

Dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica de una vivienda residencial de estrato medio en la ciudad de Bogotá

Sizing a photovoltaic solar installation to meet the electricity demand of a middle-income residential home in the city of Bogotá

Alexa Dayana Jimenez Aviles¹, Deiver Saavedra Cotrina²

¹<https://orcid.org/0009-0003-8117-4829>, Universidad Santo Tomás, Bogotá DC, Colombia, alexadayana.ja@gmail.com, <https://share.google/JJ3X0MPyPa5NSj52b>

²<https://orcid.org/0000-0001-6720-8103>, Universidad Santo Tomás, Bogotá DC, Colombia, deiversc@gmail.com,
https://scienti.minciencias.gov.co/cylac/visualizador/generarCurriculoCv.do?cod_rh=0001726556

Fecha de recepción: dd/mm/año

Fecha de aceptación del artículo: dd/mm/año

Resumen

La investigación analiza la viabilidad económica de implementar un sistema de paneles solares fotovoltaicos en una vivienda de estrato medio en Bogotá. Para ello, se recopiló información detallada sobre el consumo energético del hogar, las condiciones de irradiación solar de la zona y se seleccionaron los componentes adecuados del sistema. Se aplicó un análisis económico completo, considerando la inversión inicial, el tiempo de recuperación y las ganancias proyectadas a 25 años. Los cálculos técnicos se realizaron mediante la metodología del "mes peor", identificando el periodo en el que es más difícil satisfacer la demanda energética con energía solar.

Esta metodología permitió comprobar que, mediante la instalación de cuatro paneles conectados a la red eléctrica, es posible suplir la demanda energética de la vivienda. Los resultados mostraron que el sistema generaría un ahorro significativo en el consumo de electricidad y reduciría en aproximadamente 118 kg anuales las emisiones de CO₂. La inversión inicial (COP 5.725.087) se recuperaría en 4.7 años, alcanzando una ganancia estimada de COP 225.015.860 en 25 años, lo que demuestra que la implementación no solo es rentable, sino también ambientalmente sostenible, consolidándose como una alternativa efectiva para reducir costos y mitigar impactos ambientales en sectores residenciales urbanos.

Palabras clave: demanda energética, energía renovable, energía solar, residencia estrato medio, sostenibilidad.

Abstract

The research analyzes the economic feasibility of implementing a photovoltaic solar panel system in a middle-income home in Bogotá. To this end, detailed information was collected on the home's energy consumption and solar irradiation conditions in the area, and appropriate system components were selected. A comprehensive economic analysis was applied, considering the initial investment, payback time, and projected profits over 25 years. Technical calculations were performed using the "worst month" methodology, identifying the period in which it is most difficult to meet energy demand with solar energy.

This methodology demonstrated that installing four panels connected to the electricity grid would meet the home's energy demand. The results showed that the system would generate significant savings in electricity consumption and reduce CO₂ emissions by approximately 118 kg per year. The initial investment (COP 5.725.087) would be recovered in 4.7 years, reaching an estimated profit of COP 225.015.860 over 25 years, demonstrating that the implementation is not only profitable but also environmentally sustainable, consolidating its position as an effective alternative for reducing costs and mitigating environmental impacts in urban residential areas.

Keywords: energy demand, renewable energy, solar energy, middle-class residence, sustainability.

1. Introducción

La creciente necesidad de promover fuentes de energía renovables ha impulsado la atención hacia la energía solar fotovoltaica como una alternativa viable en el entorno urbano [1].

Sin embargo, en Bogotá, la implementación de estos sistemas en hogares de estrato medio presenta barreras significativas que limitan su adopción, a pesar de sus beneficios económicos y ambientales [2].

El problema central identificado en este estudio es el desconocimiento sobre la viabilidad económica de los paneles solares en este sector de la población, lo cual genera consecuencias como la persistente dependencia de la empresa de servicios de energía, la vulnerabilidad energética frente al alza de tarifas, y una planificación financiera inadecuada en relación con los gastos energéticos [3].

Esta problemática se ve alimentada por factores como los altos costos iniciales, la desinformación y la resistencia al cambio, reforzados a su vez por la falta de incentivos financieros y la circulación de información errónea sobre la tecnología [4].

En este contexto, el proyecto plantea el diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica conectado a la red de suministro, dimensionado mediante la metodología del "mes peor"[5], la cual permite calcular la capacidad del sistema en condiciones críticas de consumo y mínima radiación solar, asegurando así su funcionamiento eficiente durante todo el año [6].

El sistema diseñado demuestra ser técnica y económicamente viable para cubrir la demanda energética de una vivienda de estrato medio, al tiempo que contribuye

significativamente a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), con una disminución estimada de 118 kgCO₂e durante el primer año de operación[7].

A pesar de que la sombra representa uno de los principales desafíos para el desempeño de los paneles solares, en este caso no constituye una limitación, ya que al ser instalados en el techo de la vivienda no existe ningún objeto cercano con la capacidad de proyectar sombra sobre ellos

2. Revisión de Literatura

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una solución clave en la lucha contra el cambio climático, con el potencial de reducir hasta un 50% las emisiones de gases de efecto invernadero [8].

No obstante, en regiones como Colombia, muchas comunidades aún dependen de fuentes tradicionales como la leña o el carbón, lo que afecta la sostenibilidad y la salud pública[8].

En Colombia, la alta dependencia de la energía hidroeléctrica, que representa aproximadamente el 70 % de la capacidad instalada, expone al país a fenómenos climáticos como El Niño, los cuales reducen la disponibilidad de agua y comprometen la generación de energía [9].

Por esta razón, diversificar la matriz energética mediante fuentes como la solar no es solo una alternativa viable, sino una necesidad para fortalecer y estabilizar el sistema energético nacional [9].

Sin embargo, la adopción de esta tecnología enfrenta barreras: se requiere una gran superficie por persona [10], y la normativa actual no contempla subsidios para estratos como el 4, lo que limita su acceso [11].

Además, existe desinformación incluso entre profesionales del sector [4], lo que refuerza la resistencia al cambio. Promover la energía solar implica no solo beneficios ambientales, sino también impactos positivos en la conciencia ciudadana y en la conservación de la biodiversidad [12].

Estudios internacionales también muestran que los sistemas fotovoltaicos ofrecen ahorros estables en distintas condiciones climáticas [13], y que los hogares están dispuestos a invertir en estas tecnologías si se relacionan con beneficios a largo plazo [14],[15].

3. Metodología

Este estudio se basó en el diseño técnico y la evaluación económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red (On Grid), aplicado a una vivienda residencial de estrato medio en Bogotá. Para ello, se empleó la metodología del mes peor [5], la cual permite dimensionar el sistema para su correcto funcionamiento incluso en las condiciones más desfavorables del año, es decir, cuando la relación entre la radiación solar diaria y el consumo energético es mínima.

a) Cálculo de la demanda energética:

Se recopilaron y analizaron las facturas de energía eléctrica de los últimos 12 meses (2023) para determinar el consumo mensual y diario promedio de la vivienda dividiendo el consumo mensual (E_m) por el número de días del mes (D_m):

$$E_d = \frac{E_m}{D_m} \quad (1)$$

Donde:

E_d = Energía diaria total en kWh/día.

E_m = Energía mensual total en kWh/mes (dato de la factura de energía).

D_m = Número de días del mes de cálculo.

Para considerar posibles incrementos en el consumo energético futuro, se aplicaba un factor de seguridad (F_s) a la energía consumida. Este factor se expresaba como un porcentaje que podía oscilar entre el 10% y el 30%, siendo el 25% el más común.

La fórmula para calcular la demanda energética recomendada (E_{dr}) con el factor de seguridad fue:

$$E_{dr} = E_d * \left(1 + \left(\frac{F_s}{100} \right) \right) \quad (2)$$

Donde:

- E_{dr} = Energía diaria recomendada Wh/día.
- E_d = Energía diaria total.
- F_s = Factor de seguridad de la instalación expresado en porcentaje (generalmente 25%).

b) Evaluación del aporte solar:

Para estimar el potencial solar de la zona, se utilizaron datos de radiación solar diaria provenientes de fuentes satelitales como la base NASA POWER [16]. Posteriormente, se calculó el cociente entre la radiación incidente (kWh/m²/día) y el consumo energético diario (kWh/día), con el fin de identificar el mes peor. El dimensionamiento del sistema se basó en este mes, de modo que, al satisfacer la demanda bajo las condiciones más críticas, se asegura un buen rendimiento anual.

A partir de los datos de radiación solar incidente (R_s) y de la demanda de energía eléctrica real (E_{dr}), se calcula el cociente entre estos parámetros para así determinar el mes más desfavorable (M_{des}).

$$M_{des} = \frac{R_s}{E_{dr}} \quad (3)$$

c) Diseño del sistema de captación:

Con base en la demanda del mes peor, se diseñó

el sistema considerando:

Número de paneles solares necesarios (N), utilizando la siguiente ecuación:

$$N = \left(\frac{E_{dr}}{\eta_{panel} * HSP_s * P_{panel}} \right) \quad (4)$$

Donde:

- N = Número total de módulos necesarios.
- N_{panel} = Rendimiento medio del panel fotovoltaico, generalmente un coeficiente de 0.9.
- HSPs = Horas de pico solar para un ángulo de inclinación s.
- E_{dr} = Energía diaria recomendada en kWh/día.
- P_{ppanel} = Potencia pico del panel FV en kW, según los datos que proporciona el fabricante.

Potencia del campo generador que corresponde a la potencia pico de todos los paneles solares instalados. Se multiplicó el número de paneles solares (N) por la potencia pico de cada panel (P_{ppanel}):

$$P_{ins} = N * P_{panel} \quad (5)$$

Donde:

- P_{ins} = Potencia instalada del campo generador en W.
- N = Número de paneles fotovoltaicos.
- P_{ppanel} = Potencia pico del panel FV en kW.

Selección del inversor (con un 25 % de margen adicional), La cual se puede calcular de dos maneras:

$$P_{inv} = P_{ins} + \%F_s \quad (6)$$

$$P_{inv} = P_{ins} * \left(1 + \left(\frac{F_s}{100} \right) \right) \quad (7)$$

Donde:

- P_{inv} = Potencia del inversor en W.
- P_{ins} = Potencia máxima a instalar W.

- F_s = Factor de seguridad (de aumento aprox. 25%), 1,25.

Cálculo de la sección cableado-monofásica (S) según Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE (respetando caída de tensión < 3 %)[17] y la tensión prevista en la línea a máxima potencia. Para la cual, se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$\Delta U = \frac{U * \Delta U\%}{100} \quad (8)$$

Donde:

- U = Tensión prevista en la línea a máxima potencia.
- $\Delta U\%$ = Caída de tensión Max permitida en la línea.

$$S = \frac{2 * L * I * \cos \varphi}{\Delta U * \gamma \theta} \quad (9)$$

Donde:

- S = Sección del conductor en mm².
- L = Longitud de la línea en metros.
- I = Intensidad prevista en la línea en A.
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia de la carga al final de la línea.
- ΔU = Caída de tensión máxima permitida en la línea en V.
- $\gamma \theta$ = Conductividad del conductor en m/(Ω /mm²).

Al ser un sistema On Grid, no se incluyeron baterías ni reguladores, pero sí un medidor bidireccional para registrar tanto la energía consumida como la inyectada a la red.

d) Evaluación económica del sistema fotovoltaico:

Se cuantificó la inversión inicial del sistema, incluyendo componentes, materiales, mano de obra y montaje [18]. El análisis económico contempló los costos operacionales (1 % anual del valor depreciable) y la depreciación (T_D) la cual se calculó con la siguiente ecuación:

$$T_D = 1 - \sqrt[n]{\frac{V_R}{V_D}} \quad (10)$$

Donde:

- T_D = Tasa de depreciación.
- V_R = Valor Residual.
- V_D = Valor Depreciables.
- n = Años de vida útil del proyecto.

Con esta información se construyó un flujo de caja proyectado a 25 años y finalmente se calculó el retorno de la inversión (RI) con la siguiente ecuación:

$$RI = \text{Periodo} + \frac{-\text{Saldo}}{FC} \quad (11)$$

Donde:

- Período= Es el período actual.
- -Saldo= Último saldo negativo.
- FC = Primer flujo de caja positivo

El valor presente neto (VPN) con la siguiente ecuación:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+K)^t} \quad (12)$$

Donde:

- I_0 = Representa la inversión inicial previa o el monto del desembolso.
- 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.
- K = Es la tasa de descuento conocida como costo o tasa de oportunidad.
- n = Es el número de periodos que dura el proyecto.
- t = Son los periodos en el intervalo de 1 al 25.

Y la tasa interna de retorno (TIR) con la siguiente ecuación:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+I)^n} \quad (13)$$

Donde:

- TIR= Tasa interna de retorno.
- 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.
- n = Es el número de periodos que dura el proyecto.
- t = Son los periodos en el intervalo de 1 al 25.
- I = Valor de la inversión inicial.

e) Evaluación ambiental:

Finalmente, se estimó el impacto ambiental positivo de la implementación del sistema fotovoltaico mediante el cálculo de la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Para ello, se aplicó el factor de emisión oficial del Sistema Interconectado Nacional, definido por la UPME en la Resolución 705 de 2024, equivalente a 0.112 toneladas de CO_2 equivalente por MWh. A partir del consumo evitado de energía de la red, se calculó el potencial de mitigación en toneladas de CO_2eq al año, evidenciando los beneficios ambientales del proyecto.[19]

4. Presentación de Resultados

a) Cálculo de la demanda energética

La energía diaria total y la energía diaria recomendada calculadas se muestran en la **Tabla 1**.

b) Evaluación del aporte solar

La vivienda residencial queda en la localidad de Teusaquillo, Bogotá en el barrio de Salitre Alto, más precisamente en la latitud 4.64170 y longitud -74.1061. Estos datos se usaron para determinar la radiación solar incidente que se usó para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica como se muestra en la **Tabla 2**.

Tabla 1. Demanda promedio de energía eléctrica 2023 en kWh/mes.

Demanda promedio de energía eléctrica	Mes	E _m kWh/mes	D _m días	E _d kWh/día	F _s	E _{dr} kWh/día
	Ene.	100	32	3,23	25%	4,0323
	Feb.	78	28	2,79	25%	3,4821
	Mar.	88	28	3,14	25%	3,9286
	Abr.	82	29	2,83	25%	3,5345
	May.	93	33	2,82	25%	3,5227
	Jun.	84	29	2,90	25%	3,6207
	Jul.	87	31	2,81	25%	3,5081
	Ago.	62	28	2,21	25%	2,7679
	Sep.	100	33	3,03	25%	3,7879
	Oct.	162	30	5,40	25%	6,7500
	Nov.	23	33	0,70	25%	0,8712
	Dic.	93	33	2,82	25%	3,5227
	ANUAL	1052			25%	1315,00000

Fuente: Elaboración propia.

La **Tabla 1** muestra el consumo mensual y diario de energía durante el 2023, al cual se le adiciona un factor de seguridad del 25% para considerar posibles consumos futuros, obteniéndose una demanda anual ajustada de 1315 kWh.

Tabla 2. Radiación promedio mensual en una superficie inclinada en (kWh/m2día).

RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA ORIENTADA HACIA EL ECUADOR (kWh/m2día)													
PARÁMETRO	PROM	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL	4,59	4,91	4,82	4,43	4,36	4,41	4,45	4,53	4,56	4,78	4,65	4,48	4,64
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15	4,49	4,55	4,59	4,34	4,36	4,48	4,56	4,63	4,6	4,72	4,5	4,24	4,3
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE	4,60	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15	4,49	5,26	4,94	4,34	4,12	4,05	4	4,08	4,22	4,6	4,67	4,67	4,98
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL	2,10	3,14	2,49	1,83	1,58	1,65	1,64	1,61	1,6	1,69	2,21	2,64	3,08
SI_EF_OPTIMAL	4,71	5,28	4,94	4,44	4,37	4,48	4,57	4,64	4,6	4,78	4,7	4,67	5,01
SI_EF_OPTIMAL_ANG	0,54	22	12	3	-9,5	-15,5	-21	-19,5	-11	-0,5	6,5	16,5	23,5
SI_EF_OPTIMAL_ANG_ORT	S	S	S	S	N	N	N	N	N	N	S	S	S
SI_EF_TRACKER	5,63	6,08	5,38	5,57	5,18	5,41	5,69	5,92	5,84	5,74	5,42	5,59	5,78
HSP	4,60	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75

Fuente: Adaptado de "POWERDataAccessViewer", por NASA, 2024, Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

La **Tabla 2** presenta la radiación solar promedio mensual sobre diferentes superficies y condiciones de inclinación, destacando el valor de horas sol pico (HSP), que alcanza un promedio anual de 4,6 h/día, con máximos en enero (5,03 h/día) y mínimos en abril (4,34 h/día).

Tabla 3. Cálculo del mes desfavorable (Mdes).

RELACIÓN MES RADIACIÓN/CONSUMO Re (Rs / Ed)													
Mes	Mdes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Rs/Edr	0,695	1,247	1,401	1,130	1,228	1,235	1,207	1,269	1,629	1,259	0,695	5,234	1,348
HSP	4,69	5,03	4,88	4,44	4,34	4,35	4,37	4,45	4,51	4,77	4,69	4,56	4,75
Edr	6,75	4,03	3,48	3,93	3,53	3,52	3,62	3,51	2,77	3,79	6,75	0,87	3,52

Fuente: Elaboración propia.

c) Diseño del sistema de captación

Al realizar los cálculos se puede señalar que el mes de octubre es el mes más desfavorable dado que el resultado del cociente R_s/E_{dr} es el valor más bajo con un resultado de 0.6948 como se ve anteriormente en la **Tabla 3**. A partir de esta información se realiza el diseño y selección de componentes.

Se optó por utilizar un panel JAM66S30-495/MR (de 495 W) diseñado con celdas solares monocristalinas tipo PERC, cuyas características técnicas son:

Parámetro	Valor
Potencia máxima (P _{max}) [W]	495
Voltaje en circuito abierto (V _{oc}) [V]	45,46
Voltaje a máxima potencia (V _{mp}) [V]	38,17
Corriente de cortocircuito (I _{sc}) [A]	13,86
Corriente a máxima potencia (I _{mp}) [A]	12,97
Eficiencia del módulo [%]	20,9

Con respecto al número total de módulos necesarios se hizo el cálculo con respecto a la Ec.4, la potencia pico del panel FV de 0.495 KW según el fabricante [20], dando un total de 4 paneles en serie.

$$N = \left(\frac{6.75 \text{ kwh/día}}{0.9 * 4.69 * 0.495 \text{ Kw}} \right) = 3.2 \approx 4 \text{ paneles (4)}$$

La potencia instalada del campo generador depende de la cantidad de paneles solares y sus potencias pico.

$$P_{ins} = 4 * 0.495 \text{ kW} = 1.98 \text{ kW} = 1980 \text{ W (5)}$$

Para el cálculo del inversor fotovoltaico, únicamente debemos tomar la máxima

potencia a instalar por un factor de seguridad del 25%.

$$P_{inv} = 1980 \text{ W} + 25\% = 2475 \text{ W (6)}$$

Ya calculado el sistema de captación se eligió el inversor Growatt MIN 3000 TL- X cuyas características técnicas son especificadas por el fabricante [21], el cual es monofásico para

sistemas conectados a la red (On Grid) y soportar al menos 2475 W de potencia, idealmente 3000 W para mayor eficiencia.

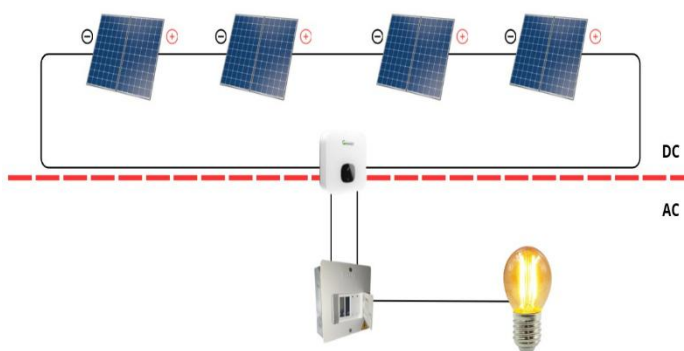
Las características técnicas del inversor son:

Parámetro	Valor
Máxima potencia FV recomendada [W]	4200
Máxima tensión DC [V]	500
Tensión de arranque DC [V]	100
Mínima tensión del MPPT [V]	80
Máxima tensión del MPPT [V]	500
Tensión nominal [V]	360
Corriente máxima MPPT 1 [A]	13
Corriente de cortocircuito MPPT 1 [A]	16
Corriente máxima MPPT 2 [A]	13
Corriente de cortocircuito MPPT 2 [A]	16
Potencia nominal de salida AC [W]	3000
Tensión nominal AC [V]	120
Corriente máxima de salida AC [A]	13,6
Factor de potencia	0,88
Eficiencia máxima [%]	98,2

En este proyecto no se instalan protecciones adicionales debido a que el sistema está conformado por un único string de cuatro módulos en serie, con una corriente máxima de 13,86 A que se encuentra dentro de la capacidad del inversor Growatt MIN 3000 TL-X (16 A por MPPT).

Además, el propio inversor integra protecciones clave como interruptor DC, protección de polaridad inversa, protección contra sobretensiones Tipo II en DC y Tipo III en AC, monitoreo de falla a tierra, anti-isla y RCMU, lo cual hace innecesario adicionar fusibles de string u otros dispositivos externos. De esta manera, se cumple con los requisitos de seguridad sin sobredimensionar la protección del sistema.

Figura 1. Esquema del sistema fotovoltaico.



Fuente: Elaboración propia.

El sistema está conformado por cuatro paneles solares de 495 W cada uno, conectados en serie. Bajo esta configuración, la tensión se multiplica por la cantidad de paneles mientras que la corriente se mantiene constante, ya que no hay paneles en paralelo.

Cada panel tiene una tensión a máxima potencia (V_{mp}) de 38,17 V y una tensión en circuito abierto (V_{oc}) de 45,46 V, por lo que el arreglo completo alcanza un V_{mp} total de 153 V y un V_{oc} de 182 V.

En cuanto a la corriente, cada panel presenta una corriente en cortocircuito (I_{sc}) de 13,86 A y

una corriente a máxima potencia (I_{mp}) de 12,97 A, valores que se mantienen sin multiplicarse en la conexión en serie.

Para el cálculo de la sección del cableado se tuvo en cuenta una longitud de 8m entre la caja de conexiones y el inversor seguidos por otros 2m entre el inversor y el tablero monofásico.

Tramo: Caja de conexiones – Inversor

$$\Delta U = \frac{153V * 3\%}{100} = 4.58V \quad (8)$$

$$S = \frac{2 * 8m * 13.9A * 1}{4.58V * 45.49m/(\Omega/mm^2)} = 1.06 mm^2 \quad (9)$$

Tramo: Inversor – Tablero monofásico

$$\Delta U = \frac{120V * 1.5\%}{100} = 1.8V \quad (8)$$

$$S = \frac{2 * 2m * 13.6A * 1}{1.8V * 48.47m/(\Omega/mm^2)} = 0.62 mm^2 \quad (9)$$

Tabla 4. Equivalencias entre secciones de conductores en mm² y American Wire Gauge (AWG).

AWG	Sección real mm ²	Sección Comercial mm ²
22	0,325	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	85,0	95
4/0	107,2	120

Fuente: Elaboración propia.

Se utilizó la **Tabla 4** de equivalencias entre mm² y AWG, común en Colombia. Para la sección calculada de 1,06 mm², se eligió 16 AWG (1.31 mm²) y para la sección calculada de 0.62 mm², se eligió 18 AWG (0.821 mm²).

d) Evaluación económica del sistema fotovoltaico

Tabla 5. Inversión Inicial.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO SIN IVA	PRECIO TOTAL
GENERACIÓN			
Panel Solar 495W Deep Blue 3.0 JA Solar monocristalino	4	COP 346.154	COP 1.384.616
Medidor bidireccional SDM-Modbus Monofásico	1	COP 294.990	COP 294.990
Inversor Red Growatt MIN 3000TL-X	1	COP 2.295.095	COP 2.295.095
CABLEADO			
Cable 4mm ² de 12 AWG (8m*2cables)	16	COP 6.900	COP 110.400
Cable 12 AWG Cable Desnudo Puesta a Tierra (8m*1cable)	8	COP 1.827	COP 14.616
Cable 2,5 mm ² de 14AWG (2m*2cables)	4	COP 1.793	COP 7.172
14 AWG Alambre Desnudo (2m*1cable)	2	COP 1.186	COP 2.372
ESTRUCTURA			
Soporte para Paneles Solares+piezas	1	COP 695.826	COP 695.826
SUBTOTAL DEPRECIABLE			COP 4.805.087
MANO DE OBRA			
Especialista jornal (1*5jornales)	2	COP 200.000	COP 400.000
Técnicos de instalación jornal (2*5jornales)	4	COP 130.000	COP 520.000
VALOR TOTAL DE LA INVERSIÓN			COP 5.725.087

Fuente: Elaboración Propia.

En la **Tabla 5** se detalla la inversión inicial necesaria para implementar el sistema

fotovoltaico, con precios obtenidos a partir de cotizaciones reales de empresas especializadas en el suministro e instalación de estos equipos.

Se distingue un subtotal correspondiente a los elementos depreciables, los cuales también están exentos de IVA, ya que esta clasificación es clave para calcular correctamente los costos operacionales y aplicar los incentivos tributarios disponibles.

En este caso, el inversionista asumió el 100 % de la inversión inicial, lo que elimina la necesidad de recurrir a financiamiento bancario y, por consiguiente, se excluye la depreciación de la inversión en el análisis económico.

Tabla 6. Ahorro anual por año.

Año	AHORRO ANUAL	AHORRO ACUMULADO
1	COP 1.055.417	COP 1.055.417
2	COP 1.216.896	COP 2.272.313
3	COP 1.403.081	COP 3.675.395
4	COP 1.617.753	COP 5.293.147
5	COP 1.865.269	COP 7.158.416
6	COP 2.150.655	COP 9.309.071
7	COP 2.479.705	COP 11.788.776
8	COP 2.859.100	COP 14.647.876
9	COP 3.296.542	COP 17.944.419
10	COP 3.800.913	COP 21.745.332
11	COP 4.382.453	COP 26.127.785
12	COP 5.052.968	COP 31.180.753
13	COP 5.826.073	COP 37.006.826
14	COP 6.717.462	COP 43.724.287
15	COP 7.745.233	COP 51.469.521
16	COP 8.930.254	COP 60.399.774
17	COP 10.296.583	COP 70.696.357
18	COP 11.871.960	COP 82.568.317
19	COP 13.688.370	COP 96.256.687
20	COP 15.782.690	COP 112.039.377
21	COP 18.197.442	COP 130.236.819
22	COP 20.981.651	COP 151.218.470
23	COP 24.191.843	COP 175.410.313
24	COP 27.893.195	COP 203.303.508
25	COP 32.160.854	COP 235.464.362

Fuente: Elaboración Propia.

La tabla muestra un estimado del proyectado para 25 años, basado en el ahorro anual que genera un sistema fotovoltaico al reemplazar el consumo de energía de la red.

Se parte de un consumo anual de 1052 kWh y una tarifa inicial de COP 870 por kWh para un total anual (2023) de COP 915.366, con un incremento estimado del 15,3 % cada año. Esto permite calcular cuánto se dejaría de pagar por energía en cada periodo [22].

A lo largo de la vida útil del sistema, el ahorro acumulado alcanza COP 235.464.362, lo que respalda la viabilidad económica del proyecto.

Los costos de operación y mantenimiento (O &M) se calcularon como el 1 % del valor depreciable del sistema, equivalente a COP 4.805.087, con un incremento anual del 9,28 % según el IPC.

Así, el O&M inicia en COP 48.051 y asciende a COP 404.276 en el año 25. La depreciación se estimó con una tasa del 2,73 %, considerando un valor residual del 50 %, es decir, COP 2.402.544.

En el primer año, la depreciación fue de COP 131.395 y COP 2.402.544 en el año 25, cuando el valor neto del sistema llega a cero. Estos datos permiten evaluar con precisión los costos reales del sistema durante toda su vida útil.

Tabla 7. Evaluación de la inversión.

PERIODO	FLUJO DE CAJA	SALDO
0	-COP 5.725.087	
1	COP 875.971	-COP 4.849.116
2	COP 1.036.584	-COP 3.812.532
3	COP 1.221.391	-COP 2.591.141
4	COP 1.434.136	-COP 1.157.005
5	COP 1.679.139	COP 522.134
6	COP 1.961.382	COP 2.483.516
7	COP 2.286.611	COP 4.770.127
8	COP 2.661.453	COP 7.431.580
9	COP 3.093.556	COP 10.525.136
10	COP 3.591.736	COP 14.116.871
11	COP 4.166.164	COP 18.283.035

12	COP 4.828.572	COP 23.111.607
13	COP 5.592.489	COP 28.704.095
14	COP 6.473.520	COP 35.177.615
15	COP 7.489.662	COP 42.667.277
16	COP 8.661.674	COP 51.328.952
17	COP 10.013.494	COP 61.342.446
18	COP 11.572.731	COP 72.915.177
19	COP 13.371.226	COP 86.286.402
20	COP 15.445.699	COP 101.732.102
21	COP 17.838.500	COP 119.570.602
22	COP 20.598.466	COP 140.169.068
23	COP 23.781.918	COP 163.950.985
24	COP 27.453.807	COP 191.404.792
25	COP 31.689.034	COP 223.093.826
RETORNO DE LA INVERSIÓN - (RI) (AÑOS)		4,7
VALOR PRESENTE NETO - (VPN)		COP 47.394.602
TASA INTERNA DE RETORNO - (TIR) (EA)		31,3%

Fuente: Elaboración Propia

e) Cálculo de reducción de GEI del sistema fotovoltaico

Para estimar la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociada al proyecto, se utilizó el factor oficial de emisión de 0,112 TCO₂eq/MWh, establecido por la Resolución 705 de 2024 de la UPME [19].

A partir del consumo anual evitado de 1052 kWh, se calculó una reducción de 117,8 kg de CO₂ equivalente por año. Este valor, proyectado durante los 25 años de vida útil del sistema, permite estimar una disminución total de emisiones cercana a 2,94 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático.

5. Discusión de Resultados

Los resultados obtenidos a partir del diseño y evaluación del sistema fotovoltaico muestran una clara viabilidad técnica y económica para su implementación en una vivienda de estrato medio en Bogotá.

Estos resultados son coherentes con lo reportado en proyectos similares en la ciudad [5], donde

también se ha demostrado la factibilidad técnica y económica de sistemas fotovoltaicos residenciales en estratos medios.

La aplicación de la metodología del "mes peor" permitió dimensionar un sistema capaz de cubrir la demanda energética en condiciones críticas, logrando así un desempeño constante durante todo el año.

El sistema diseñado, compuesto por cuatro paneles solares y un inversor On Grid con una potencia recomendada de 2475 W, garantizó una capacidad instalada de 1980 W, ajustada con un margen del 25 %.

En términos económicos, el análisis de flujo de caja evidenció un retorno de la inversión en 4,7 años, sin necesidad de financiamiento bancario, ya que el propietario asumió la totalidad de la inversión inicial.

Esto eliminó la necesidad de amortización y simplificó el análisis financiero.

El ahorro acumulado a lo largo de los 25 años se estimó en más de COP 235 millones, con un Valor Presente Neto (VPN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 31,3 %, lo que confirma la rentabilidad del proyecto.

Asimismo, las métricas financieras obtenidas son comparables a las registradas en el proyecto de referencia en Bogotá [5], el cual presentó periodos de retorno y tasas de rentabilidad en rangos similares.

Ambientalmente, la reducción estimada de 117,8 kg CO₂eq/año, proyectada a 25 años, representa una mitigación total cercana a 2,94 toneladas de CO₂ equivalente, respaldando también su sostenibilidad ambiental.

6. Conclusiones

El estudio demuestra que la implementación de un sistema solar fotovoltaico On Grid en una

vivienda de estrato medio en Bogotá es una alternativa técnica, económica y ambientalmente viable.

El uso de la metodología del mes peor permitió diseñar un sistema eficiente, adaptado a las condiciones reales de consumo y radiación solar de la zona.

La cobertura total de la inversión por parte del propietario facilitó la evaluación financiera, permitiendo demostrar que la tecnología no solo permite importantes ahorros económicos, sino que también reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este tipo de proyectos se consolida como estrategias clave para la transición energética en entornos urbanos residenciales.

7. Referencias

- [1] P. Velasquez, C. Herrera, y A. Santis, "Simulation of the Effect of the Angle of Incidence on the Solar Panel for Three Solar Photovoltaic (pv) Systems in the Bogotá Savanna- Subparamo", *Chem Eng Trans*, vol. 86, pp. 739–744, jun. 2021, doi: 10.3303/CET2186124.
- [2] C. Particulares, J. J. Ramírez, y F. Santamaria, "Un modelo de propiedad de activos diferente, energía limpia a través de paneles solares en casas particulares", 2025, *Universidad EIA*. Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repository.eia.edu.co/handle/11190/7056>
- [3] N. Daiana, G. Galindo, C. Andrés, F. Susatama, E. Janier, y O. Bonilla, "Análisis de las razones detrás del bajo uso o desconocimiento de las fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia", el 14 de junio de 2024, *Universidad EAN*. Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10882/14026>
- [4] J. M. Hernández, B. D. C. Alonso, M. C. V. Nochebuena, y J. S. Oliver, "Integración de sistemas de energía solar fotovoltaica en el

- edificio de oficinas del ZAE en Alemania", *Hábitat Sustentable*, vol. 2, núm. 2, pp. 59–72, dic. 2012, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.ubiobio.cl/index.php/RHS/article/view/421>
- [5] D. Saavedra Cotrina, "Diseño de un sistema fotovoltaico para abastecer parcialmente de energía eléctrica a un conjunto residencial ubicado al sur de Bogotá, Colombia", *TECCIENCIA*, vol. 17, núm. 32, p. 115, ene. 2022, doi: 10.18180/TECCIENCIA.2022.32.10.
- [6] E. R. Consuegra Mite y O. J. Villao Miranda, "Dimensionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico a través de herramientas computacionales en zonas aisladas", 2021, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21324>
- [7] N. H. Macias Meza y H. D. Apolo Loayza, "Viabilidad de un sistema solar fotovoltaico, como alternativa de mitigación de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica de motores a diesel en una camaronera del puerto del morro en la provincia del guayas", 2022, Consultado: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/53775>
- [8] D. N. G. Villamizar, O. M. D. Suárez, y J. A. G. Camperos, "TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEM IN NORTE DE SANTANDER, COLOMBIA", *Journal of Applied Engineering Science*, vol. 21, núm. 1, pp. 275–284, 2023, doi: 10.5937/JAES0-40308.
- [9] M. N. Bohórquez Mora y J. A. Padilla Gómez, "REVISIÓN DOCUMENTAL DE LOS MODELOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN COLOMBIA, ASPECTOS TÉCNICOS, AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES", ago. 2023, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/13399>
- [10] A. Katepalli, Y. Wang, y D. Shi, "Solar harvesting through multiple semi-transparent cadmium telluride solar panels for collective energy generation", *Solar Energy*, vol. 264, p. 112047, nov. 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2023.112047.
- [11] L. Cadavid, K. S. Serna, A. V. Arias, y C. J. Franco, "Las ciudades y el sol: Paridad de red de la generación de electricidad con sistemas fotovoltaicos en los hogares en Colombia", *ACE: Arquitectura, Ciudad y Entorno*, vol. 15, núm. 43, pp. 1–23, jun. 2020, doi: 10.5821/ACE.15.43.8772.
- [12] H. J. H. Belaidés, "Beneficios de la energía solar en la conservación del medio ambiente mediante su uso en centros comerciales de Barranquilla", *Sapiendus*, vol. 1, núm. 1, pp. 1–14, ene. 2025, doi: 10.70335/SAPIENDUS.1.1.1.
- [13] A. Sedaghat *et al.*, "Integrating solar PV systems for energy efficiency in portable cabins: A case study in Kuwait", *Solar Energy*, vol. 277, p. 112715, jul. 2024, doi: 10.1016/J.SOLENER.2024.112715.
- [14] M. del Mar Lamilla-Trujillo y D. F. Sendoya-Losada, "DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR SYSTEM TIED GRID FOR THE ECONOMY AND ADMINISTRATION BUILDING AT THE SURCOLOMBIANA UNIVERSITY", vol. 16, núm. 22, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: www.arpnjournals.com
- [15] S. B. Badole, S. Bird, M. D. Heintzelman, y L. Legault, "Willingness to pay for solar adoption: Economic, ideological, motivational, and demographic factors", *Energy Econ*, vol. 136, p. 107703, ago. 2024, doi: 10.1016/J.ENERCO.2024.107703.
- [16] "NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources". Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>
- [17] Ministerio de Minas y Energía, "Resolución_40117_de_2024", 2024, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/11563/Resolución_40117_de_2024.pdf
- [18] C. M. Espitia, R. Universidad, D. E. Santander, y F. De Ingenierias, "GUIA METODOLOGICA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA", 2017, Consultado: 7 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.udes.edu.co/entities/publication/bba079d1-50c8-48ca-b314-615045a7b975>
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, "Resolución No. 705 de 2024", 2024, Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea].

Disponible en:

https://www1.upme.gov.co/Normatividad/705_2024.pdf

- [20] "Panel Solar 500W Deep Blue 3.0 JA Solar". Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.co/paneles-solares/panel-solar-500w-deep-blue-30-ja-solar>

- [21] "Inversor On Grid Growatt MIN 2500TL-X | AutoSolar". Consultado: 1 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.co/inversores-on-grid-bifasicos/inversor-on-grid-growatt-min-2500tl-x>

- [22] Corfi Colombiana Investigaciones Económicas, "Informe Semanal Una mirada a la evolución tarifaria de la energía", sep. 2024, Consultado: 7 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://investigaciones.corfi.com/macroeconomia-y-mercados/informe-semanal/una-mirada-a-la-evolucion-tarifaria-de-la-energia/informe_1546328