan generar para así poder saber realmente en cuanto tiempo se recupera la inversión.

**TABLA 18** Valor porcentual promedio de energía eléctrica que se puede satisfacer durante un año.

AÑO	AHORRO ANUAL	AHORRO ACUMULADO
1	COP 50.196.978	COP 50.196.978
2	COP 53.291.709	COP 103.488.687
3	COP 56.577.236	COP 160.065.923
4	COP 60.065.321	COP 220.131.244
5	COP 63.768.453	COP 283.899.697
6	COP 67.699.890	COP 351.599.587
7	COP 71.873.706	COP 423.473.293
8	COP 76.304.846	COP 499.778.139
9	COP 81.009.173	COP 580.787.312
10	COP 86.003.530	COP 666.790.842
11	COP 91.305.798	COP 758.096.640
12	COP 96.934.960	COP 855.031.599
13	COP 102.911.169	COP 957.942.768
14	COP 109.255.822	COP 1.067.198.591
15	COP 115.991.635	COP 1.183.190.226
16	COP 123.142.722	COP 1.306.332.947
17	COP 130.734.686	COP 1.437.067.633
18	COP 138.794.707	COP 1.575.862.340
19	COP 147.351.643	COP 1.723.213.984
20	COP 156.436.130	COP 1.879.650.113
21	COP 166.080.690	COP 2.045.730.803
22	COP 176.319.855	COP 2.222.050.658
23	COP 187.190.282	COP 2.409.240.940
24	COP 198.730.890	COP 2.607.971.829
25	COP 210.982.996	COP 2.818.954.825

### 7.3 | Costos operacionales

Los costos operacionales del proyecto que se contemplaron fueron de tres tipos; un préstamo bancario para financiar el 50% de la inversión inicial, los costos de Operación y Mantenimiento anuales – OyM y la depreciación de los equipos y componentes del sistema solar fotovoltaico.

#### 7.3.1 | Amortización de la deuda

Para amortizar la deuda se tiene la información relacionada a continuación, señalando que la tasa de interés se calculó como el Depósito a Término Fijo (DTF) vigente a la fecha de los cálculos más 6,5 puntos - DTF+6,5% EA (Efectivo Anual) como lo recomienda el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia [16]. El DTF se consultó en la página del Banco de La República de Colombia, siendo del 2,83% [16].

- Valor de la Inversión: COP 220.453.967.
- % de deuda: 50,0%.
- Valor a Financiar: COP 110.226.983
- Plazo en años: 15 T
- tasa de interés EA (DTF 2,83%+6,5%): 9,33%.
- Cuota fija anual calculada: COP 13.942.140 .

Los resultados de la amortización de la deuda a 15 años se presentan en la Tabla 19.

De la Tabla 19, se toma la columna de cuota fija anual como un gasto que se contempla en el flujo de caja.

**TABLA 19** Valor porcentual promedio de energía eléctrica que se puede satisfacer durante un año.

AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA FIJA ANUAL	INTERES ANUAL	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
0					110.226.983
1	110.226.983	13.942.140	10.284.178	3.657.962	106.569.021
2	106.569.021	13.942.140	9.942.890	3.999.250	102.569.771
3	102.569.771	13.942.140	9.569.760	4.372.380	98.197.391
4	98.197.391	13.942.140	9.161.817	4.780.323	93.417.068
5	93.417.068	13.942.140	8.715.812	5.226.327	88.190.741
6	88.190.741	13.942.140	8.228.196	5.713.944	82.476.797
7	82.476.797	13.942.140	7.695.085	6.247.055	76.229.743
8	76.229.743	13.942.140	7.112.235	6.829.905	69.399.838
9	69.399.838	13.942.140	6.475.005	7.467.135	61.932.703
10	61.932.703	13.942.140	5.778.321	8.163.819	53.768.884
11	53.768.884	13.942.140	5.016.637	8.925.503	44.843.382
12	44.843.382	13.942.140	4.183.888	9.758.252	35.085.130
13	35.085.130	13.942.140	3.273.443	10.668.697	24.416.432
14	24.416.432	13.942.140	2.278.053	11.664.087	12.752.346
15	12.752.346	13.942.140	1.189.794	12.752.346	0,00

**TABLA 20** Costos de Operación y Mantenimiento.

AÑO	COSTO ANUAL OyM	AÑO	COSTO ANUAL OyM
1	COP 2.014.540	14	COP 2.479.418
2	COP 2.046.974	15	COP 2.519.336
3	COP 2.079.930	16	COP 2.559.898
4	COP 2.113.417	17	COP 2.601.112
5	COP 2.147.443	18	COP 2.642.990
6	COP 2.182.017	19	COP 2.685.542
7	COP 2.217.147	20	COP 2.728.779
8	COP 2.252.843	21	COP 2.772.713
9	COP 2.289.114	22	COP 2.817.353
10	COP 2.325.969	23	COP 2.862.713
11	COP 2.363.417	24	COP 2.908.802
12	COP 2.401.468	25	COP 2.955.634
13	COP 2.440.132		

### 7.3.2 | Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento (OyM), se estimaron en un 1% del valor depreciable, que viene siendo el mismo monto de los componentes que requerirían mantenimiento y cuyo resultado es el costo de OyM para el primer año, con un crecimiento anual igual a la inflación. La inflación se entiende como el Índice de Precios al Consumidor (IPC) que cerró el año 2020 en 1,61% [17]. Las variables que se tuvieron en cuenta para el cálculo de los costos de OyM fueron:

- Valor Depreciable: COP 201.453.967
- % OyM: 1,0%
- IPC: 1,61%

Los resultados de los costos de operación y mantenimiento proyectados año a año hasta el final de la vida útil del proyecto se relacionan en la Tabla 20. En dicha tabla se observa el crecimiento anual del de este tipo de costos a una tasa del 1,61% equivalente al IPC.

## 7.4 | Depreciación

La depreciación se calculó por el método de reducción de saldos, contemplando un valor residual (de salvamento) del 40% del valor depreciable, lo que indica que al final de la vida útil el 40% del valor de los componentes depreciables aún se mantendrá. Las variables a tener en cuenta para el cálculo de la depreciación fueron:

- Valor Depreciable: COP 201.453.967
- Valor Residual: COP 141.017.777
- Años de vida útil: 25 años
- Tasa de Depreciación: 1,4%
- Porcentaje Valor Residual: 30%

**TABLA 21** Cálculo de la depreciación.

AÑO	DEPRECIACIÓN ANUAL	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO
1	COP 2.853.738	COP 2.853.738	COP 198.600.229
2	COP 2.813.313	COP 5.667.050	COP 195.786.916
3	COP 2.773.460	COP 8.440.510	COP 193.013.456
4	COP 2.734.172	COP 11.174.682	COP 190.279.284
5	COP 2.695.440	COP 13.870.123	COP 187.583.844
6	COP 2.657.258	COP 16.527.380	COP 184.926.586
7	COP 2.619.616	COP 19.146.996	COP 182.306.971
8	COP 2.582.507	COP 21.729.503	COP 179.724.464
9	COP 2.545.924	COP 24.275.427	COP 177.178.540
10	COP 2.509.859	COP 26.785.286	COP 174.668.680
11	COP 2.474.305	COP 29.259.592	COP 172.194.375
12	COP 2.439.255	COP 31.698.847	COP 169.755.120
13	COP 2.404.701	COP 34.103.548	COP 167.350.419
14	COP 2.370.637	COP 36.474.185	COP 164.979.782
15	COP 2.337.055	COP 38.811.240	COP 162.642.727
16	COP 2.303.949	COP 41.115.189	COP 160.338.778
17	COP 2.271.312	COP 43.386.501	COP 158.067.466
18	COP 2.239.137	COP 45.625.638	COP 155.828.328
19	COP 2.207.418	COP 47.833.057	COP 153.620.910
20	COP 2.176.149	COP 50.009.205	COP 151.444.761
21	COP 2.145.322	COP 52.154.527	COP 149.299.439
22	COP 2.114.932	COP 54.269.459	COP 147.184.507
23	COP 2.084.973	COP 56.354.432	COP 145.099.535
24	COP 2.055.437	COP 58.409.869	COP 143.044.097
25	COP 2.026.321	COP 60.436.190	COP 141.017.777

Para calcular la tasa de depreciación (TD) se utilizó la siguiente ecuación

$$T_D = 1 - \left( \frac{V_R}{V_D} \right)^{n/2} = 1 - \left( \frac{COP141.017.777}{COP201.453.967} \right)^{n/2} \approx 1.4\% \quad (20)$$

donde  $T_D$  es Tasa de depreciación,  $V_R$  = Valor Residual,  $V_D$  es el valor depreciable, y n son los años de vida útil del proyecto (número de periodos a depreciar). El resultado de la depreciación se compila en la Tabla ???. De dicha tabla, se toma la columna de depreciación anual como un gasto que se contempla en el flujo de caja.

## 7.5 | Evaluación de la inversión

Los datos que realmente arrojan resultados respecto a la viabilidad económica del proyecto son los de la evaluación de la inversión. En este caso se calculó el flujo de caja relacionando los ingresos representados por el ahorro y los gastos relacionados en apartados anteriores. Posteriormente se calculó el periodo de retorno de la inversión, el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

### 7.5.1 | Flujo de caja

En la Tabla ?? se relaciona el flujo de caja del proyecto que se obtuvo restando de los ingresos los gastos para tener un valor real año a año en COP.

**TABLA 22** Cálculo del flujo de caja en COP.

Año	INGRESOS	GASTOS			Flujo de caja
	Ahorro anual	Amortización de la deuda	Costo anual	Depreciación anual	
1	50.196.978	13.942.140	2.014.540	2.853.738	31.386.561
2	53.291.709	13.942.140	2.046.974	2.813.313	34.489.283
3	56.577.236	13.942.140	2.079.930	2.773.460	37.781.706
4	60.065.321	13.942.140	2.113.417	2.734.172	41.275.593
5	63.768.453	13.942.140	2.147.443	2.695.440	44.983.430
6	67.699.890	13.942.140	2.182.017	2.657.258	48.918.476
7	71.873.706	13.942.140	2.217.147	2.619.616	53.094.804
8	76.304.846	13.942.140	2.252.843	2.582.507	57.527.356
9	81.009.173	13.942.140	2.289.114	2.545.924	62.231.995
10	86.003.530	13.942.140	2.325.969	2.509.859	67.225.562
11	91.305.798	13.942.140	2.363.417	2.474.305	72.525.936
12	96.934.960	13.942.140	2.401.468	2.439.255	78.152.097
13	102.911.169	13.942.140	2.440.132	2.404.701	84.124.197
14	109.255.822	13.942.140	2.479.418	2.370.637	90.463.628
15	115.991.635	13.942.140	2.519.336	2.337.055	97.193.104
16	123.142.722		2.559.898	2.303.949	118.278.875
17	130.734.686		2.601.112	2.271.312	125.862.262
18	138.794.707		2.642.990	2.239.137	133.912.580
19	147.351.643		2.685.542	2.207.418	142.458.683
20	156.436.130		2.728.779	2.176.149	151.531.202
21	166.080.690		2.772.713	2.145.322	161.162.656
22	176.319.855		2.817.353	2.114.932	171.387.570
23	187.190.282		2.862.713	2.084.973	182.242.597
24	198.730.890		2.908.802	2.055.437	193.766.650
25	210.982.996		2.955.634	2.026.321	206.001.041

### 7.5.2 | Retorno de la inversión, Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

El análisis de viabilidad económica se realizó contemplando una tasa de descuento del 8,5% EA, tasa propuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la UPME a manera de ejemplo para modelar el VPN [14].

El periodo de retorno de la inversión mostró que entre el año 5 y 6 de la entrada en funcionamiento del sistema de energía solar se recupera la inversión, dado que, es el año en que se recupera el dinero invertido y se empiezan a obtener utilidades representadas en ahorro real. El VPN se calculó desarrollando la Eq. (21) tomada de EUSTON96 [18] (Sin embargo, todos los cálculos se realizaron en una hoja de Excel para garantizar

los resultados exactos)

$$VPN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+K)^t} \quad (21)$$

donde  $I_o$  representa la inversión inicial previa o el monto del desembolso que la empresa hará cuando inicie la inversión. Para el caso es COP 220.453.967.  $F_t$ : son los flujos netos de efectivo que representan la diferencia entre los ingresos y gastos obtenidos por la ejecución de un proyecto de inversión a lo largo de su vida útil calculados en el apartado anterior,  $K$  es la tasa de descuento conocida como costo o tasa de oportunidad y refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente (para el caso 8,5%),  $n$  es el número de periodos que dura el proyecto (25 periodos), y  $t$  son los periodos en el intervalo de 1 al 25.

El VPN al ser un valor positivo en el cálculo hecho, indica que el proyecto es viable y además de permitir la recuperación de la inversión, puede también producir utilidades. Del mismo modo el cálculo de la TIR arroja un valor que indica viabilidad al ser esta tasa superior de manera importante a la tasa de descuento elegida. La TIR, se calculó en una hoja de Excel y arrojó una tasa de 22,3% EA. En la ecuación 26 se muestra que el cálculo de la TIR se realiza igualando el VPN a cero y dejando como incógnita la tasa. Es decir que si el resultado de esta tasa es superior a la tasa de descuento ( $K$ ) el proyecto se considera rentable.

En la Tabla 23, se presenta el resultado del retorno de la inversión entre los periodos 5 y 6, el VPN positivo indicando viabilidad económica del proyecto y la TIR que como se observa es de 22,3% EA, muy superior a la tasa de descuento que tomamos como un 8,5% EA.

## 7.6 | Cálculo de reducción de GEI del sistema fotovoltaico

El cálculo de la reducción de Gases Efecto Invernadero – GEI, se realizó con el objetivo de analizar el impacto ambiental positivo que el sistema fotovoltaico genera.

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, define el cálculo del Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional (FE del SIN), el cual tiene esencialmente dos aplicaciones: la primera, para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la segunda, para inventarios de emisiones de Gases Efecto Invernadero-GEI, huella de carbono o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica (Mix Eléctrico) [22].

Para determinar, cuál de las dos alternativas es aplicable al proyecto de energía solar fotovoltaica propuesto, se tuvo en cuenta la información de la UPME en donde diferencia claramente la aplicabilidad para cada uno de los casos. En resumen, la UPME señala que se debe resaltar que para proyectos MDL, el Factor de emisión resultante es de 0,381 tCO<sub>2</sub>e/MWh y puede ser usado para estimar emisiones reducidas en proyectos que [19]: Produzcan desplazamiento de la electricidad generada con plantas de energía renovable en un sistema eléctrico, es decir, cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red (oferta energética) o actividades de proyectos que resultan en ahorros de electricidad y esta electricidad ahorrada habría sido suministrada por la red (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética uso eficiente de energía) [19].

El Factor de Emisión para Huella de Carbono es de 0,13 tCO<sub>2</sub>e/MWh y puede ser empleado para:

- Proyectos y mediciones específicas de emisiones de GEI.
- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica.
- Inventarios de emisiones de GEI.
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa (mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI.

En ese orden de ideas, el cálculo se realizó tomando como factor de emisión 0,381tCO<sub>2</sub>e/MWh. Con la información anterior, se determinó la cantidad de GEI que se deja de emitir al año tras la generación de energía eléctrica a partir del sistema fotovoltaico propuesto, teniendo en cuenta que la generación anual de energía oscila entre el 21% y el 27% de la demanda total de electricidad en el conjunto residencial. Primeramente, se calculó la energía generada para satisfacer el 21% y el 27% de la demanda como se muestra en las siguientes

ecuaciones

$$E_{(d21\%)} = E_d * 21\% = 360,3185(MWh/año) * 21\% = 75,6669MWh/año \quad (22)$$

$$E_{(d27\%)} = E_d * 27\% = 360,3185(MWh/año) * 27\% = 97,2860MWh/año \quad (23)$$

donde  $E_{(d21\%)}$  es la energía generada para satisfacer el 21% de la demanda de energía eléctrica anual (MWh/año),  $E_{(d27\%)}$  es la energía generada para satisfacer el 27% de la demanda de energía eléctrica anual (MWh/año),  $E_d$  es la demanda de energía eléctrica anual (MWh/año) (Para el caso es 360.318,5 kWh/año equivalente a 360,3185 MWh/año).

**TABLA 23** Resultados evaluación económica.

PERIODO	FLUJO DE CAJA	SALDO
0	-COP 220.453.967	
1	COP 31.386.561	-COP 189.067.406
2	COP 34.489.283	-COP 154.578.123
3	COP 37.781.706	-COP 116.796.417
4	COP 41.275.593	-COP 75.520.824
5	COP 44.983.430	-COP 30.537.394
6	COP 48.918.476	COP 18.381.082
7	COP 53.094.804	COP 71.475.885
8	COP 57.527.356	COP 129.003.241
9	COP 62.231.995	COP 191.235.236
10	COP 67.225.562	COP 258.460.799
11	COP 72.525.936	COP 330.986.734
12	COP 78.152.097	COP 409.138.831
13	COP 84.124.197	COP 493.263.028
14	COP 90.463.628	COP 583.726.656
15	COP 97.193.104	COP 680.919.760
16	COP 118.278.875	COP 799.198.635
17	COP 125.862.262	COP 925.060.896
18	COP 133.912.580	COP 1.058.973.477
19	COP 142.458.683	COP 1.201.432.160
20	COP 151.531.202	COP 1.352.963.361
21	COP 161.162.656	COP 1.514.126.017
22	COP 171.387.570	COP 1.685.513.586
23	COP 182.242.597	COP 1.867.756.183
24	COP 193.766.650	COP 2.061.522.833
25	COP 206.001.041	COP 2.267.523.874
<b>RETORNO DE LA INVERSIÓN (AÑOS)</b>		<b>5,6</b>
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>		<b>COP 515.917.504</b>
<b>TASA INTERNA DE RETORNO (EA)</b>		<b>22,3%</b>

Posteriormente, se calculó las toneladas de dióxido de carbono equivalente que se dejan de emitir al satisfacer el 21% y el 27% de la demanda eléctrica del conjunto residencial conforme se indica en las siguientes ecuaciones

$$E_{GEI21\%} = E_{(d21\%)} * F_E = 75,6669MWh/año * 0,381tCO_{2e}/MWh = 28,83tCO_{2e}/año \quad (24)$$

$$E_{G_{EI}27\%} = E_{(d27\%)} * F_E = 97,2860 \text{ MWh/año} * 0,381 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} = 37,07 \text{ tCO}_2\text{e/año} \quad (25)$$

Dónde  $E_{G_{EI}}$  son los gases efecto invernadero dejados de emitir en toneladas de dióxido de carbono equivalentes ( $\text{tCO}_2\text{e/año}$ ),  $F_E$  es el factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional  $0,381 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ . Según los cálculos realizados se puede aseverar que, con el sistema solar fotovoltaico se podrá evitar entre  $28,83 \text{ tCO}_2\text{e}$  y  $37,07 \text{ tCO}_2\text{e}$  en el primer año de implementación. Ahora bien, este dato indica el beneficio ambiental que trae consigo el proyecto. Además, teniendo en cuenta que un árbol promedio puede absorber  $21,77 \text{ kg}$  de  $\text{CO}_2$  al año [20], estas emisiones evitadas equivalen a lo que tendrían que absorber en  $\text{CO}_2$  entre 1324 y 1703 árboles al año.

## 8 | CONCLUSIÓN

Con relación al objetivo general de la investigación, se logró realizar el diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica conectado a la red de suministro (On Grid), utilizando el método del mes peor, que puede teóricamente abastecer parcialmente de energía eléctrica las zonas comunes y administrativas del Conjunto Residencial Torres de Bellavista, ubicado en la ciudad de Bogotá. Dicho sistema fotovoltaico, puede satisfacer entre el 21% y el 27% de la demanda de energía eléctrica de las zonas comunes del conjunto residencial, haciéndolo con viabilidad técnica y económica, de mismo modo, se logra reducir de manera significativa la emisión de GEI al disminuir en la misma proporción señalada, el consumo de energía eléctrica de la red de suministro y ser reemplazada por energía renovable generada por la instalación fotovoltaica.

Se identificó la demanda de energía eléctrica de las zonas comunes del conjunto residencial, arrojando consumos sin variaciones significativas durante los dos años de información obtenida (2018 y 2019). La demanda de electricidad se realizó tomado como fuente las facturas del servicio público de energía eléctrica.

Con las condiciones de radiación solar existentes, la disponibilidad de espacio en las terrazas de las torres, y las condiciones técnicas de los equipos elegidos en el sistema solar fotovoltaico, se pudo determinar que es posible establecer una potencia instalada de  $54 \text{ kW}$ , representada por “100 paneles solares”, ubicando 20 por cada torre.. Al tener que colocar los paneles solares distribuidos en las diferentes torres se debió disponer de un inversor en cada torre y todos los componentes anexos a cada instalación.

Respecto a la viabilidad económica del sistema fotovoltaico se logró establecer que, el retorno de la inversión se logra entre los años 5 y 6 desde la implementación y empieza a generar utilidad durante el resto de vida útil estimado en 25 años. El proyecto además de permitir la recuperación de la inversión, se hace rentable al permitir un ahorro significativo tras tener una Tasa Interna de Retorno de  $22,3\% \text{ EA}$ , la cual es muy superior a la tasa de descuento de  $8,5\% \text{ EA}$  con la que se modeló el Valor Presente Neto que a su vez arrojó datos positivos.

La reducción de gases efecto invernadero que se puede alcanzar al implementar el sistema fotovoltaico propuesto, se logra en el rango entre las  $28,83 \text{ tCO}_2\text{e}$  y  $37,07 \text{ tCO}_2\text{e}$  en el primer año de implementación. Ahora bien, este dato indica el beneficio ambiental que trae consigo el proyecto. Además, se concluye que teniendo en cuenta que un árbol promedio puede absorber  $21,77 \text{ kg}$  de  $\text{CO}_2$  al año [20], estas emisiones evitadas equivalen a lo que tendrían absorber en  $\text{CO}_2$  entre 1324 y 1703 árboles al año. La propuesta de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de una instalación fotovoltaica, enfocada en satisfacer una parte de la demanda energética del conjunto residencial, hace innecesario que se contemple un posible crecimiento en la demanda de energía, esto porque así se aumente la demanda energética la cantidad de energía que genere la instalación fotovoltaica será constante y determinada por la capacidad instalada. El efecto que generará el posible aumento de la demanda energética se verá reflejada en los costos de las facturas de servicio de energía eléctrica, pero el ahorro de la instalación seguirá conforme a los establecido en esta investigación.

Aunque el pensamiento inicial y común sobre la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica en contextos residenciales, está enfocada en hacerlo en viviendas unifamiliares, que puedan satisfacer la to-

talidad de la demanda y hasta vender excedentes a la empresa operadora de red, esta investigación, muestra que es posible pensar en implementar instalaciones de este tipo que, aunque no logran la satisfacción total de la demanda de electricidad y mucho menos pensar en vender excedentes, si es viable técnica, económica y ambientalmente.

## References

- [1] A. Pérez, H. Ramos, A. Cuesta, N. Echeverría, and M. Muñoz, "Calidad de hábitat. planificación y producción habitacional en sectores de bajos ingresos económicos," *Bogotá*, 2017.
- [2] A. Coss, "La densificación urbana y sus límites: una visión desde la ciudad de México," in *nexos. La brújula, el blog de la metrópolis*, 2017. accessed Apr. 09, 2020).
- [3] C. Colombia, "Ley 675 de 2001. por medio de la cual se expide el régimen de propiedad horizontal," 2001. Online. Available: [http://www.sic.gov.co/sites/default/files/normatividad/Ley\\_675\\_2001.pdf](http://www.sic.gov.co/sites/default/files/normatividad/Ley_675_2001.pdf).
- [4] S. Supply, "Penthouse con energía solar en Bogotá," 2018. accessed Mar. 12, 2020).
- [5] ECOSSOL, "Proyectos solar fotovoltaica," *Ecosistemas y Soluciones S.A.S*, 2018. <http://www.ecossol.co/ecossol/index.php/nuestros-proyectos/solar-fotovoltaica> accessed Mar. 12, 2020.
- [6] N.A.S.A., "Power data access viewer - nasa power," *Multiple Data Access Options*, 2021. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> accessed Dec. 09, 2021.
- [7] D. Nolasco and J. Solís-Chaves, "Simulación de sombreado para sistemas residenciales de generación solar fotovoltaica (sfv) en entornos urbano y rural utilizando system advisor model (sam)," *Tecciencia*, vol. 16, no. 30, pp. 15–35, 2021. doi: [10.18180/tecciencia.2021.30.2](https://doi.org/10.18180/tecciencia.2021.30.2)
- [8] H. Cuchungo and F. Vargas, "Controller optimization for a solar tracking system using differential evolution," *TECCIENCIA*, vol. 10, no. 18, pp. 7–13, 2015-02. doi: [10.18180/tecciencia.2015.18.2](https://doi.org/10.18180/tecciencia.2015.18.2)
- [9] C. Espitia, "Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia," 2017.
- [10] "Fronius international gmbh, "fronius symo advanced 10.0-3 208-240," 2020. <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/productos/sector-dom> accessed Apr. 25, 2020.
- [11] M. Minas and Energía, "Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (retie) documento en borrador," 2017. online Available : [http://servicios.minminas.gov.co/documents/10192/23961672/281217\\_borrador\\_proy\\_RETIE\\_instalacion.pdf/a6d17318-d035-413e-bb56-9556b7f5e26d](http://servicios.minminas.gov.co/documents/10192/23961672/281217_borrador_proy_RETIE_instalacion.pdf/a6d17318-d035-413e-bb56-9556b7f5e26d).
- [12] P. C. S. S.A, "Cálculos de caídas de tensión. valores oficiales de conductividad para Cu y Al," 2019. <https://www.prysmianclub.es/calculos-de-caidas-de-tension-valores-oficiales-de-conductividad-para-cu-y-al/> accessed Apr. 21, 2020.
- [13] CENTELSA, "Cables tecnología, boletín técnico-marzo 2005," 2005. <http://www.centelsa.com.co/archivos/3d6c0e37.pdf>. Accessed: Apr. 26 (2020).
- [14] U.P.M.E. and B.I.D., "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia," 2015.
- [15] Enel-Codensa, "Tarifas de energía | enel-codensa," 2020. <https://www.enel.com.co/es/personas/tarifas-energia-enel-codensa.html>. Accessed May 05, 2020.
- [16] B. Republica, "Tasas de captación semanales y mensuales | banco de la república (banco central de Colombia)," *banrep.gov.co*, 2021. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-captacion-semanales-y-mensuales>. Accessed May 05, 2020.

- [17] DANE, "Índice de precios del consumidor," 2020. [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/cp\\_ipc\\_dic19.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipc/cp_ipc_dic19.pdf). Accessed May 05, 2020.
- [18] EUSTON96, "Valor presente neto | qué es, para qué sirve, interpretación, fórmula, ejemplos," 2019. <https://www.euston96.com/valor-presente-neto/>. Accessed May 05, 2020).
- [19] UPME, "Documento cálculo del fe del sin 2018 rev dic 26 2019," 2019.
- [20] N. Riaño, "Conozca cuál es la huella de co2 que genera al transportarse," 2017. <https://www.larepublica.co/responsabilidad-social/conozca-cual-es-la-huella-de-co2-que-genera-al-transportarse-2515451>. Accessed Dec. 13, 2021.
- [21] R. Sampieri, C. Collao, and P. Lucio, *Metodología de la Investigación*. Ciudad de México: MCGRAW-HILL, 6th ed., 2014.
- [22] M. Uzair, A. A. Naqvi, and M. U. Yousuf, "Numerical investigation to determine the optimal tilt angle of single slope solar still during summer season," *TECCIENCIA*, vol. 17, no. 32, pp. 29–39, 2022. doi: [10.18180/tecciencia.2022.32.3](https://doi.org/10.18180/tecciencia.2022.32.3)
- [23] M. Siles, "Soportes para placas solares: el patito feo de las instalaciones," *SOLARMAT*, 2017. <http://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares-el-patito-feo-de-las-instalaciones/> accessed Mar. 06, 2020.



