

DIMENSIONAMIENTO DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO
AISLADO OPERANDO EN CONDICIONES DE SOMBREADOS
PARCIALES PARA ALIMENTAR UNA ESTACIÓN DE CARGA DE
BICICLETAS ELÉCTRICAS

MICHAEL ARENAS FLOREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2020

DIMENSIONAMIENTO DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO
AISLADO OPERANDO EN CONDICIONES DE SOMBREADOS
PARCIALES PARA ALIMENTAR UNA ESTACIÓN DE CARGA DE
BICICLETAS ELÉCTRICAS

MICHAEL ARENAS FLOREZ

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director:

JUAN DAVID BASTIDAS RODRIGUEZ
PhD EN INGENIERÍA DE LA INFORMACIÓN

Codirector:

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ
PhD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

Al Único Dios el Señor Jesucristo, mi padre, mi Dios, mi sustento, mi todo, el me dio la oportunidad de iniciar este estudio, estuvo en todo el proceso, me bendijo más de lo que merezco y hoy finalmente me permite culminar con satisfacción este sueño.

A mi esposa Damaris Jasbleydy, por su compañía y apoyo incondicional en mis estudios.

A mi madre Inés, por brindarme su apoyo para lograr este sueño y por sus consejos sabios en el momento preciso.

A mi familia, por su apoyo y ánimo que hicieron que valiera la pena esforzarme.

A mis amigos, sin ellos este logro no sería posible.

MICHAEL ARENAS FLOREZ

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a mis directores de proyecto de grado Juan David Bastidas Rodríguez y Javier Enrique Solano Martínez por su excelente acompañamiento en este proyecto.

Al grupo de investigación CEMOS por la oportunidad que me concedió de desarrollar el proyecto en sus instalaciones.

Al grupo de investigación GISEL por su cada uno de sus aportes en este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por su apoyo económico a través del programa de créditos condonables.

A cada uno de los profesores de la E3T quienes aportaron en el desarrollo de mi formación profesional integra.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	18
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	18
1.2. OBJETIVO GENERAL	20
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2. MARCO TEÓRICO	21
2.1. SISTEMAS FV AISLADOS DE RED	21
2.1.1. Sistema FV aislado con estación de carga de bicicletas eléctricas.	22
2.2. MODELO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	23
2.2.1. Modelo de un diodo para un submódulo FV	24
2.2.2. Modelo de una cadena FV	27
2.2.3. Modelo del GFV en conexión serie paralelo.	28
2.3. MODELOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FV	29
2.3.1. Modelo del controlador de carga.	29
2.3.2. Modelo del banco de baterías.....	30
2.3.3. Modelo del inversor.....	30
2.4. BICICLETAS ELÉCTRICAS.....	31
2.5. ESTACIONES DE CARGA DE BICICLETAS ELÉCTRICAS	32
2.5.1. Consumo energético de las estaciones de carga.....	33
3. IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LAS SOMBRAS PARCIALES EN LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	35
3.1. PROCEDIMIENTOS ACTUALES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DE UN MFV.....	36

3.2. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA ESTIMAR LA ENERGÍA DE UN MFV	41
3.2.1. Cálculo de las trayectorias solares.	42
3.2.2. Cálculo del contorno de sombreado para un punto del MFV.	45
3.2.3. Extrapolación de los contornos de sombreado para los puntos clave del MFV.	48
3.2.4. Estimación de factores de sombreado.....	56
3.2.5. Cálculo de potencia y energía.	57
3.3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	59
3.4. CONCLUSIONES	63
 4. PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FV	
 AISLADO	65
4.1. PROCEDIMIENTOS Y SOFTWARE DE DIMENSIONAMIENTO	65
4.2. PROCEDIMIENTO PROPUESTO	68
4.2.1. Descripción del caso de estudio y la carga.	71
4.2.2. Predimensionamiento.	78
4.2.3. Cálculo de potencia y energía.	81
4.2.4. Verificación del dimensionamiento.	85
4.2.5. Estimación del almacenamiento basado en baterías.	92
4.2.6. Selección del regulador de carga e inversor.	95
4.3. EVALUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE DIMENSIONAMIENTO PROPUESTO.....	98
4.3.1. Comparación de las características de modelado.	99
4.3.2. Comparación de los resultados de dimensionamiento.	101
4.4. CONCLUSIONES	104
 5. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN Y TRABAJOS FUTUROS	107
5.1. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN.....	107
5.2. TRABAJOS FUTUROS	107

6. CONCLUSIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	113

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. RESUMEN REVISIÓN DE LA LITERATURA.	40
TABLA 2. UBICACIÓN DE PM1 A PM8 PARA EL EJEMPLO	51
TABLA 3. HORAS PICO SOLARES PROMEDIO MENSUAL.....	78
TABLA 4. FACTORES UTILIZADOS PARA EL DIMENSIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	79
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DEL MODELADO DE LOS SP.	99
TABLA 6. COMPARACIÓN RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO RESPECTO A LOS SP.	101
TABLA 7. COMPARACIÓN RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO EQUIPOS.	103
TABLA 8. COMPARACIÓN DE COSTOS PARA LOS RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO.....	103

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA FV AISLADO ESTÁNDAR, TOMADA Y MODIFICADA DE (BURDICK AND SCHMIDT 2007).....	22
FIGURA 2. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA FV AISLADO COMO FUENTE DE ALIMENTACIÓN DE BICICLETAS ELÉCTRICAS.....	23
FIGURA 3. MÓDULO, SUBMÓDULO FV Y CELDAS.	24
FIGURA 4. MODELO DE UN SOLO DIODO DE UN MFV.	24
FIGURA 5. ESTRUCTURA DE UNA CADENA EN UN GFV SERIE PARALELO FORMADO POR MÓDULOS DE TRES SUBMÓDULOS.	27
FIGURA 6. BICICLETA ELÉCTRICA, TOMADA DE (RODARELECTRIC 2018).	31
FIGURA 7. PERFILES DE POTENCIA ESTACIONES DE CARGA DE BICICLETAS, DATOS TOMADOS DE (THOMAS ET AL. 2015).	33
FIGURA 8. TRAYECTORIAS SOLARES EN STUTTGART (ALEMANIA): $\phi = 48.8o$, $Llocal = 9.2o$ Y $Lzone = 15o$	44
FIGURA 9. GEOMETRÍA DE LA UBICACIÓN DEL MFV Y LOS OBJETOS QUE PUEDEN PROYECTAR SOMBRAS. IZQUIERDA: VISTA EN PROFUNDIDAD. DERECHA: PLANO DE PLANTA. MODIFICADO DE (EICKER 2006).	46
FIGURA 10. TRAYECTORIAS SOLARES Y OBJETOS QUE PROYECTAN SOMBRAS.....	47
FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EXTRAPOLACIÓN DE CONTORNOS DE SOMBREADO.	49
FIGURA 12. NÚMERO DE PUNTOS CLAVE CONSIDERADOS EN EL MÓDULO.	50
FIGURA 13. CÁLCULO DE LOS PMS.....	52
FIGURA 14. TRAYECTORIAS SOLARES CON OBJETOS CERCANOS CONSIDERANDO 8 PMS, ALEMANIA.....	54
FIGURA 15. HORAS CON SOMBREADO EN EL MFV.	55
FIGURA 16. CURVA P-V PARA UN MFV CON TRES SUBMÓDULOS.....	58
FIGURA 17. PERFIL DE IRRADIANCIA, ALEMANIA (PVGIS 2019).	60

FIGURA 18. PERFIL DE TEMPERATURA, ALEMANIA (PVGIS 2019).	60
FIGURA 19. PERFIL DE POTENCIA GENERADA ANUAL, ALEMANIA.....	61
FIGURA 20. PERFIL DE POTENCIA HORAS CON SOMBRA.....	62
FIGURA 21. PROCEDIMIENTO DE DIMENSIONAMIENTO PROPUESTO.	70
FIGURA 22. GEOMETRÍA DE LA UBICACIÓN DEL GFV Y LOS OBJETOS QUE PUEDEN PROYECTAR SOMBRAS. IZQUIERDA: VISTA EN PROFUNDIDAD. DERECHA: PLANO DE PLANTA.....	71
FIGURA 23. PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO E-BIKE, TOMADO DE (THOMAS ET AL. 2015).	72
FIGURA 24. PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO E-BIKE INTERPOLADO.....	73
FIGURA 25. PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO ANUAL E-BIKE.	74
FIGURA 26. PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO 5 DÍAS E-BIKE.....	75
FIGURA 27. PERFIL DE IRRADIANCIA, EDIFICIO CAMILO TORRES (PVGIS 2019).	76
FIGURA 28. ZOOM PERFIL DE IRRADIANCIA 5 DÍAS, EDIFICIO CAMILO TORRES (PVGIS 2019).	76
FIGURA 29. PERFIL DE TEMPERATURA, EDIFICIO CAMILO TORRES (PVGIS 2019).	77
FIGURA 30. ZOOM PERFIL DE TEMPERATURA 5 DÍAS, EDIFICIO CAMILO TORRES (PVGIS 2019).	77
FIGURA 31. TRAYECTORIAS SOLARES EN BUCARAMANGA (COLOMBIA): $\phi = 7,14o$, $Llocal = -73,12o$ Y $Lzone = -75o$	82
FIGURA 32. TRAYECTORIAS SOLARES CON OBJETOS CERCANOS CONSIDERANDO 8 PMS, EDIFICIO CAMILO TORRES.	83
FIGURA 33. PERFIL DE POTENCIA GENERADA ANUAL, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 200W, (A) CONSIDERANDO SOMBREADO PARCIAL, (B) SIN CONSIDERAR EL SOMBREADO PARCIAL.	84
FIGURA 34. ZOOM PERFIL DE POTENCIA ANUAL 5 DÍAS, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 200W.	85
FIGURA 35. PERFIL DE POTENCIA GENERADA ANUAL, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 240W, (A) CONSIDERANDO SOMBREADO PARCIAL, (B) SIN CONSIDERAR EL SOMBREADO PARCIAL.	87
FIGURA 36. ZOOM PERFIL DE POTENCIA ANUAL 5 DÍAS, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 240W.	88
FIGURA 37. PERFIL DE POTENCIA GENERADA ANUAL, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 270W, (A) CONSIDERANDO SOMBREADO PARCIAL, (B) SIN CONSIDERAR EL SOMBREADO PARCIAL.	90
FIGURA 38. ZOOM PERFIL DE POTENCIA GENERADA ANUAL, EDIFICIO CAMILO TORRES GFV 270W.....	91

FIGURA 39. PERFIL DE POTENCIA ANUAL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO. 92

FIGURA 40. PERFIL DE POTENCIA SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN UN DÍA. 94

FIGURA 41. ESQUEMA DEL SISTEMA AISLADO, CASO DE ESTUDIO..... 97

LISTA DE ANEXOS

- A. Resultados de dimensionamiento en software SAM.
- B. Resultados de dimensionamiento en software PVSYST.
- C. Hoja de datos del módulo fotovoltaico TSM-270 PD05.

Los anexos pueden ser visualizados en base de datos de la biblioteca UIS

RESUMEN

TITULO: DIMENSIONAMIENTO DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO AISLADO OPERANDO EN CONDICIONES DE SOMBREADOS PARCIALES PARA ALIMENTAR UNA ESTACIÓN DE CARGA DE BICICLETAS ELÉCTRICAS¹

AUTOR: MICHAEL ARENAS FLOREZ²

PALABRAS CLAVE: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS, SOMBREADOS PARCIALES, DIMENSIONAMIENTO, OBJETOS CIRCUNDANTES.

DESCRIPCIÓN:

Los generadores fotovoltaicos que suministran energía a estaciones de carga de bicicletas eléctricas suelen instalarse en ambientes urbanos y debido a la infraestructura circundante pueden estar sometidos a condiciones de sombreados parciales (SP), lo cual genera reducción en la eficiencia del sistema y en deterioro de los paneles a largo plazo. Las sombras que se proyectan en los módulos fotovoltaicos (FV) son variables a lo largo del día y el año debido al movimiento de rotación y translación de la tierra respectivamente.

En esta investigación se presenta un procedimiento para el cálculo del perfil de potencia anual y la energía generada por un generador fotovoltaico (GFV) de baja potencia en conexión serie paralelo incluyendo el impacto de la variación de los SP debidas a objetos circundantes. En el procedimiento propuesto se consideran las esquinas de los submódulos del GFV y puntos clave de los objetos circundantes para determinar las horas en las cuales ocurre sombreado; además, se propone un cálculo de factores de sombreado horario y por submódulo, los cuales son una de las entradas para el modelo del GFV.

Finalmente se presenta un procedimiento para el dimensionamiento de un GFV de baja potencia utilizando un modelo detallado del GFV, el cual considera el efecto de la variación de los sombreados parciales a lo largo del año. El procedimiento a su vez permite evaluar la viabilidad de instalar un GFV en una ubicación particular.

¹ Trabajo de Investigación de Maestría

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan David Bastidas Rodríguez. Codirector: Javier Enrique Solano Martínez.

ABSTRACT

TITLE: SIZING OF AN ISOLATED PHOTOVOLTAIC GENERATOR OPERATING IN PARTIAL SHADED CONDITIONS TO POWER A CHARGING STATION FOR ELECTRIC BICYCLES³

AUTHOR: MICHAEL ARENAS FLOREZ⁴

KEY WORDS: ISOLATED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, PARTIAL SHADING, SIZING, SURROUNDING OBJECTS.

DESCRIPTION:

Photovoltaic generators that supply power to electric bicycle charging stations are usually installed in urban environments and due to the surrounding infrastructure, they may be subjected to partial shading (SP) conditions, which results in reduced system efficiency and deterioration of long-term panels. The shadows that are cast on the photovoltaic (PV) modules are variable throughout the day and year due to the rotational and translational movement of the earth, respectively.

This research presents a procedure for calculating the annual power profile and the energy generated by a low-power photovoltaic (GFV) generator in a parallel series connection, including the impact of the variation of the SP due to surrounding objects. In the proposed procedure, the corners of the GFV submodules and key points of the surrounding objects are considered to determine the hours at which shading occurs; Also, a calculation of hourly and sub-module shading factors is proposed, which are one of the inputs for the GFV model.

Finally, a procedure is presented for the dimensioning of a low power GFV using a detailed model of the GFV, which considers the effect of the variation of the partial shading throughout the year. The procedure in turn allows evaluating the feasibility of installing a GFV in a particular location.

³ Master's Research Work

⁴ Faculty of Physical Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Juan David Bastidas Rodríguez. Co-director: Javier Enrique Solano Martínez.

INTRODUCCIÓN

La energía fotovoltaica (FV) se ha establecido como una de las fuentes de energía renovable más importantes ya que cada año aumenta la capacidad instalada a nivel mundial. Además, los precios de los paneles fotovoltaicos se reducen cada año y los costos de mantenimiento son relativamente bajos (Masson et al. 2019).

Cuando todos los submódulos de un GFV operan bajo la misma irradiancia y temperatura, se dice que un GFV funciona en condiciones homogéneas. Sin embargo, en aplicaciones reales, los GFVs funcionan en condiciones no homogéneas debido a los SP producidos por los objetos circundantes, la degradación de algunos submódulos, la suciedad, tolerancias de fabricación entre otros (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017).

Según la Agencia Internacional de Energía, 32 países tenían al menos 1 GW de capacidad instalada FV a finales de 2018 y 10 países habían instalado al menos 1 GW en 2018; en 2018 el mercado fotovoltaico volvió a batir varios récords al alcanzar los 100 GW y en consecuencia, la capacidad acumulativa cruzó la marca de 500 GW en 2018, o medio TW (Masson et al. 2019).

Estos hechos justifican el creciente interés en la investigación de sistemas fotovoltaicos, particularmente en el modelado del efecto de los SP para analizar la

eficiencia de los GFVs, realizar estudios de evaluación de viabilidad y dimensionamiento de GFVs.

Dado que los GFVs que suministran energía a estaciones de carga de bicicletas eléctricas se instalan en zonas urbanas y pueden estar sometidos a condiciones de SP debido a los objetos cercanos, generando reducción en la eficiencia del sistema y deterioro de los paneles a largo plazo, además las sombras que se proyectan en los GFV son variables a lo largo del día y el año. Por tanto, surge la necesidad de conocer el impacto de la variación de los SP en la producción energética de un GFV y su incidencia en el procedimiento de dimensionamiento de un GFV.

Para el dimensionamiento de un GFV se encuentran diferentes procedimientos en la literatura. En la mayoría de los procedimientos se desprecian las pérdidas debidas a sombreados parciales en los paneles (Aparicio 2010; Kulworawanichpong and Mwambeleko 2015; Messenger and Ventre 2004) y en algunos casos se consideran dentro de un factor de eficiencia global (Bouabdallah et al. 2015; Kaushika, Gautam, and Kaushik 2005; Spertino et al. 2015) lo cual no permite estimar adecuadamente el efecto de los SP sobre la producción energética, lo que puede producir un sobre o sub dimensionamiento del GFV.

En esta investigación se evalúa el impacto de los sombreados parciales, producidos por objetos circundantes, en el dimensionamiento de un GFV aislado de baja potencia en conexión serie paralelo que alimenta una estación de carga de bicicletas

eléctricas para un caso de estudio. En esta investigación se considera el recurso solar de un año con paso horario y un modelado del GFV a nivel de submódulo con múltiples máximos en las curvas potencia-tensión.

El documento está organizado así; la Sección 1 presenta los elementos principales de la propuesta de investigación; la sección 2 presenta el marco teórico utilizado en este libro; en la Sección 3 se evalúa el impacto de la variación de los SP en la energía esperada anual del GFV, además se propone un procedimiento para estimar la energía esperada anual y el perfil de potencia anual horario de un GFV de baja potencia en conexión serie paralelo operando bajo condiciones de SP; en la Sección 4 se propone un procedimiento para el dimensionamiento de un GFV de baja potencia en conexión serie paralelo que opera bajo condiciones de SP y que alimenta una estación de carga de bicicletas eléctricas. El documento finaliza con la Sección 5 donde se presentan los trabajos futuros y la Sección 6 de conclusiones.

1. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

Para llevar a cabo esta investigación se planteó un problema de investigación y se propusieron y desarrollaron los objetivos que se muestran en esta sección.

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Las estaciones de carga de bicicletas eléctricas suelen instalarse en ambientes urbanos, rodeados de viviendas, edificios, árboles y mobiliario urbano entre otros, los cuales proyectan sombras parciales sobre el GFV, debido a esto los generadores FV se instalan a una altura aproximada entre tres y cinco metros sobre el suelo evitando quedar expuestos a sombras, sin embargo, en la mayoría de los casos este problema persiste debido a los objetos circundantes mencionados. Dichos sombreados parciales varían a lo largo del año, por el movimiento de traslación de la tierra, y a lo largo del día, por el movimiento de rotación.

Por tanto, las características del emplazamiento y la infraestructura circundante donde se instala un GFV deben ser consideradas, ya que estas sombras que se proyectan sobre el GFV producen una reducción en la eficiencia del sistema y, a largo plazo, daño en la celdas debido al aumento de su temperatura interna. El grado de afectación de las sombras depende de la superficie cubierta, la opacidad de la sombra y la interconexión de los paneles.

En la literatura se encuentra que la mayoría de los procedimientos para dimensionamiento de sistemas FV aislado, se desprecian las pérdidas debidas a sombreados parciales en los paneles (Aparicio 2010; Kulworawanichpong and Mwambeleko 2015; Messenger and Ventre 2004). En otros procedimientos, como (Bouabdallah et al. 2015; Kaushika, Gautam, and Kaushik 2005), el efecto de los sombreados parciales se tiene en cuenta dentro de un factor de eficiencia global que es función de sus probabilidades de ocurrencia; mientras que en (Kumar and Kumar 2017; Spertino et al. 2015) se estima un factor de desempeño del sistema variable según las estaciones del año (Spertino et al. 2015) o por franjas de tiempo (Kumar and Kumar 2017). Sin embargo, no se consideran las variaciones de la sombra a lo largo del día y del año, tampoco se logra estimar las pérdidas globales debidas exclusivamente a efectos de sombreados parciales.

Es por esto que surge la siguiente pregunta de investigación: ¿cuál es el impacto de la variación de las sombras parciales debidas a objetos circundantes en la producción energética de un arreglo FV y su incidencia en el dimensionamiento de estaciones de carga de bicicletas eléctricas?

1.2. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto de los sombreados parciales, producidos por objetos circundantes, en el dimensionamiento de un generador FV aislado para estaciones de carga de bicicletas eléctricas.

1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar el impacto de la variación de las sombras parciales debidas a objetos circundantes, a lo largo del año en la producción energética de un generador FV aislado de baja potencia.
- Proponer un procedimiento de dimensionamiento para un generador FV aislado de baja potencia que alimente una estación de carga de bicicletas eléctricas, considerando el impacto de la variación de las sombras debidas a objetos circundantes.
- Evaluar el desempeño del procedimiento de dimensionamiento propuesto mediante simulación, considerando como caso de estudio una estación de carga de bicicletas eléctricas.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se muestra el marco teórico necesario para conocer el contexto en el cual se desarrolla el presente trabajo de investigación, así como para entender el desarrollo del proyecto. Se explica el modelo FV utilizado que permite considerar el efecto de los SP.

2.1. SISTEMAS FV AISLADOS DE RED

Los sistemas FV son una variedad de dispositivos interconectados entre sí, con la finalidad de convertir la energía irradiada por el sol en energía eléctrica; esta energía se puede utilizar para suplir los requerimientos energéticos de una carga.

Los sistemas FV aislados red, son llamados así dado que pueden operar de manera que sean la única fuente de generación de energía para alimentar las cargas asociadas, es decir, que no tendrán conexión alguna con otros sistemas de generación de energía o sistemas interconectados. Estos sistemas, están compuestos principalmente por un GFV el cual convierte la energía solar a energía eléctrica, unas cargas a alimentar, un sistema de almacenamiento de energía (generalmente baterías), tablero eléctrico, protecciones eléctricas, conductores eléctricos, caja de conexiones y dispositivos de electrónica de potencia como reguladores de carga, inversores y conversores CC-CC entre otros (ver Figura 1) (Burdick and Schmidt 2007).

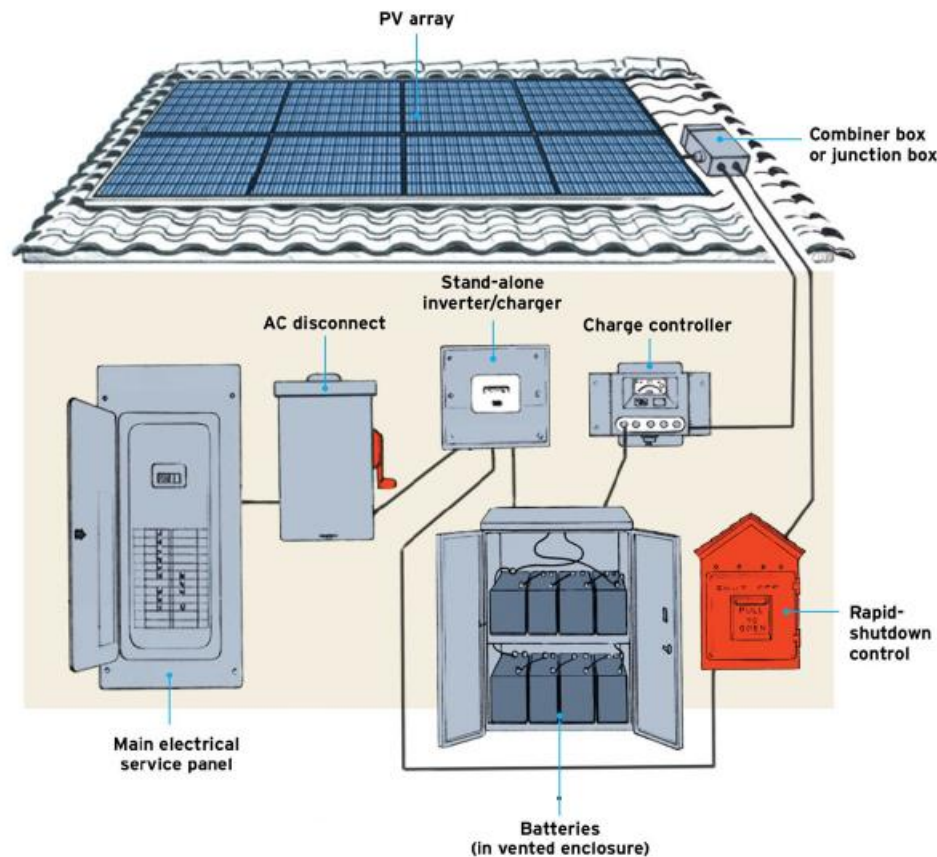


Figura 1. Configuración de un sistema FV aislado estándar, tomada y modificada de (Burdick and Schmidt 2007).

2.1.1. Sistema FV aislado con estación de carga de bicicletas eléctricas. Los sistemas FV permiten conectar cargas en CC y CA a través de conversores CC-CC e inversores respectivamente. La Figura 2 muestra un sistema fotovoltaico conformado por cuatro módulos FV, un controlador de carga, un banco de baterías, un inversor de potencia, una estación de carga de bicicletas eléctricas y un conversor CC-CC para alimentar bicicletas eléctricas directamente desde el banco de baterías.

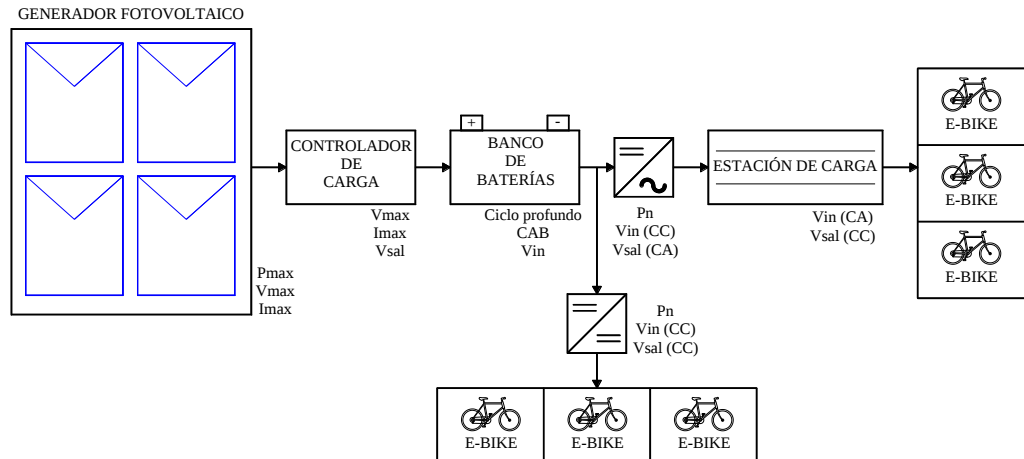


Figura 2. Configuración de un sistema FV aislado como fuente de alimentación de bicicletas eléctricas.

2.2. MODELO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Este trabajo utiliza el modelo propuesto en (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019) para calcular las curvas de tensión corriente (I-V) y voltaje de potencia (P-V) de un GFV que opera en condiciones de sombreado parcial. Dicho modelo utiliza el circuito equivalente de un solo diodo para representar cada submódulo de un módulo fotovoltaico (MFV), lo que proporciona una compensación entre complejidad y precisión.

En la Figura 3 se aprecia un ejemplo de un MFV conformador por tres submódulos en serie, en este trabajo un submódulo fotovoltaico (SMFV) es cuando las celdas en serie tienen conectado un diodo de bypass.

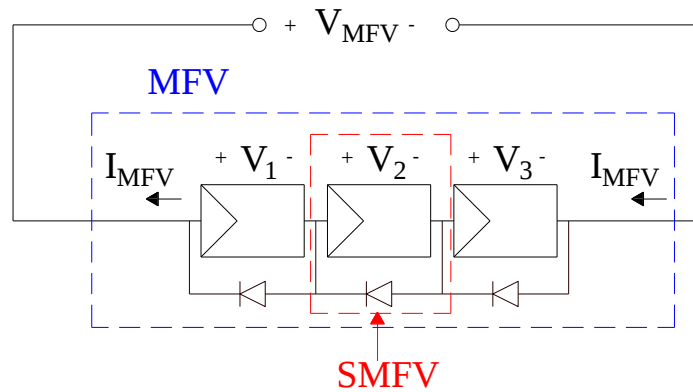


Figura 3. Módulo, submódulo FV y celdas.

2.2.1. Modelo de un diodo para un submódulo FV. El modelo de un solo diodo (ver Figura 4) para un SMFV está compuesto por una fuente de corriente (I_{ph}) que representa el efecto fotovoltaico, un diodo (I_d) que representa los comportamientos no lineales de la unión P-N, la resistencia (R_s) que representa las pérdidas óhmicas debidas principalmente al contacto semiconductor-metal y los cables, la resistencia (R_h) que representa las pérdidas debidas a corrientes de fuga y un diodo de bypass (BD) que protege las celdas del submódulo (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017).

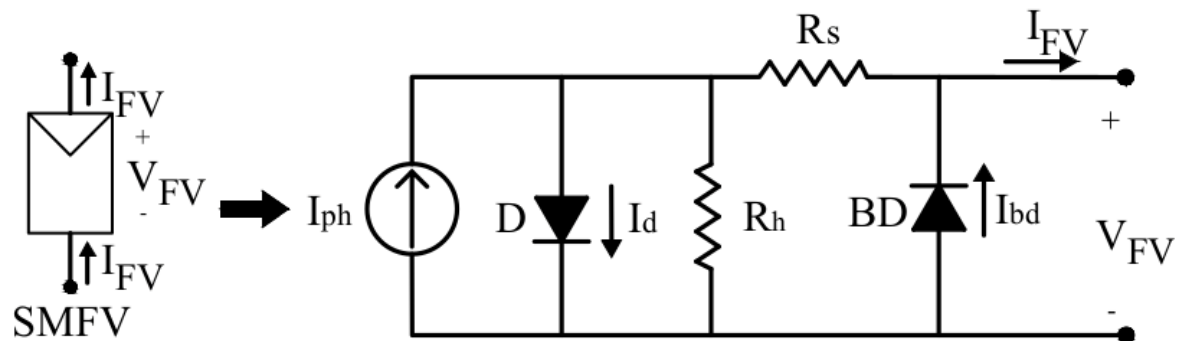


Figura 4. Modelo de un solo diodo de un MFV.

Aplicando la ley de tensión de Kirchhoff en la terminal de salida del SMFV, es posible obtener la expresión que relaciona la corriente del submódulo (I) y el voltaje (V), como se muestra en la Ecuación (1) (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019), donde I_{bd} se define en la Ecuación (2) (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019), I_{sat} e $I_{sat,bd}$ son la corriente de saturación inversa de los diodos D y BD respectivamente, V_t y $V_{t,bd}$, son los voltajes térmicos de los diodos D y BD respectivamente, y η y η_{bd} son los factores de idealidad de D y BD respectivamente.

Además, $V_{t,d} = k \cdot T/q$ y $V_{t,bd} = k \cdot T_{bd}/q$, donde T y T_{bd} son la temperatura de la celda y la temperatura del BD, respectivamente, k es la constante de Boltzmann y q es la carga de electrones.

Se puede observar que $f(V, I)$ dada en la Ecuación (1), es una función implícita y no lineal que describe la relación entre V e I , y es igual a cero.

$$f(V, I) = -I + I_{ph} - I_{sat} \cdot \left(e^{\left(\frac{V + (I - I_{bd}) \cdot R_s}{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + (I - I_{bd}) \cdot R_s}{R_h} + I_{bd} = 0 \quad (1)$$

$$I_{bd} = I_{sat,bd} \cdot \left(e^{\left(\frac{-V}{\eta_{bd} \cdot V_{t,bd}} \right)} - 1 \right) \quad (2)$$

Las dos entradas principales del modelo de un solo diodo son la irradiancia (G) y la temperatura ambiente (T_a), y las dos salidas principales son la corriente del submódulo (I_{FV}) y la tensión (V_{FV}). La temperatura de las celdas (T_{cells}) de los

submódulos se puede estimar a partir de T_a y G , como se muestra en la Ecuación (3) (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017), donde T_{NOCT} es la temperatura de operación nominal de la celda. La temperatura de las celdas se da en Kelvin (K); por lo tanto T_a y T_{NOCT} deben estar también en K.

El parámetro I_{ph} puede ser calculado usando la Ecuación (4) (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017), donde F_s es un factor de sombreado, G_{STC} es la irradiancia en STC, $I_{ph,STC}$ es I_{ph} en STC, y α_{ISC} es el coeficiente térmico de la corriente de cortocircuito del MFV (se proporciona en las hojas de datos). El factor de sombreado es un valor adimensional entre 0 y 1 que representa la reducción de la irradiación en un submódulo producido por una sombra.

$$T_{cells} = T_a + G \left(\frac{T_{NOCT} - (20 + 273.15)}{800} \right) \quad (3)$$

$$I_{ph} = F_s \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \left(I_{ph,STC} + \alpha_{ISC} (T_{cells} - T_{STC}) \right) \quad (4)$$

El modelo propuesto en (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019) requiere un factor de sombreado para cada submódulo para calcular la curva P-V para condiciones de operación dadas; por lo tanto, los factores de sombreado se organizan en un vector (F_{sv}), donde el número de elementos corresponde al número de submódulos en el MFV. Por ejemplo, para un MFV con tres submódulos durante una hora sin sombras que cubran los submódulos, el vector sería $F_{sv} =$

$[F_{S1} \ F_{S2} \ F_{S3}] = [1 \ 1 \ 1]$, donde F_{S1} , F_{S2} , y F_{S3} son los factores de sombreado de los submódulos 1 (S1), 2 (S2) and 3 (S3), respectivamente.

2.2.2. Modelo de una cadena FV. Una cadena (en inglés string) FV está formada por módulos conectados en serie; a su vez, cada módulo generalmente está formado por uno, dos o tres submódulos conectados en serie. Por ejemplo, la Figura 5 muestra una cadena ensamblada con módulos de tres submódulos. Teniendo en cuenta que cada submódulo en una cadena puede operar en diferentes condiciones, una cadena se puede analizar como un conjunto de N submódulos como se muestra en la Figura 5.

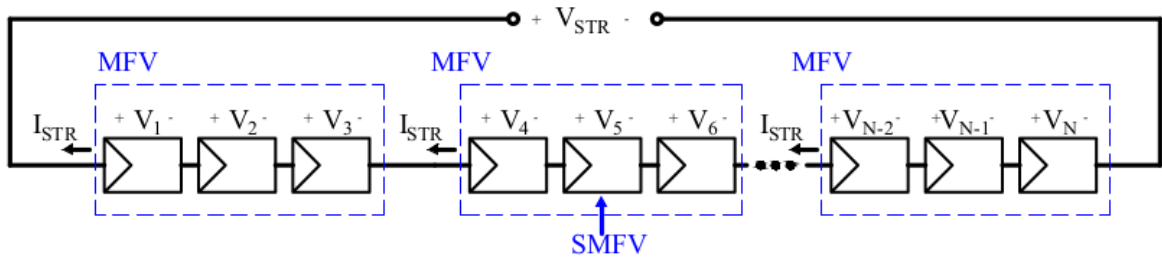


Figura 5. Estructura de una cadena en un GFV serie paralelo formado por módulos de tres submódulos.

Según el modelo se debe calcular la corriente de cadena (I_{STR}) y los voltajes de los N submódulos ($V_1, V_2, \dots, V_N$) para un voltaje de cadena dado (V_{STR}). Dado que se considera una configuración serie paralelo V_{STR} es el mismo para todas las cadenas porque están conectadas en paralelo; por lo tanto, la tensión del generador (V_G) es igual a V_{STR} .

El sistema de ecuaciones que describe el comportamiento eléctrico de la cadena fotovoltaica $F(\vec{V}, I_{STR})$ se muestra en la Ecuación (5) tomada de (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019) donde hay N+1 incógnitas, las primeras N ecuaciones corresponden a la relación explícita entre tensión y corriente de los N submódulos y la ecuación N+1 resulta de aplicar la tensión de Kirchhoff a la malla.

$$F(\vec{V}, I_{STR}) = \begin{bmatrix} f_1(V_1, I_{STR}) \\ f_2(V_2, I_{STR}) \\ \vdots \\ f_N(V_N, I_{STR}) \\ f_{N+1}(\vec{V}) = \sum_{n=1}^N V_n - V_{STR} \end{bmatrix} \quad (5)$$

El sistema de ecuaciones $F(\vec{V}, I_{STR})$ se puede resolver utilizando métodos numéricos para obtener las tensiones $V_1, V_2, \dots, V_N$ e I_{STR} en este trabajo se usa la función fsolve de MATLAB, configurada con el método Trust-Region Dogleg (More, Garbow, and Hillstrom 1980), para resolver la Ecuación (5).

2.2.3. Modelo del GFV en conexión serie paralelo. Un GFV en conexión serie paralelo generalmente está conectado a un convertidor de potencia para realizar una técnica de seguimiento del punto de máxima potencia MPP por sus siglas en inglés (Maximum power point) (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017). Las técnicas generalmente manipulan la tensión del generador (V_G) para buscar y

rastrear el MPP. Por lo tanto, la corriente del generador se considera conocida y fija por el convertidor de potencia. En un generador serie paralelo formado por M cadenas conectadas en paralelo, $V_{STR,i} = V_{array} \forall i \in \{1, 2, \dots, M\}$; por lo tanto, cada cadena se puede analizar y resolver de forma independiente. Una vez que se han resuelto todas las cadenas, la corriente del generador se calcula sumando las corrientes de las cadenas según la Ecuación (6) tomada de (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019).

$$I_{array} = \sum_{k=1}^M I_{STR,k} \quad (6)$$

En este trabajo únicamente se plantea la conexión serie paralelo en el modelado del GFV.

2.3. MODELOS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FV

A continuación, se presentan los modelos matemáticos utilizados para representar los componentes del sistema FV aislado que alimenta una estación de carga de bicicletas eléctricas.

2.3.1. Modelo del controlador de carga. Este trabajo utiliza el modelo propuesto en (Messenger and Ventre 2004) para representar el comportamiento del controlador de carga cuando está funcionando en un sistema FV. Este es un modelo simplificado en el cual el controlador se puede modelar a través de una eficiencia

(η_{RC}) la cual relaciona la potencia que entrega el GFV y la potencia a la salida del controlador de carga. El valor de esta eficiencia se toma de la hoja de datos del fabricante o comúnmente se asume un valor entre 0,9 y 1.

2.3.2. Modelo del banco de baterías. Este trabajo utiliza el modelo propuesto en (Messenger and Ventre 2004) para representar el comportamiento del banco de baterías cuando está funcionando en un sistema FV. Este es un modelo simplificado en el cual se considera la eficiencia del ciclo de carga y descarga de las baterías (η_{CDB}) este factor se toma de la hoja de datos del fabricante o comúnmente se asume un valor entre 0,9 y 1.

Además, se considera un factor de disponibilidad de las baterías (DB) el cual depende de la profundidad de descarga máxima de las baterías, por ejemplo, si una batería posee una profundidad de descarga del 20% entonces se tiene un factor $DB = 0,8$. Este factor permite estimar la capacidad nominal requerida en baterías.

2.3.3. Modelo del inversor. Para representar el comportamiento del inversor en un sistema FV aislado, en este proyecto se considera un modelo simplificado propuesto en (Messenger and Ventre 2004), en el cual se considera la eficiencia del inversor (η_I) este factor se toma de la hoja de datos del fabricante o comúnmente se asume un valor entre 0,9 y 1.

2.4. BICICLETAS ELÉCTRICAS

Este tipo de transporte es conocido por las siglas EPACs (por su acrónimo en inglés Electric Power Assited Cycle) o E-bike (por sus siglas en inglés Electric bike) como se aprecia en la Figura 6 presentan un aspecto físico similar a las bicicletas convencionales; consisten entonces en bicicletas con asistencia eléctrica para lo cual cuenta con baterías que garantizan una determinada autonomía.

Los componentes de una bicicleta eléctrica se pueden clasificar en cuatro principales grupos: motores, piezas de bicicleta, electricidad y baterías (Rose 2012). Las tres tecnologías de batería más comunes para las bicicletas eléctricas en la actualidad son la batería de plomo-ácido regulada por válvula (VRLA, también llamada SLA, Sealed Lead-Acid), las baterías de iones de litio (Li-ion) y las baterías de níquel-metal de hidruro (Ni-MH) (Weinert, Burke, and Wei 2007).



Figura 6. Bicicleta eléctrica, tomada de (RodarElectric 2018).

Con base en mediciones empíricas se puede decir que el consumo promedio de una bicicleta eléctrica ronda entre 10 y 22 [Wh] por milla (Ji et al. 2014), también se conoce que la distancia promedio de viaje en una bicicleta en una ciudad es de 2,49 km con una duración promedio de 14.7 minutos (Jensen et al. 2010).

2.5. ESTACIONES DE CARGA DE BICICLETAS ELÉCTRICAS

A continuación, se presenta la información necesaria para comprender las estaciones de carga de bicicletas eléctricas desde el punto de vista energético.

En general existen tres configuraciones básicas de estaciones de carga de bicicletas, las que son tipo rectificadores con tensión de entrada en corriente alterna (CA) por ejemplo 115 V y tensión de salida en corriente continua (CC) por ejemplo 36 V. El tipo conversor CC-CC por ejemplo con tensión de entrada 12 V y tensión de salida 36 V y el tipo híbrido que permitiría tensiones de entrada en CC o CA y tensiones de salida en CC (Chandra Mouli et al. 2020).

La fuente de energía de las estaciones de carga puede ser la red eléctrica tradicional, una fuente renovable o una combinación entre ambas, en este proyecto se considera el escenario donde las estaciones de carga son alimentadas a través de un sistema fotovoltaico autónomo o aislado de la red.

Las estaciones de carga de bicicletas comúnmente poseen un sistema de almacenamiento basado en baterías los cuales permiten cargar las bicicletas eléctricas en cualquier momento del día incluso cuando la red o el sistema fotovoltaico no está disponible.

2.5.1. Consumo energético de las estaciones de carga. A continuación, en la Figura 7 se muestran cuatro perfiles de consumo de potencia de estaciones de bicicletas eléctricas tomados de (Thomas et al. 2015) los cuales están dados para cuatro ubicaciones en la ciudad de Mons Bélgica; y corresponden estaciones de carga que alimentan 15, 10, 12 y 8 bicicletas eléctricas respectivamente (perfiles 1, 2, 3 y 4), ver Figura 7.

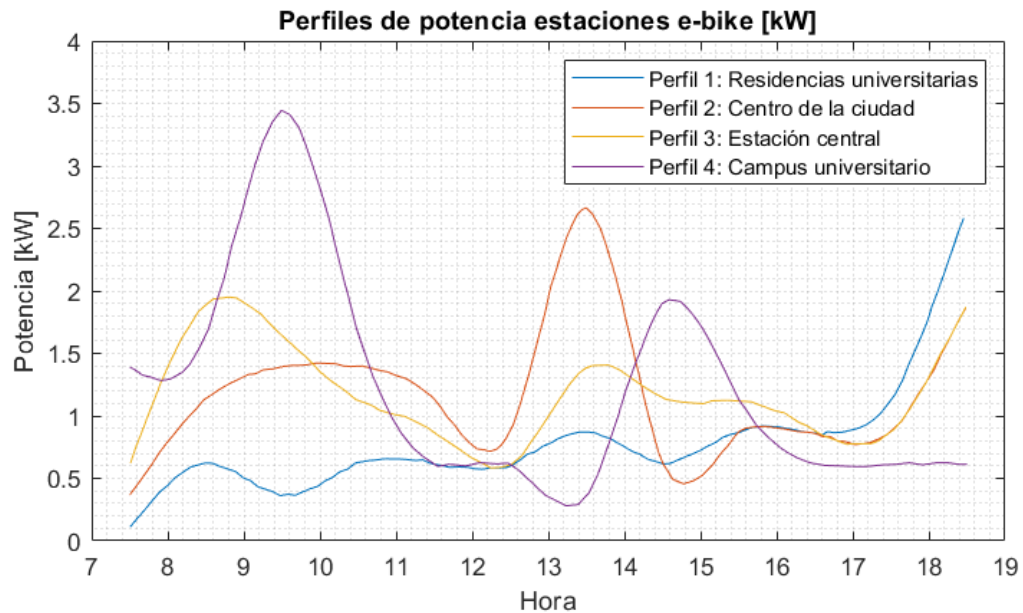


Figura 7. Perfiles de potencia estaciones de carga de bicicletas, datos tomados de (Thomas et al. 2015).

En la Figura 7 se ilustra la potencia requerida de las estaciones de carga durante un día normal de trabajo; la energía total diaria varía entre las cuatro estaciones, la menor demanda de energía aparece en la estación (Perfil 1) aproximadamente 12 kWh por día, mientras que la más alta en la estación (Perfil 4) con un consumo aproximado de 16 kWh por día.

3. IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LAS SOMBRAS PARCIALES EN LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Para lograr una expansión del mercado fotovoltaico (FV), se necesita mejorar el conocimiento de la producción energética de estos sistemas. Según la ubicación particular, es necesario estimar su rentabilidad económica, la cual solo es posible obtener con precisión si se consideran los efectos del sombreado en la generación de potencia (Caluianu et al. 2009). Estos SP pueden ocurrir debido a la cercanía del GFV a edificios, árboles y mobiliario urbano entre otros. Además, las sombras que se proyectan sobre un MFV debidas a objetos cercanos varían a lo largo del día y del año debido a los movimientos de translación y rotación de la tierra con respecto al sol.

En esta sección se presenta los resultados principales concernientes al objetivo específico número uno. A partir de estos resultados se realizó un artículo titulado "Procedure to Estimate the Power Production of a Photovoltaic Module Operating Under Partial Shading Conditions", el cual se encuentra en proceso de evaluación en la Revista UIS Ingenierías (RUI).

3.1. PROCEDIMIENTOS ACTUALES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DE UN MFV

Existen diferentes procedimientos en la literatura para estimar la producción energética de los MFV que consideran el efecto de los SP de una forma simplificada y no utilizan modelos detallados del generador para calcular el efecto de los SP en la producción de potencia (Bouabdallah et al. 2015; Kaushika, Gautam, and Kaushik 2005; Kumar and Kumar 2017; Spertino et al. 2015). Otros procedimientos, utilizan modelos diseñados para estimar los puntos de máxima potencia local y global pero no se pueden utilizar directamente para la estimación de la generación de energía en periodos de tiempo relativamente largos (e.g. un año) (Li et al. 2019; Mohanty, Subudhi, and Ray 2016; Renaudineau et al. 2015).

Varios trabajos presentan procedimientos para estimar el punto de máxima potencia cuando se presentan SP en un MFV (Asef et al. 2019; Bharadwaj and John 2018; Chowdhury et al. 2008; Fezzani, Hadj Mahammed, and Said 2014; Patel and Agarwal 2008; Rachchh, Kumar, and Tripathi 2016). Sin embargo, estos procedimientos no permiten estimar un perfil de generación de energía para un arreglo fotovoltaico teniendo en cuenta la variación de la sombra hora a hora en un año, únicamente permiten estimar la potencia en un instante de tiempo. Por lo tanto, no son prácticos para realizar un análisis de producción de energía hora a hora para

un periodo de un año. Además, su implementación requiere de una gran capacidad de cómputo.

Generalmente en los procedimientos para estimar el perfil de potencia hora a hora se desprecian las pérdidas debidas a SP en los módulos (Aparicio 2010; Kulworawanichpong and Mwambeleko 2015; Messenger and Ventre 2004) y en algunos casos se consideran dentro de un factor de eficiencia global (Bouabdallah et al. 2015; Kaushika, Gautam, and Kaushik 2005; Spertino et al. 2015). Sin embargo, estos procedimientos no permiten estimar adecuadamente las pérdidas debidas a la variación del sombreado incidente en el MFV debido a los cambios en las trayectorias del sol a lo largo del año.

Otros trabajos se centran en encontrar un factor de sombreado, por ejemplo, en (Martínez-Moreno, Muñoz, and Lorenzo 2010) se estima un factor de sombreado vertical y horizontal para los arreglos fotovoltaicos; similarmente en (Kumar and Kumar 2017) se calcula un factor de sombreado que está implícito en un factor de eficiencia instantáneo del sistema FV. Por otro lado, en (Häberlin 2012), (Eicker 2006) se presenta una metodología de diseño en la cual se tiene en cuenta las trayectorias relativas entre el sol y la tierra y además los objetos circundantes que generan SP al MFV; no obstante; todas estas metodologías suelen tener muy baja precisión dado que no tienen en cuenta el modelo del MFV operando en condiciones de sombreado parcial.

Es importante mencionar que los efectos de pérdida de sombreado no son intuitivos. Por lo tanto, tienen que ser cuantificados usando software de simulación de trabajo en cada hora a lo largo de todo el año (Mermoud and Lejeune 2012).

Herramientas tipo software como PVSYST (Simulation Program PVSYST 2020), permiten encontrar un perfil de potencia hora a hora considerando la variación de las sombras anualmente con un tiempo de cómputo razonable; no obstante, para estimar la curva instantánea de potencia tensión (P-V) considerando el efecto del sombreado, PVSYST utiliza la extrapolación de las curvas de corriente voltaje (I-V) de cada módulo utilizando factores de sombreado fijos para cada submódulo en el generador, lo cual no es lo suficientemente preciso (Mermoud and Lejeune 2010).

En (Kesler et al. 2015) se encuentra un resumen de sistemas analizadores de sombras en el cual se describen algunos dispositivos desarrollados para analizar los efectos de sombreado como Amethyst (CA Design Associates Ltd. 2020) Hat (Universität Siegen 2020), SUNDI (SUNDI 2020) y Sun eye (Solmetric Inc 2020). Sin embargo, esos dispositivos no proporcionan información de sombreado que pueda usarse en modelos de MFV, y no informan el algoritmo utilizado para considerar el efecto de sombreado parcial en la estimación de energía.

Otros analizadores como Asset y PVWatts (Hubbell 2020), consideran irrelevante la posición real del sol para el análisis, y no permiten una detección precisa del cambio

del factor de sombreado a lo largo del tiempo. Por otra parte, Horizon catchers (Horicatcher 2020) dice proporcionar un análisis rápido con alta precisión, pero es el dispositivo más costoso y no utiliza modelos para el MFV que permitan estimar la generación de energía.

Por un lado, a pesar de que esos analizadores permiten evaluar los efectos del sombreado en el año, la mayoría de esos dispositivos contienen hardware y software complejos que están cerrados para los usuarios. Por otro lado, esos analizadores usan extrapolaciones o aproximaciones para obtener las curvas I-V, o un modelo no explicado, que dificulta la confianza en la precisión del dispositivo.

La Tabla 1 presenta un resumen de la revisión literaria presentada en esta sección con los aspectos principales.

Tabla 1. Resumen revisión de la literatura.

Autor / Software / Herramienta	Modelo del GFV	Efecto de los sombreados parciales	Estimación de la Energía anual	Modelado de objetos cercanos	Modelado por submódulos
Bouabdallah et al.	Simplificado	Sí	Sí	No	No
Kaushika, Gautam, and Kaushik	Simplificado	Sí	Sí	No	No
Kumar and Kumar	Simplificado	Sí	Sí	No	No
Spertino et al	Simplificado	Sí	Sí	No	No
Li et al	Simplificado	Sí	No	No	No
(Li et al. 2019; Mohanty, Subudhi, and Ray	Simplificado	Sí	No	No	No
Renaudineau et al	Simplificado	Sí	No	No	No
Asef et al	Simplificado	Sí	No	No	No
Bharadwaj and John	Simplificado	Sí	No	No	No
Chowdhury et al	Simplificado	Sí	No	No	No
Fezzani, Hadj Mahammed, and Said	Simplificado	Sí	No	No	No
Patel and Agarwal	Simplificado	Sí	No	No	No
Rachchh, Kumar, and Tripathi	Simplificado	Sí	No	No	No
Aparicio	Simplificado	No	Sí	No	No
Kulworawanichpong and Mwambeleko	Simplificado	No	Sí	No	No
Messenger and Ventre	Simplificado	No	Sí	No	No
Martínez-Moreno, Muñoz, and Lorenzo	Simplificado	Sí	Sí	Sí	No
Häberlin	Detallado	Sí	Sí	Sí	No
Eicker	Detallado	Sí	Sí	Sí	No
PVSYST	Simplificado	Sí	Sí	Sí	Sí
Amethyst	No	Sí	No	No	No
Hat	No	Sí	No	No	No
SUNDI	No	Sí	No	No	No
Sun eye	No	Sí	No	No	No
Asset y PVWatts	No	Sí	No	No	No
Horicatcher	No	Sí	No	No	No

3.2. PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA ESTIMAR LA ENERGÍA DE UN MFV

En esta sección se presenta un procedimiento para estimar la energía anual generada por un MFV teniendo en cuenta las condiciones de sombreado parcial. Primeramente, se calculan las trayectorias solares y los contornos de los objetos cercanos que producen sombras. Luego, se propone un procedimiento para estimar los factores de sombreado de cada submódulo. Posteriormente, los datos del recurso solar y los factores de sombreado calculados se utilizan para alimentar un modelo detallado del MFV para estimar las curvas tensión-potencia (P-V) hora a hora, las cuales se utilizan para obtener un perfil de potencia y estimar la energía generada por el MFV en un año. El procedimiento se valida por simulación para un caso de estudio disponible en la literatura para evaluar el efecto sobre la estimación de energía considerando o no sombreado parcial. Los resultados muestran que el procedimiento propuesto evita la sobreestimación de energía que afecta el tamaño del GFV.

El objetivo de este procedimiento es estimar un perfil de potencia de un año (hora a hora) para un MFV que opera bajo condiciones de sombreado parcial producidas por objetos circundantes. El procedimiento propuesto se compone de cinco elementos: cálculo de trayectorias solares, cálculo del contorno de sombreado para un punto del módulo, extrapolación de los contornos de sombreado para los puntos

clave del módulo, estimación de los factores de sombreado y cálculo del perfil de potencia para estimar la energía generada. La descripción de esos elementos se da en las siguientes subsecciones.

3.2.1. Cálculo de las trayectorias solares. La posición del Sol en el cielo se puede representar mediante dos ángulos: acimut (γ) y elevación (α). El acimut es el ángulo entre el norte y la proyección de la dirección del Sol en un plano horizontal tangente a la superficie de la tierra; mientras que la elevación es el ángulo entre la dirección del Sol (centro del disco solar) y el plano horizontal (Häberlin 2012). Estos dos ángulos dependen del ángulo de declinación de la tierra (δ), la latitud del punto de interés (ϕ), el ángulo de la hora solar (ω) y tiempo solar (TLT), como se muestra en las ecuaciones (7) y (8) (Eicker 2006).

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)) \quad (7)$$

$$\gamma = \begin{cases} 180^\circ - \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\alpha) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \cos(\phi)}\right), & \text{if } TLT \leq 12h \\ 180^\circ + \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\alpha) \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \cos(\phi)}\right), & \text{if } TLT > 12h \end{cases} \quad (8)$$

A su vez, δ , ϕ , ω y TLT cambian a lo largo del año y dependen de la ubicación geográfica del punto de interés, la fecha y la hora en que se requiere para calcular la posición del sol (Eicker 2006). El ángulo δ se puede calcular usando la Ecuación (9) (Eicker 2006), donde n es un número entero que representa el día del año ($n \in [1, \dots, 365]$).

El tiempo solar (TLT) se calcula usando la Ecuación (10) (Eicker 2006), donde CET es el horario de verano de Europa Central en [h], L_c es la corrección longitudinal en [min] y E_t es la ecuación del tiempo solar en [min]. En la Ecuación (10), E_t se calcula a partir de la Ecuación (11) (Eicker 2006), donde $B = 360 \cdot \frac{n-1}{365}$, y L_c se calcula usando la Ecuación (12) (Eicker 2006), donde 4 se da en [min/°], L_{zone} es el meridiano de tiempo estándar en [°] y L_{local} es el meridiano de la hora local en [°]. Finalmente, ω se calcula a partir de TLT como se muestra en la Ecuación (13) (Eicker 2006).

$$\delta = 23.42 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + n)\right) \quad (9)$$

$$TLT = CET - \frac{L_c}{60} + \frac{E_t}{60} \quad (10)$$

$$E_t = 229.2(75 \cdot 10^{-6} + 1.868 \cdot 10^{-3} \cos(B) - 32.077 \cdot 10^{-3} \sin(B) - 14.615 \cdot 10^{-3} \cos(2B) - 40.849 \sin(2B)) \quad (11)$$

$$L_c = 4 (L_{zone} - L_{local}) \quad (12)$$

$$\omega = 15(TLT - 12) \quad (13)$$

Las trayectorias del sol en el cielo durante un año pueden representarse por la figura de elevación contra acimut (E-A). Esas trayectorias muestran la posición del sol (γ_s, α_s) hora por hora durante todo el año, lo que permite trazar cada posición como un punto en el plano E-A. El ejemplo que se muestra en la Figura 8. corresponde a

las trayectorias del sol en el plano E-A en Stuttgart (Alemania), con latitud 48.8° ($\phi = 48.8^\circ$), longitud 9.2° ($L_{local} = 9.2^\circ$), y hora meridiana estándar 15° ($L_{zone} = 15^\circ$) (Eicker 2006).

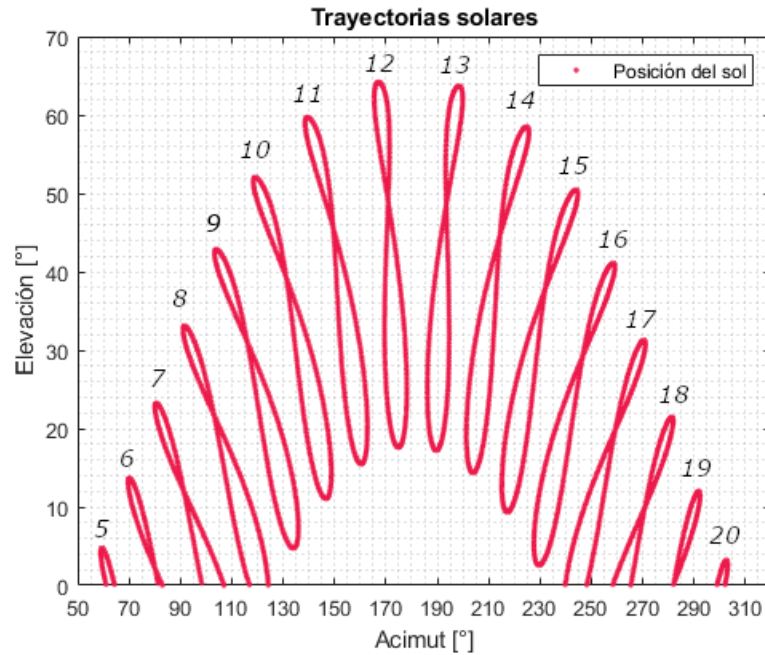


Figura 8. Trayectorias solares en Stuttgart (Alemania): $\phi = 48.8^\circ$, $L_{local} = 9.2^\circ$ y $L_{zone} = 15^\circ$.

Las curvas en forma de número ocho "8", o lemniscata, son los analemas solares que representan la posición del sol en el cielo cuando se observa todos los días a la misma hora (números 5 a 20 en la Figura 8) y desde el mismo punto de observación a lo largo de un año.

3.2.2. Cálculo del contorno de sombreado para un punto del MFV. El ejemplo propuesto en (Eicker 2006) se usa para ilustrar este procedimiento. Tal ejemplo corresponde a un MFV instalado en el techo de un edificio ubicado en la ubicación geográfica descrita anteriormente en la Sección 3.2.1, donde el MFV se representa como un solo punto en el espacio (PM_1). La geometría de la ubicación del módulo y de los objetos cercanos que pueden proyectar sombras se ilustran en la Figura 9. En este ejemplo, dos edificios cercanos con alturas más altas pueden proyectar sombras en el MFV en ciertos momentos del día y en ciertos días del año. El primer paso es identificar los puntos clave de los objetos cercanos (PC) que proyectan sombras en el módulo. En la Figura 9 los edificios cercanos se representan con los puntos claves PC_1 a PC_5 . Estos puntos corresponden a las esquinas más altas de los edificios que están en la línea de visión del MFV. Por lo tanto, con estos puntos, es posible representar el contorno de los objetos que pueden proyectar sombras en el MFV.

Una vez que los puntos clave ($PC_1 - PC_5$) están identificados, es necesario definir el origen (x_r, y_r, z_r) de un sistema de coordenadas cartesianas x, y, z en el plano de planta. En el ejemplo, el origen se encuentra en PM_1 . La dirección del eje x debe estar alineada con un lado del MFV; sin embargo, el ángulo entre la parte positiva del eje-x y el norte (Ψ_r) debe medirse teniendo en cuenta que $-180^\circ < \Psi_r < 180^\circ$. Luego, para cada PC se toman las siguientes medidas con respecto a (x_r, y_r, z_r): la coordenada en el eje-x del PC_i (x_i) en [m], la coordenada en el eje-y del PC_i (y_i) en

[m], y la coordenada en el eje-z del PC_i (z_i) en [m], donde $i \in [1, \dots, 5]$ para el ejemplo de la Figura 9. Tal figura también muestra los ejes x, y, z , el ángulo $\Psi_r = 180^\circ$ y la coordenada del PC_1 (x_1, y_1, z_1) = (14,10,10) con respecto a (x_r, y_r, z_r) .

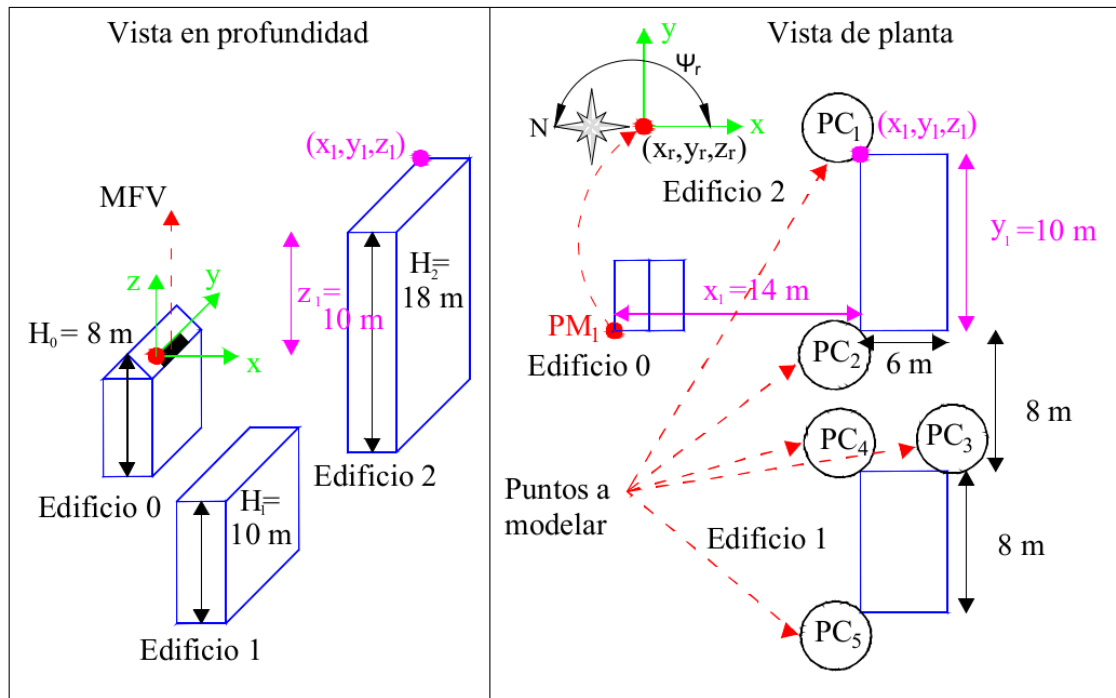


Figura 9. Geometría de la ubicación del MFV y los objetos que pueden proyectar sombras. Izquierda: vista en profundidad. Derecha: plano de planta.

Modificado de (Eicker 2006).

A continuación, el ángulo de acimut (γ_o) y la elevación (α_o) deben calcularse para cada PC utilizando las ecuaciones (14) y (15), propuestas en este documento basadas en (Eicker 2006). Por ejemplo, para el PC_1 de la Figura 9 $(\gamma_o, \alpha_o) = (144.46^\circ, 30.16^\circ)$, por lo tanto, este punto puede representarse en el plano E-A de las trayectorias solares. Luego, este procedimiento se repite para representar cada

PC en el plano E-A de las trayectorias solares y los PC se unen con líneas rectas (extrapolación lineal) para crear el contorno de sombreado en el plano E-A generado por los objetos circundantes vistos desde el punto PM_1 . La Figura 10 muestra el contorno de sombreado generado por los cinco puntos clave del ejemplo que se muestra en la Figura 9.

$$\gamma_o = \Psi_r - \tan^{-1} \left(\frac{y_i}{x_i} \right) \quad (14)$$

$$\alpha_o = \tan^{-1} \left(\frac{z_i}{\sqrt{(x_i)^2 + (y_i)^2}} \right) \quad (15)$$

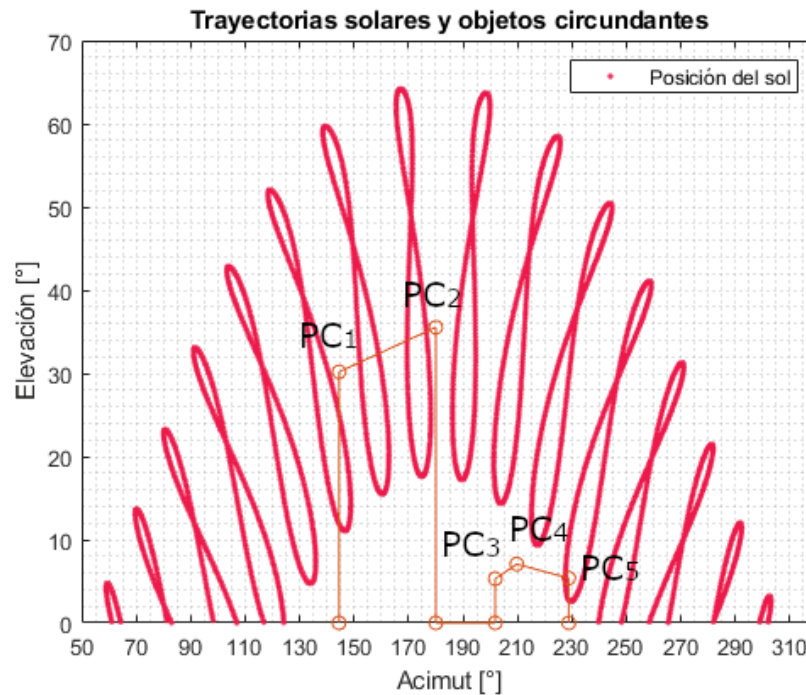


Figura 10. Trayectorias solares y objetos que proyectan sombras.

Como ventaja se tiene que con este procedimiento se pueden representar otros objetos cercanos al MFV como árboles, mobiliario urbano entre otros; para esto se

deben tomar los puntos (PCs) necesarios que permitan realizar un contorno adecuado de los objetos cercanos.

De acuerdo con la metodología propuesta en (Eicker 2006), los puntos de las trayectorias solares que están dentro del contorno sombreado representan las horas en que los objetos cercanos bloquean los rayos directos del sol que alcanzan exclusivamente el punto PM_1 ubicado en la posición (x_r, y_r, z_r) . Por lo tanto, no es posible determinar adecuadamente si se proyectan sombras en el MFV o en cualquier submódulo en particular; en otras palabras, según la metodología propuesta en (Eicker 2006), solo se puede estimar si hay una sombra proyectada en una hora del año sobre el punto PM_1 .

3.2.3. Extrapolación de los contornos de sombreado para los puntos clave del MFV. Esta subsección propone un procedimiento para estimar los contornos de sombreado para los puntos correspondientes a las esquinas de los submódulos (PMs) utilizando el contorno de sombreado calculado en la Sección 3.2.2 para el punto PM_1 . Además, a partir de esos contornos se estima qué submódulos están parcialmente sombreados en un instante de tiempo dado. Este procedimiento se describe en el diagrama de flujo de la Figura 11, que se aplica al ejemplo presentado en la Sección 3.2.2 para ilustrar el procedimiento.

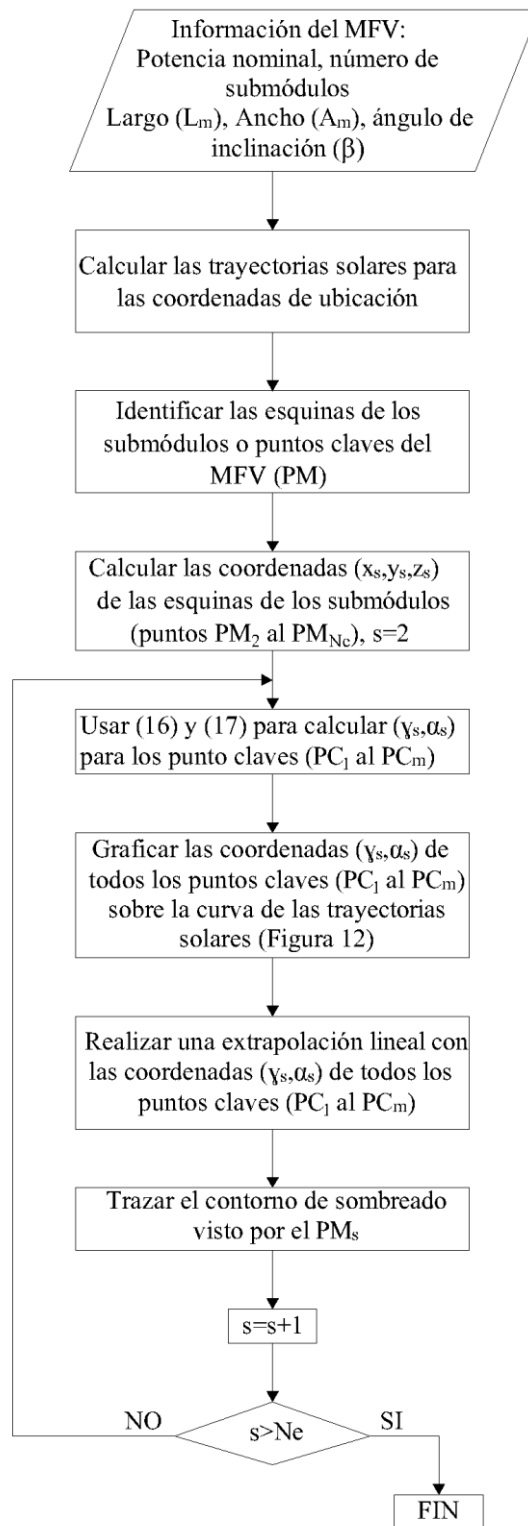


Figura 11. Diagrama de flujo para la extrapolación de contornos de sombreado.

El primer paso es obtener la información básica del módulo: longitud (L_m) en [m], ancho (A_m) en [m], el ángulo de inclinación (β) en [$^\circ$] y el número de submódulos del MFV. Como ejemplo, en la Figura 12 hay un MFV con $L_m=1.65$ [m], $A_m=0.95$ [m], $\beta= 48.8^\circ$ y 60 celdas agrupadas en 3 submódulos (S1, S2, and S3) (Trinasolar 2019).

Luego, se deben identificar los puntos clave del módulo (PM_s) que corresponden al número total de esquinas de los submódulos (Ne). En el ejemplo, hay ocho puntos clave (PM_1 a PM_8) que corresponde a las esquinas $s = 1, s = 2, s = 3, \dots, s = Ne$, como se muestra en la Figura 12.



Figura 12. Número de puntos clave considerados en el módulo.

El siguiente paso es calcular las coordenadas (x_s, y_s, z_s) de cada esquina de los submódulos en el eje de referencia x, y, z , cuyo origen es la ubicación del $PM_1 (x_r, y_r, z_r)$. El cálculo de x_s , y_s y z_s de un PM depende de su ubicación y la geometría del módulo y submódulos. La Tabla 2 muestra la ubicación de $PM_2 - PM_8$ respecto a (x_r, y_r, z_r) , que se obtienen analizando la geometría del MFV y sus submódulos como se describe en la Figura 13.

Tabla 2. Ubicación de PM1 a PM8 para el ejemplo

Punto	(x_s, y_s, z_s) respecto a (x_r, y_r, z_r) en [m]
PM ₂	$(0, L_m, 0)$
PM ₃	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{A_m/3}\right), 0, -\sin\left(\frac{\beta}{A_m/3}\right) \right)$
PM ₄	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{A_m/3}\right), L_m, -\sin\left(\frac{\beta}{A_m/3}\right) \right)$
PM ₅	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{2A_m/3}\right), 0, -\sin\left(\frac{\beta}{2A_m/3}\right) \right)$
PM ₆	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{2A_m/3}\right), L_m, -\sin\left(\frac{\beta}{2A_m/3}\right) \right)$
PM ₇	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{A_m}\right), 0, -\sin\left(\frac{\beta}{A_m}\right) \right)$
PM ₈	$\left(\cos\left(\frac{\beta}{A_m}\right), L_m, -\sin\left(\frac{\beta}{A_m}\right) \right)$

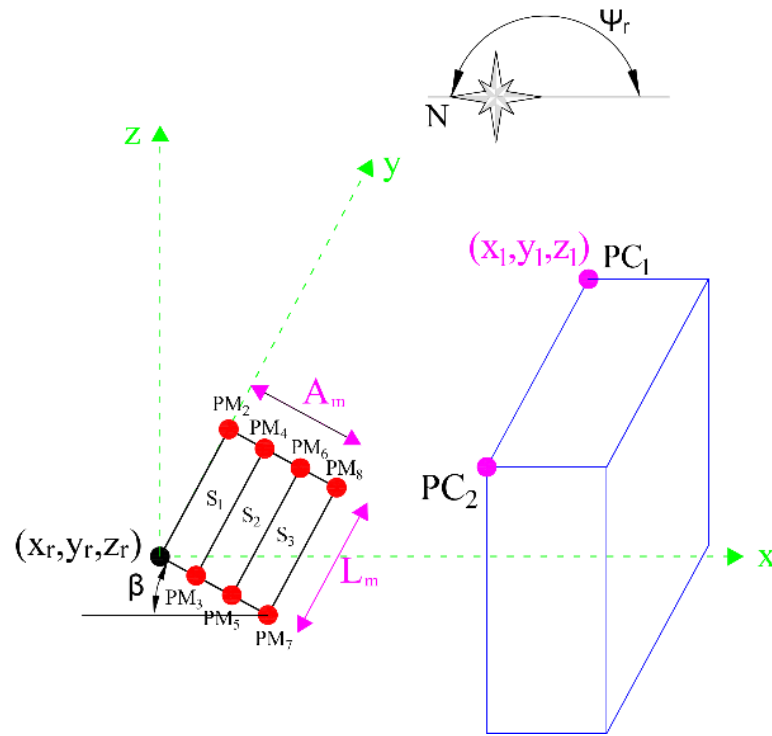


Figura 13. Cálculo de los PMs

Ahora, se selecciona un PM (PM_2) para calcular el contorno de sombreado producido por los objetos cercanos con respecto a este punto. Por lo tanto, se requiere calcular los ángulos de acimut (γ_s) y elevación (α_s) para cada PC de objetos cercanos con respecto a PM_2 . Esos ángulos se calculan usando la Ecuación (16) y (17) adaptadas de (Eicker 2006), donde (x_i, y_i, z_i) son las coordenadas del punto PC_i con respecto al origen (x_r, y_r, z_r) , definido en la Sección 3.2.2.

Para el ejemplo, hay cinco PCs (i.e. $i \in [1 \dots 5]$) para PM_1 como se explica en la Sección 3.2.2; entonces es necesario calcular los cinco puntos en el plano E-A con respecto a PM_2 : para PC_1 $(\gamma_s, \alpha_s) = (149.2^\circ, 31.5^\circ)$, para PC_2 $(\gamma_s, \alpha_s) =$

$(186.72^\circ, 35.4^\circ)$, para PC_3 $(\gamma_s, \alpha_s) = (205.8^\circ, 5.4^\circ)$, para PC_4 $(\gamma_s, \alpha_s) = (214.6^\circ, 7.4^\circ)$ y para PC_5 $(\gamma_s, \alpha_s) = (231.6^\circ, 5.7^\circ)$.

$$\gamma_s = \Psi_r - \tan^{-1} \left(\frac{y_i - y_s}{x_i - x_s} \right) \quad (16)$$

$$\alpha_s = \tan^{-1} \left(\frac{z_i - z_s}{\sqrt{(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2}} \right) \quad (17)$$

Luego, las coordenadas (γ_s, α_s) de cada PC se pueden trazar en el plano E-A de los caminos solares y unirlos con líneas rectas (interpolación lineal) para obtener el contorno sombreado de los objetos circundantes para PM_2 . Luego, se selecciona el siguiente PM para calcular el contorno de sombreado para ese punto repitiendo el procedimiento descrito para PM_2 . Este proceso se repite hasta que se hayan obtenido los contornos de sombreado para todos los PM del módulo. La Figura 14 muestra los contornos de sombreado generados por los cinco puntos clave del ejemplo mostrado en la Figura 9, que afectan las ocho esquinas de los submódulos.

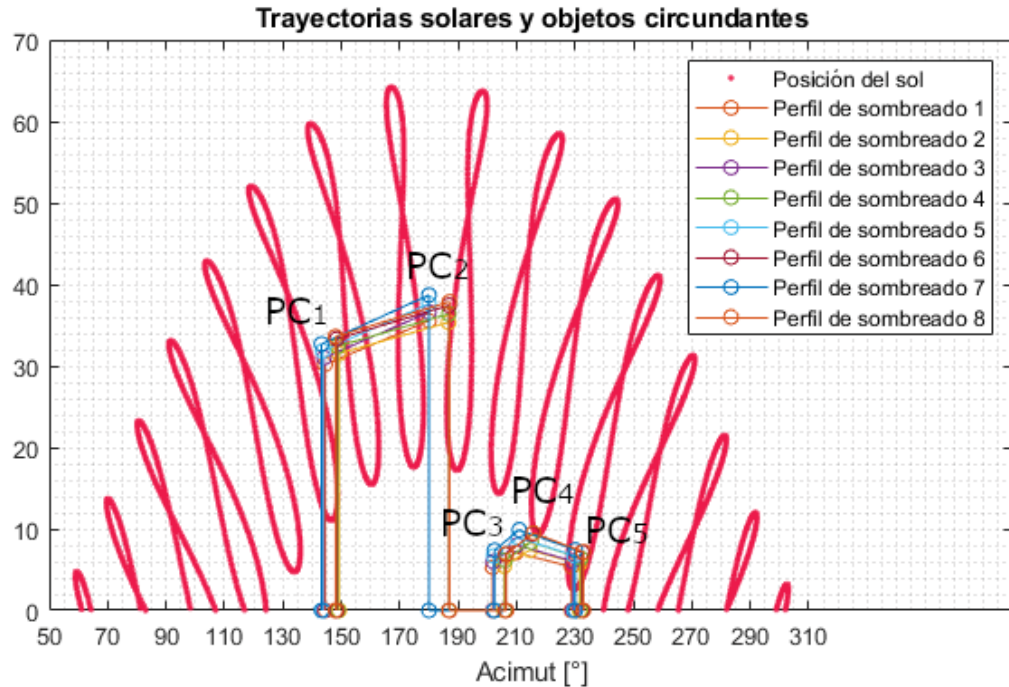


Figura 14. Trayectorias solares con objetos cercanos considerando 8 PMs, Alemania.

En la Figura 15 se muestra un zoom a los contornos de sombreado de los ocho PM del ejemplo. En esta figura, los puntos de las trayectorias solares que están dentro de los contornos de sombreado representan las horas en que los objetos cercanos bloquean los rayos directos del sol. Además, si en una hora la trayectoria solar está dentro del contorno sombreado de al menos una de las esquinas de un submódulo (por ejemplo PM_1 , PM_2 , PM_3 , or PM_4 para el submódulo 1), entonces se supone que el submódulo 1 (S1) está sombreado. De esta manera, es posible determinar, para cada submódulo, las horas del año en que los rayos directos del sol son obstruidos por objetos cercanos. Por lo tanto, se supone que durante esas horas el submódulo solo recibe irradiancia difusa y reflejada y no irradiación directa.

A partir del procedimiento propuesto, es posible detectar si hay una sombra (o no) que cubre un módulo, un submódulo o incluso una celda de una matriz FV si aumenta el número de PM en el MFV, es decir, si se aumenta la resolución. En este trabajo, se propone determinar el sombreado a nivel del submódulo considerando tanto el ángulo de inclinación (β), como cualquier orientación del MFV con respecto al norte (ψ).

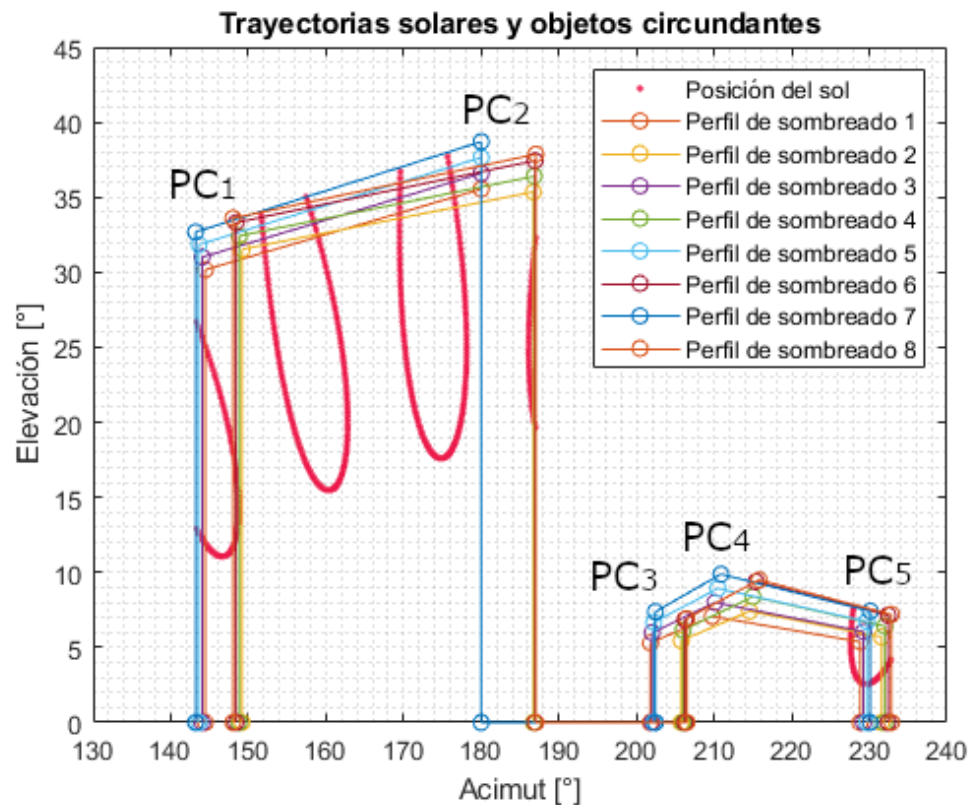


Figura 15. Horas con sombreado en el MFV.

3.2.4. Estimación de factores de sombreado. Como se describe en la Sección 2.1, el modelo utilizado en este trabajo requiere un vector con los factores de sombreado de cada submódulo del MFV (F_{SV}) para generar una curva P-V para una condición operativa dada. Por lo tanto, para estimar el perfil de potencia anual, hora a hora, es necesario calcular el F_{SV} para cada hora del año.

Según el modelo del MFV operando en condiciones de sombreado parcial, el factor de sombreado (F_{SV}) se puede definir como un factor de reducción de la I_{ph} . En el modelo FV de un diodo, esta corriente se considera aproximadamente igual a la I_{sc} (corriente de cortocircuito) para cualquier condición de funcionamiento ($I_{ph} \approx I_{sc}$) (Petrone, Ramos-Paja, and Spagnuolo 2017). Por lo tanto, se puede definir $F_S = I_{sc}/I_{scn}$, donde I_{scn} es la corriente nominal de cortocircuito del submódulo sin ninguna sombra. Sin embargo, para estimar la potencia de un MFV, los datos de irradiancia obtenidos de la evaluación del recurso solar están generalmente disponibles, pero no los valores de I_{sc} y I_{scn} . Por lo tanto, se propone estimar el F_S de cada submódulo como la relación entre la irradiancia difusa (G_{di}) y la irradiancia global (G_g), i.e. $F_S = G_{di}/G_g$, donde $G_{di} \approx (G_g - G_d)$. Teniendo en cuenta que G_g and G_d se encuentran comúnmente en las bases de datos, F_S se define como se muestra en la Ecuación (18).

$$F_S = 1 - \frac{G_d}{G_g} \quad (18)$$

Es importante aclarar que la estimación de F_s supone que si una celda del submódulo está completamente sombreada, la generación de energía de todo el submódulo se reduce en un factor F_s (Caluianu et al. 2009; Gutiérrez Galeano et al. 2018; Magdaleno et al. 2018). Por lo tanto, si dentro de una hora se considera que una esquina de un submódulo está sombreada (de acuerdo con el procedimiento de la Sección 3.2.3), entonces se supone que al menos una celda ha sido completamente sombreada, en consecuencia, el valor del F_s de dicho submódulo se calcula utilizando la Ecuación (18).

3.2.5. Cálculo de potencia y energía. El primer paso es calcular las curvas de Potencia-Voltaje (P-V) del módulo para cada hora del año utilizando el modelo propuesto en (Bastidas-Rodriguez, Cruz-Duarte, and Correa 2019). Cada curva se calcula utilizando pasos de tensión de 1 V para identificar el punto de máxima potencia global (GMPP), que se toma como la potencia máxima que el módulo puede generar en cada hora; también es posible considerar escenarios donde se identifiquen y seleccionen otros valores de la curva P-V por ejemplo máximos locales. En este trabajo se considera únicamente los puntos GMPP, las demás condiciones de operación se dejan como trabajos futuros.

La Figura 16 muestra un ejemplo de la curva P-V de un MFV con tres submódulos sombreados, $F_{SV} = [0.25 \ 0.75 \ 0.5]$, $G_g = 1000 \text{ W/m}^2$ and $T_a = 25^\circ \text{C}$. En la curva P-V se identifican tres MPPs, el GMPP y dos MPPs locales (LMPP). Es importante

aclarar que esta curva es válida en un instante de tiempo donde F_{SV} , G_g y T_a permanecen constantes. Sin embargo, para la estimación de la energía producida por el MFV, se supone que la curva es válida durante una hora.

Después de identificar el GMPP de la curva P-V calculada para cada hora, se construye una curva de potencia-tiempo (P-t) trazando el GMPP de cada hora del año. Finalmente, a partir de dicha curva, la energía producida por el módulo puede estimarse como el área bajo la curva P-t.

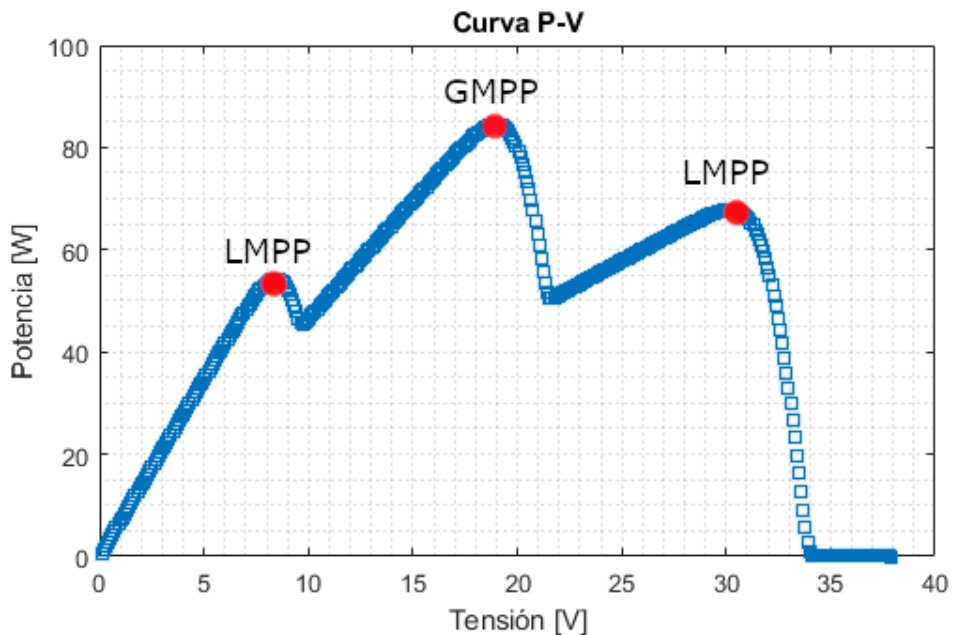


Figura 16. Curva P-V para un MFV con tres submódulos.

3.3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

El estudio de caso es el MFV presentado en la Sección 3.2.2 (Eicker 2006), que se describe mediante la geometría de la Figura 9 y se encuentra en la ciudad de Stuttgart, Alemania ($\phi = 48.8^\circ$, $L_{local} = 9.2^\circ$, $L_{zone} = 15^\circ$). El perfil de irradiancia (global y directo) y la temperatura se muestran en la Figura 17 y Figura 18, respectivamente, y que se obtuvieron de una base de datos pública (PVGIS 2019). El MFV utilizado es el Trinasolar TSM-270PD05 policristalino-Si (Trinasolar 2019), que consta de 60 celdas agrupadas en 3 submódulos como se muestra en la Figura 12, con las siguientes características en STC: potencia en MPP $P_{mpp} = 270$ [W], tensión en MPP $V_{mpp} = 30.9$ [V], corriente en MPP $I_{mpp} = 8.73$ [A], tensión de circuito abierto $V_{oc} = 37.9$ [V], corriente de cortocircuito $I_{sc} = 9.22$ [A], eficiencia nominal $\eta = 16.5$ [%], y coeficiente de temperatura $\alpha_{Isc} = 0.05$ %/°K.

Los parámetros del modelo de diodo único de cada submódulo se calculan utilizando el procedimiento propuesto en (Accarino et al. 2013) a partir de las características STC de la hoja de datos del MFV obteniendo los siguientes valores: $I_{sat} = 237.82$ μ A, $\eta = 1.097$, $R_s = 0.088$ Ω , $R_h = 246.670$ Ω . Los parámetros del diodo de bypass se calcularon a partir de la información de la hoja de datos obteniendo los siguientes valores: $I_{sat,bd} = 851.54$ μ A and $\eta_{bd} = 1.634$.

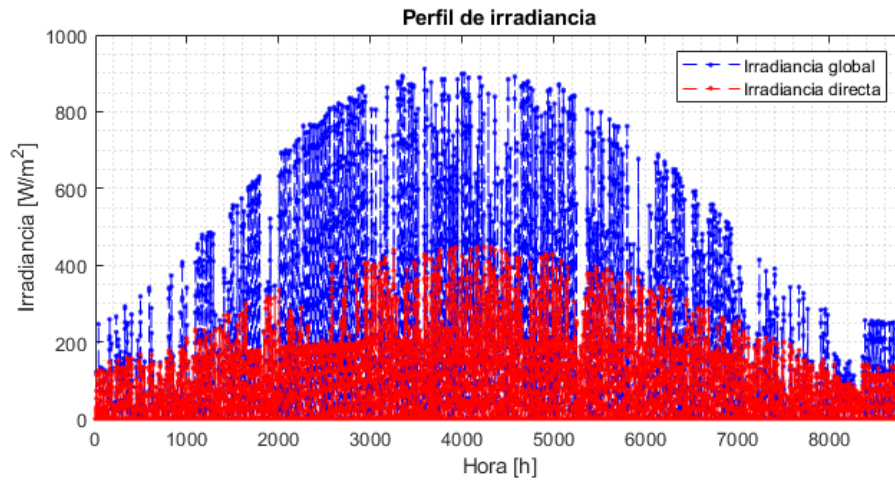


Figura 17. Perfil de irradiancia, Alemania (PVGIS 2019).

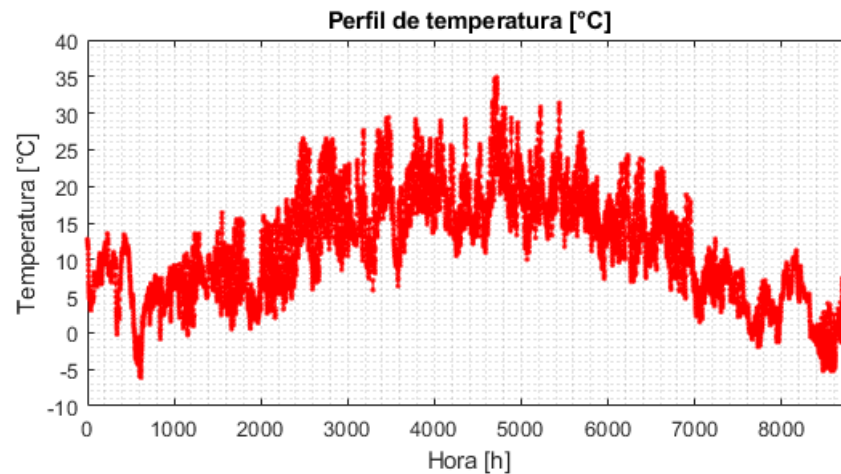


Figura 18. Perfil de temperatura, Alemania (PVGIS 2019).

Los perfiles de potencia generados con el procedimiento propuesto, considerando y sin considerar el sombreado parcial, se muestran en la Figura 19. En esta figura se observa que hay algunas horas en las que la potencia estimada con el procedimiento propuesto es significativamente menor que la potencia estimada sin considerar el sombreado parcial. Por otra parte, como es de esperar siempre el

cálculo de la potencia que considera el efecto de los sombreados parciales es menor o igual que el cálculo de la potencia sin considerar este efecto

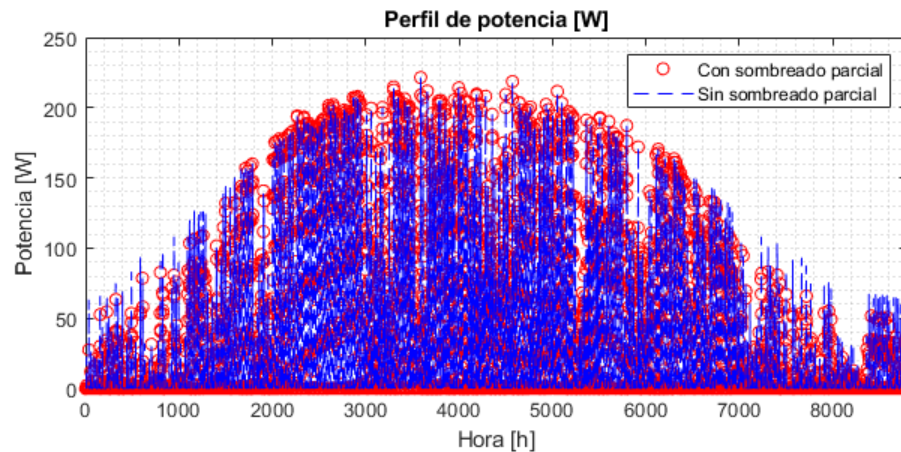


Figura 19. Perfil de potencia generada anual, Alemania.

La energía estimada del MFV, considerando y sin considerar las condiciones de sombreado parcial, es 249.83 [kWh] y 263.56 [kWh], respectivamente. Por lo tanto, ignorar el sombreado parcial en este ejemplo provoca una sobreestimación de energía igual a 5.21%.

En la Figura 19 se identificaron 330 horas en las cuales hubo sombreado en al menos un submódulo. Para ilustrar las diferencias de la potencia estimada, con y sin considerar el sombreado parcial, la Figura 20 muestra el perfil de potencia durante estas 330 horas.

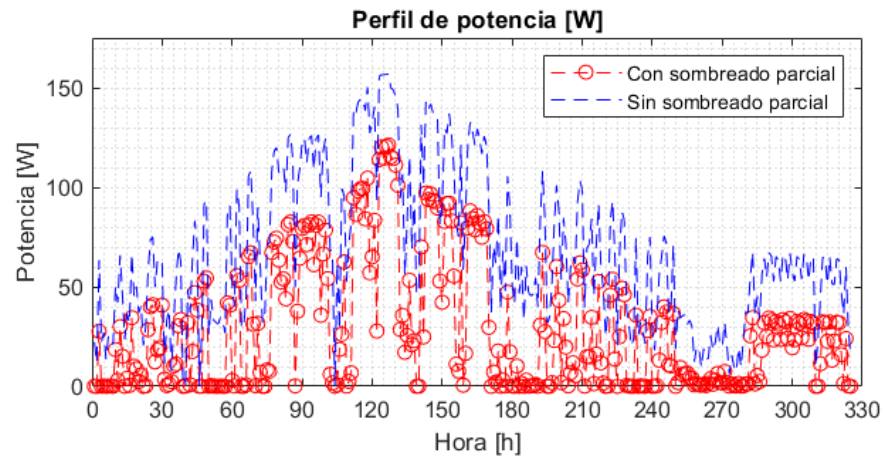


Figura 20. Perfil de potencia horas con sombra.

En la Figura 20, el color rojo es la potencia generada cuando hay sombras en el MFV, mientras que el color azul es la potencia generada durante las mismas horas sin considerar las sombras en el MFV. La figura confirma que se producen pérdidas de potencia significativas a diferentes horas; esas pérdidas están entre 0.23% y 99.99% dependiendo de la hora.

Considerando solo las horas en que hay sombras en el MFV, la energía estimada con el procedimiento propuesto es 9.40 [kWh]. En las mismas horas, sin considerar las sombras, hay una generación de energía de 21.89 [kWh], que corresponde al 57.06% de las pérdidas de energía por año debido a las condiciones de sombra. Por lo tanto, la sobreestimación de energía aumenta dependiendo del número de horas del año en que el MFV está operando bajo condiciones de sombra parcial; es importante mencionar que dichos valores de sobreestimación de energía pueden

ser aún mayores si se consideran escenarios donde el regulador de carga no logra encontrar el GMPP si no LMPP o incluso otros valores.

En este trabajo para estimar el GMPP, con ayuda del software Matlab una vez se obtiene la curva P-V completa para cada hora de análisis se selecciona el valor máximo con la función "max" de Matlab, el tiempo total de simulación fue de 829.64 segundos es decir 13.82 minutos en un equipo con procesador Intel® Core™ i7-7700HQ CPU @ 2.80GHz, memoria RAM de 16GB; luego se tiene aproximadamente un promedio de 2.27 segundos por día de simulación, este tiempo depende de cada simulación en particular siendo directamente proporcional a la cantidad de horas con sombreado en el año.

3.4. CONCLUSIONES

En este capítulo se ha presentado un procedimiento basado en el modelo FV de un solo diodo para estimar las pérdidas de energía causadas por condiciones de sombreado parcial. El procedimiento propuesto permite considerar la ubicación espacial del MFV, incluido el ángulo de inclinación. Además, este documento presenta una alternativa adecuada para el cálculo de los factores de sombreado, que se requieren para usar el modelo MFV que opera en condiciones de sombreado parcial. Finalmente, el procedimiento propuesto permite la estimación directa de la potencia generada, la energía generada y las pérdidas de energía de un MFV con

alta precisión ya que se utiliza un modelo del MFV preciso. El enfoque propuesto es útil para dimensionar los sistemas FV y, a su vez, permite evaluar la viabilidad de instalar un MFV en una ubicación particular.

Los resultados de la simulación demuestran que las pérdidas de potencia causadas por las condiciones de sombreado no son insignificantes, y deben calcularse con precisión para mejorar el análisis de viabilidad. Finalmente, aumentar la granularidad del modelo y el número de PM aumentará la precisión de la estimación, pero al mismo tiempo, el esfuerzo de computación también aumenta.

De acuerdo con los tiempos de simulación obtenidos, se puede decir que el procedimiento propuesto presenta una adecuada relación precisión vs tiempo de cómputo; así mismo estos tiempos se podrían reducir si la simulación es realizada con características de cómputo superiores, implementando un algoritmo para obtener el GMMP sin calcular toda la curva P-V, realizando un estudio para validar la viabilidad de paralelización del código de simulación y/o migrar a programación de bajo nivel.

4. PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FV AISLADO

La importancia de un correcto dimensionamiento de un sistema FV aislado considerando los SP radica en que se podría sobrestimar o subestimar la cantidad de equipos (MFV, baterías, inversores, etc), lo cual perjudica directamente la inversión económica inicial, la producción energética esperada y la confiabilidad de la tecnología solar fotovoltaica.

En esta sección se presenta un procedimiento de dimensionamiento de GFVs utilizando la estimación de energía presentada en la Sección 3.2. Además, se incluye una validación del procedimiento propuesto para el dimensionamiento de un GFV aislado para una estación de carga de bicicletas comparando los resultados obtenidos con software de dimensionamiento.

4.1. PROCEDIMIENTOS Y SOFTWARE DE DIMENSIONAMIENTO

Para el dimensionamiento de un GFV se encuentran diferentes procedimientos en la literatura. En la mayoría de los procedimientos se desprecian las pérdidas debidas a SP en los módulos FV (Aparicio 2010; Kulworawanichpong and Mwambeleko 2015; Messenger and Ventre 2004) y en algunos casos se consideran dentro de un factor de eficiencia global (Bouabdallah et al. 2015; Kaushika, Gautam, and Kaushik 2005; Kumar and Kumar 2017; Spertino et al. 2015).

Además de los procedimientos mencionados para el dimensionamiento existen simuladores en software como es el caso de HOMER (HOMER Energy LLC 2020), el cual es diseñado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). HOMER es un simulador para generación distribuida, con o sin conexión a la red. Los algoritmos de HOMER permiten la evaluación de los costos de la tecnología deseada, no obstante, no permiten dimensionar sistemas fotovoltaicos considerando el efecto del sombreado parcial debido a objetos cercanos.

Otro simulador es SAM (NREL 2020) por sus siglas en inglés (Solar Advisor Model), desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), el cual considera diferentes tecnologías de módulos FV para hacer predicciones del rendimiento y del costo estimado de energía para proyectos on-grid (conectados a la red) con base en los costos de instalación, funcionamiento y los parámetros de diseño especificados como entradas. SAM también permite modelar el efecto de los SP desde una vista tridimensional; sin embargo, no es posible modelar el MFV a nivel de submódulos y los modelos del GFV son simplificados (no calculan múltiples MPPs). Adicionalmente, el sombreado se modela con un factor de 100% si hay sombra y 0% cuando no hay sombra, lo cual no permita estimar adecuadamente las pérdidas debidas a SP producidas por objetos cercanos.

PVSYST (Simulation Program PVSYST 2020) es otro software de dimensionamiento elaborado por el Institute of Environmental Sciences (ISE) –

University of Geneva (Suiza), el cual permite la simulación de sistemas conectados a la red y sistemas autónomos. Este software de dimensionamiento permite modelar el efecto de los SP desde una vista tridimensional y utiliza modelos del GFV más detallados que permiten el cálculo de múltiples MPPs. No obstante, no es claro si el modelo calcula los múltiples MPPs considerando los módulos o submódulos del GFV. Además, el sombreado se modela a partir de factores que no son claramente explicados, así como tampoco se detalla claramente como se utilizan dichos factores para calcular las curvas P-V del generador para estimar las pérdidas de potencia debidas a objetos cercanos.

SOLARIUS (ACCA Software 2020) es un software para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, desarrollado por la compañía ACCA SOFTWARE, que permite el modelado de GFV conectados a la red y aislados. En este software se pueden modelar los objetos cercanos por medio de la definición manual de los perfiles de sombreado. También incluye un modelado 3D de la instalación, pero este modelado no se usa para el cálculo del efecto de los SP. Una de las desventajas de este software es que la documentación está presentada por medio de tutoriales y videos; por lo tanto, los modelos y las metodologías no son claramente explicadas y no se suministran referencias que permitan entender con claridad los cálculos realizados por el software.

PV*SOL (SOLSTA 2020) es un software de diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos que permite modelar los sombreados producidos por objetos cercanos

desde una vista tridimensional. La principal desventaja de PV*SOL es que los efectos de los SP se estiman como un porcentaje o factor de sombreado anual en los módulos, el cual se utiliza para estimar la energía anual que produciría el GFV. Esta aproximación no permite considerar adecuadamente el comportamiento eléctrico de un MFV ante los SP al ignorar el efecto de los diodos de bypass. Adicionalmente, el modelo de GFV no realiza el cálculo de múltiples MPPs en la curva P-V del generador.

En general en los software SAM, PVSYST, SOLARIUS y PV*SOL el usuario debe definir previamente un tamaño del GFV que se desee simular y luego verificar en los resultados si se logra suplir la carga; es decir el usuario debe realizar a partir de ensayo y error el proceso de dimensionamiento.

4.2. PROCEDIMIENTO PROPUESTO

En esta sección se presenta un procedimiento para el dimensionamiento de un GFV de baja potencia aislado, incluyendo el sistema de almacenamiento (baterías), regulador de carga e inversor. Para este procedimiento se implementa el modelo de un solo diodo para representar cada submódulo del GFV, esto permite mejorar la exactitud en el cálculo de las curvas P-V del GFV para cada instante de tiempo como se menciona en la Sección 3. Como caso de estudio se toma un MFV instalado en la terraza oriental del edificio Camilo Torres de la Universidad Industrial

de Santander y una estación de carga que alimenta una bicicleta eléctrica con uno de los perfiles de potencia mostrados en la Sección 2.5.1.

El procedimiento se divide en cinco partes, en la primera parte se realiza un predimensionamiento básico, el cual permite estimar el tamaño inicial del GFV. En la segunda parte se calcula la potencia y energía del GFV seleccionado teniendo en cuenta el efecto de la variación de los SP. En la tercera parte se verifica si la energía esperada por el GFV logra suplir la energía de la carga (estación de bicicletas) y se realizan las iteraciones necesarias para lograr suplir la carga. Finalmente, en la cuarta y quinta parte se estima el almacenamiento basado en baterías y se selecciona el regulador de carga e inversor respectivamente. El procedimiento propuesto se presenta en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 21 y la descripción de cada paso se encuentra en las siguientes subsecciones.

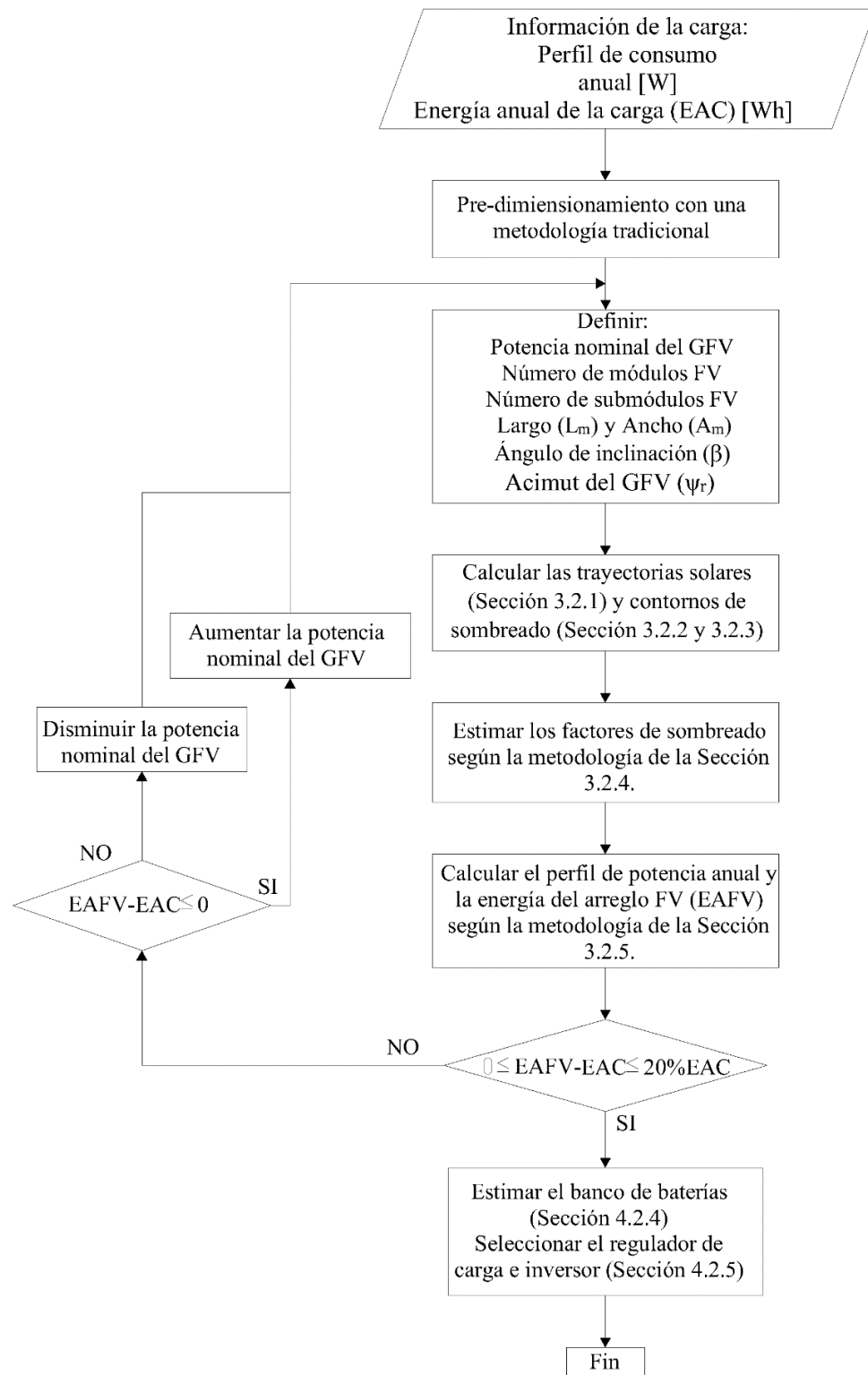


Figura 21. Procedimiento de dimensionamiento propuesto.

4.2.1. Descripción del caso de estudio y la carga. Para la explicación del procedimiento de dimensionamiento propuesto se considera un caso de estudio con el fin de explicar con un ejemplo cada uno de los pasos presentados en la Figura 21. A continuación, se describe el caso de estudio con la información necesaria para explicar el procedimiento de dimensionamiento.

La ubicación definida para el GFV es la terraza oriental del edificio Camilo Torres de la Universidad Industrial de Santander latitud, longitud (7.14° N, -73.12° O); la geometría de la ubicación del GFV se aprecia en la Figura 22.

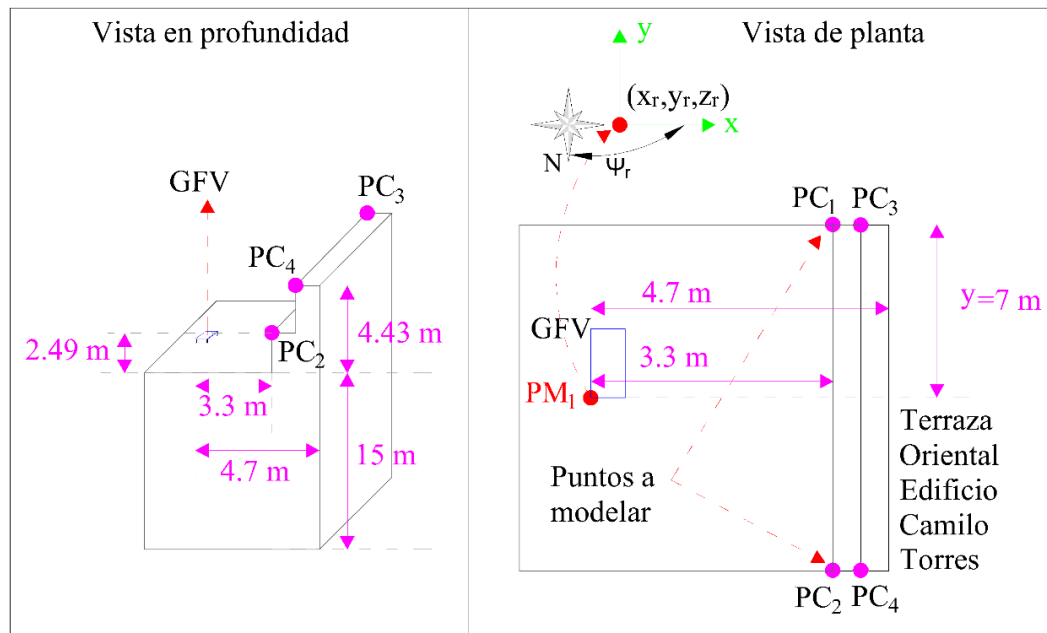


Figura 22. Geometría de la ubicación del GFV y los objetos que pueden proyectar sombras. Izquierda: vista en profundidad. Derecha: plano de planta.

En la Figura 22 se aprecia dos muros los cuales proyectan SP al GFV, esto muros se pueden modelar a partir de los puntos clave PC1, PC2, PC3 y PC4; además se aprecian las distancias y la orientación geográfica con respecto al norte.

En cuanto a la carga, para el presente trabajo se toma como caso de estudio una estación de carga que alimenta una bicicleta eléctrica a partir de datos tomados de (Thomas et al. 2015) y presentados en la Sección 2.5.1. El perfil de consumo promedio diario seleccionado se muestra en la Figura 23.

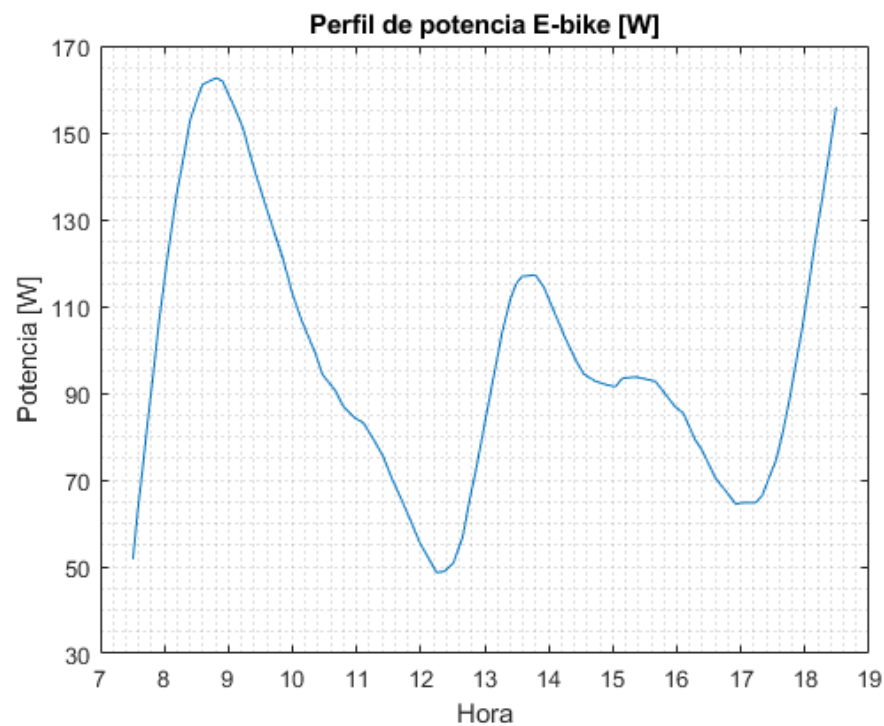


Figura 23. Perfiles de consumo eléctrico diario E-BIKE, tomado de (Thomas et al. 2015).

Tomando el perfil promedio diario de la Figura 23 y realizando un ajuste a una función polinómica, se estima los valores hora a hora del perfil promedio con el fin de obtener un perfil diario de consumo para la estación de carga de bicicletas considerada como caso de estudio, ver Figura 24.

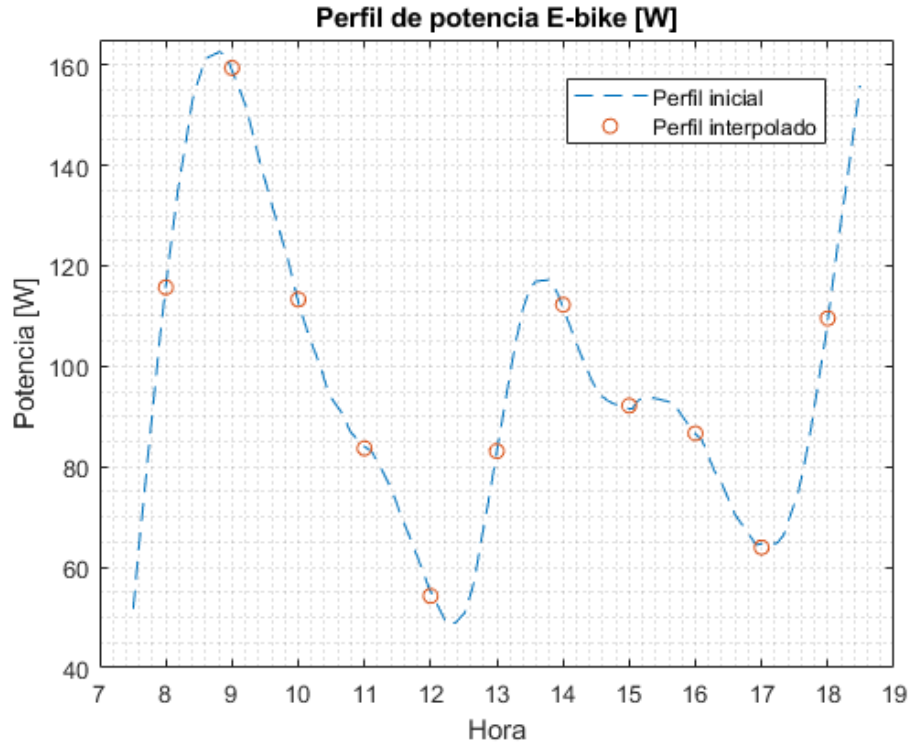


Figura 24. Perfil de consumo eléctrico diario E-BIKE interpolado.

Finalmente, para estimar el perfil anual de la estación de carga de bicicletas se calcula la potencia nueva horaria (P_N) según la Ecuación (19) a partir de la potencia del perfil promedio diario inicial (P_I) (ver Figura 24). En la Ecuación (19) α_{ale} es un porcentaje de variación de la potencia instantánea que se define como se muestra en la Ecuación (20), donde α_d es un porcentaje de variación diaria considerado de

$\pm 5\%$ y α_h es un porcentaje de variación horaria considerado de $\pm 15\%$. Esta metodología es la que se utiliza en el software HOMER Energy para el cálculo del perfil anual de potencia de una carga (HOMER Energy LLC 2020).

$$P_N = P_i * (1 + \alpha_{ale}) \quad (19)$$

$$\alpha_{ale} = \alpha_d + \alpha_h \quad (20)$$

Aplicando la metodología mencionada se obtuvo el perfil de consumo anual mostrado en la Figura 25.

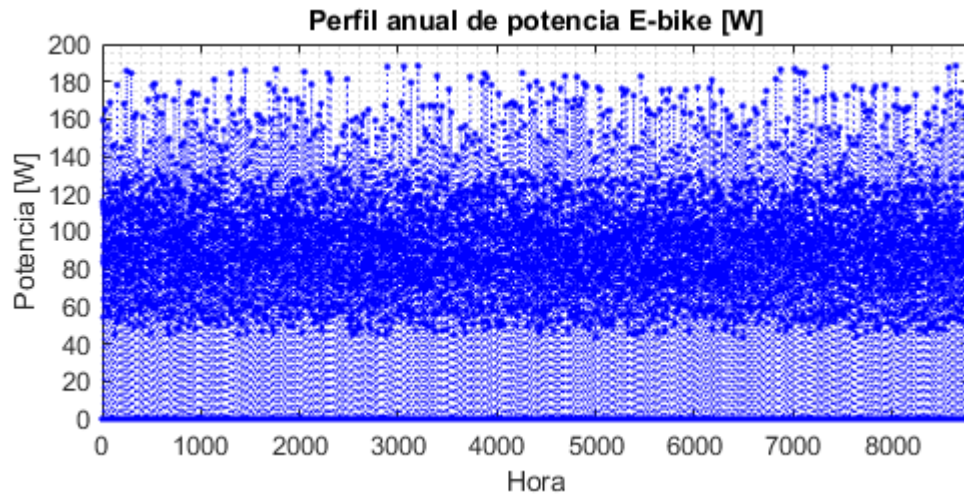


Figura 25. Perfil de consumo eléctrico anual E-BIKE.

La Figura 26 muestra un zoom de los 5 primeros días estimados según la metodología presentada. En esta figura se verifica que la metodología implementada permite considerar una variación horaria y diaria del perfil de potencia

de una estación de carga de bicicletas eléctricas conservando un consumo similar al promedio mostrado en la Figura 24.

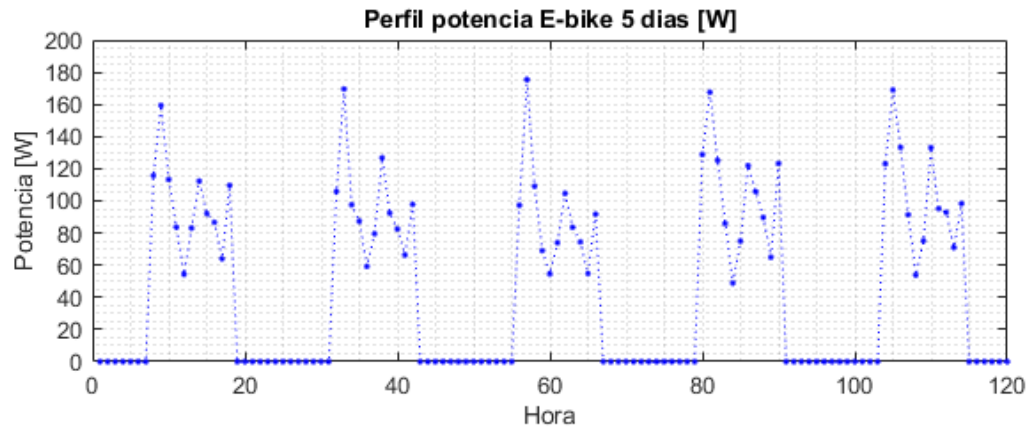


Figura 26. Perfiles de consumo eléctrico 5 días E-BIKE.

Además, para el caso de estudio en la Figura 27 se muestra el perfil anual hora a hora de la irradiancia global y directa (PVGIS 2019), mientras que la Figura 28 muestra el perfil de irradiancia global y directa para los cinco primeros días del año de estudio. En la Figura 29 se muestra el perfil anual de temperatura tomado de (PVGIS 2019) y en la Figura 30 se muestra el perfil de temperatura para los cinco primeros días del año.

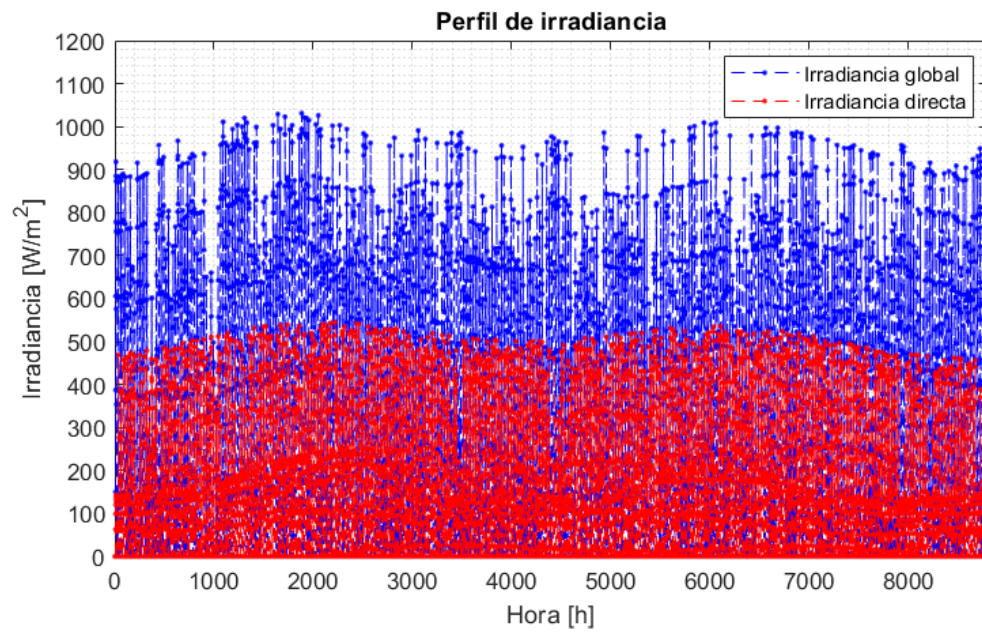


Figura 27. Perfil de irradiancia, edificio Camilo Torres (PVGIS 2019).

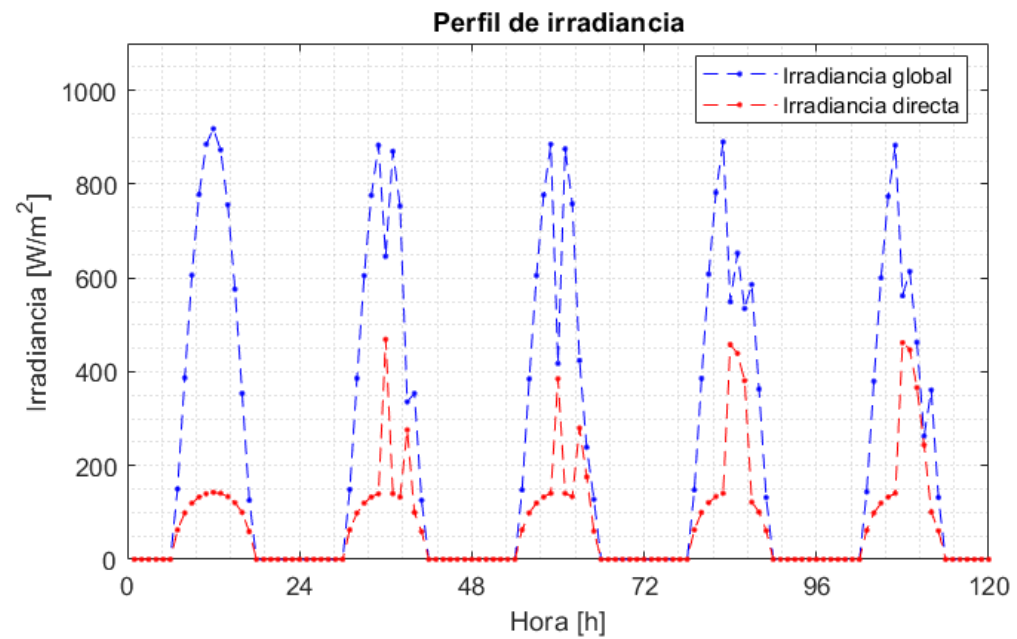


Figura 28. Zoom perfil de irradiancia 5 días, edificio Camilo Torres (PVGIS 2019).

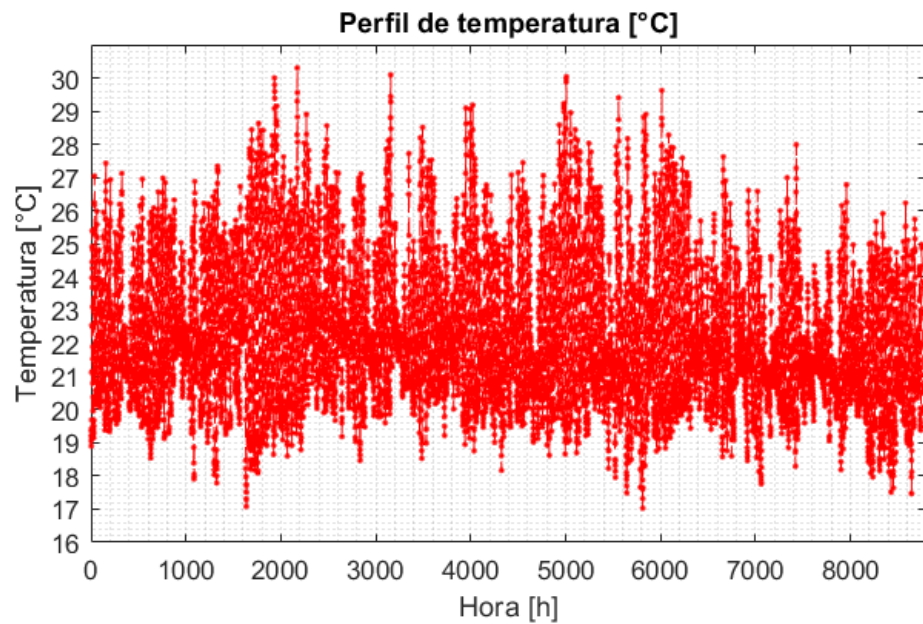


Figura 29. Perfil de temperatura, edificio Camilo Torres (PVGIS 2019).

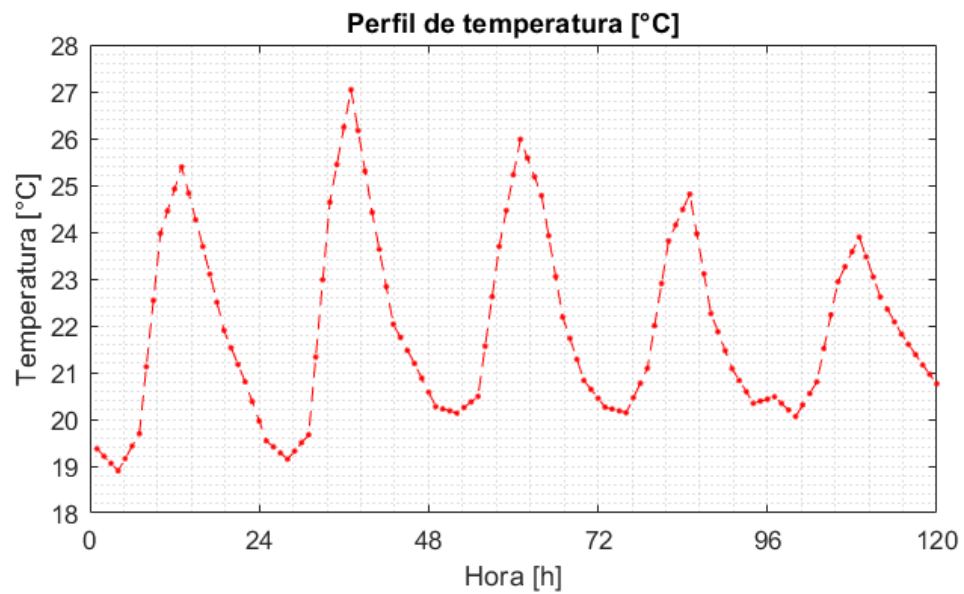


Figura 30. Zoom perfil de temperatura 5 días, edificio Camilo Torres (PVGIS 2019).

Finalmente, en la Tabla 3 se muestra el promedio mensual de las Horas Pico Solares (HPS) para el caso de estudio, las HPS representan la energía solar FV que se encuentra disponible en el sitio de instalación. Esta variable se calculó a partir de datos de (PVGIS 2019); se aprecia que en el mes 8 se tiene el valor mínimo o crítico y en el mes 3 se tiene el valor máximo.

Tabla 3. Horas Pico Solares promedio mensual.

Horas Pico Solares											
Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
4.94	5.12	5.68	5.12	5.19	4.86	4.99	4.73	5.01	5.12	4.92	4.93

4.2.2. Predimensionamiento. Se propone estimar un tamaño inicial del GFV basado en un dimensionamiento básico según la metodología propuesta en (Messenger and Ventre 2004); este procedimiento se explica a continuación:

El primer paso es conocer la carga (E_c) en [Wh], que se desea alimentar con el GFV, y luego se definen unos factores de dimensionamiento, por ejemplo, los mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Factores utilizados para el dimensionado de módulos fotovoltaicos.

Nombre	Abreviatura	Valor
Eficiencia del ciclo de carga y descarga de las baterías	η_{CDB}	0,8
Disponibilidad de las baterías	DB	0,8
Eficiencia por pérdidas conductores	η_{PC}	0,9
Eficiencia por calentamiento de los módulos FV	η_{CP}	0,9
Eficiencia por efecto de SP	η_{SP}	0,9
Factor de sobredimensionamiento	F_S	0,15
Eficiencia del inversor	η_I	0.89
Eficiencia del regulador de carga (En carga y descarga)	η_{RC}	0,95

A partir de la Ecuación (21) (Messenger and Ventre 2004) se puede estimar la energía que debe producir el GFV (E_{TP}) en [Wh], para ello se utilizan los factores de la Tabla 4 y el valor de E_C . La potencia pico requerida en paneles (P_P) en [Wp], se estima a partir de la Ecuación (22) (Messenger and Ventre 2004), donde HPS corresponde al valor de las horas pico solares críticas consideradas, las cuales se pueden obtener de bases de datos como IDEAM, NASA, PVGIS entre otros.

$$E_{TP} = E_C * \frac{(1 + F_S)}{\eta_{CDB} * \eta_{PC} * \eta_{CP} * \eta_{RC} * \eta_{SP} * \eta_I} \quad (21)$$

$$P_P = \frac{E_{TP}}{HPS} \quad (22)$$

Así mismo se puede estimar la capacidad de almacenamiento requerida (C_{AT}) en [Ah] a partir de la capacidad de almacenamiento (C_A) en [Wh] calculada según la Ecuación (23) (Messenger and Ventre 2004) donde D_B corresponde a la disponibilidad de las baterías o profundidad de descarga, D_A son los días de autonomía que se consideren y V_B es la tensión de diseño del sistema de almacenamiento.

$$C_A = \frac{E_{TP}}{365 * D_B} \quad (23)$$

$$C_{AT} = \frac{C_A * D_A}{V_B} \quad (24)$$

Para el perfil de potencia anual de la Figura 25, $E_C = 390,5897 \text{ kWh}$ y aplicando los factores Tabla 4, $E_{TP} = 910,9352 \text{ kWh}$. Adicionalmente, el valor de las horas pico solares es $HPS = 4,7304$ y fue calculado para el mes crítico de datos tomados de (PVGIS 2019). Utilizando la Ecuación (22) con los datos anteriores, se obtiene la potencia requerida en paneles $P_p = 192,5684 \text{ Wp}$, luego la potencia nominal del GFV será de 200W.

Por otra parte, la capacidad de almacenamiento $C_A = 3.1196 \text{ kWh}$ se calcula utilizando la Ecuación (23) y reemplazando CA en la Ecuación (24) (Messenger and Ventre 2004) con $D_A = 3 \text{ días}$ valor tomado a partir del criterio de días sin brillo solar de la bases de del IDEAM (IDEAM 2020). Teniendo en cuenta que $V_B = 12 \text{ V}$, se

calcula que la capacidad de almacenamiento requerida es $C_{AT} = 779,9103 \text{ Ah}$, entonces el banco de baterías inicialmente debe ser de 800Ah.

4.2.3. Cálculo de potencia y energía. De forma similar a lo presentado en la Sección 3.2, en esta sección se muestra el cálculo de la potencia y energía para el GFV estimado en la Sección 4.2.2.

El MFV utilizado es el Trinasolar TSM-200DC/DA01A monocristalino-Si (Trinasolar 2020b), que consta de 72 celdas agrupadas en 3 submódulos, con las siguientes características en STC: potencia en MPP $P_{mpp} = 200 \text{ [W]}$, tensión en MPP $V_{mpp} = 34,8 \text{ [V]}$, corriente en MPP $I_{mpp} = 4,23 \text{ [A]}$, tensión de circuito abierto $V_{oc} = 42,5 \text{ [V]}$, corriente de cortocircuito $I_{sc} = 4,5 \text{ [A]}$, eficiencia nominal $\eta = 15.6 \text{ [%]}$, y coeficiente de temperatura $\alpha_{Isc} = 0.023 \text{ %/}^\circ\text{C}$, con $L_m=1,58 \text{ [m]}$, $A_m=0,81 \text{ [m]}$, $\beta= 20,32^\circ$.

Las trayectorias del sol en el plano E-A en Bucaramanga (Colombia), con latitud 7.14° ($\phi = 7,14^\circ$), longitud -73.12° ($L_{local} = -73,12^\circ$), y hora meridiana estándar -75° ($L_{zone} = -75^\circ$) son las presentadas en la Figura 31.

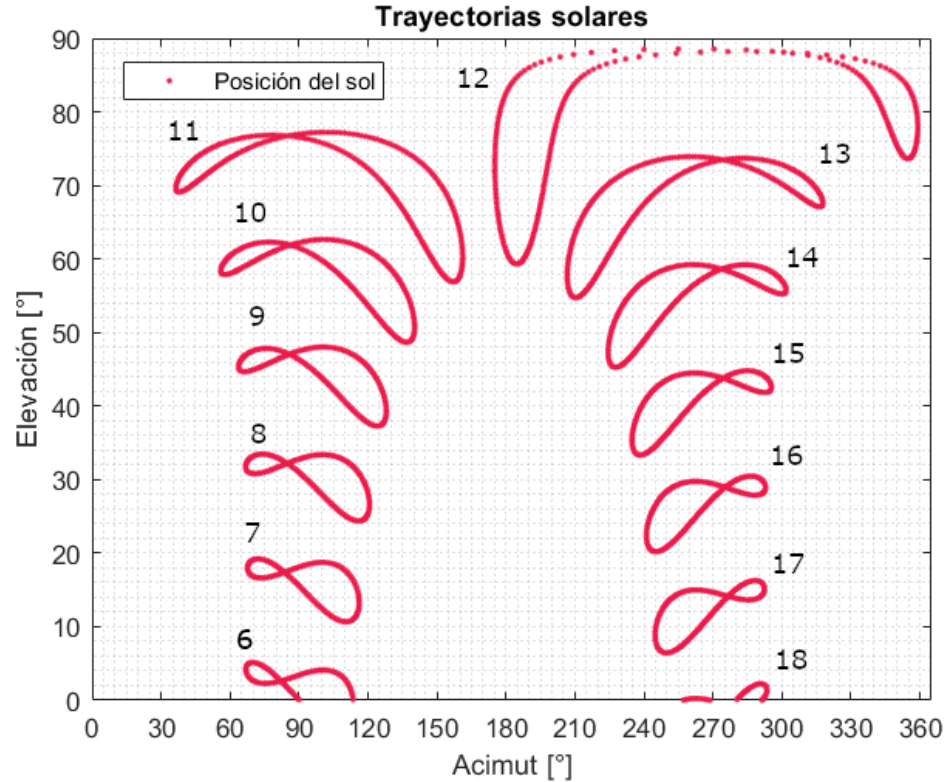


Figura 31. Trayectorias solares en Bucaramanga (Colombia): $\phi = 7,14^\circ$,

$$L_{local} = -73,12^\circ \text{ y } L_{zone} = -75^\circ.$$

Se tienen 8 PMs para el MFV de 200W, similar al MFV mostrado en la Figura 12. A partir de la Figura 22 se pueden identificar los puntos clave (PC) de los objetos que podrían proyectar sombreados al GFV. Ahora, graficando los contornos de sombreados para cada PM del GFV utilizando el método de extrapolación mostrado en la Sección 3.2.3, se obtienen los contornos presentados en la Figura 32.

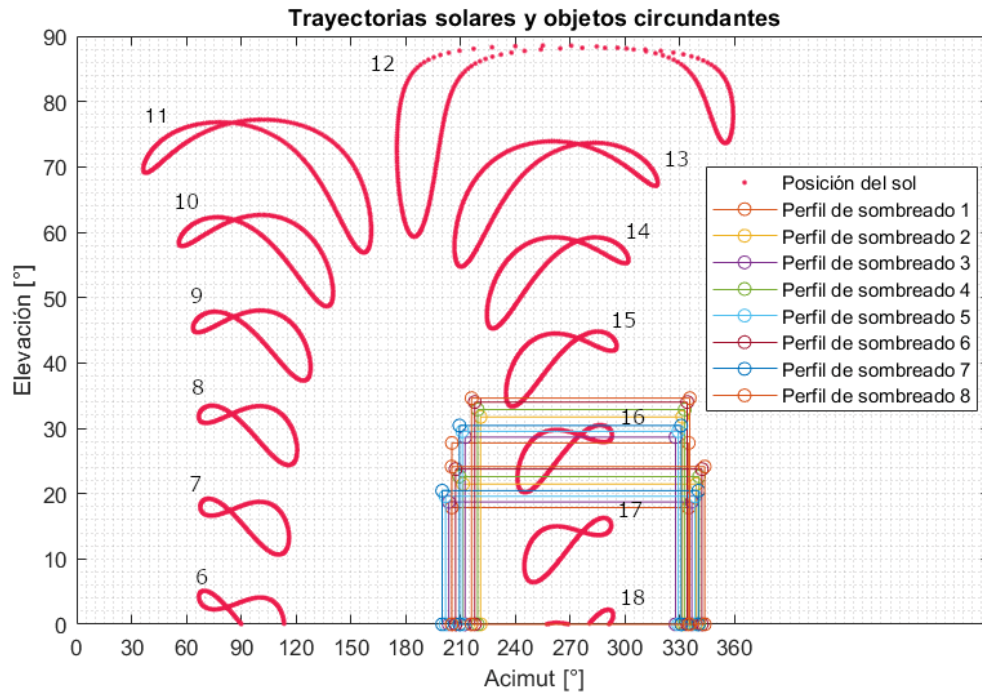


Figura 32. Trayectorias solares con objetos cercanos considerando 8 PMs, edificio Camilo Torres.

El siguiente paso es estimar los factores de sombreado según el procedimiento presentado en la Sección 3.2.4, así mismo utilizando el procedimiento de la Sección 3.3 y tomando los perfiles de irradiancia de la Figura 27 y el perfil de temperatura de la Figura 29 se realiza el cálculo de la energía anual del GFV considerando el efecto de los SP debidos a objetos cercanos, de donde se tiene que $EAFV = 310,8959 \text{ kWh}$.

Finalmente, la Figura 33 y Figura 34 muestran el perfil de potencia anual obtenida con el procedimiento propuesto considerando el efecto del sombreado parcial.

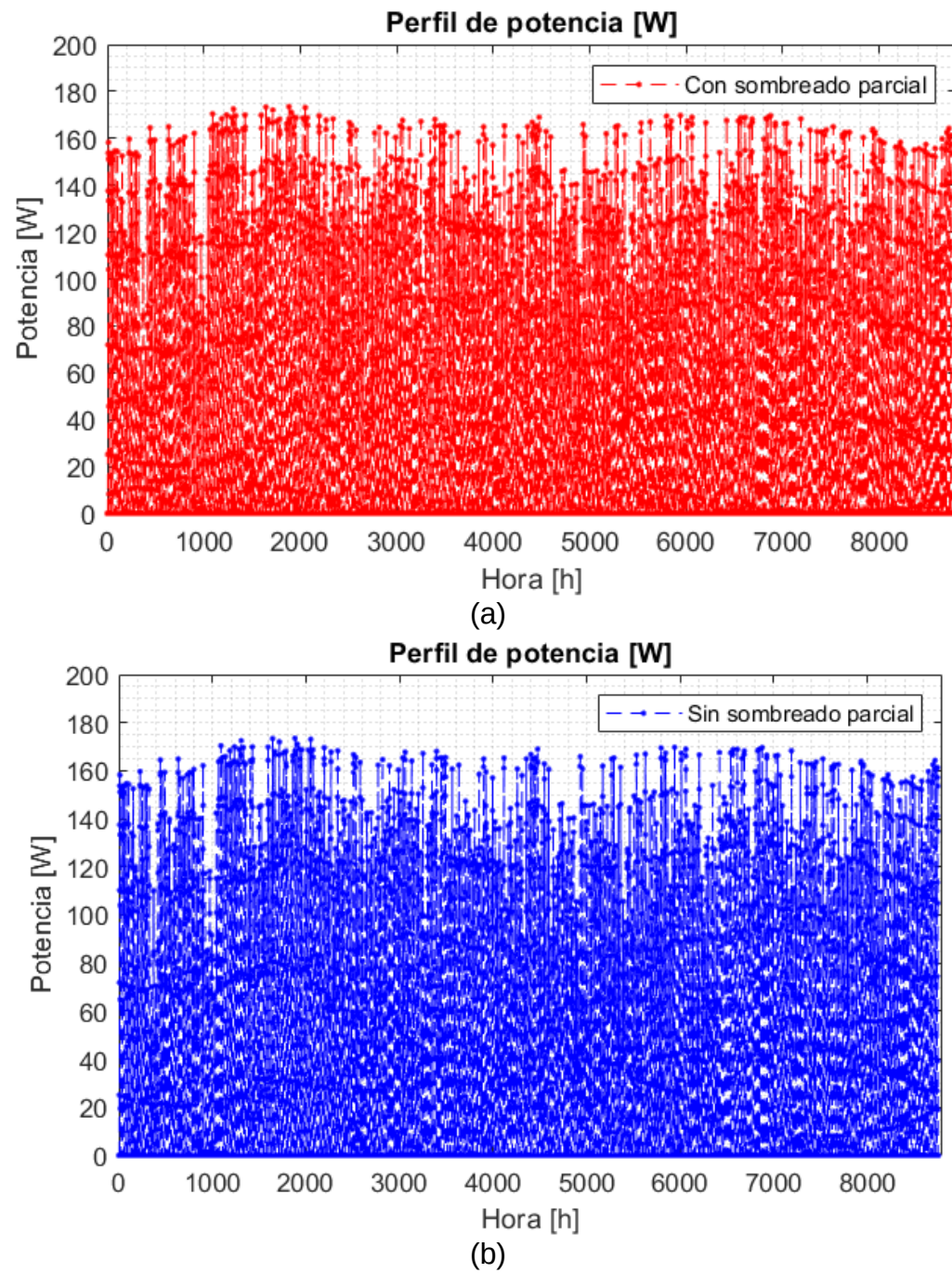


Figura 33. Perfil de potencia generada anual, edificio Camilo Torres GFV 200W, (a) considerando sombreado parcial, (b) sin considerar el sombreado parcial.

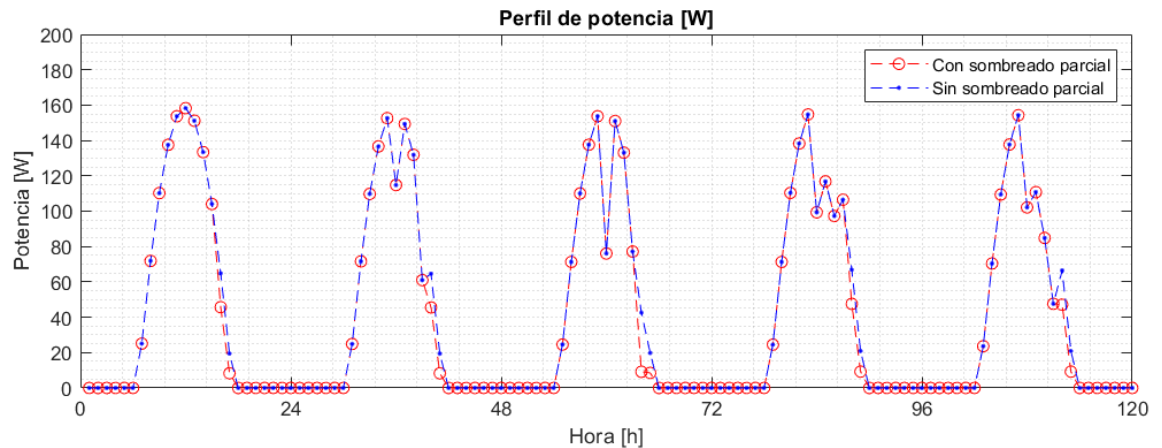


Figura 34. Zoom perfil de potencia anual 5 días, edificio Camilo Torres GFV
200W.

El tiempo total de simulación fue de 1306.34 segundos es decir 21.77 minutos en un equipo con procesador Intel® Core™ i7-7700HQ CPU @ 2.80GHz, memoria RAM de 16GB; luego se tiene aproximadamente un promedio de 3.57 segundos por día de simulación.

4.2.4. Verificación del dimensionamiento. En este paso se busca verificar si el GFV seleccionado con el predimensionamiento logra suplir la carga. Para ello se considera que el GFV es adecuado si $0 \leq EAFV - EAC \leq 20\%EAC$ donde EAC es la energía anual de la carga considerada, para el GFV considerado en la Sección 4.2.3, se tiene que $EAFV - EAC = -79.6938kWh$, es decir un $dif = -20,4\%$ de EAC , luego el GFV no logra suplir la carga y se debe probar con una GFV de mayor potencia.

A partir la potencia nominal inicial del GFV (P_{iGFV}) como criterio se puede estimar el tamaño del siguiente GFV (P_{Nn}) con base en el incremento de potencia usando la Ecuación (25) o en el incremento de energía usando la Ecuación (26).

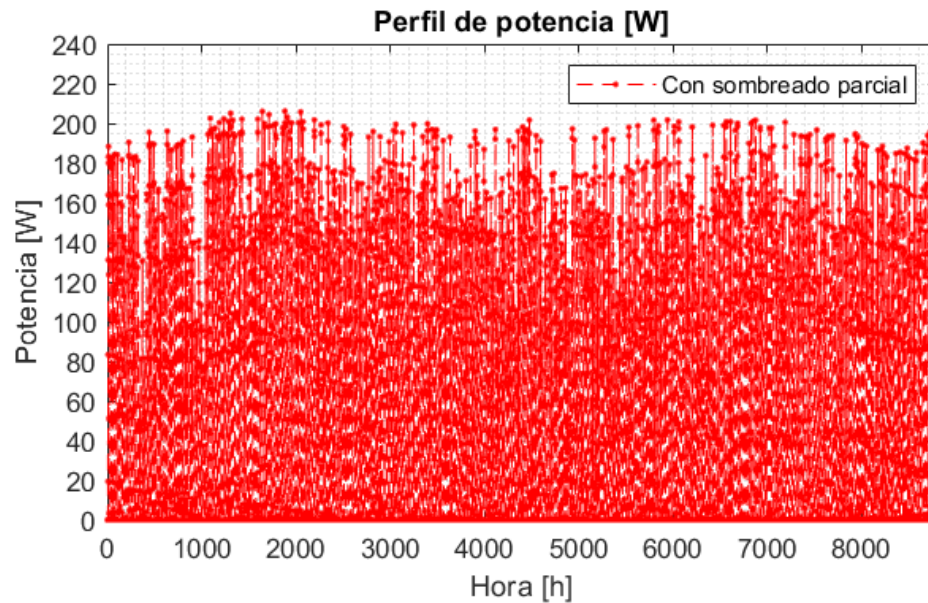
$$P_{Nn} = P_{iGFV} * (1 - dif) \quad (25)$$

$$P_{Nn} = \frac{1000 * EAC * (1 - dif)}{365 * HPS} \quad (26)$$

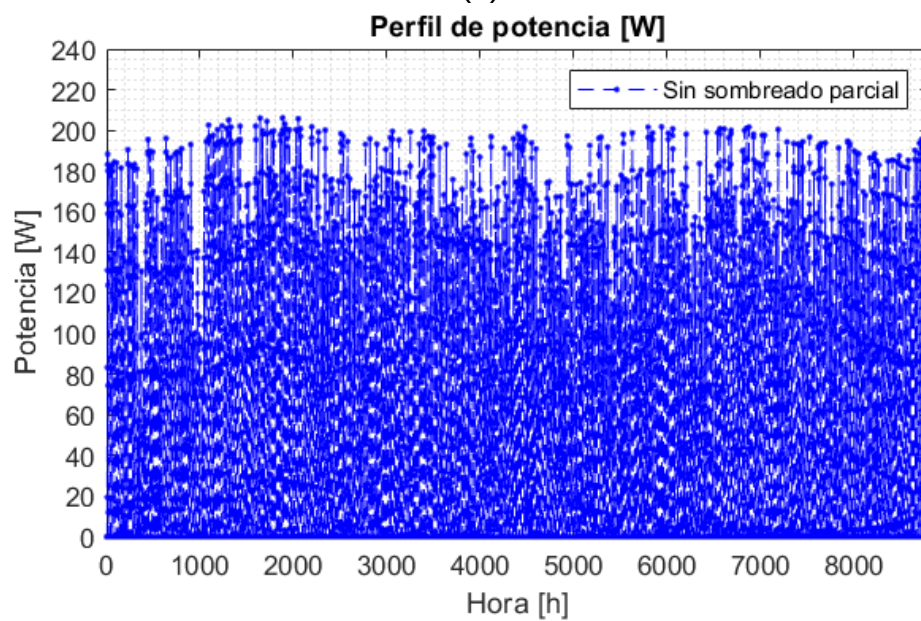
Aplicando la Ecuación (25) se tiene que $P_{Nn} = 241W$, luego se selecciona un nuevo GFV, el MFV utilizado es el Trinasolar TSM-240 PC/ PA05 policristalino-Si (Trinasolar 2020a), que consta de 60 celdas agrupadas en tres submódulos, con las siguientes características en STC: potencia en MPP $P_{mpp} = 240$ [W], tensión en MPP $V_{mpp} = 29,7$ [V], corriente en MPP $I_{mpp} = 8,10$ [A], tensión de circuito abierto $V_{oc} = 37,3$ [V], corriente de cortocircuito $I_{sc} = 8,62$ [A], eficiencia nominal $\eta = 15$ [%], y coeficiente de temperatura $\alpha_{Isc} = 0.047$ %/°C, con $L_m = 1,65$ [m], $A_m = 0,99$ [m], $\beta = 16,85^\circ$. Nótese que en este caso de estudio el número de PM_s se mantiene (8 PM_s) dado que el MFV considera también tiene 3 submódulos.

Nuevamente se estiman los factores de sombreado según el procedimiento presentado en la Sección 3.2.4. A partir del procedimiento de la Sección 3.3 y los perfiles de irradiancia de la Figura 27 y el perfil de temperatura de la Figura 29 se obtiene el perfil de potencia anual el cual se aprecia en la Figura 35; la Figura 36

muestra un zoom de los primeros 5 días del perfil de potencia anual para el GFV considerado.



(a)



(b)

Figura 35. Perfil de potencia generada anual, edificio Camilo Torres GFV 240W, (a) considerando sombreado parcial, (b) sin considerar el sombreado parcial.

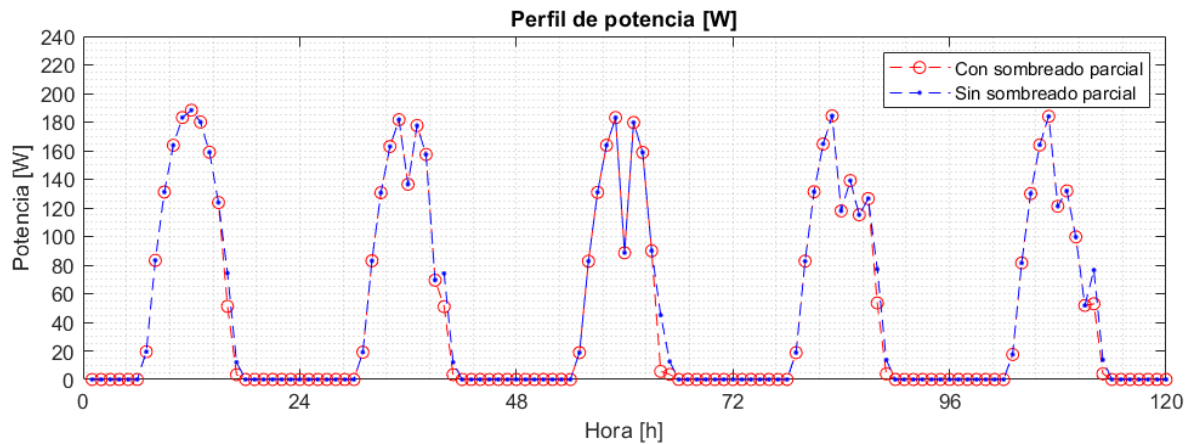


Figura 36. Zoom perfil de potencia anual 5 días, edificio Camilo Torres GFV 240W.

El tiempo total de simulación fue de 1134.21 segundos es decir 18.90 minutos en un equipo con procesador Intel® Core™ i7-7700HQ CPU @ 2.80GHz, memoria RAM de 16GB; luego se tiene aproximadamente un promedio de 3.10 segundos por día de simulación.

La energía anual del GFV calculada considerando el efecto del sombreado parcial debido a objetos cercanos es de $EAFV = 361,2149 \text{ kWh}$, se tiene que $EAFV - EAC = -29.3748 \text{ kWh}$, es decir un $\text{dif} = -7,52\%$ de EAC , luego el GFV no logra suplir la carga y se debe probar con una GFV de mayor potencia.

Aplicando la Ecuación (25) se tiene que $P_{Nn} = 258W$, luego se selecciona un nuevo GFV, el MFV utilizado es el Trinasolar TSM-270 PD05 policristalino-Si (Trinasolar 2019), que consta de 60 celdas agrupadas en tres submódulos, con las siguientes

características en STC: potencia en MPP $P_{mpp} = 270$ [W], tensión en MPP $V_{mpp} = 30,9$ [V], corriente en MPP $I_{mpp} = 8,73$ [A], tensión de circuito abierto $V_{oc} = 37,9$ [V], corriente de cortocircuito $I_{sc} = 9,22$ [A], eficiencia nominal $\eta = 16,5$ [%], y coeficiente de temperatura $\alpha_{Isc} = 0.05$ %/°K, con $L_m = 1,65$ [m], $A_m = 0,99$ [m], $\beta = 17.52^\circ$. Nótese que para este caso de estudio el número de PM_s se mantiene (8 PM_s) dado que el MFV considera también tiene 3 submódulos.

Nuevamente se estiman los factores de sombreado según el procedimiento presentado en la Sección 3.24. A partir del procedimiento de la Sección 3.3 y los perfiles de irradiancia de la Figura 27 y el perfil de temperatura de la Figura 29 se obtiene el perfil de potencia anual el cual se aprecia en la Figura 37; la Figura 38 muestra un zoom de los primeros 5 días del perfil de potencia anual para el GFV considerado.

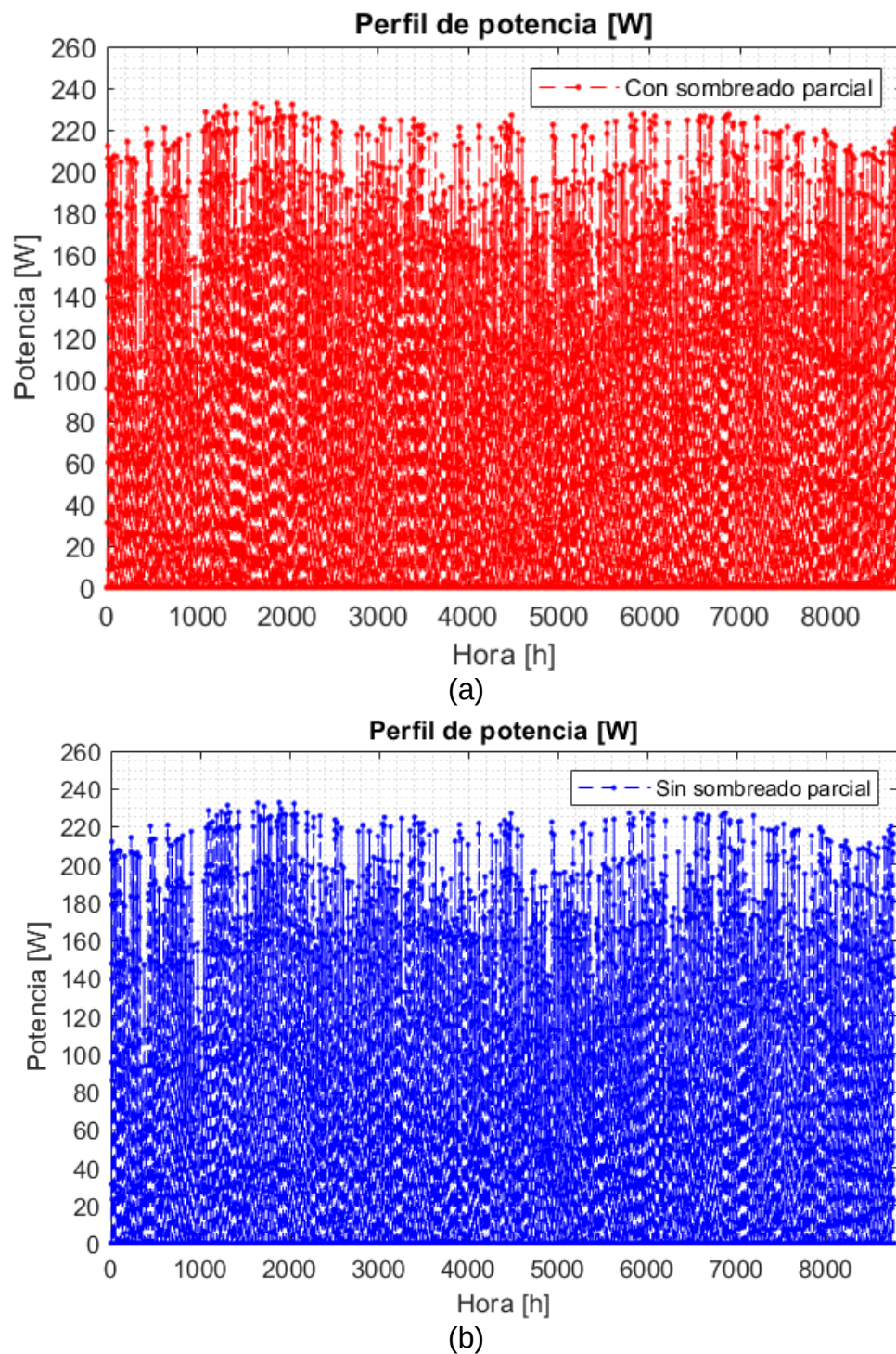


Figura 37. Perfil de potencia generada anual, edificio Camilo Torres GFV 270W, (a) considerando sombreado parcial, (b) sin considerar el sombreado parcial.

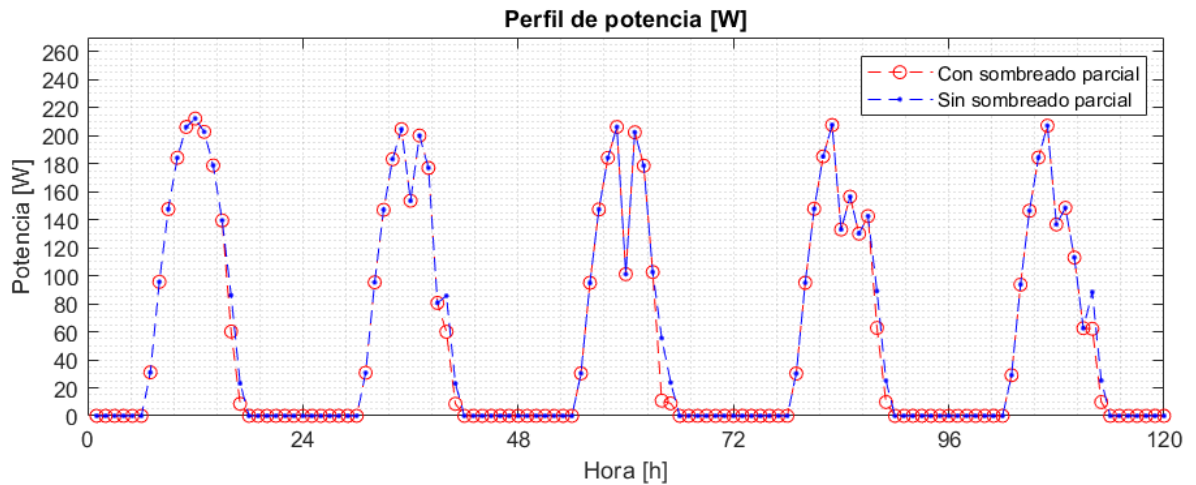


Figura 38. Zoom perfil de potencia generada anual, edificio Camilo Torres GFV 270W.

El tiempo total de simulación fue de 1186.31 segundos es decir 19.77 minutos en un equipo con procesador Intel® Core™ i7-7700HQ CPU @ 2.80GHz, memoria RAM de 16GB; luego se tiene aproximadamente un promedio de 3.25 segundos por día de simulación.

La energía anual del GFV calculada considerando el efecto del sombreado parcial debido a objetos cercanos es de $EAFV = 413.4125 kWh$, se tiene que $EAFV - EAC = 22.8233 kWh$, es decir un $dif = 5,84\%$ de EAC , luego el GFV logra suplir la carga. Si se desea se puede probar otros MFV para lograr un dif según el criterio que se considere adecuado; es importante aclarar que el perfil de potencia obtenido para los tres GFVs ha sido calculado tomando un escenario optimista donde la

estrategia MPPT logra estimar el GMPP; en el Anexo C se encuentra la hoja de datos del MFV de 270W seleccionado.

4.2.5. Estimación del almacenamiento basado en baterías. Para estimar el sistema de almacenamiento existen diferentes metodologías una de ellas la presenta en la Sección 4.2.2 Ecuaciones (23) y (24). En este trabajo se propone utilizar el perfil de potencia del GFV (Figura 37) y el perfil de potencia de la estación de carga (Figura 25) para estimar el perfil de potencia de entrada en las baterías expresado como la diferencia entre el perfil de potencia del GFV y el perfil de la carga (ver Figura 39).

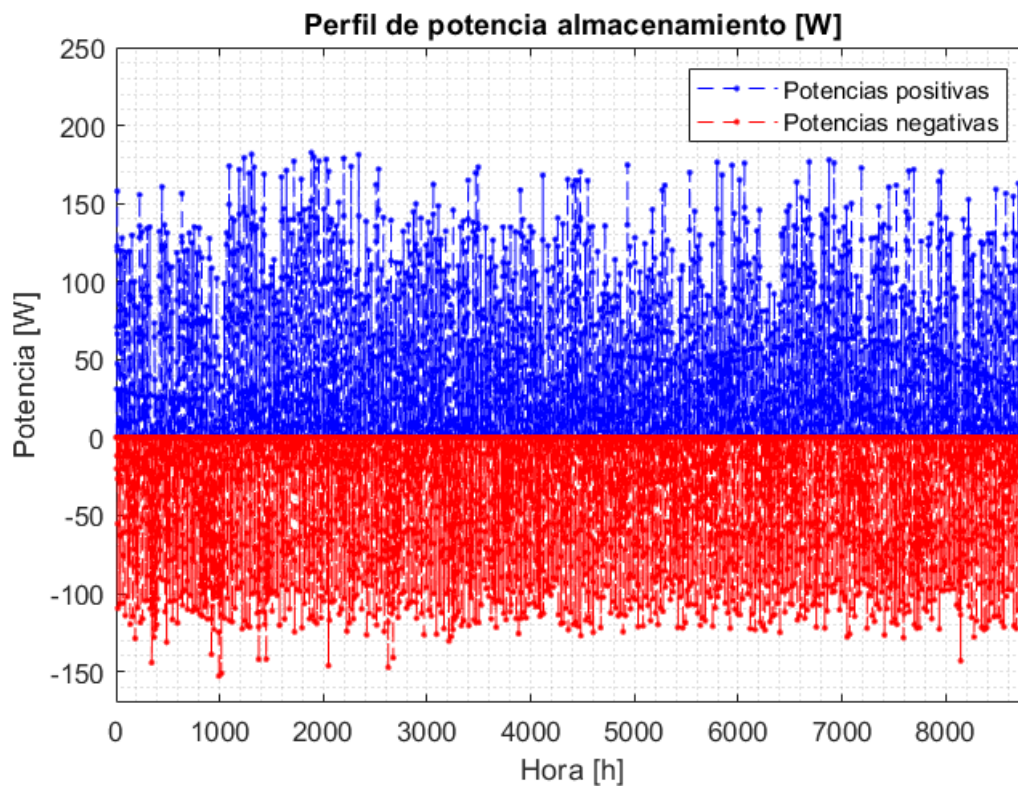


Figura 39. Perfil de potencia anual sistema de almacenamiento.

Las potencias positivas (color azul) corresponden a las horas en las cuales la potencia del GFV es superior a la de la carga, luego las baterías entran en estado de carga; las potencias negativas (color rojo) corresponden a las horas en las cuales la potencia del GFV es menor que la de la carga, entonces las baterías entran en estado de descarga.

Del perfil de potencia anual del sistema de almacenamiento (Figura 39), se seleccionan las potencias negativas como el caso crítico para el dimensionamiento de las baterías, esta selección se toma considerando que las baterías deben ser capaces de entregar la energía que se requiere, garantizando que durante todo el año se supla la carga.

En la Figura 39 se aprecia el comportamiento horario de las baterías para el caso más crítico (día 340) en el cual se aprecia que la energía total del día es mayor en las potencias negativas (área bajo la curva) luego las baterías deben ser capaces de entregar esta energía a la carga.

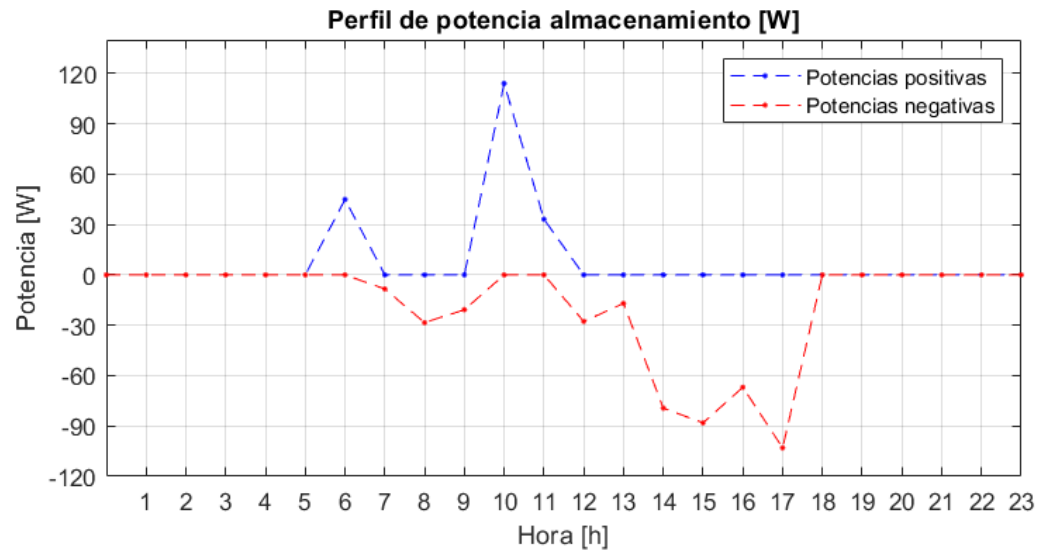


Figura 40. Perfil de potencia sistema de almacenamiento en un día.

Luego se estima el valor de energía de la parte negativa para todos los días del año y se toma el día con el valor máximo ($E_{neg_m\acute{a}x}$), como el valor crítico para calcular el tamaño del sistema de almacenamiento en Ah como se muestra en la Ecuación (27) adaptada de (Messenger and Ventre 2004); esta ecuación permite considerar los principales factores que afectan el tamaño requerido de las baterías, por ejemplo las pérdidas carga y descarga, pérdidas en conductores, disponibilidad de las baterías entre otros.

$$CAB = \frac{E_{neg_m\acute{a}x} * DA * (1 + F_s)}{V_B * D_B * \eta_{CDB} * \eta_{PC} * \eta_{RC} * \eta_I} \quad (27)$$

Se tiene que en el día 340 del año de estudio se presenta el valor máximo $E_{neg_m\acute{a}x} = 757.5541 \text{ Wh}$, y con los factores de la Tabla 4 se obtiene que $CAB = 447.2140 \text{ Ah}$,

entonces el sistema de almacenamiento puede formarse a partir de tres baterías de descarga profunda de 150Ah con tensión de 12V y en conexión paralelo.

4.2.6. Selección del regulador de carga e inversor. Para seleccionar adecuadamente un regulador de carga y un inversor se deben verificar algunas características básicas, las cuales se pueden consultar en la ficha de características técnicas del fabricante.

Selección del regulador de carga

- Tecnología: MPPT significa que el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) busca encontrar la tensión de trabajo del conjunto de módulos FV para obtener la máxima producción posible. La tecnología PWM no permite buscar el MPP del GFV; por lo tanto, se prefiere la tecnología MPPT, aunque suele tener un costo superior.
- Tensión de carga de las baterías: $V_B = 12V$.
- Máxima corriente de carga o capacidad máxima del regulador en (A), suele venir expresada en el nombre del regulador.

Para estimar la corriente máxima de carga, se divide la potencia nominal del GFV (P_{GFV}) sobre la tensión de la batería, como lo muestra la Ecuación (28)

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_{GFV}}{V_B} \quad (28)$$

Para el caso de estudio, reemplazando $P_{GFV} = 270\text{ W}$ y $V_B = 12\text{ V}$, se tiene que $I_{m\acute{a}x} = 22.5\text{ A}$.

- Tensión máxima: se debe conocer la tensión de circuito abierto del GFV ($V_{oc} = 37,9\text{ V}$), dado que no se debe superar la tensión máxima que el regulador de carga permite.

Una de las posibles alternativas es un controlador MPPT, con tensión de carga para las baterías de 12V, corriente máxima de carga nominal $I_{m\acute{a}x} = 30\text{ A}$, tensión máxima de circuito abierto 100V.

Selección del inversor

- Tecnología: en general se encuentra dos tipos que son inversor de onda senoidal pura (PWM) e inversor de onda senoidal modificada (MSW). El primero puede ser más costoso pero la distorsión armónica es considerablemente más baja; mientras que el segundo presenta menor costo y mayor distorsión armónica.
- Tensión de entrada o de las baterías: $V_B = 12\text{ V}$.
- Tensión de salida en corriente alterna: $V_{sal} = 115\text{ V}$.
- Potencia nominal (P_{NI}): suele estimarse como un rango tal que $0,8 \cdot P_{GFV} \leq P_{NI} \leq 1,2 \cdot P_{GFV}$, para el caso de estudio $216\text{ W} \leq P_{NI} \leq 324\text{ W}$.

Una de las posibles alternativas es un inversor PWM, con tensión de carga para las baterías de 12V, tensión de salida de 115V, potencia nominal 300W.

Finalmente, la Figura 41 muestra un esquema del resultado dimensionamiento para el caso de estudio analizado, considerando el esquema de sistema aislado adaptado de (Thomas et al. 2015).

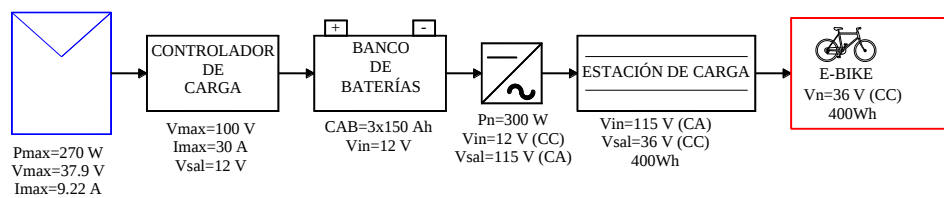


Figura 41. Esquema del sistema aislado, caso de estudio.

El esquema presentado en la Figura 41 es comúnmente utilizada por su flexibilidad, dado que permite alimentar estaciones de carga aisladas e incluso permite una conexión a la red, además permite instalar tomacorrientes en corriente alterna para otros usos. Finalmente, es importante mencionar que el procedimiento propuesto permite considerar otras configuraciones de las estaciones de carga de bicicletas eléctricas.

4.3. EVALUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE DIMENSIONAMIENTO PROPUESTO

En esta sección se realiza una evaluación de los resultados de dimensionamiento obtenidos en el procedimiento propuesto en la Sección 4.2, a partir la comparación con el método del libro (Messenger and Ventre 2004) y los software SAM y PVSYST. Se busca comparar aspectos relacionados con el modelado del GFV, modelado de los objetos circundantes que pueden proyectar SP, el modelado de los submódulos, factores de sombreados y resultados de simulación como las pérdidas de energía por SP.

Como se menciona en la Sección 4.1 existen distintos software de dimensionamiento, en este trabajo se selecciona el software SAM debido a que es un software gratuito y a su vez permite realizar simulaciones considerando el efecto de los SP. También se selecciona PVSYST debido a que es un software ampliamente usado y permite dimensionar sistemas fotovoltaicos considerando el efecto de los SP y un modelado del GFV por SMFV; además, el Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos (GISEL) de la Universidad Industrial de Santander cuenta con una licencia activa. Se ha descartado el software HOMER debido a que no permite considerar el efecto de los SP, además se descartan los software SOLARIUS y PV*SOL debido a que son software pagos y en su versión de prueba no permite configurar un MFV específico para poder realizar una

comparación justa con los otros software y el procedimiento de dimensionamiento propuesto. Además, los software SOLARIUS y PV*SOL no consideran un modelado del GFV por SMFV.

4.3.1. Comparación de las características de modelado. En general, los software son similares porque los cálculos necesarios para el dimensionamiento de un GFV no cambian significativamente. Sin embargo, un punto importante de diferencia es la forma en cómo se modelan e incluyen los efectos de los SP en cada software. La Tabla 5 muestra una comparación del procedimiento propuesto en la Sección 4.2, el método del libro MESSENGER (predimensionamiento) y los software analizados teniendo en cuenta las principales características relacionadas con los SP.

Tabla 5. Características del modelado de los SP.

Procedimiento	Modelo del GFV	Modelado de objetos cercanos	Modelado por submódulos	Factor de sombreado horario	Factor de sombreado por submódulos
SAM	Simplificado	Sí	No	No	No
PVSYST	Detallado	Sí	Sí	No	No
MESSENGER	No	No	No	No	No
PROPUESTA	Detallado	Sí	Sí	Sí	Sí

En cuanto al modelado del GFV SAM utiliza un modelo simplificado (modelado a nivel de MFV), PVSYST emplea un modelo detallado (modelado a nivel de

submódulo y cálculo de curvas P-V con múltiples máximos). Ambos software permiten tener resultados de simulación para un año de estudio y un paso horario en unos cuantos segundos y también permiten considerar los objetos circundantes que proyectan sombras sobre el GFV a partir de un dibujo 3D del entorno; sin embargo, no permiten considerar factores de sombreado horario y a nivel de submódulos. Es importante mencionar que en los software SAM y PVSYST no se presenta una metodología clara del cálculo de factores de sombreado, lo cual es importante para poder conocer las pérdidas anuales porcentuales debidas al efecto de sombreado parcial.

El método de libro MESSENGER no permite un modelado del GFV tampoco permite modelar aspectos relacionados a los objetos cercanos ni de los submódulos, en cuanto los factores de sombreado únicamente se considera un valor constante para todo el periodo de estimación y no permite tomar un factor de sombreado a nivel de submódulo, tampoco permite tomar factores de sombreado hora a hora. Se incluye el método de MESSENGER en la comparación dado que es un método de dimensionamiento básico que permite realizar un dimensionamiento rápido y suele utilizarse como referencia.

El procedimiento propuesto presenta la ventaja que el modelo del GFV es detallado lo cual permite considerar múltiples máximos en las curvas P-V considerando un factor de sombreado por submódulo y para cada hora de análisis. Así mismo, los

factores de sombreados son calculados a partir del modelado de los objetos cercanos que pueden proyectar sombras sobre el GFV.

4.3.2. Comparación de los resultados de dimensionamiento. En esta sección se muestra los principales resultados de simulación de los procedimientos de dimensionamiento seleccionados para el caso de estudio mostrado en la Sección 4.2.1, en la Tabla 6 se aprecian los principales resultados de dimensionamiento respecto a los SP; los informes de simulación de los software SAM y PVSYST se encuentran el Anexo A y Anexo B respectivamente.

Tabla 6. Comparación resultados de dimensionamiento respecto a los SP.

Procedimiento	Grafica de acimut-elevación	Contornos de sombreados	Pérdidas anuales por efecto de SP	Pérdidas de energías por SP [kWh]
SAM	No	No	8.089%	24.7114
PVSYST	Sí	Sí	8.19%	24.8424
MESSENGER	No	No	10%	39.0590
PROPUESTA	Sí	Sí	4.597%	19.9224

Se aprecia que únicamente PVSYST y el procedimiento propuesto tienen en cuenta la gráfica acimut elevación de las trayectorias solares, así como de los contornos de sombreados producidos por los objetos circundantes.

Se aprecia una diferencia significativa en las pérdidas por SP, pues PVSYST y SAM estiman pérdidas cercanas al 8%, mientras que las pérdidas según el método de

MESSENGER se definen inicialmente y son del 10%, las pérdidas calculadas según el procedimiento propuesto son menores al 5%. Estas diferencias se deben a la forma de modelar los objetos circundantes, los factores de sombreado y los modelos del GFV utilizados por los diferentes software. Tomando como base de comparación las pérdidas por sombreados calculadas por el procedimiento propuesto, ya que utiliza un modelo detallado (cálculo de curvas P-V con múltiples máximos y factores de sombreado por submódulos para cada hora de análisis), tanto SAM como PVSYST y MESSENGER sobrestiman las pérdidas por sombreado lo que puede producir un sobredimensionamiento del GFV. Es importante mencionar que para otros casos de estudio es posible que se tenga una subestimación de las pérdidas por sombreado lo que conlleva a un sub dimensionamiento del GFV.

Por otra parte, se encuentra diferencia en las pérdidas de energía debidas a SP, SAM y PVSYST presenta valores cercanos a 25kWh mientras que MESSENGER presenta pérdidas cercanas a 39kWh debido al factor de pérdidas del 10%; por otra parte, el procedimiento propuesto presenta un valor de pérdidas por SP cercano a 20kWh es decir aproximadamente 20% inferior con respecto a PVSYST, lo cual se debe a que el procedimiento propuesto calcula las pérdidas de energía considerando un modelo del GFV detallado.

La Tabla 7 muestra los equipos del sistema fotovoltaico que se obtienen según los procedimientos comparados, y la Tabla 8 presenta los costos de los equipos para los resultados de dimensionamiento.

Tabla 7. Comparación resultados de dimensionamiento equipos.

Procedimiento	GFV	Controlador de carga	Capacidad de almacenamiento	Baterías	Inversor	¿Se suple la carga?
SAM	MFV 270W	30A	779.91 Ah*	4x200Ah	300W	Sí
PVSYST	MFV 270W	30A	383.33 Ah	3x160Ah	300W	Sí
MESSENGER	MFV 200W	20A	779.91 Ah	4x200Ah	200W	No
PROPUESTA	MFV 270W	30A	447.21 Ah	3x150Ah	300W	Sí

*SAM no permite estimar directamente un tamaño de baterías.

Tabla 8. Comparación de costos para los resultados de dimensionamiento.

Método	Costo aproximado de los equipos principales				
	GFV*	Controlador de carga**	Baterías**	Inversor**	Total
SAM	\$ 462,000	\$ 544,000	\$ 6,024,000	\$ 136,000	\$ 7,166,000
PVSYST	\$ 462,000	\$ 544,000	\$ 3,562,860	\$ 136,000	\$ 4,704,860
MESSENGER	\$ 580,000	\$ 118,860	\$ 6,024,000	\$ 104,400	\$ 6,827,260
PROPUESTA	\$ 462,000	\$ 544,000	\$ 3,261,000	\$ 136,000	\$ 4,403,000

* Precios del GFV tomados de <https://www.suncolombia.com/> y <http://www.proviento.com.co/>

** Precios del controlador de carga, baterías e inversor tomados de <https://solarplusonline.com/>

En la Tabla 8 para el caso de estudio, se observa que el dimensionamiento es más económico con el procedimiento propuesto, es decir un 6.4% menor que el costo estimado de PVSYST, un 38.6% menor que el costo estimado de SAM y un 35.5% menor que el costo estimado con el método de predimensionamiento MESSENGER.

Comparando los resultados de dimensionamiento de los software SAM, PVSYST y el procedimiento propuesto, se aprecia que el método del libro MESSENGER estima un tamaño del GFV el cual no logra suplir la carga, lo que a su vez conlleva a una selección no adecuada del controlador de carga e inversor.

Por otra parte, se observa que la capacidad de almacenamiento es distinta entre cada procedimiento comparado y esto se debe a que cada método tiene modelos distintos para estimar esta capacidad. Es importante mencionar que SAM no permite estimar directamente una capacidad de almacenamiento, luego el cálculo se puede hacer a partir de otros procedimientos, en este caso la Tabla 7 muestra el valor según el método de MESSENGER. Además, se aprecia que la capacidad nominal de baterías según el procedimiento propuesto es de 450Ah cercano al valor determinado por el software PVSYST 480Ah el cual se toma como referencia debido a que considera un modelado en detalle del tipo de batería incluyendo eficiencias de carga y descarga. Con los procedimientos de SAM y MESSENGER se tendría un sobredimensionamiento de la capacidad de almacenamiento lo cual afecta directamente la viabilidad económica de los proyectos FV aislados.

4.4. CONCLUSIONES

En esta sección se presentó un procedimiento de dimensionado basado en el modelo FV de un solo diodo el cual permite una estimación adecuada del perfil de

potencia hora a hora y la energía esperada del GFV para una carga considera evitando sobredimensionar o subdimensionar el tamaño de este. El procedimiento de dimensionamiento propuesto permite considerar el efecto de la variación de los SP asociados a objetos cercanos en un GFV de baja potencia que alimenta una estación de bicicletas eléctricas.

Se presentó una comparación de cuatro procedimientos para el dimensionamiento de un GFV aislado considerando el efecto de los SP. Se compararon las principales características en el modelado de las sombras y se compararon los resultados de simulación obtenidos con los software SAM y PVSYST y con el procedimiento propuesto en el libro MESSENGER. Los resultados muestran que el proceso de dimensionamiento se afecta significativamente dependiendo del modelo de los SP y de la forma en cómo se estima la potencia producida por el GFV, así como del valor de las pérdidas que se consideren en el sistema. Teniendo en cuenta las características de los procedimientos analizados se mostró que el procedimiento propuesto cuenta con una estimación más detallada de los efectos de los SP y tiene la opción de utilizar un modelo que permite estimar múltiples máximos en las curvas P-V del GFV e incluso permite estimar factores de sombreados por submódulo para cada hora de análisis. Adicionalmente, es importante mencionar que el software PVSYST por ser comercial y cerrado es difícil identificar el detalle del modelado de las sombras y la forma exacta en cómo se calcula la potencia generada en cada instante de tiempo.

Los resultados muestran que se logra una estimación adecuada de la capacidad nominal requerida en baterías lo que evita sobredimensionar aproximadamente un 73% este elemento, lo cual es relevante dado que para sistemas aislado suele ser el que presenta mayores costos iniciales, de operación y mantenimiento. Se aprecia también que con el procedimiento propuesto se evita un sobredimensionamiento de las pérdidas de energía debidas a SP, con un valor cercano al 20% respecto a SAM y PVSYST y 49% según el libro MESSENGER para el caso de estudio.

El procedimiento de dimensionamiento propuesto permite obtener con mayor detalle las pérdidas por SP debidas a objetos cercanos respecto a los software comparados SAM y PVSYST, sin embargo, es importante mencionar que los resultados dependerán del caso de estudio en particular.

5. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN Y TRABAJOS FUTUROS

En esta sección se presentan los principales resultados de investigación y trabajos futuros asociados al desarrollo de los objetivos planteados en este trabajo.

5.1. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN

Al momento se ha sometido un artículo en la Revista UIS Ingenierías (RUI) titulado: Procedimiento para estimar la producción de energía de un módulo fotovoltaico que opera bajo condiciones de sombreado parcial, el cual se encuentra en proceso de evaluación.

Además, se presentó ponencia titulada: Evaluación de Herramientas Software Para el Dimensionamiento de un Generador Fotovoltaico Aislado con Sombreados Parciales en el XIV Congreso Internacional de Electrónica y Tecnologías de Avanzada (CIETA 2020).

5.2. TRABAJOS FUTUROS

Dado que los GFVs en condiciones reales no operan siempre en el punto de máxima potencia y el punto de operación depende de la estrategia MPPT del controlador de carga, como trabajo futuro se plantea realizar trabajos de investigación en los cuales se tenga en cuenta estrategias MPPT con el fin de analizar escenarios realistas

donde la estrategia del regulador de carga no siempre logra obtener el GMPP del GFV.

Los modelos del GFV operando en condiciones de SP requieren como entrada los factores de sombreado y estos dependen de diversas variables como la ubicación espacial de los objetos cercanos, el material de los objetos cercanos e incluso del modelado de los sombreados estocásticos producidos por las nubes, se plantea como trabajo futuro realizar pruebas experimentales que permitan calcular y modelar de una forma más precisa los factores de sombreado de los submódulos fotovoltaicos.

Uno de los problemas de mejorar la precisión en el modelamiento de los SP es el tiempo de cómputo, es por ello que como trabajo futuro se recomienda realizar un trabajo de investigación en busca de encontrar la conveniencia de aumentar el nivel de detalle del modelado del GFV a celda, esto con el fin de evaluar la relación costo computacional versus precisión de la estimación de las pérdidas por SP debidas a objetos cercanos.

Dado que en la actualidad se cuenta con diversas tecnologías de MFVs, se propone como trabajo futuro evaluar y ajustar el procedimiento propuesto en otras tecnologías de MFVs, por ejemplo, la tecnología que cuenta con diodos bypass por cada celda FV.

Para GFVs de mayor potencia se tienen distintos tipos de conexión como serie paralelo, total-cross-tied (TCT), bridge-linked (BL), honey-comb (HC), Modified Bridge-Link (MB), hybrid SP-TCT, hybrid BL-TCT, hybrid HC-TCT entre otros, luego como trabajo futuro se propone implementar modelos de GFVs en conexiones distintas al serie-paralelo y de mayores potencias e implementar en el procedimiento de dimensionamiento propuesto.

El procedimiento de dimensionamiento propuesto presenta mejoras significativas en la precisión de la estimación de las pérdidas por SP debidas a objetos cercanos sin embargo otras pérdidas que se presentan no son consideradas en detalle, por lo cual como trabajo futuro se propone complementar el procedimiento propuesto con el fin de llegar a un software de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados el cual considere los demás aspectos que generan pérdidas en el GFV de acuerdo al estado del arte en este campo.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un procedimiento basado en el modelo FV de un solo diodo para estimar las pérdidas de energía causadas por condiciones de sombreado parcial. El procedimiento propuesto permite considerar la ubicación espacial del GFV, incluido el ángulo de inclinación. Además, se presenta una alternativa adecuada para el cálculo de los factores de sombreado, que se requieren para usar el modelo del GFV que opera en condiciones de sombreado parcial.

El procedimiento propuesto permite la estimación directa de la potencia generada, la energía generada y las pérdidas de energía de un GFV de baja potencia en conexión serie paralelo con alta precisión ya que se utiliza un modelo del MFV preciso. Los resultados de la simulación demuestran que las pérdidas de potencia causadas por las condiciones de sombreado no son insignificantes, y deben calcularse con precisión para mejorar el análisis de viabilidad de un proyecto fotovoltaico.

A partir del procedimiento de estimación del perfil de potencia propuesto, en este trabajo se ha presentado un procedimiento de dimensionamiento de un sistema FV aislado. El sistema FV aislado consta de un GFV de baja potencia en conexión serie paralelo que opera en condiciones de SP, la carga considerada es una estación de bicicletas eléctricas, así mismo se ha considerado un sistema de almacenamiento basado en baterías un regulador de carga y un inversor. El procedimiento planteado

evita sobredimensionar o subdimensionar los componentes del sistema FV aislado, además el enfoque propuesto es útil para evaluar la viabilidad de instalar un GFV en una ubicación particular. Los resultados muestran que se logra una estimación adecuada de la capacidad nominal requerida en baterías lo que evita sobredimensionar o subdimensionar este elemento, lo cual es relevante dado que para sistemas aislado suele ser el que presenta mayores costos iniciales y así mismo es un elemento esencial para lograr suplir la carga.

En este trabajo se ha evaluado el desempeño del procedimiento de dimensionamiento propuesto mediante una comparación con tres procedimientos de dimensionamiento que consideran el efecto de los SP. Se compararon las principales características en el modelado de las sombras y se compararon los resultados de simulación obtenidos con los diferentes procedimientos. Los resultados muestran que el proceso de dimensionamiento se afecta significativamente dependiendo del modelo de los SP y de la forma en cómo se estima la potencia producida por el GFV, así como del valor de las pérdidas que se consideren en el sistema.

Teniendo en cuenta las características de los procedimientos analizados se ha mostrado que el procedimiento propuesto cuenta con una estimación más detallada de los efectos de los SP y tiene la opción de utilizar un modelo que permite estimar

múltiples máximos en las curvas P-V del GFV e incluso permite estimar factores de sombreados por submódulo para cada hora de análisis.

El procedimiento propuesto permite estimar con mejor precisión las pérdidas de energía asociadas a SP, además se tienen mejores simulaciones del GFV ante condiciones de SP lo cual es útil para plantear técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) basadas en modelos. Así mismo el procedimiento de dimensionamiento propuesto es una herramienta útil para los diseñadores de sistemas FV dado que se tienen unos lineamientos claros para el dimensionamiento; una de las ventajas del procedimiento propuesto respecto a software comerciales es que se tiene toda la información de cómo se realizan los cálculos y selección de equipos del sistema FV aislado, mientras que los software al ser cerrados, los procedimientos y cálculos no son claros o parte de la información es restringida.

BIBLIOGRAFÍA

- ACCA Software. 2020. "SOLARIUS." <https://www.accasoftware.com/es/software-calculo-instalacion-fotovoltaica> (June 17, 2020).
- Accarino, J., G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo. 2013. "Symbolic Algebra for the Calculation of the Series and Parallel Resistances in PV Module Model." In *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, IEEE, 62–66. <http://ieeexplore.ieee.org/document/6586967/>.
- Aparicio, M P. 2010. *Energía Solar Fotovoltaica : Cálculo de Una Instalación Aislada*. Marcombo. <https://books.google.com.co/books?id=9bjWcQAACAAJ>.
- Asef, P, R B Perpina, M R Barzegaran, and A Laphorn. 2019. "A 3-D Pareto-Based Shading Analysis on Solar Photovoltaic System Design Optimization." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 10(2): 843–52.
- Bastidas-Rodriguez, Juan D., Jorge M. Cruz-Duarte, and Rodrigo Correa. 2019. "Mismatched Series–Parallel Photovoltaic Generator Modeling: An Implicit Current–Voltage Approach." *IEEE Journal of Photovoltaics* 9(3): 768–74. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8664565/>.
- Bharadwaj, Pallavi, and Vinod John. 2018. "Shading Fraction Based Global Maximum Power Prediction for Photovoltaic Energy Conversion Systems." In *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, IEEE, 1163–68. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8547361/>.
- Bouabdallah, A et al. 2015. "Safe Sizing Methodology Applied to a Standalone

- Photovoltaic System.” *Renewable Energy* 80: 266–74.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811500097X>.
- Burdick, Joseph, and Philip Schmidt. 2007. “Designing and Installing a Photovoltaic System to Power Your Home.” *Journal of Experimental Psychology: General* 136(1): 23–42.
- CA Design Associates Ltd. 2020. “Amethyst Shadowfx V3.”
<http://www.shadowfx.com/> (February 25, 2020).
- Caluianu, I et al. 2009. “Photovoltaic Energy Generation under Partially Shading Conditions.” In *2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems Electric Drives Joint Symposium*, , 1–6.
- Chandra Mouli, Gautham Ram et al. 2020. “Sustainable E-Bike Charging Station That Enables AC, DC and Wireless Charging from Solar Energy.” *Energies* 13(14): 3549. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/14/3549>.
- Chowdhury, S, S P Chowdhury, G A Taylor, and Y H Song. 2008. “Mathematical Modelling and Performance Evaluation of a Stand-Alone Polycrystalline PV Plant with MPPT Facility.” In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, , 1–7.
- Eicker, Ursula. 2006. *Solar Technologies for Buildings*. John Wiley & Sons.
- Fezzani, A, I. Hadj Mohammed, and S Said. 2014. “MATLAB-Based Modeling of Shading Effects in Photovoltaic Arrays.” In *2014 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering*

(STA), IEEE, 781–87. <http://ieeexplore.ieee.org/document/7086686/>.

Gutiérrez Galeano, Alonso, M Bressan, Fernando Jimenez, and C Alonso. 2018.

“Shading Ratio Impact on Photovoltaic Modules and Correlation with Shading Patterns.” *Energies* 11: 852.

Häberlin, Heinrich. 2012. *Photovoltaics: System Design and Practice*. John Wiley & Sons.

HOMER Energy LLC. 2020. “HOMER Energy.” <https://www.homerenergy.com/> (June 12, 2020).

Horicatcher. 2020. “Horicatcher.” <http://www.meteotest.ch/en/footer/navi/solar%0Aenergy/horicatcher/> (February 25, 2020).

Hubbell. 2020. “Asset.” <http://www.we-llc.com/> (February 25, 2020).

IDEAM. 2020. “Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia.” <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

Jensen, Pablo, Jean-Baptiste Rouquier, Nicolas Ovtracht, and Céline Robardet. 2010. “Characterizing the Speed and Paths of Shared Bicycle Use in Lyon.” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 15(8): 522–24. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136192091000101X>.

Ji, Shuguang, Christopher R. Cherry, Lee D. Han, and David A. Jordan. 2014. “Electric Bike Sharing: Simulation of User Demand and System Availability.” *Journal of Cleaner Production* 85: 250–57. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652613006276>.

- Kaushika, N.D., Nalin K Gautam, and Kshitiz Kaushik. 2005. "Simulation Model for Sizing of Stand-Alone Solar PV System with Interconnected Array." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 85(4): 499–519. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804002533>.
- Kesler, Selami et al. 2015. "A Low Cost Shading Analyzer and Site Evaluator Design to Determine Solar Power System Installation Area." *International Journal of Photoenergy* 2015: 1–9. <http://www.hindawi.com/journals/ijp/2015/126373/>.
- Kulworawanichpong, Thanatchai, and Joachim J Mwambeleko. 2015. "Design and Costing of a Stand-Alone Solar Photovoltaic System for a Tanzanian Rural Household." *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 12: 53–59. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138815000636>.
- Kumar, Manish, and Arun Kumar. 2017. "Performance Assessment and Degradation Analysis of Solar Photovoltaic Technologies: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 78: 554–87. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117305919>.
- Li, Hong et al. 2019. "An Overall Distribution Particle Swarm Optimization MPPT Algorithm for Photovoltaic System Under Partial Shading." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 66(1): 265–75. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8345715/>.
- Magdaleno, R S et al. 2018. "Influence of Partial Shading on the Power Output of a Solar Cell and a PV Module." In *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE*

PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC), , 1324–27.

Martínez-Moreno, F., J. Muñoz, and E. Lorenzo. 2010. “Experimental Model to Estimate Shading Losses on PV Arrays.” *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94(12): 2298–2303.

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S092702481000454X>.

Masson, Gaetan et al. 2019. “A Snapshot of Global PV Markets - The Latest Survey Results on PV Markets and Policies from the IEA PVPS Programme in 2018.” In *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, 0588–91. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8981142/>.

Mermoud, André, and Thibault Lejeune. 2010. “PARTIAL SHADINGS ON PV ARRAYS: BY-PASS DIODE BENEFITS ANALYSIS André.” In *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, , 6–10.

———. 2012. “Partial Shadings on Pv Arrays: By-Pass Diode Benefits Analysis.” In *Partial Shadings on Pv Arrays: By-Pass Diode Benefits Analysis*, , 6–10.

Messenger, R A, and J Ventre. 2004. *Photovoltaic Systems Engineering, Second Edition*. Taylor & Francis. <https://books.google.com.co/books?id=XiOeYrhyVIEC>.

Mohanty, Satyajit, Bidyadhar Subudhi, and Pravat Kumar Ray. 2016. “A New MPPT Design Using Grey Wolf Optimization Technique for Photovoltaic System Under Partial Shading Conditions.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7(1): 181–88. <http://ieeexplore.ieee.org/document/7305794/>.

More, J., B. Garbow, and K. Hillstrom. 1980. *User Guide for MINPACK-1*. [In

- FORTRAN*J. Argonne, IL (United States).
<http://www.osti.gov/servlets/purl/6997568/>.
- NREL. 2020. "SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)." <https://sam.nrel.gov/> (June 17, 2020).
- Patel, Hiren, and Vivek Agarwal. 2008. "MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23(1): 302–10.
<http://ieeexplore.ieee.org/document/4453994/>.
- Petrone, Giovanni, Carlos Andrés Ramos-Paja, and Giovanni Spagnuolo. 2017. "PV Models." In *Photovoltaic Sources Modeling*, John Wiley & Sons, Ltd, 1–19.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118755877.ch1>.
- PVGIS. 2019. "Photovoltaic Geographical Information System." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html# (February 25, 2020).
- Rachchh, Ravi, Manoj Kumar, and Brijesh Tripathi. 2016. "Solar Photovoltaic System Design Optimization by Shading Analysis to Maximize Energy Generation from Limited Urban Area." *Energy Conversion and Management* 115: 244–52.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.059>.
- Renaudineau, Hugues et al. 2015. "A PSO-Based Global MPPT Technique for Distributed PV Power Generation." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62(2): 1047–58. <http://ieeexplore.ieee.org/document/6851149/>.
- RodarElectric. 2018. "EMOV BRINA 1.0." <https://rodarelectric.com/producto/emov-brina-1-0/>.

- Rose, Geoffrey. 2012. "E-Bikes and Urban Transportation: Emerging Issues and Unresolved Questions." *Transportation* 39(1): 81–96.
<http://link.springer.com/10.1007/s11116-011-9328-y>.
- Simulation Program PVSYST. 2020. "PVSYST." <https://www.pvsyst.com/> (February 25, 2020).
- Solmetric Inc. 2020. "SunEye 210 Shade Tool." <http://www.solmetric.com/> (February 25, 2020).
- SOLSTA. 2020. "PV*SOL." <https://solsta.co/> (June 17, 2020).
- Spertino, F et al. 2015. "A Power and Energy Procedure in Operating Photovoltaic Systems to Quantify the Losses According to the Causes." *Solar Energy* 118: 313–26.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X15002935>.
- SUNDI. 2020. "Simulation Program SUNDI." [http://www.web.co.bw/sib/%0Asundi description.pdf](http://www.web.co.bw/sib/%0Asundi%20description.pdf) (February 25, 2020).
- Thomas, Dimitrios, Vasiliki Klonari, Francois Vallee, and Christos S. Ioakimidis. 2015. "Implementation of an E-Bike Sharing System: The Effect on Low Voltage Network Using Pv and Smart Charging Stations." In *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, IEEE, 572–77. <http://ieeexplore.ieee.org/document/7418478/>.
- Trinasolar. 2019. "Datasheet Module TSM-PD05." : 1–2.
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_PD05_datasheet_B_2017_web.pdf.

- . 2020a. “Datasheet Module TSM-240 PC/ PA05.”
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PC05_Datasheet_40mm_EN.pdf
 (June 20, 2020).
- . 2020b. “Datasheet Module TSM-DC01A.”
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Comax_DC01A_Datasheet_Feb13_EN.pdf (June 20, 2020).
- Universität Siegen. 2020. “A PC-Tool to Calculate Shadows on Arbitrarily Oriented Surfaces.” <http://nesa1.uni-siegen.de> (February 25, 2020).
- Weinert, Jonathan X., Andrew F. Burke, and Xuezhe Wei. 2007. “Lead-Acid and Lithium-Ion Batteries for the Chinese Electric Bike Market and Implications on Future Technology Advancement.” *Journal of Power Sources* 172(2): 938–45.
<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775307010294>.