



Acta de Correcciones al Proyecto de Grado Ingeniería Electrónica

Fecha: 29/06/2021

Autores: Fernando Salazar Muñoz, Michael Angello Cumbal Sogamoso

**Nombre del Proyecto de Grado: OPTIMIZACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
EN MATRICES FOTOVOLTAICAS AFECTADAS POR SOMBRAS PARCIALES.**

Director:

Como indica el artículo 2.27 de las Directrices de Trabajo de Grado, he verificado que los estudiantes indicados arriba han implementado todas las correcciones que los Jurados del Proyecto de Grado definieron que se efectuaran, como consta en el Acta de Calificación correspondiente.

Firma de Director(a) del Proyecto de Grado



Pontificia Universidad
JAVERIANA
Cali

Facultad de Ingeniería
y Ciencias

Nota de Aceptación

Aprobado por el Comité de Trabajo de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Pontificia Universidad Javeriana para optar el título de Ingeniero de Sistemas y computación.



Dr. Camilo Rocha
Decano de la Facultad de Ingeniería



ING. Luis Eduardo Tobón Llano
Director Carrera Ingeniería Electrónica.



ING. Carlos Mario Giraldo Yepes
Director(a) Trabajo



ING. Carlos Andrés Giraldo Castañeda
Jurado 1



ING. Manuel Vicente Valencia Díaz
Jurado 2

**OPTIMIZACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MATRICES
FOTOVOLTAICAS AFECTADAS POR SOMBRAS PARCIALES.**

**MICHAEL ANGELLO CUMBAL SOGAMOSO
FERNANDO SALAZAR MUÑOZ**



**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA CALI
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN
SANTIAGO DE CALI
2020**

**OPTIMIZACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MATRICES
FOTOVOLTAICAS AFECTADAS POR SOMBRAS PARCIALES.**

**MICHAEL ANGELLO CUMBAL SOGAMOSO
FERNANDO SALAZAR MUÑOZ**

**PROYECTO DE GRADO PRESENTADO PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**Director
Carlos Mario Giraldo Yepes**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA CALI
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN
SANTIAGO DE CALI
2020**

ÍNDICE

I. ANTECEDENTES	9
II. JUSTIFICACIÓN	11
III. OBJETIVOS	11
III-A. GENERAL	11
III-B. ESPECÍFICOS	11
IV. MARCO TEÓRICO	12
IV-A. Modelo panel fotovoltaico	12
IV-B. Sistemas de paneles fotovoltaicos	12
IV-B1. Sistemas fotovoltaicos autónomos	13
IV-B2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red pública	13
IV-B3. Sistemas fotovoltaicos híbridos	13
IV-C. Eficiencia en un panel solar	14
IV-D. Circuito equivalente de celda fotoeléctrica	14
IV-E. MPPT – Maximum Power Point Tracking	15
IV-F. Matriz de paneles solares fotovoltaicos	16
IV-G. Panel solar bajo condiciones de sombras parciales.	16
IV-H. Conversor DC-DC	18
IV-I. Configuraciones de convertidores DC/DC	18
IV-I1. Configuración BUCK	18
IV-I2. Configuración Boost	21
IV-I3. Configuración BUCK-Boost	24
IV-J. Optimizadores DC-DC	27
IV-K. Algoritmos para encontrar el MPPT	28
IV-K1. Algoritmo Perturbación & Observación (P&O)	29
IV-K2. Algoritmo Conductancia Incremental	30
IV-K3. Algoritmo Conductancia Incremental Paso Variable	31
IV-K4. Algoritmo Hill Climbing	32
V. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	33
VI. DESARROLLO Y PLAN DE PRUEBAS	34
VI-A. Implementación de sistema fotovoltaico en PSIM	34
VI-B. Simulación en PVSOL	35
VI-B1. Prueba 1 sin optimizadores de potencia	37
VI-B2. Prueba 2 con optimizadores de potencia	37
VI-C. Simulación del modelo eléctrico de la celda solar en Matlab–Simulink	38
VI-D. Simulación de sombreado parcial en Matlab–Simulink	39
VI-E. Implementación de optimizador DC con los distintos algoritmos	41
VI-E1. Implementación algoritmo Perturbación & Observación (P&O)	42
VI-E2. Implementación algoritmo Conductancia Incremental	45
VI-E3. Implementación algoritmo Conductancia Incremental Paso Variable	48
VI-E4. Implementación algoritmo Hill Climbing	51
VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN	54
VIII. PROPUESTA TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN	58
VIII-A. Esquema general de implementación	58
VIII-B. Componentes de implementación	58
VIII-C. Costos de implementación	63
IX. CONCLUSIONES	63
X. TRABAJOS FUTUROS	64

XI. BIBLIOGRAFÍA	65
Referencias	65
XII. ANEXOS	67
XII-A. P&O	67
XII-B. Conductancia Incremental	68
XII-C. Conductancia incremental paso variable	70
XII-D. Hill climbing	71

ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Celda fotovoltaica a sistema fotovoltaico [22].	12
2.	Tipos de sistemas fotovoltaicos. [23]	12
3.	Sistema fotovoltaico autónomo. [24]	13
4.	Sistema fotovoltaico conectado a la red pública. [25]	13
5.	Sistema fotovoltaico híbridos. [26]	14
6.	Circuito equivalente a una celda solar [28]	14
7.	Curva característica de un panel fotovoltaico [21].	16
8.	Conexión Serie-Paralelo y su efecto en la curva V-I [21].	16
9.	Sistema fotovoltaico con sombras parciales [8].	17
10.	Conexión de los diodos Bypass [8].	17
11.	Curva característica al ser afectada por una sombra parcial [14].	18
12.	Circuito equivalente al convertidor reductor [29]	18
13.	Circuito equivalente al convertidor reductor con el interruptor cerrado [29]	19
14.	Circuito equivalente al convertidor reductor con el interruptor abierto [29]	19
15.	Formas de onda del convertidor reductor. 1) Comportamiento de la señal de tensión en la bobina. 2) Corriente en la bobina. 3) Corriente en el capacitor [29].	19
16.	Formas de onda del convertidor reductor. (a) Corriente en el capacitor. (b) Tensión de rizado en el capacitor. [29]	20
17.	Convertidor elevador(a).Circuito equivalente al convertidor elevador con interruptor abierto (b). Circuito equivalente al convertidor elevador con interruptor cerrado (c) [29].	21
18.	Convertidor elevador. (a) Tensión en la bobina. (b)Corriente en la bobina. (c) Corriente en el diodo. (d)Corriente en el condensador [29]	22
19.	Convertidor reductor-elevador. (a) Esquema del circuito. (b) Esquema del circuito con el interruptor cerrado. (c) Esquema del circuito con el interruptor abierto [29].	24
20.	Formas de onda del convertidor reductor-elevador. a) Corriente en la bobina. b) Tensión en la bobina. c) Corriente en el diodo. d) Corriente en el condensador [29]	26
21.	Optimizadores DC en arreglo de paneles solares [18].	27
22.	Curva de tensión de potencia de sistema fotovoltaico perturbando irradiancia. [30]	28
23.	Curva de tensión de potencia de sistema fotovoltaico perturbando temperatura. [30]	28
24.	Diagrama de flujo P&O. [30]	29
25.	Diagrama de flujo de algoritmo inductancia incremental. [31]	30
26.	Diagrama de flujo de algoritmo Conductancia Incremental con paso variable [32].	31
27.	Diagrama de flujo de algoritmo Hill Climbing [32]	32
28.	Diagrama para la metodología del trabajo de grado	33
29.	Simulación en software PSIM.	34
30.	Resultados de las simulaciones.	34
31.	Superposición simulación ideal.	35
32.	Panorama de simulación del sistema fotovoltaico.	36
33.	Porcentaje de sombreado en cada módulo en el año.	36
34.	Diagrama unifilar de la implementación en PVSOL con optimizadores DC.	36
35.	Resultados prueba sin optimizador DC.	37
36.	Calidad técnica de la instalación fotovoltaica	37
37.	Resultados prueba con optimizador DC	37
38.	Calidad técnica de la instalación fotovoltaica con Optimizador DC	38
39.	Implementación en Simulink del modelo eléctrico de una celda solar	38
40.	Voltaje, corriente y potencia para el modelo de la celda solar	38
41.	Simulación del sistema fotovoltaico sin optimizador DC.	39
42.	Resultados de la prueba con misma irradiancia.	39
43.	Resultados de la prueba con diferente irradiancia.	40
44.	Simulación del sistema fotovoltaico con optimizadores DC.	41
45.	Algoritmo P&O.	42
46.	Voltaje entregado por cada panel solar.	43
47.	Corriente y Voltaje del sistema en general.	43
48.	Algoritmo de Conductancia Incremental.	45
49.	Voltaje entregado por cada panel solar.	46
50.	Corriente y Voltaje del sistema en general.	46

51.	Implementación en Matlab del algoritmo inductancia incremental con paso variable	48
52.	Tensión de los paneles solares a una temperatura de 65°C	49
53.	Resultados de simulación en Simulink con el algoritmo de conductancia incremental con paso variable.	49
54.	Implementación de algoritmo Hill Climbing en Matlab.	51
55.	Resultados obtenidos de la tensión en los paneles solares, con el algoritmo Hill Climbing	52
56.	Resultados obtenidos de la tensión, corriente y potencia global con el algoritmo Hill Climbing con temperatura de 65 °C	52
57.	Irradiancia variable de módulos a temperatura 65°C	54
58.	Duty del sistema general.	54
59.	Salida de Voltaje de los módulos.	55
60.	Salida del sistema con irradiancia variable.	56
61.	Diagrama de implementación del sistema de paneles con optimizadores DC	58
62.	Arduino Mega 2560 [40]	60
63.	Sensor de tensión FZ0430 [42]	60
64.	Sensor de tensión ACS712-20A [44]	61
65.	Optimizador Boost 400w [46]	61
66.	Potenciometro Digital AD5290 [49]	62
67.	Sensor de temperatura Lm35 [50]	62
68.	Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O	67
69.	Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O	67
70.	Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O	68
71.	Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental	68
72.	Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental	69
73.	Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental	69
74.	Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable	70
75.	Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable	70
76.	Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable	71
77.	Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing	71
78.	Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing	72
79.	Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing	72

ÍNDICE DE CUADROS

I. Potencia de cada módulo al perturbar la irradiancia	35
II. Resultados extraídos de las pruebas sin, y con sombreado.	40
III. Resultados con optimizadores y algoritmo P&O.	44
IV. Tabla de comparación del sistema FV con y sin optimizadores.	44
V. Resultados obtenidos con temperatura ideal.	44
VI. Resultados con optimizadores y algoritmo Conductancia Incremental.	47
VII. Tabla de comparación del sistema con y sin optimizadores, para el algoritmo Conductancia Incremental.	47
VIII. Resultados obtenidos con temperatura ideal en el algoritmo de Conductancia Incremental.	47
IX. Resultados con optimizadores y algoritmo Conductancia Incremental con paso variable a una temperatura de 65 °C	50
X. Comparación de resultados con sistema fotovoltaico sin optimizadores	50
XI. Resultados obtenidos con temperatura ideal en el algoritmo de Conductancia Incremental.	50
XII. Resultados obtenidos de la tensión, corriente y potencia global con el algoritmo Hill Climbing con temperatura de 65 °C.	53
XIII. Resultados obtenidos de la tensión, corriente y potencia global con el algoritmo Hill Climbing	53
XIV. Resultados obtenidos de la tensión, corriente y potencia global con el algoritmo Hill Climbing	53
XV. Ponderación de criterios.	57
XVI. Algoritmo evaluados.	57
XVII. Especificaciones eléctricas del panel solar yingli YL255P-29Bd [33]	59
XVIII. Comparación entre los microprocesadores de Arduino Mega 2560 y Raspberry Pi Pico [37], [38], [39].	59
XIX. Especificaciones técnicas del Arduino Mega 2560 [40]	60
XX. Optimizador Boost 400w [46]	62
XXI. Presupuesto aproximado del costo del proyecto sin contar el costo de los paneles solares [44], [49], [52], [53], [54], [55]	63

RESUMEN

En el siguiente documento se presentará el análisis, la implementación y comparación de cuatro distintos algoritmos MPPT (Maximum Power Point Tracker), también conocidos como algoritmos seguidores del punto de máxima potencia que presenta cada módulo fotovoltaico en sus curvas características. Los algoritmos son integrados a convertidores DC-DC en configuración elevador. Adicionalmente, se estudian los algoritmos más comunes como: P&O (Perturbar y Observar), conductancia incremental, conductancia incremental con paso variable y finalmente, Hill Climbing. Esta implementación se realiza con ayuda del software Simulink de Matlab, con el fin de estudiar qué sucede cuando una matriz de módulos solares (Sistema fotovoltaico), presenta perturbación en su irradiancia generando un sombreado parcial. En concreto, se evaluó la influencia de los algoritmos MPPT ante la pérdida de energía por sombreados parciales en los módulos.

Además de la principal implementación que se realizó en la herramienta de Simulink, se usaron los software PSIM y PVSOL para resaltar el comportamiento del sombreado parcial visto desde otras herramientas, donde cada una de estas aportó resultados desde otra perspectiva ante la perturbación de irradiancia en los módulos solares.

Finalmente, se realizó una comparación entre los algoritmos respecto a los criterios que entran a ser evaluados, para determinar los algoritmos que presentaron un comportamiento óptimo ante el sombreado parcial.

ABSTRACT

The following document presents the analysis, implementation and comparison of four different MPPT (Maximum Power Point Tracker) algorithms, also known as maximum power point tracking algorithms presented by each photovoltaic module in its characteristic curves. The most common algorithms will be studied, such as: P&O (Disturb and Observe), incremental conductance, incremental conductance with variable step and finally Hill Climbing. This implementation will be carried out with the help of Matlab's Simulink software, in order to study what happens when a matrix of solar modules, presents a disturbance in its irradiance generating a partial shading. Concluding if the MPPT algorithms positively influence the loss of energy that partial shading influences.

In addition to the main implementation that is carried out in the simulink tool, which will be where the tests will be emphasized. Software such as PSIM and PVSOL will be used to highlight the behavior of partial shading seen from other tools, where each of these will provide results seen from another perspective before the irradiance disturbance in solar modules.

At the end of the document, an evaluation is carried out between the algorithms with respect to the criteria that are to be evaluated, to determine the algorithms that present an ideal behavior in the face of partial shading.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha evidenciado el impacto negativo del CO_2 sobre el cambio climático y la calidad de vida de las personas. A causa de dicha contaminación, alrededor de 4,5 millones de personas mueren al año y entre ellos, 40 mil víctimas son niños menores de 5 años, otros 16 millones de menores sufren de enfermedades respiratorias debido a los gases que emiten los vehículos y centrales eléctricas [1]. Cabe resaltar que las problemáticas mencionadas anteriormente se pueden abordar por medio de los objetivos de desarrollo sostenibles [2] los cuales tienen como fin realizar acciones que permitan mejorar las condiciones de supervivencia humana. En Alemania, por ejemplo, en el año 2018 las energías renovables superaron al carbón como principal fuente de energía [3].

Por otro lado, los combustibles fósiles son recursos limitados ya que por ejemplo, para el año 2050 se estima que existirá el 40 % de las reservas de gas natural y el 80 % del carbón existente en la actualidad [4]. Para tratar de mitigar la dependencia de combustibles fósiles y disminuir la contaminación que estas generan, se buscan diferentes maneras de producir energía limpia. Dichas formas de obtener energía se denominan energías renovables, las cuales explotan la energía de fuentes naturales de manera que la energía consumida se renueva continuamente, en consecuencia su uso es ilimitado [5].

La energía solar es la principal fuente de energía que llega a la tierra, sin embargo, su utilización es afectada por varios factores como la estación del año, el ciclo de día y noche y diferentes condiciones atmosféricas [5]. El presente proyecto de grado se centró en la energía solar fotovoltaica, la cual tiene la función de convertir la energía del sol en energía eléctrica. Un factor imprescindible durante este proceso es la eficiencia del panel fotovoltaico la cual se define como la cantidad de energía producida por unidad de área.

Debido a los avances tecnológicos en las células solares en los últimos años, se estima que la eficiencia en promedio de la conversión de energía de los paneles se encuentra entre el 15 % y aproximadamente el 20 % [6]. La eficiencia de un panel depende del MPPT (Maximum Power Point Tracker) el cual define el punto de operación óptimo de su funcionamiento debido a que en este punto entrega el máximo de potencia. El *MPPT* posee la característica de que no es un punto de operación fijo en el panel solar, pues este se modifica por diferentes factores como el sombreado parcial causado por objetos cercanos o nubosidad [7].

Un sistema fotovoltaico está compuesto por paneles solares conectados en serie y/o en paralelo, en donde cada panel cuenta con su respectivo MPPT. Cuando se tiene un sistema compuesto por una matriz de paneles solares y este es afectado en una región por sombras parciales, la eficiencia de toda la matriz se ve afectada disminuyendo su porcentaje de generación de energía. Por consiguiente, la manera de abordar la problemática es a partir de la implementación de optimizadores DC para matrices de paneles solares, los cuales permiten controlar cada panel individualmente [8].

Los optimizadores DC-DC permiten tener un control sobre el comportamiento de toda la matriz de paneles solares, adicionalmente contribuyen a optimizar el rendimiento del sistema cuando hay sombra en una región de la matriz, debido a que la eficiencia de la red de paneles disminuye únicamente en las zonas afectadas por la sombra parcial [8]. Por ello, se tuvo como objetivo diseñar e implementar un sistema electrónico, basado en optimizadores DC-DC que permitiera incrementar la eficiencia energética que presenta una matriz de paneles solares al ser afectada por sombras parciales [8]. La implementación de los optimizadores se realizó por medio de los simuladores PSIM, PVSOL y Matlab-Simulink los cuales permiten simular el comportamiento de una matriz de paneles solares en condiciones uniformes en donde el sol llega a todos los paneles de la matriz y también en situación de sombreado parcial [9], [10], [11]. Por último, se realizó una implementación de los optimizadores DC-DC en el sistema fotovoltaico y posteriormente se realizó una comparación del sistema con y sin optimizadores para evaluar como es afectada la eficiencia de los sistemas.

I. ANTECEDENTES

En relación con los estudios realizados sobre la temática, Hernández [7], en su investigación comentan que una de las maneras de mejorar la eficiencia de los paneles solares (PV) está dada por la asociación entre los convertidores DC-CC (optimizadores DC-CC) y los módulos fotovoltaicos. Así pues, los resultados de esta hipótesis indicaron que la cadena de módulos fotovoltaicos equipado con optimizadores DC-DC ofrece una mayor potencia en siete de las ocho pruebas realizadas por los investigadores, a pesar de la ausencia de condiciones climáticas óptimas. Así mismo, se logró identificar que a mayor porcentaje de la celda sombreada, mayor es la eficiencia de los optimizadores. Lo cual, se relaciona con el objetivo principal del presente estudio dado que se pretende, entre otras cosas, comprender el comportamiento de la curva de potencia del panel (I-V) cuando es afectado por sombras parciales.

En la misma línea, el estudio realizado por Zhang et al [8] propone una estructura de optimizador de potencia parcial (PPO) para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) de un panel. A su vez, expone que el funcionamiento de un optimizador tradicional procesa toda la energía del panel a diferencia de un optimizador parcial que sólo procesa una fracción de la energía total. De igual modo, estos autores mencionan algunas topologías para los optimizadores de potencia tradicionales conectados en serie, como por ejemplo Buck, Boost, Buck-boost, CuK. Adicionalmente se mencionan las ventajas y desventajas de las diferentes configuraciones de los optimizadores y proponen una que combina algunas de ellas para lograr el mayor porcentaje de eficiencia. A partir de la configuración Buck-Boost en cascada propuesta, se realiza una simulación en la plataforma PLECS[8], donde se observa el comportamiento de la eficiencia del sistema en diferentes condiciones. La presente investigación tendrá en cuenta la implementación de los optimizadores parciales debido a que de acuerdo a lo planteado en estudios recientes sobre estas temáticas [8], son eficientes y de bajo costo en comparación con los tradicionales ya que estos deben soportar mayor potencia implicando que necesitan circuitos más robustos y costosos. Como parte de las desventajas del artículo propuesto por Zhang et al[8] está la falta de claridad al explicar el funcionamiento de optimizadores en presencia de sombras. El anterior artículo proporciona un criterio para definir los optimizadores que se van a implementar en el proyecto de grado debido a que un factor importante a tener en cuenta es que el prototipo final sea un sistema económico que permita aumentar el porcentaje de eficiencia de un sistema de paneles solares al ser afectado por sombras parciales.

En otra investigación los autores Chao et al[9] informan sobre el diseño de un optimizador de energía y un controlador MPPT central, el cual es asociado con el sistema matriz de paneles solares distribuidos, es decir, que cada panel se puede controlar de manera independiente. Estos autores, presentan pruebas de rendimiento mediante varios métodos para encontrar el MPPT, incluidos la optimización de enjambre el cual consiste en controlar el tiempo de trabajo de PWM de los convertidores de cada panel y el número de pasos de búsqueda del MPPT para garantizar que el resultado sea convergente [10], por otro lado el algoritmo MPPT de descenso pronunciado, es un algoritmo de gradiente que adopta una función de búsqueda para encontrar el MPPT en un tiempo de convergencia rápido [9]. Se encontró también que el MPPT multivariable de una cadena de paneles utilizando el algoritmo MPPT de descenso pronunciado, da como resultado un seguimiento convergente más rápido, por lo tanto, se mejora la eficiencia del seguimiento y se minimiza la variación de salida de potencia transitoria. El anterior artículo indica la importancia de la convergencia del algoritmo, para que el sistema responda de manera rápida con el fin de garantizar que el sistema trabaje el mayor tiempo posible en la zona de operación más óptima.

En la investigación realizada por Raja, Kumar, Vikash, y Hariharanpor [11] se describe en detalle el comportamiento de la curva características (I-V) de un panel solar (PV). En condiciones uniformes la curva de potencia solo tiene un punto máximo de operación denominado MPP y los algoritmos convencionales están diseñados para que el panel funcione cerca de este punto de trabajo. El problema radica en que cuando un panel es afectado por una sombra parcial genera una corriente no uniforme implicando que dichas variaciones causan un cambio en la curva característica del PV, bajo estas condiciones en la curva se generan varios picos, en un voltaje más bajo se genera un mínimo local denominado LMPP, por otro lado en un voltaje cercano donde ocurre el MPP se encuentra el GMPP este es un máximo global. El problema con los algoritmos convencionales los cuales trabajan bajo condiciones uniformes implicando que la curva característica del panel tiene un solo máximo, a diferencia de las condiciones de sombreado parcial donde en la curva I-V hay varios picos, dicho algoritmos tradicionales no diferencian cual es el máximo local o global lo que indica que pueden llevar a que el PV funcione en un punto de operación poco eficiente, sin embargo para solucionar dicha problemática se plantea el algoritmo que realiza un barrido constante de toda la curva I-V para así encontrar el máximo global. El algoritmo planteado se simula en Matlab y los resultados demostraron que efectivamente el código encuentra este máximo global, aumentando la eficiencia del sistema en caso de sombreado parcial. Este documento provee un gran aporte para la investigación a causa de que describe el comportamiento de la curva I-V del panel cuando es afectado por sombras parciales, proporcionando una idea clara de las características que debe cumplir el algoritmo de los optimizadores para que el sistema encuentre el máximo global cuando se

presente un sombreado en los paneles solares.

En otra investigación relacionada con la curva característica de un panel solar realizada por C. Robayo, S. Serna [12], se propone un sistema automático para la caracterización eléctrica de paneles fotovoltaicos, el cual permite obtener las curvas de V/I , V/P e I/P a partir de una carga electrónica controlada por puerto serie, una tarjeta de adquisición de datos y un programa de computador realizado con LabVIEW. El sistema proporciona una referencia del funcionamiento eléctrico del panel, además de encontrar la curva característica se compara con la hoja de datos del panel solar, de esta manera se encuentra que el error no supera el 5%. Los resultados obtenidos en el documento donde se usó una celda fotovoltaica Hybrytec FV8512 se almacenan en una base de datos y luego se llevan a Matlab, para así crear las gráficas de caracterización como se mencionó anteriormente y poder obtener V/I , V/P y I/P donde encontraron que la plataforma presenta resultados satisfactorios, es decir se logra lo esperado, y especifican que en caso de ser necesario pueden ser mejorados con sensores más precisos y de mayor ancho de banda. Con ayuda de este documento se puede conocer la curva característica del panel bajo diferentes condiciones de sombreado parcial para así identificar el MPPT en cada caso.

Un análisis planteado en el documento realizado por Godfrin, Eyra, Durán [13], se muestran las comparaciones entre las mediciones de la energía inyectada a la red durante el período abril 2015 - marzo 2016 y las obtenidas con simulaciones mediante el programa comercial PVSyst, donde también se realiza un estudio del sistema fotovoltaico cuando presenta sombras parciales causando pérdidas. En este documento se presenta diversas posiciones del sistema conformado por 19 paneles, dos conjuntos laterales cada uno conformado por 6 paneles y uno central con 7 paneles, orientados al norte con inclinación de 15°. Cada grupo fue monitorizado durante 11 meses, con los datos obtenidos de la energía que se inyectaba a la red, se evaluó donde había más provecho de energía dependiendo de la hora del día y de las sombras parciales en los grupos de paneles, en este documento expresan que la energía inyectada a la red que tenía su reflejo en la tarde es mayor que el de la mañana, ya que en la mañana se presentaban dichas sombras que alteraban el sistema. Con la presente investigación se puede concluir que antes de instalar cualquier sistema de energías renovables que depende de variables no controladas, se debe hacer diversas hipótesis, como la posición de los paneles solares, para evitar dichas sombras y poder obtener una mayor recolección de energía.

De acuerdo con la pregunta de investigación del proyecto de grado a realizar, en el documento hecho por Efendi et al [14] proporciona argumentos que ayudan a dar respuesta a dicha cuestión, debido a que se pretende estudiar un sistema fotovoltaico cuando es afectado por sombras parciales y además se optimiza la eficiencia del panel para que trabaje en el máximo punto de entrega de potencia. Dicho documento habla sobre lo que es un máximo global y un máximo local, es decir, cuando se tiene un sistema de paneles fotovoltaico bajo condiciones uniformes en donde el sistema se encuentra directamente con el sol, el sistema va a presentar una curva de potencia con un solo máximo global el cual va a ser fácil de mantener ese punto y poder tener el mayor provecho de la energía, por otro lado cuando este sistema es afectado por una sombra parcial, la curva característica del sistema se modifica, donde ya no se tiene solamente un máximo global si no que también habrán máximos locales, los algoritmos que encuentran estos máximos no diferencian entre uno local y uno global, es decir, cuando el algoritmo cree que identifica un máximo global en realidad estará en un máximo local, como consecuencia de ello el panel no trabaja en su máximo punto de operación causando pérdidas en la producción de energía. Como resultado a esta investigación, se hace uso de un algoritmo llamado MPSO el cual es capaz de identificar directamente el máximo punto global, así se encuentran puntos locales y finalmente tener una eficiencia energética esperada si este sistema se afecta con sombras parciales.

En la misma línea se encuentra una investigación realizada por Guerriero, Napoli, d'Alessandro y Daliento [15], al igual que el anterior artículo se realiza un algoritmo el cual realiza un seguimiento del punto de máxima potencia capaz de conducir el punto de operación de un sistema fotovoltaico (FV) por medio del método del algoritmo Perturb Observe (P&O) [17], el cual se basa en la medición del incremento o disminución de la potencia entregada, variando la carga efectiva conectada al sistema FV para lograr la máxima potencia. Bajo condiciones de sombreado parcial por medio métodos analíticos simplificados se identifica la presencia de varias picos en la curva I-V de una cadena de paneles. Seguidamente con mediciones de sensores se construye la gráfica I-V y se evidencia dichos máximos locales (LMPPT) y el máximo global (GMPPT), pero a diferencia del artículo [14] anterior el cual buscaba el punto de máximo global, este no solo lleva al sistema al GMPPT con un tiempo de convergencia de 5 segundos, también realiza una reconstrucción de esta gráfica de potencia, para así aproximarla la real y que el algoritmo encuentre el punto global de manera eficiente y rápida, todo esto es logrado con base a sensores que tienen implementados en la red. La investigación anterior proporciona modelos analíticos los cuales se comprueban con la medición de sensores, los métodos anteriores proveen herramientas para la identificación de los máximos locales y el máximo global bajo condiciones de sombreado parcial.

II. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo de grado aporta principalmente a grandes industrias en el sector de energía renovables, ya que al implementar los optimizadores DC-DC se incrementa el porcentaje de la obtención de energía y también se reduce el impacto que presentan las sombras en los paneles solares mejorando así su eficiencia. Cuestión relevante para la sociedad, ya que a nivel mundial, se ve una creciente necesidad de incrementar la oferta de energías renovables que permitan cada vez más disminuir la utilización de materiales fósiles, pues estos traen consecuencias que afectan el medio ambiente, según se plantea en los objetivos de desarrollo sostenible [2].

Otro de las principales beneficios podría ser a nivel económico, pues por un lado, el precio de la energía eléctrica que proveen las energías renovables es estable al no depender del valor de combustibles fósiles, los cuales se ven modificados por diversos factores y por otro lado, estas son rentables a lo largo del tiempo, ya que la energía producida se puede inyectar a la red para producir ganancias.

Por último, las energías renovables tienen un gran aportan a nivel social, pues generan nuevos empleos y permiten que la electricidad llegue a lugares rurales donde no se cuenta con redes de distribución cercanas. De igual modo, la presente investigación aporta a los diferentes países en vía de desarrollo, pues los datos aquí obtenidos amplían la investigación en el ámbito de energías renovables, considerándose cada vez más su importancia en la sociedad actual.

III. OBJETIVOS

III-A. GENERAL

Simular y comparar los distintos modelos de los optimizadores DC-DC, los cuales permiten incrementar la eficiencia energética que presenta una matriz de paneles solares al ser afectada por sombras parciales.

III-B. ESPECÍFICOS

- Simular un sistema fotovoltaico para modelar el comportamiento cuando hay sombras parciales.
- Realizar la comparación de las distintas técnicas de implementación de los optimizadores DC-DC cuando se cubre parcialmente un panel solar, usando un software de simulación.
- Seleccionar una de las técnicas estudiadas, la cual presenta una mejor respuesta cuando se tiene un sombreado parcial en el sistema.

IV. MARCO TEÓRICO

En la presente sección se definen las teorías y conceptos claves que son necesarios para la comprensión del trabajo que se desarrollará. Donde se describe en detalle el funcionamiento eléctrico de un panel solar fotovoltaico y como este modifica el comportamiento de la curva I-V y la eficiencia en condiciones de sombreado parcial. Adicionalmente se mencionan algunos dispositivos que permiten optimizar la eficiencia de un panel solar.

IV-A. Modelo panel fotovoltaico

Una celda fotovoltaica consiste en un semiconductor que al recibir energía solar libera electrones, induciendo una corriente [22]. Las celdas normalmente se conectan en serie o paralelo o una combinación de las dos formas anteriores, para producir voltajes, corrientes y niveles de potencia. Un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí forman un panel solar. (Figura 1)

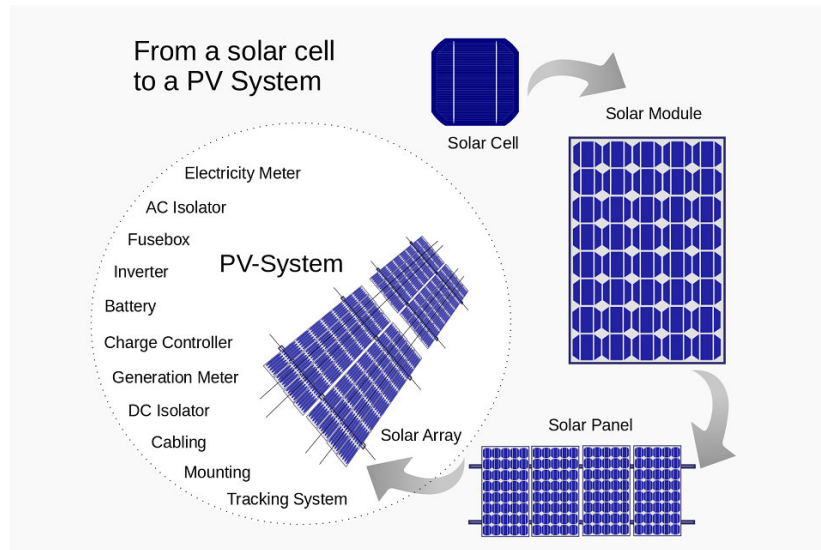


Figura 1. Celda fotovoltaica a sistema fotovoltaico [22].

IV-B. Sistemas de paneles fotovoltaicos

Para un sistema fotovoltaico existen diferentes configuraciones o conexiones para las distintas aplicaciones o entornos donde se encuentre ubicado este mismo, para ello se tiene entonces sistemas conectados a la red, sistemas totalmente autónomos, finalmente se encuentra el sistema híbrido el cual es una combinación entre las dos configuraciones mencionadas atormente (Figura 2).

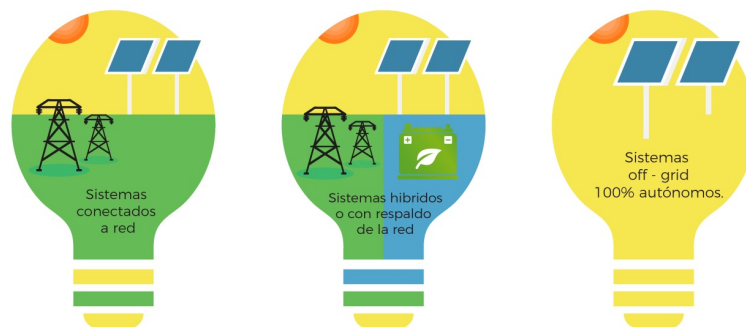


Figura 2. Tipos de sistemas fotovoltaicos. [23]

IV-B1. Sistemas fotovoltaicos autónomos: El funcionamiento de los sistemas autónomos es totalmente independiente es decir, que si en su momento no se está recibiendo o captando una gran porción de energía por parte del sol, no se tendrá energía suficiente para administrarle a la carga por ende, para este tipo de configuraciones es necesario un estudio previo del terreno o de la zona donde se va implementar este sistema. Dicha configuración requiere de subsistema de almacenamiento, el cual tenga la capacidad suficiente para administrar energía a la carga cuando el recurso solar sea nulo o mínimo. Los elementos claves para este tipo de conexión son las baterías que se van a implementar, ya que son nuestro almacenamiento de energía, el cual suministra energía a la carga cuando el sol se encuentre ausente en esta zona, también se requiere del control de carga ya que se garantiza que la batería no sufrirá sobrecargas.

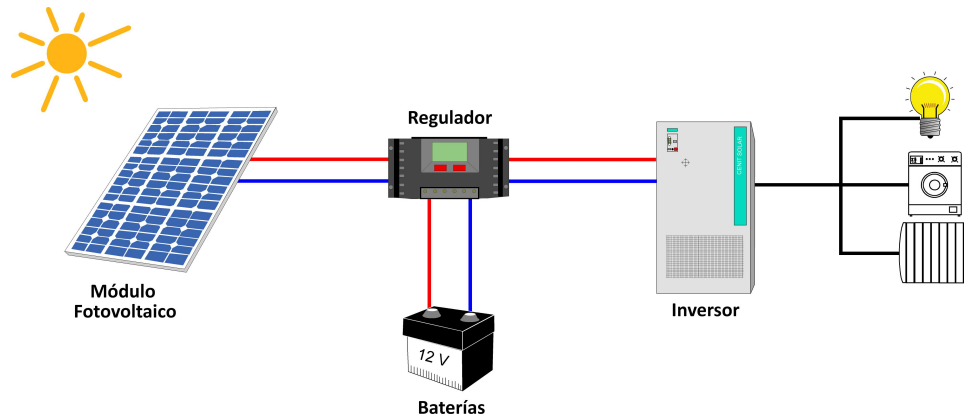


Figura 3. Sistema fotovoltaico autónomo. [24]

IV-B2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red pública: En los sistemas conectados a la red, se tiene una menor inversión económica frente a los equipos necesarios para implementar un sistema autónomo, en este tipo de configuración va a ser necesario únicamente el inversor el cual suministrará la energía generada por los paneles, a la carga o casa y a la red eléctrica esto siempre y cuando la energía generada sea mayor a la que se necesita consumir. Por otra parte si la energía de consumo es mayor a la energía generada, la carga o casa, tomara energía de la red para suplir la ausencia de energía que no se produjo en el sistema fotovoltaico.

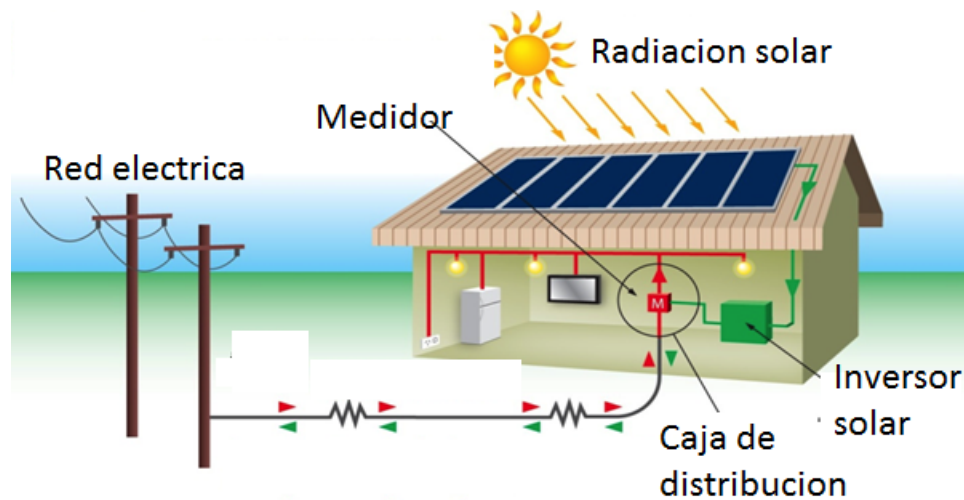


Figura 4. Sistema fotovoltaico conectado a la red pública. [25]

IV-B3. Sistemas fotovoltaicos híbridos: Finalmente se tiene una combinación de los dos tipos de configuraciones mencionadas anteriormente, del autónomo y del sistema conectado a la red es decir, que este sistema funciona de tal manera que si la energía producida a través del sistema fotovoltaico es suficiente para el consumo de los hogares, el inversor utilizará esta energía fotovoltaica para cargar las baterías de almacenamiento y si a su vez también se encuentran llenas, se va suministrar a la red. Por otra parte si el consumo de la carga o casa es superior a la energía producida por el sistema fotovoltaico el inversor tomará la energía que le hace falta de la red eléctrica pública. En ausencia del recurso solar, el inversor tomará la decisión de usar exclusivamente la energía de las baterías dependiendo del consumo que tenga la carga o el hogar.

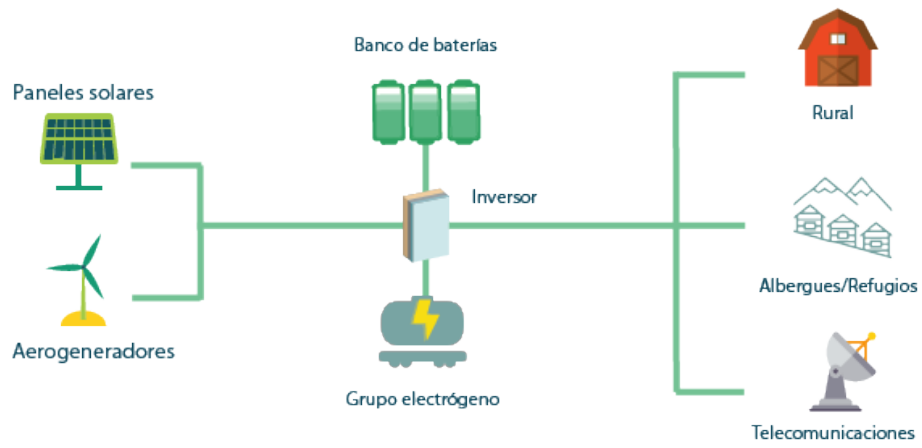


Figura 5. Sistema fotovoltaico híbridos. [26]

IV-C. Eficiencia en un panel solar

La eficiencia de un panel solar fotovoltaico se encuentra dada por la relación que tiene la potencia de salida del panel, con la potencia de entrada al panel, es decir, la radiación que este recibe. Esta relación se puede expresar como las siguientes ecuaciones.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (1)$$

$$P_{out} = I \cdot V \quad (2)$$

$$P_{in} = Radiacin\left(\frac{\omega}{m^2}\right) \cdot Area(m^2) \quad (3)$$

Donde para la ecuación (Ecuación 3), es la radiación del sol, en el área que tenga el panel solar.

IV-D. Circuito equivalente de celda fotoeléctrica

La corriente en el panel es proporcional a la irradiación solar. El modelo equivalente de una celda solar es el siguiente [27]:

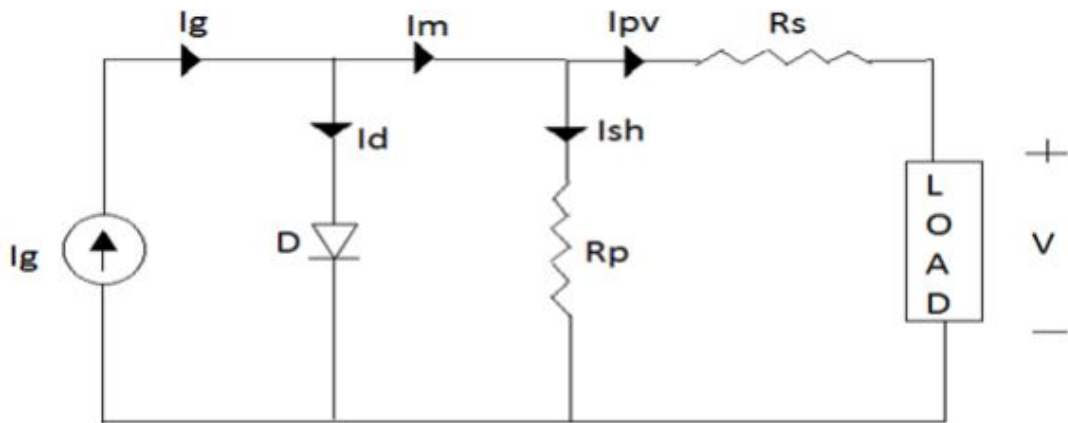


Figura 6. Circuito equivalente a una celda solar [28]

Las ecuaciones que describen el modelo son:

$$I_{pv} = I_m - I_{sh} \quad (4)$$

Donde I_{sh} es la corriente en la resistencia en paralelo de la figura 6:

$$I_{sh} = \frac{V + I_{pv} * R_s}{R_p} \quad (5)$$

$$I_m = I_g - I_d \quad (6)$$

La corriente I_g es proporcional a la corriente generada por la insolación solar:

$$I_g = (I_{g,n} + K_1 * \Delta T) * \frac{G}{G_n} \quad (7)$$

La corriente en el diodo I_d es igual a:

$$I_d = I_0 * \left(\exp\left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{v_t * n}\right) - 1 \right) \quad (8)$$

Donde I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo:

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_1 * \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_v * \Delta T}{a * v_t}\right) - 1} \quad (9)$$

La temperatura equivalente en voltaje es v_t :

$$v_t = \frac{N_s * k * T}{q} \quad (10)$$

Por último la expresión para describir la corriente de salida de la celda fotoeléctrica:

$$I_{pv} = I_g - I_0 * \left(\exp\left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{v_t * n}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V + I_{pv} * R_s}{R_p} \right) \quad (11)$$

Los valores de los parámetros necesarios para describir el modelo de la celda fotoeléctrica se definen a continuación [28]:

Parámetro	Descripción	Valor
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto	32,9 V
$I_{sc,n}$	Corriente de cortocircuito	8,21 A
k	Constante de Boltzman's	$1,38 * 10^{-23}$
N_s	Número de celdas en serie	54
N_p	Número de celdas en paralelo	1
G	Insolación solar	800
G_n	Insolación solar nominal	1000
K_v	Coefficiente de voltaje	-0.1230
K_i	Coefficiente de corriente	0.0032
T	Temperatura ambiente	301 °K
T_n	Temperatura nominal	300 °K
q	Carga del electrón	$1,6 * 10^{-19}$
n	Factor de diodo ideal	2
I_0	Corriente de saturación de diodo	
$I_{0,n}$	Corriente nominal de saturación de diodo.	$9,85 * 10^{-8}$
E_g	Banda prohibida de energía	1.12e V
$I_{g,n}$	Corriente nominal de STC	8.214
R_s	Resistencia en serie	0.221 Ω
R_p	Resistencia paralelo	414.5 Ω

IV-E. MPPT – Maximum Power Point Tracking

Los paneles solares fotovoltaicos poseen curvas características que definen su comportamiento para las diferentes condiciones de operación [21]. La potencia de un panel viene dado por el producto entre tensión y corriente de salida, ahora bien el resultado de dichos productos a largo del tiempo tienen la cualidad de poseer un máximo global entre todos los demás productos (figura 7). Este punto es conocido como punto de máxima potencia (MPP – Maximum Power Point), y es un valor que se modifica constantemente debido a que depende de variables como la radiación solar, la temperatura, sombras completas o parciales en el panel fotovoltaico.

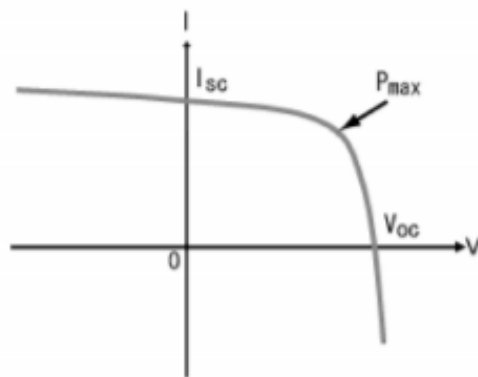


Figura 7. Curva característica de un panel fotovoltaico [21].

IV-F. Matriz de paneles solares fotovoltaicos

La conexión más común de paneles solares es serie-paralelo [22] debido a que en serie el manejo de voltaje se aumenta y en paralelo la capacidad de corriente se aumenta. El resultado que se busca es una configuración donde se soporte el mayor voltaje y corriente posible, donde la relación entre dicha conexión y su efecto en la curva V-I resultante de los paneles se muestra en la siguiente figura (Figura 8).

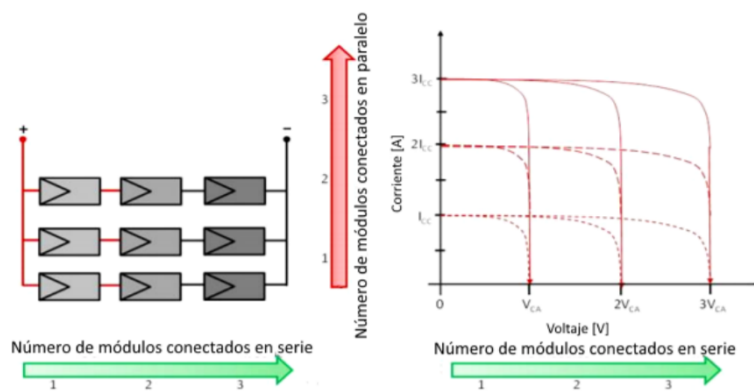


Figura 8. Conexión Serie-Paralelo y su efecto en la curva V-I [21].

IV-G. Panel solar bajo condiciones de sombras parciales.

El sombreado parcial es un fenómeno frecuente que sucede cuando algunos paneles de un sistema fotovoltaico están total o parcialmente sombreados por edificios, árboles, pájaros, nubes que pasan o algún otro objeto (figura 9).

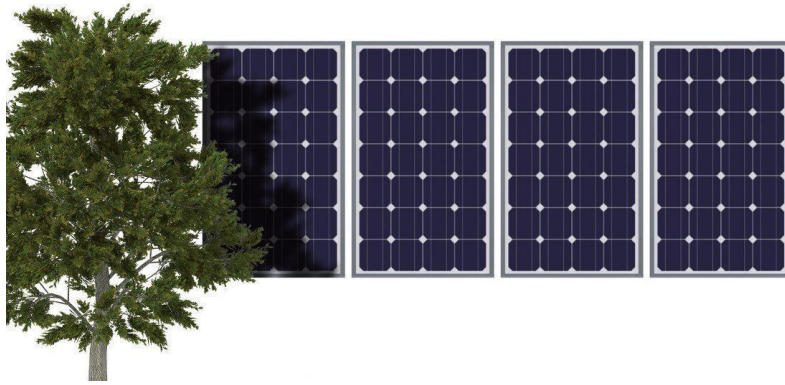


Figura 9. Sistema fotovoltaico con sombras parciales [8].

El sombreado parcial sobre un sistema fotovoltaico produce una diferencia en la irradiación que estos perciben, debido a que la corriente de cortocircuito de un panel solar es proporcional al nivel de irradiación solar, implicando que los paneles sombreados funcionarán a una corriente inferior a los no sombreados.

Cuando los paneles están conectados en serie, la corriente que fluye por ellos debe ser de igual en magnitud, sin embargo, este comportamiento no sucede cuando hay paneles sombreados, provocando que estos operen en su región de polarización inversa, en la cual son capaces de conducir mayores magnitudes de corriente, esto generando un daño capaz de afectar todo el sistema fotovoltaico [22]. Para solucionar dicho problema generalmente se instalan diodos Bypass en los bornes de los paneles fotovoltaicos, donde estos diodos son un sistema de seguridad en los paneles, pues desvían la corriente en caso de que estos se vean afectados por una sombra, evitando así la conducción inversa y daños irreversibles [8] (figura 10).

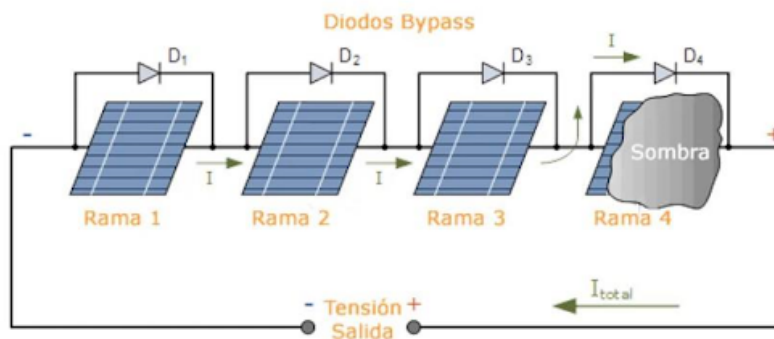


Figura 10. Conexión de los diodos Bypass [8].

Un panel solar está conformado por arreglos de células fotovoltaicas conectadas en serie, cuando una parte de la celda solar es afectada por una sombra parcial y se genera la corriente inversa, el diodo Bypass brinda una trayectoria alternativa para dicha corriente [8], dejando fuera de operación a celdas que no están sombreadas, cuestión que disminuye su eficiencia y la del sistema, además de generar escalones en la curva I-V del panel solar causando la existencia de máximos locales y globales [7].(figura 11).

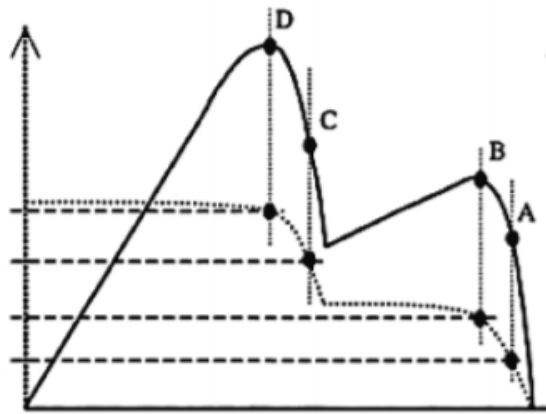


Figura 11. Curva característica al ser afectada por una sombra parcial [14].

Se observa en la gráfica anterior (figura 11) el comportamiento que tiene el módulo cuando presenta un sombreado parcial, generando entonces máximos globales y locales de potencia, donde el módulo por si solo no tiene la función de poder trabajar en el máximo global (Punto D), si no que trabajara generalmente en los máximos locales (Punto B), generándose pérdida de energía.

El problema del sombreado en los módulos solares con diodos bypass es la generación de máximos locales y globales, estos se generan debido a que cada módulo solar tiene una potencia de salida proporcional al recurso solar que está recibiendo. El problema radica en que cuando están en serie y un módulo recibe menos recurso solar que los demás va a generar menor corriente causando que todo el sistema trabaje al punto de operación del menor causando pérdida de energía [7].

IV-H. Conversor DC-DC

Para realizar dicho seguimiento de máximo punto de potencia (MPPT) con el uso de optimizadores DC-DC, se requiere de un conversor DC-DC, este conversor controla la tensión que se extrae del panel. Existen diferentes tipos de convertidores conmutados con diferentes características, por ejemplo existen las configuraciones como reductor, elevador, reductor-elevador entre otras. El funcionamiento básico de estos convertidores consiste en el almacenamiento temporal de energía y la entrega de ésta, definida en un periodo de tiempo, este periodo de tiempo determinará la cantidad de energía entregada a la carga. Estos tipos de convertidores transforman un voltaje de entrada no regulado en un voltaje de salida regulado y dependiendo de la configuración la tensión de salida puede ser mayor o menor a la tensión de entrada [29].

IV-I. Configuraciones de convertidores DC/DC

IV-II. Configuración BUCK: El convertidor reductor produce una tensión DC (V_o) de salida menor que la de entrada (V_s). La característica de la tensión de salida es que proporciona una señal DC regulada, el circuito equivalente es el siguiente:

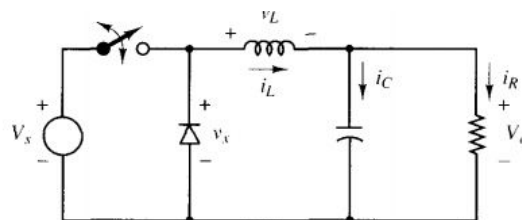


Figura 12. Circuito equivalente al convertidor reductor [29]

Para obtener una señal de salida continua es necesario agregar un filtro paso bajo después del interruptor, en la figura 12 se muestra un filtro (L-C).

Cuando el interruptor está cerrado el circuito equivalente es el siguiente:

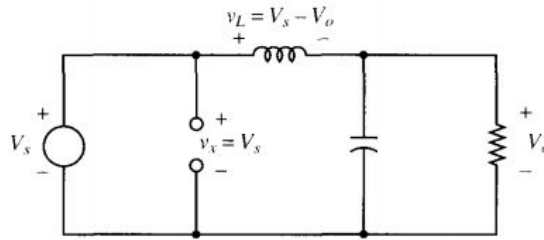


Figura 13. Circuito equivalente al convertidor reductor con el interruptor cerrado [29]

El diodo se polariza en inversa por lo tanto se comporta como circuito abierto (figura 13). Por otra parte cuando el interruptor se encuentra abierto el diodo proporciona un camino para la corriente, como se muestra en la siguiente figura:

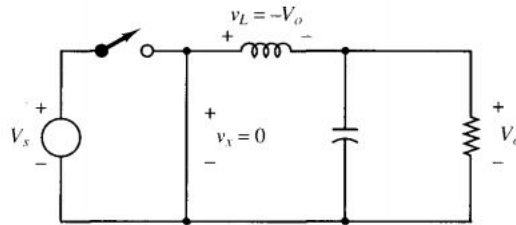


Figura 14. Circuito equivalente al convertidor reductor con el interruptor abierto [29]

Las formas de onda en el convertidor reductor se comportan como se muestra en la siguiente figura:

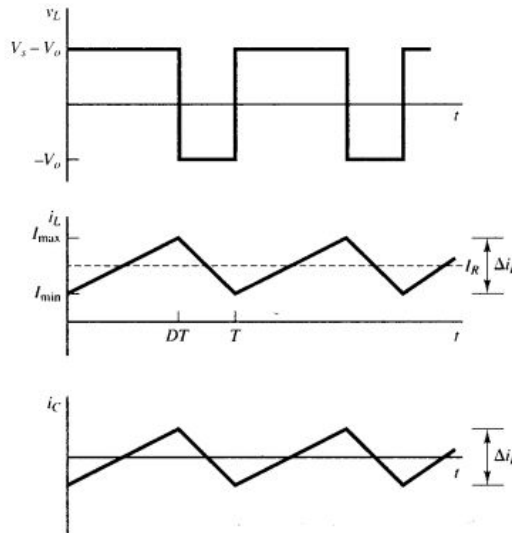


Figura 15. Formas de onda del convertidor reductor. 1) Comportamiento de la señal de tensión en la bobina. 2) Corriente en la bobina. 3) Corriente en el capacitor [29].

La tensión de salida se define como:

$$V_o = V_s D \tag{12}$$

La tensión de salida depende únicamente de la tensión de entrada y del ciclo de trabajo, también se observa que el voltaje de salida es menor que el voltaje de entrada debido a que D varía entre $0 < D < 1$. Si la tensión de entrada varía, la señal de salida se regula modificando el ciclo de trabajo adecuadamente.

Cuando el interruptor está cerrado el cambio de la corriente se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta i_L = \left(\frac{V_s - V_o}{L} \right) DT \quad (13)$$

Al reemplazar la ecuación [12] en la expresión anterior y teniendo en cuenta que el periodo es el inverso de la frecuencia se obtiene:

$$\Delta i_L = \frac{V_o(1-D)}{fL} \quad (14)$$

La corriente media en la bobina debe ser igual a la corriente media en la resistencia de carga, a causa de que el condensador tiene una corriente nula cuando al ser excitado con tensión continua.

$$I_L = I_R = \frac{V_o}{R} \quad (15)$$

La corriente máxima y mínima en la bobina se determinan de la siguiente manera:

$$I_{max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} \quad (16)$$

$$I_{min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} \quad (17)$$

Al sustituir las ecuaciones [14] y [15] en las expresiones anteriores se obtiene como resultado:

$$I_{max} = V_o \left[\frac{1}{R} + \frac{(1-D)}{2fL} \right] \quad (18)$$

$$I_{min} = V_o \left[\frac{1}{R} - \frac{(1-D)}{2fL} \right] \quad (19)$$

La Corriente máxima y mínima quedan en función de la resistencia de carga (R), la inductancia (L) y la frecuencia de conmutación (f) en hercios (Hz).

Para determina la inductancia mínima necesaria para que exista corriente permanente se iguala a cero la ecuación [19] ($I_{min} = 0$)

$$L_{min} = \frac{(1-D)R}{2f} \quad (20)$$

Un parámetro adicional para analizar es el rizado de tensión en la señal se salida. En la práctica el capacitor tiene un límite para almacenar energía lo que causa una variación en la señal de salida, esta se calcula por medio del análisis del comportamiento de las señales en la figura [16]:

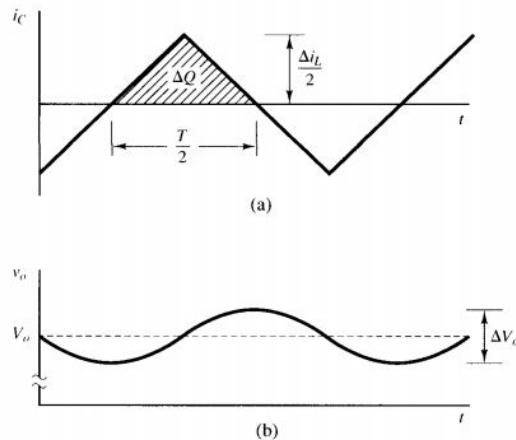


Figura 16. Formas de onda del convertidor reductor. (a) Corriente en el capacitor. (b) Tensión de rizado en el capacitor. [29]

El capacitor se carga mientras la corriente en el mismo sea positiva, aplicando la definición de capacidad:

$$Q = CV_o$$

$$\Delta Q = C\Delta V_o \quad (21)$$

$$\Delta V_o = \frac{\Delta Q}{C}$$

La variación de la carga ΔQ , es el área sombreada del triángulo en la figura 16a :

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \left(\frac{T}{2} \right) \left(\frac{\Delta i_L}{2} \right) = \frac{T\Delta i_L}{8} \quad (22)$$

Cuando se sustituye el resultado de la ecuación 22 se halla una nueva expresión para ΔV_o :

$$\Delta V_o = \frac{T\Delta i_L}{8C} \quad (23)$$

El valor de ΔV_o indica el valor de rizado pico a pico de la figura 16b, también es útil expresarlo como una fracción en relación con la señal de salida para obtener el valor de rizado en porcentaje. Reemplazando el valor de Δi_L hallado anteriormente en la ecuación 23 se obtiene:

$$\frac{\Delta V_o}{V} = \frac{1 - D}{8LCf^2} \quad (24)$$

IV-12. Configuración Boost: Este convertidor conmutado funciona abriendo y cerrando periódicamente un interruptor, se denomina elevador porque la tensión de salida es mayor al de entrada.

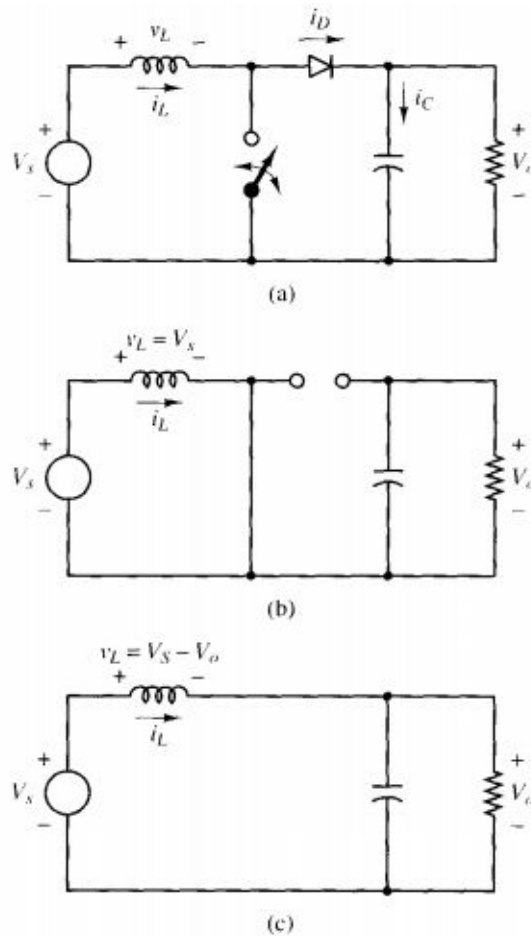


Figura 17. Convertidor elevador(a).Circuito equivalente al convertidor elevador con interruptor abierto (b). Circuito equivalente al convertidor elevador con interruptor cerrado (c) [29]

Para realizar el análisis del circuito se asumen que los componentes son ideales, el valor del condensador es muy grande y la tensión es constante a la salida y tiene un valor de (V_o) .

La tensión media en la bobina es cero, asumiendo que el tiempo en que está cerrado el interruptor es DT y el tiempo que está abierto es $(1 - D)T$:

$$V_L = V_s D + (V_s - V_o)(1 - D) = 0 \quad (25)$$

despejando V_o da como resultado:

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} \quad (26)$$

En la ecuación [26](#) se observa que cuando el interruptor está cerrado ($D = 0$) la tensión de entrada es igual a la de salida, a medida que se aumenta el valor del ciclo de trabajo (D) el valor de V_o aumenta, debido a este comportamiento se denomina convertidor elevador.

La corriente media en la bobina se calcula teniendo en cuenta que la potencia entregada por la fuente debe ser igual a la absorbida por la carga por la resistencia de carga:

$$P_o = \frac{V_o^2}{R} \quad (27)$$

La potencia de entrada es $V_s I_s = V_s I_L$ igualando a la potencia de salida con la potencia de salida con ayuda de la ecuación [27](#):

$$V_s I_L = \frac{V_o^2}{R}$$

$$V_s I_L = \frac{\left(\frac{V_s}{1 - D}\right)^2}{R} \quad (28)$$

$$I_L = \frac{V_s}{R(1 - D)^2}$$

Para determinar la corriente máxima y mínima en la bobina es necesario entender el comportamiento de la variación de la corriente en el convertidor elevador.

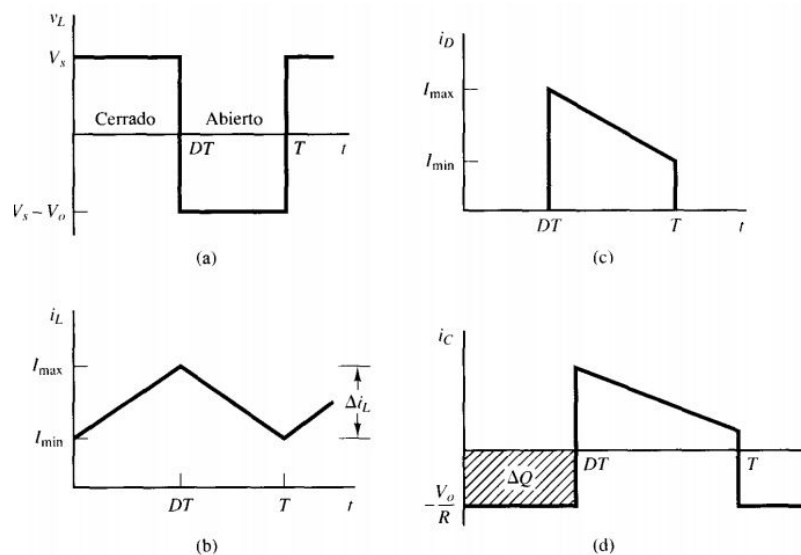


Figura 18. Convertidor elevador. (a) Tensión en la bobina. (b) Corriente en la bobina. (c) Corriente en el diodo. (d) Corriente en el condensador [\[29\]](#)

Cuando el interruptor está cerrado el diodo está en polarización inversa. Por medio de la ley de Kirchhoff para voltaje se realiza una malla que incluye la fuente de voltaje y la tensión en la bobina:

$$V_L = V_s = L \frac{di_L}{dt} \quad (29)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s}{L}$$

El ritmo de variación de la corriente es constante por lo que la corriente aumenta linealmente cuando el interruptor está cerrado, como se muestra en la figura 18.

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_s}{L} \quad (30)$$

al despejar Δi_L cuando el interruptor está cerrado:

$$\Delta i_L = \frac{V_s DT}{L} \quad (31)$$

La corriente máxima y mínima en la bobina se obtienen utilizando el valor medio y la variación de la corriente:

$$I_{max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} \quad (32)$$

$$I_{min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2}$$

Al reemplazar los valores de I_L y Δi_L se obtiene:

$$I_{max} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} + \frac{V_s DT}{2L} \quad (33)$$

$$I_{min} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s DT}{2L}$$

La ecuación del convertidor elevador se realiza suponiendo que la corriente en la bobina es continua y positiva. Para que esta condición ocurra es necesario que I_{min} sea positiva, dicho valor mínimo requerido se halla igualando a cero la corriente mínima ($I_{min} = 0$):

$$I_{min} = 0 = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s DT}{2L} \quad (34)$$

$$\frac{V_s}{(1-D)^2 R} = \frac{V_s DT}{2L}$$

$$L_{min} = \frac{D(1-D)^2 R}{2f}$$

La inductancia mínima requerida para obtener una corriente permanente en el convertidor elevador es la ecuación 34. Hay que tener en cuenta que el valor de L_{min} depende de la frecuencia de conmutación (f) y del ciclo de trabajo (D), por lo que al variar alguno de estos parámetros la inductancia se ve afectada.

El rizado de tensión es un factor indispensable para analizar, debido a que la capacitancia tiene un valor finito lo que causa una fluctuación en la señal de salida. La variación de la carga en el condensador se determina con ayuda de la figura 18d.

$$|\Delta Q| = \left(\frac{V_o}{R} \right) DT = C \Delta V_o \quad (35)$$

Al despejar V_o se halla la expresión para el rizado de tensión:

$$\Delta V_o = \frac{V_o DT}{RC} = \frac{V_o D}{RCf} \quad (36)$$

Otra manera de expresar el rizado es en porcentaje:

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{D}{RCf} \quad (37)$$

IV-13. Configuración BUCK-Boost: La configuración reductor-elevador tiene la cualidad de que el valor de la señal de salida puede ser mayor o menor que la tensión de entrada.

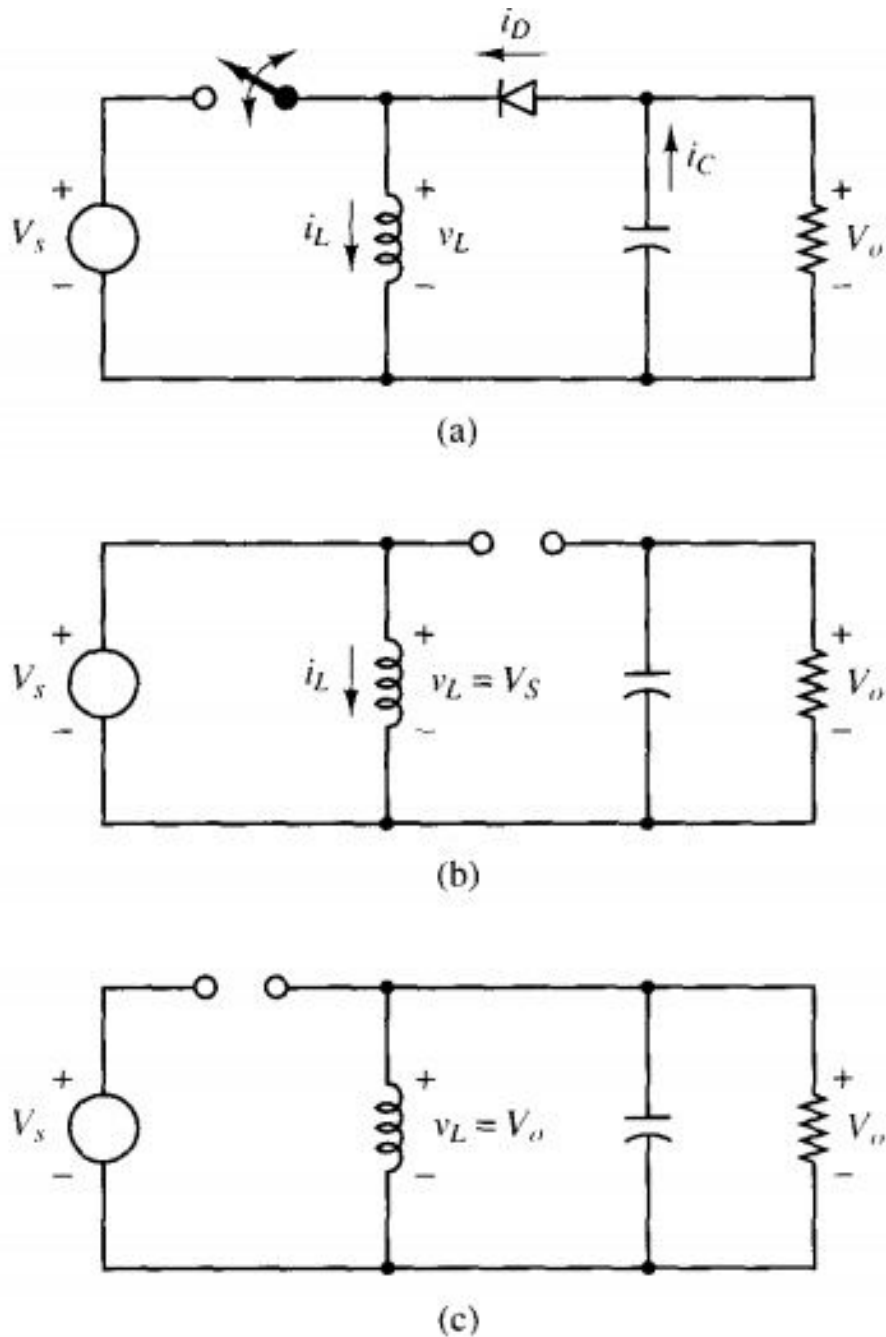


Figura 19. Convertidor reductor-elevador. (a) Esquema del circuito. (b) Esquema del circuito con el interruptor cerrado. (c) Esquema del circuito con el interruptor abierto [29].

Cuando el interruptor está cerrado la tensión en la bobina es:

$$v_L = V_s = L \frac{di_L}{dt} \tag{38}$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s}{L}$$

El cambio con respecto al tiempo de la corriente en la bobina es una constante positiva, es decir, que corriente aumenta de manera constante cuando el interruptor está cerrado:

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_s}{L} \quad (39)$$

calculando el valor de Δi_L cuando el interruptor está cerrado:

$$(\Delta i_L)_{\text{cerrado}} = \frac{V_s DT}{L} \quad (40)$$

Por otro lado cuando el interruptor se encuentra abierto la corriente en la bobina se descarga por medio del diodo que estará polarizado en directa suministrando corriente a la resistencia y al condensador. Bajo esta condición la tensión en la bobina es:

$$v_L = V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (41)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_o}{L}$$

El ritmo de variación en la bobina es constante y la variación de corriente es:

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D)T} = \frac{V_o}{L} \quad (42)$$

Hallando el valor de Δi_L :

$$(\Delta i_L)_{\text{abierto}} = \frac{V_o(1-D)T}{L} \quad (43)$$

Cuando el circuito funciona en régimen permanente, la variación neta de la corriente en la bobina debe ser nula:

$$(\Delta i_L)_{\text{cerrado}} + (\Delta i_L)_{\text{abierto}} = 0 \quad (44)$$

$$\frac{V_s DT}{L} + \frac{V_o(1-D)T}{L} = 0$$

Resolviendo para obtener V_o :

$$V_o = -V_s \left(\frac{D}{1-D} \right) \quad (45)$$

El convertidor reductor puede entregar una tensión mayor o menor en relación a la tensión de entrada dependiendo del ciclo de trabajo (D). Cuando ($D > 0,5$) el voltaje de salida (V_o) es mayor que el de entrada (V_s), en el mismo sentido cuando ($D < 0,5$) se obtiene como resultado un voltaje menor a la salida y cuando ($D = 0,5$) el valor de tensión en la entrada y la salida son equivalentes ($V_s = V_o$). El signo negativo en la ecuación ref⁴⁵ indica que la polaridad de la señal de salida es opuestas a la de entrada.

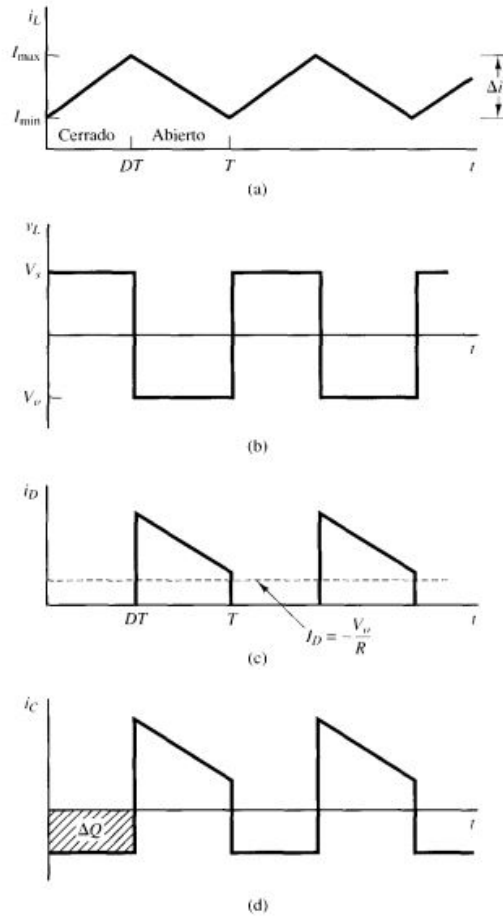


Figura 20. Formas de onda del convertidor reductor-elevador. a) Corriente en la bobina. b) Tensión en la bobina. c) Corriente en el diodo. d) Corriente en el condensador [29]

La potencia absorbida por la carga debe ser igual a la entregada por la fuente:

$$P_o = \frac{V_o^2}{R}$$

$$P_o = V_s I_s \quad (46)$$

$$\frac{V_o^2}{R} = V_s I_s$$

La corriente media de la fuente se relaciona con la corriente media en la bobina de la siguiente manera:

$$I_s = I_L D \quad (47)$$

Relacionando las ecuaciones [46] y [47] se obtiene:

$$\frac{V_o^2}{R} = V_s I_L D \quad (48)$$

Al sustituir el valor de V_o hallado en la ecuación [45] y despejando la variable I_L de la expresión anterior:

$$I_L = \frac{V_o^2}{V_s R D} = \frac{P_o}{V_s D} = \frac{V_s D}{R(1-D)^2} \quad (49)$$

Para definir las corrientes máximas y mínimas se observa el comportamiento de la corriente en la bobina en mostrada en la figura [20]a, también se utilizan los valor hallados para las variables de I_L y i_L :

$$I_{max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s D}{R(1-D)^2} + \frac{V_s DT}{2L} \quad (50)$$

$$I_{min} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s D}{R(1-D)^2} - \frac{V_s DT}{2L} \quad (51)$$

Para hallar la inductancia mínima necesario para garantizar que la corriente I_L se continua y positiva se despeja (L) cuando $I_{min} = 0$ en la ecuación [51](#).

$$L_{min} = \frac{(1-D)^2 R}{2f} \quad (52)$$

Cuando se realiza el análisis del rizado de voltaje en la salida del reductor-elevador se calcula a partir de la forma de onda de la corriente en el capacitor, como se muestra en la figura [20](#)d.

$$|\Delta Q| = \left(\frac{V_o}{R}\right) DT = C \Delta V_o \quad (53)$$

despejando la variable de tensión de salida V_o :

$$\Delta V_o = \frac{V_o DT}{RC} = \frac{V_o D}{RCf} \quad (54)$$

Expresado en porcentaje:

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{D}{RCf} \quad (55)$$

IV-J. Optimizadores DC-DC

Los optimizadores de DC-DC son dispositivos que hacen un seguimiento del punto de máxima potencia por cada panel, estos se conectan entre el panel y los siguientes paneles en serie, este seguimiento del MPP (máximo punto de potencia) se utiliza para maximizar la energía entregada por el sistema fotovoltaico, mejorando así la eficiencia del sistema. En general, existe una gran variedad de algoritmos de seguimiento del MPP que se diferencian por su complejidad, su velocidad de convergencia al MPP y costos. Este sistema es recomendado en situaciones en las que se presentan sombras parciales en el arreglo de paneles solares [\[8\]](#). (Figura [21](#))

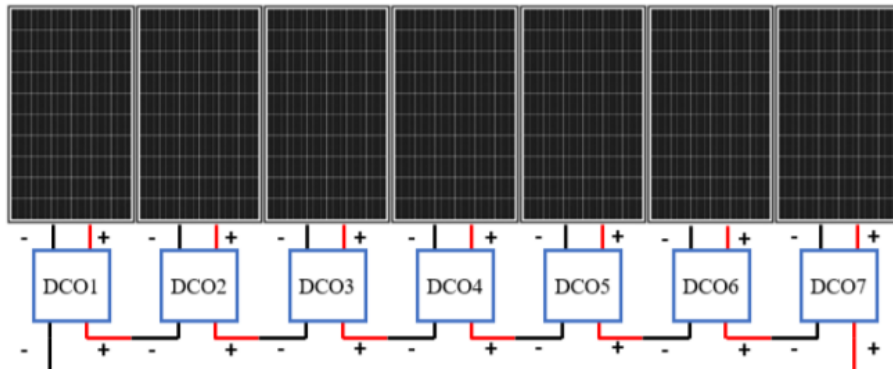


Figura 21. Optimizadores DC en arreglo de paneles solares [\[18\]](#).

IV-K. Algoritmos para encontrar el MPPT

Los algoritmos MPPT son los encargados de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del módulo, los cuales son implementados en el convertor fotovoltaico para mantener el funcionamiento del panel solar en su punto de máxima potencia, incluso en condiciones variables como la irradiancia solar, la temperatura y la carga.

Estos algoritmos son desarrollados para maximizar la energía que puede generar un módulo solar, ya que estos algoritmos controlan la tensión garantizando que el sistema funcione en el punto de máxima potencia cuando se tiene perturbaciones en la irradiancia solar o inclusive en la temperatura, como se observa en la siguientes gráficas (Figura 22 y 23).

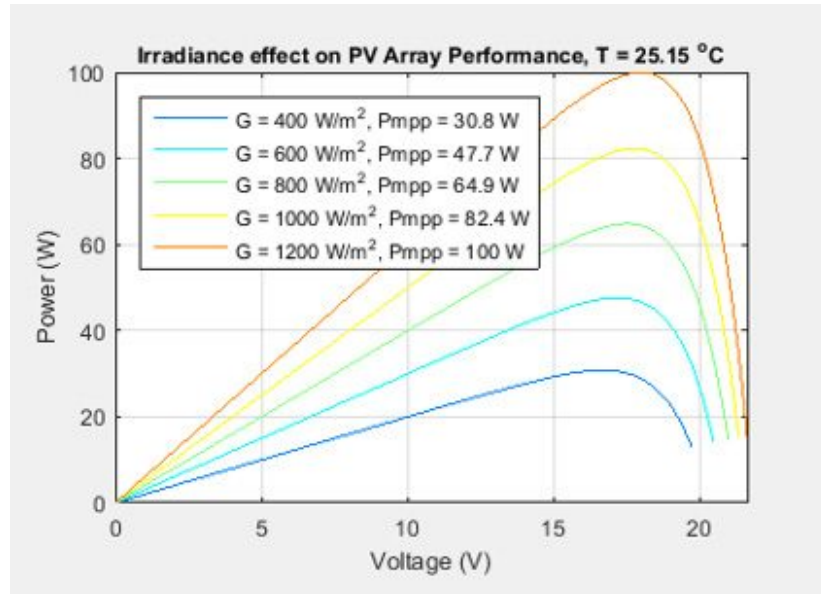


Figura 22. Curva de tensión de potencia de sistema fotovoltaico perturbando irradiancia. [30]

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

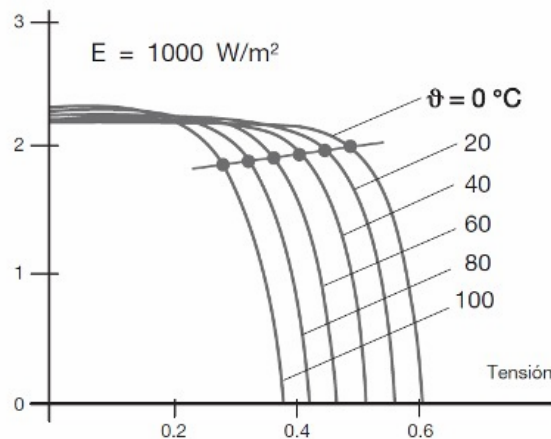


Figura 23. Curva de tensión de potencia de sistema fotovoltaico perturbando temperatura. [30]

Se debe resaltar que la perturbación en irradiancia afectara la corriente significativamente y la perturbación en temperatura afectara el voltaje significativamente.

IV-K1. *Algoritmo Perturbación & Observación (P&O)*: El algoritmo P&O es uno de los más comunes entre los algoritmos para el control del MPPT, debido a su facilidad al momento de la implementación.

Su funcionamiento se basa en aplicar una perturbación al ciclo de trabajo que maneja el convertidor y observar que sucede con la potencia es decir, si la potencia disminuye o aumenta, y respecto a esta información seguir aplicando estas variaciones de perturbación, las cuales se representan en un valor constante y determinan el tiempo de convergencia y oscilación alrededor del MPP.

El siguiente diagrama de flujo (Figura 24) representa el comportamiento del algoritmo.

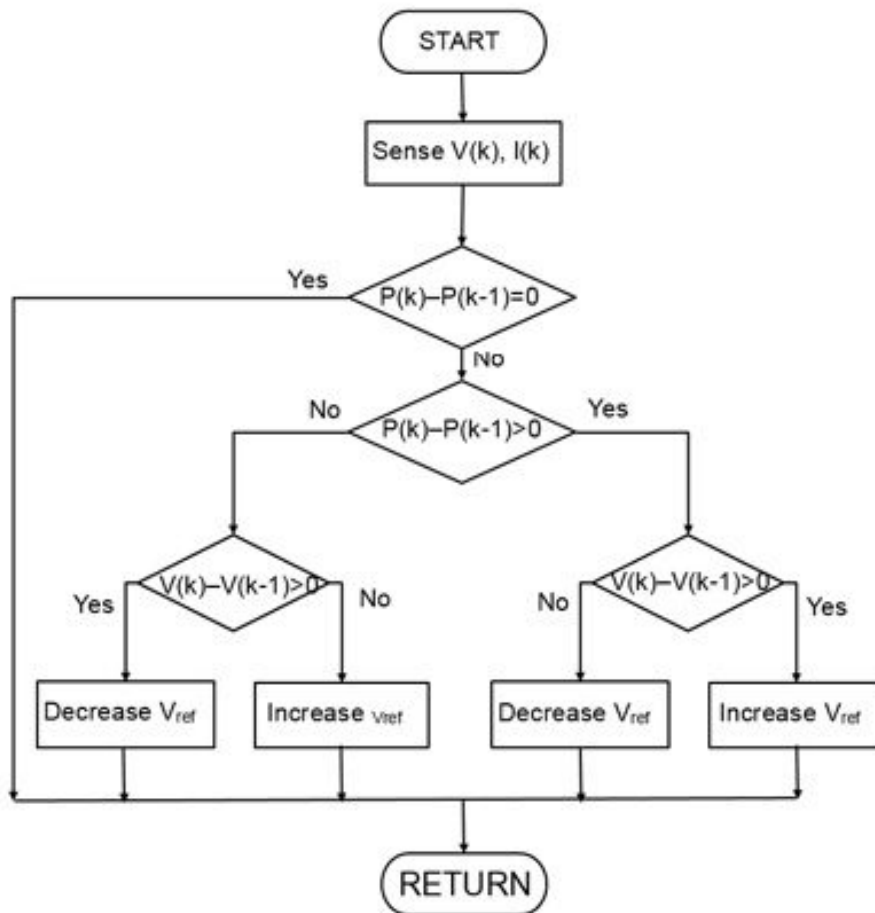


Figura 24. Diagrama de flujo P&O. [30]

IV-K2. *Algoritmo Conductancia Incremental*: El algoritmo de Conductancia Incremental se basa en disminuir el ciclo de trabajo para así disminuir la conductancia instantánea, con el fin de que si la conductancia incremental es menor, se estará operando entonces a la derecha del MPP y por lo tanto sera necesario aumentar el ciclo de trabajo para lograr ese incremento en la conductancia instantánea.

Si las conductancias son iguales se tendrá entonces que el punto de operación coincide con el MPP y no sera necesario ninguna acción de control. Por el contrario si no se tuvo variación en la tensión de operación y variación en la corriente, indicara que el sistema estaba en el MPP pero hubo variaciones en las condiciones en las que se encuentra el módulo, como por ejemplo, un sombreado parcial y es necesario ajustar el punto de operación.

El siguiente diagrama de flujo (Figura 25) relaciona lo dicho anteriormente:

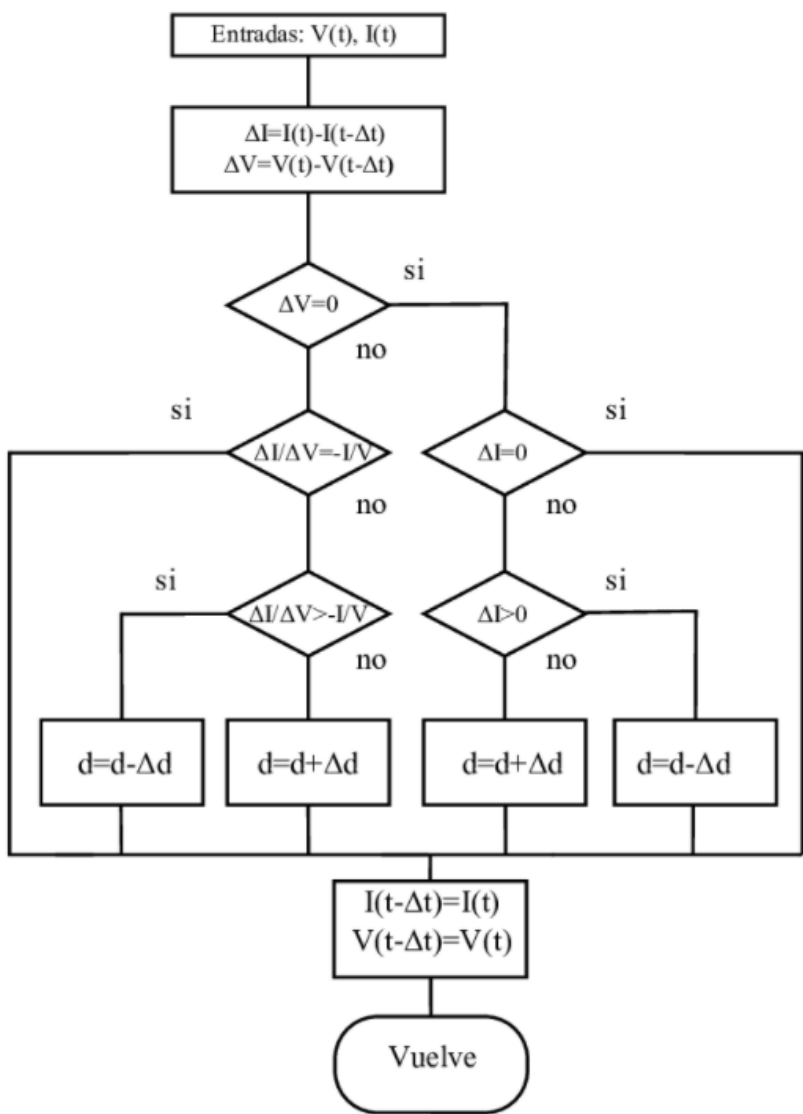


Figura 25. Diagrama de flujo de algoritmo inductancia incremental. 31

IV-K3. *Algoritmo Conductancia Incremental Paso Variable*: El algoritmo de conductancia incremental con paso variable funciona de manera similar al algoritmo de conductancia incremental, la diferencia se encuentra en que este calcula el ciclo de trabajo por cada iteración, como se muestra en el siguiente diagrama:

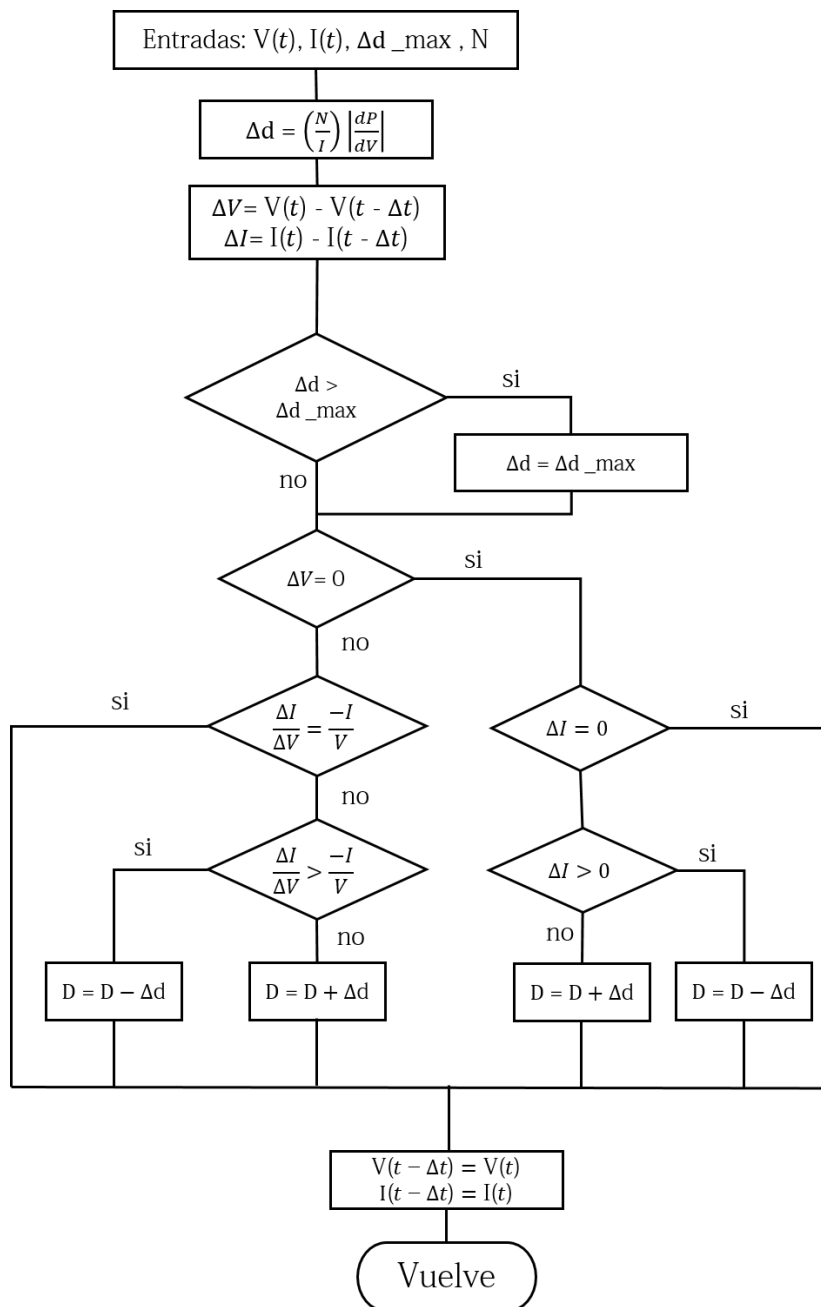


Figura 26. Diagrama de flujo de algoritmo Conductancia Incremental con paso variable [32].

La elección del ciclo de trabajo determina si se logra un rápido seguimiento del MPPT, sin embargo este depende de las condiciones atmosféricas. Si el punto de operación sufre grandes cambios se debe aumentar el paso del ciclo de trabajo (Δd), por otro lado si las variaciones son pequeñas el sistema estará más cerca del MPPT, pero si el paso del ciclo de trabajo es muy pequeño y el punto de trabajo sufre grandes cambios no podrá seguir dichas variaciones, por lo que existe una relación entre la velocidad para detectar y adecuarse a ellos, y la precisión con que se opera, esto afecta parámetros como el tiempo de estabilización y la oscilación en estado estacionario [31].

IV-K4. *Algoritmo Hill Climbing*: El algoritmo Hill Climbing consiste en agregar una perturbación fija al ciclo de trabajo del convertidor DC-DC causando una variación en el valor de potencia del panel solar, dependiendo de dicho valor el algoritmo decide como se va a agregar la siguiente perturbación con el fin de llegar al punto de máxima transferencia de potencia.

El diagrama que describe el algoritmo se muestra en la siguiente figura:

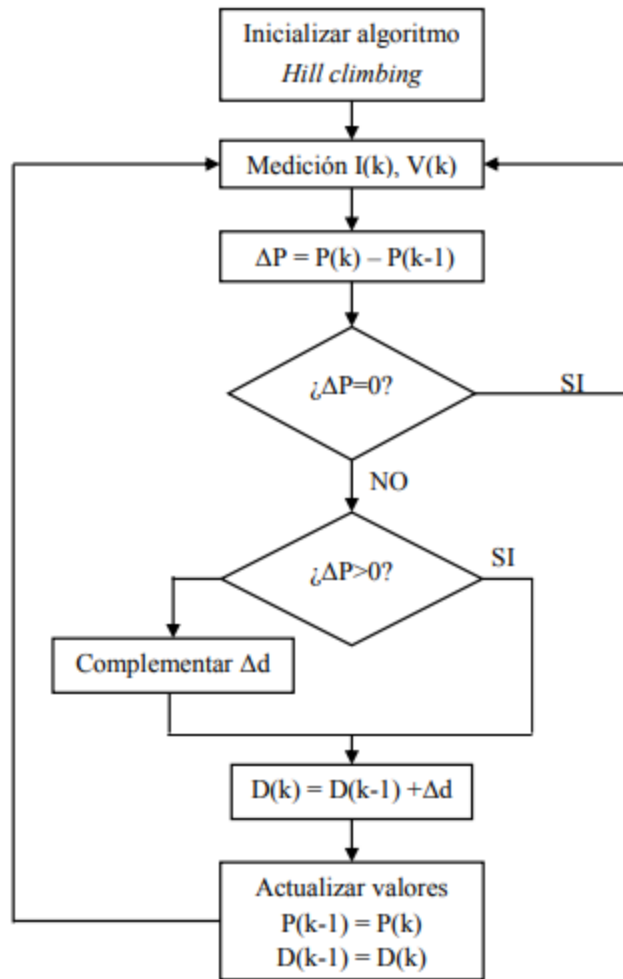


Figura 27. Diagrama de flujo de algoritmo Hill Climbing [32]

A diferencia de los anteriores algoritmos que realizan las comparaciones con los valores de tensión y de corriente este compara el cambio del valor de la potencia para determinar donde se encuentra el MPPT. Una desventaja de este algoritmo es que su reacción es lenta ante grandes cambios en la irradiancia debido a que el paso con el que se modifica es fijo lo que puede afectar el tiempo de estabilización y la oscilación de la tensión y corriente.

V. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología que se va llevar a cabo en la presente investigación, comienza desde una caracterización de los paneles solares, donde se analiza en detalle el comportamiento de la curva característica del panel en condiciones uniformes en las cuales la radiación del sol llega a toda el área del panel. Se estudia el efecto de las sombras parciales en la curva de funcionamiento del panel solar. Seguidamente se entra en materia iniciando con el proceso de simulación de los paneles solares por medio del software PSIM, PVSOL y Matlab. El procedimiento a realizar se define de la siguiente manera:

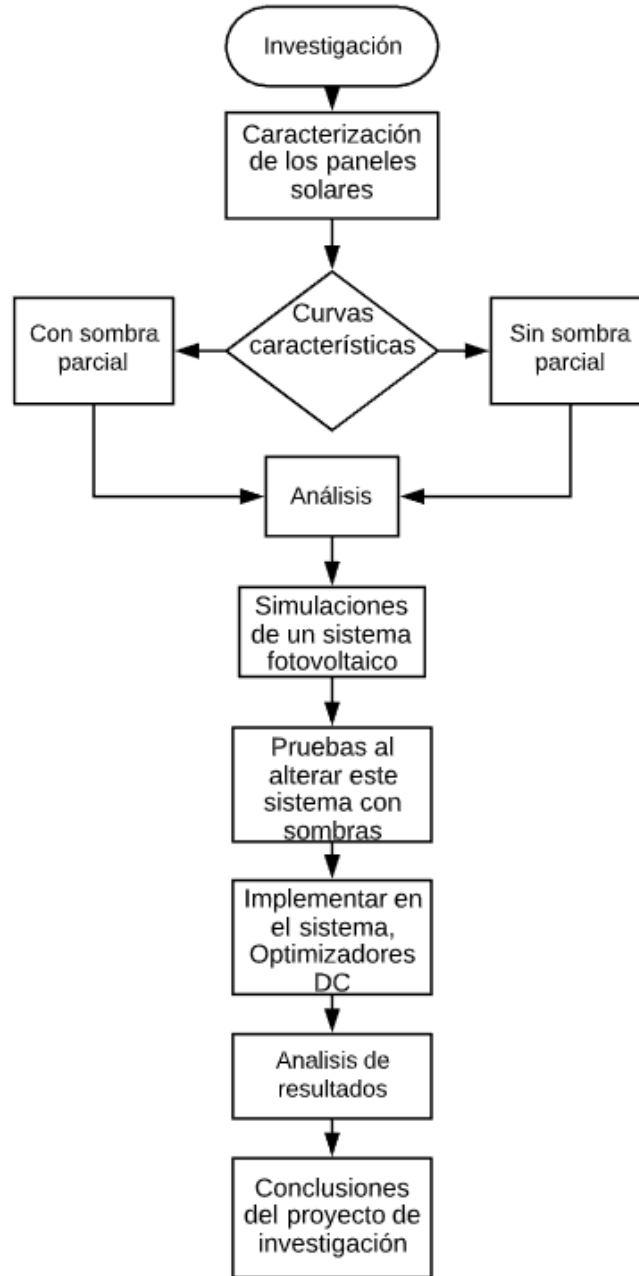


Figura 28. Diagrama para la metodología del trabajo de grado

VI. DESARROLLO Y PLAN DE PRUEBAS

Inicialmente se realiza el respectivo análisis del sistema fotovoltaico en los distintos software como, PSIM, PVSOL Y Matlab-Simulink, con el objetivo de poder analizar en principio la curva característica del sistema y comprender lo que sucede cuando el sistema se encuentra afectado por sombras parciales, es decir, cuando la radiación solar es diferente entre los módulos solares, y finalmente realizar la adecuada configuración del sistema con los optimizadores DC-DC para mitigar el impacto que tienen dichas sombras parciales en un sistema fotovoltaico.

VI-A. Implementación de sistema fotovoltaico en PSIM

Se realiza la representación de un sistema fotovoltaico en el software PSIM, con el fin de tener una representación mas visual de un sistema fotovoltaico, en este caso se tienen dos módulos solares para el sistema fotovoltaico, donde uno de estos se encuentre afectado por una sombra, obteniendo así un sombreado parcial en el sistema en general.

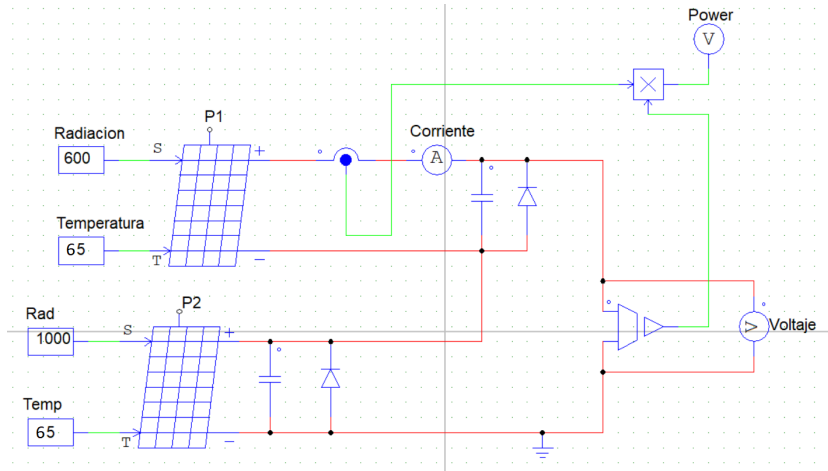


Figura 29. Simulación en software PSIM.

Como se puede visualizar en la representación anterior (figura 29), se aprecia dos módulos fotovoltaicos donde se encuentran en una temperatura similar pero tienen radiación distinta, esto con el fin de simular un sombreado parcial en el sistema fotovoltaico. En esta parte se realizan tres simulaciones principalmente, donde se tiene la simulación individual de cada módulo por aparte, es decir que no se encuentren conectados en serie, para un total de dos simulaciones distintas y finalmente la tercera simulación relevante, donde se conectan en serie los dos módulos anteriormente simulados, con el fin de visualizar el comportamiento del sistema en conjunto cuando se tiene sombreado parcial.

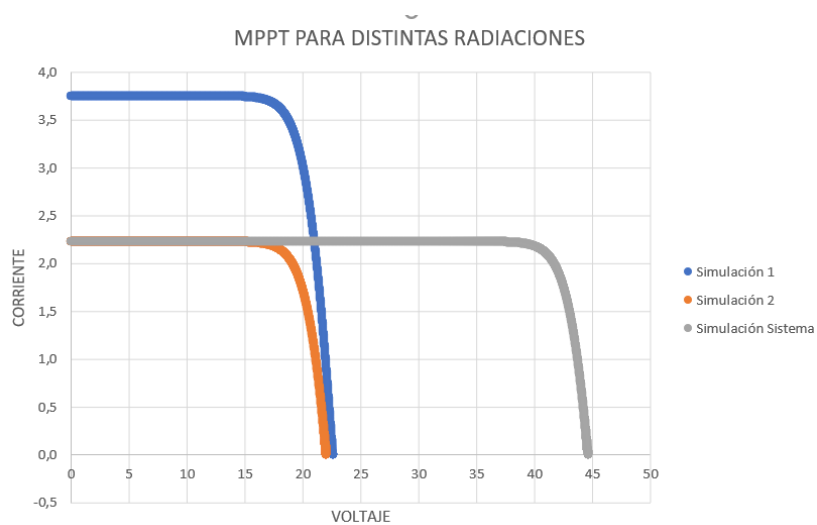


Figura 30. Resultados de las simulaciones.

Cómo se aprecia en la gráfica anterior (Figura 30), se tiene tres distintos resultados, donde la gráfica azul representa la simulación 1, donde es el módulo fotovoltaico que se encuentra con mayor radiación, por otra parte se tiene la gráfica naranja que representa la simulación 2, siendo el módulo de menor radiación. Finalmente se tiene la simulación del sistema, es decir, los módulos conectados en serie, y se logra evidenciar que la salida del sistema tiende a la corriente del modulo que se encuentra sombreado, esto entonces disminuyendo la potencia que podría generar mi sistema fotovoltaico.

MPPT	
Simulación	Potencia Máxima (W)
Módulo 1	65,81
Módulo 2	38,88
Módulo 1 + Módulo 2	87,36

Cuadro I
 POTENCIA DE CADA MÓDULO AL PERTURBAR LA IRRADIANCIA

Con los datos obtenidos se continua con la simulación del sistema ideal, para conocer el resultado cuando el sistema se encuentra sin sombreado parcial o en condiciones ideales, este proceso lo superponemos en la gráfica anterior (Figura 30) para una mejor visualización del sistema ideal.

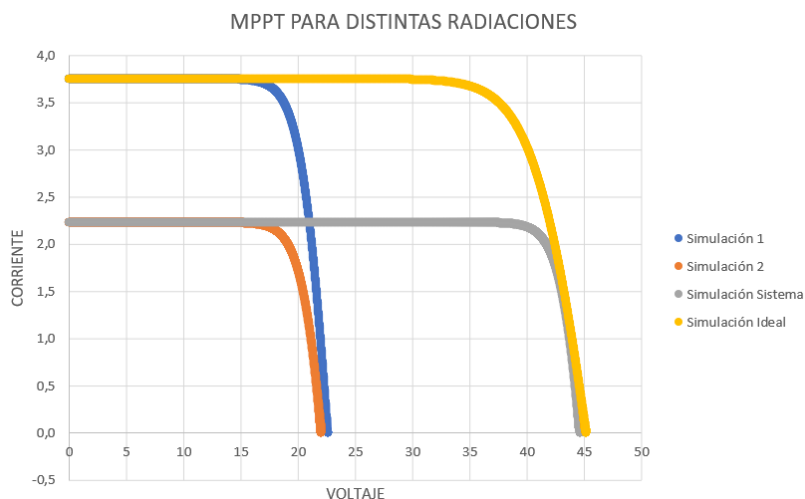


Figura 31. Superposición simulación ideal.

Como se observa en la gráfica anterior (Figura 31), el comportamiento del sistema ideal sin sombreado parcial representa la gráfica de color amarillo, la cual presenta una potencia máxima o un MPPT en 131,63 W. Comparado este valor de potencia máxima, junto con los valores que se encuentran en la tabla anterior (Cuadro I), se observa que cuando el sombreado se encuentra en un solo módulo, de igual forma va afectar los módulos que se encuentren conectados en serie en el mismo sistema, afectando entonces la potencia que realmente puede entregar mi sistema fotovoltaico.

VI-B. Simulación en PVSOL

Como consiguiente de la simulación realizada en el software de PSIM, se realiza además la implementación de un sistema completo, con un numero relevante de módulos en el software que brinda PVSOL, con el fin de comprender realmente que tanto afecta un sombreado a un sistema fotovoltaico completo y también se entra a analizar que tanta eficiencia mejora los optimizadores DC a estos sistemas que se encuentran afectados por sombras parciales.

Se resalta que PVSOL es una herramienta de simulación para una implementación real, ya que tiene en cuenta todos los factores del lugar es decir, que si la simulación se realiza en la ciudad de Cali, va tener en cuenta como es la temperatura, altura y el recorrido que hace el sol. En la siguiente imagen se relaciona el panorama o ambiente que tuvo esta prueba en PVSOL.

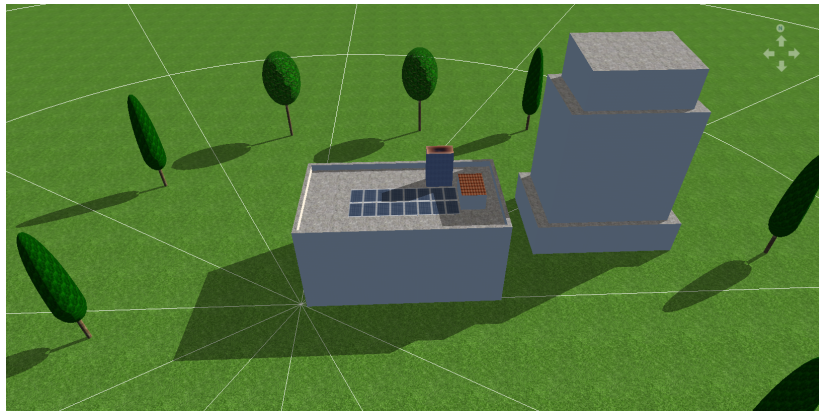


Figura 32. Panorama de simulación del sistema fotovoltaico.

Para la modelo anterior (Figura 32) de PVSOL, se trabaja con 16 módulos solares de JA Solar Holdings los cuales se encuentran en la superficie de un techo plano incluyendo estructuras, las cuales se usan con el propósito de brindarle un sombreado parcial al sistema fotovoltaico en el transcurso del día cuando se desplaza el sol y por ende las sombras. Con este modelo se realiza un calculo porcentual del sombreado a cada módulo durante los 365 días del año, con el fin de sacar un promedio sobre que tanta sombra influye en el módulo a lo largo del año.

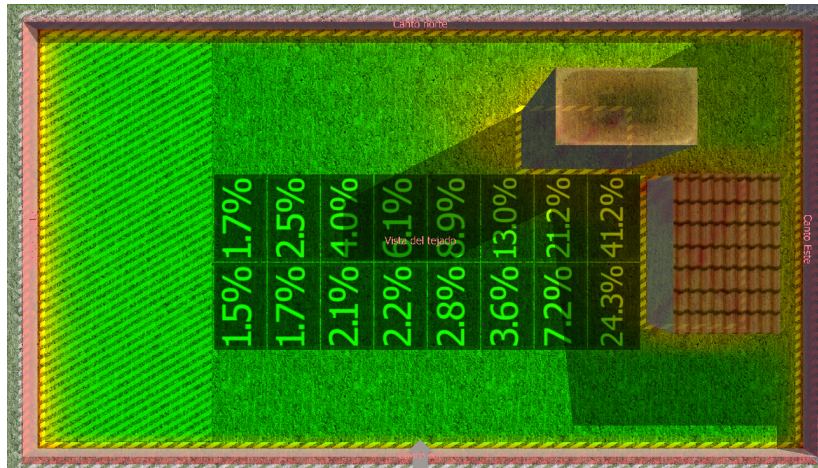


Figura 33. Porcentaje de sombreado en cada módulo en el año.

Como se observa en la imagen anterior (Figura 33), se tienen los distintos porcentajes de sombreado para cada uno de los módulos, donde se puede apreciar como algunos módulos tienen un mayor porcentaje de sombreado debido a las estructuras que se encuentran al rededor, teniendo entonces el mas afectado un 41.2 % aproximadamente y el menos afectado con 1.5 %. Por otra parte el diagrama unifilar de esta implementación se presenta de la siguiente manera.

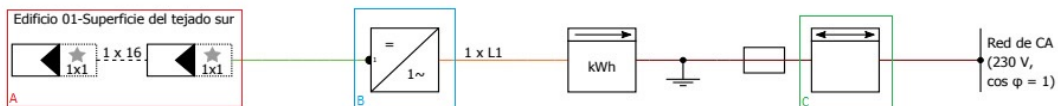


Figura 34. Diagrama unifilar de la implementación en PVSOL con optimizadores DC.

El diagrama unifilar (Figura 34) representa el sistema fotovoltaico el cual se encuentra conectado a la red, donde se detallan los 16 módulos solares (Cuadro A) en los cuales se observa un figura de estrella, esto indicando que se tiene un optimizador por cada modulo solar, los módulos se encuentran conectados en serie y van a una sola entrada del inversor de 5kW (Cuadro B) y finalmente se tiene el contador bidireccional (Cuadro C) conectado a la red, para extraer o inyectar energía de la red de

acuerdo a la necesidad que presente el sistema fotovoltaico.

Ahora bien, con lo mencionado anteriormente y el modelo implementado en PVSOL se realizan dos simulaciones distintas, en donde la primera consta del modelo implementado sin optimizadores de potencia y por otro lado se realiza la segunda simulación donde en el mismo modelo con las mismas sombras, pero esta vez con los optimizadores de potencia implementando en cada módulo, con el fin de identificar que tanto aumenta el coeficiente de rendimiento.

VI-B1. Prueba 1 sin optimizadores de potencia: Se relaciona la siguiente gráfica, la cual brinda un pronóstico de rendimiento del sistema que se implemento a lo largo del año.

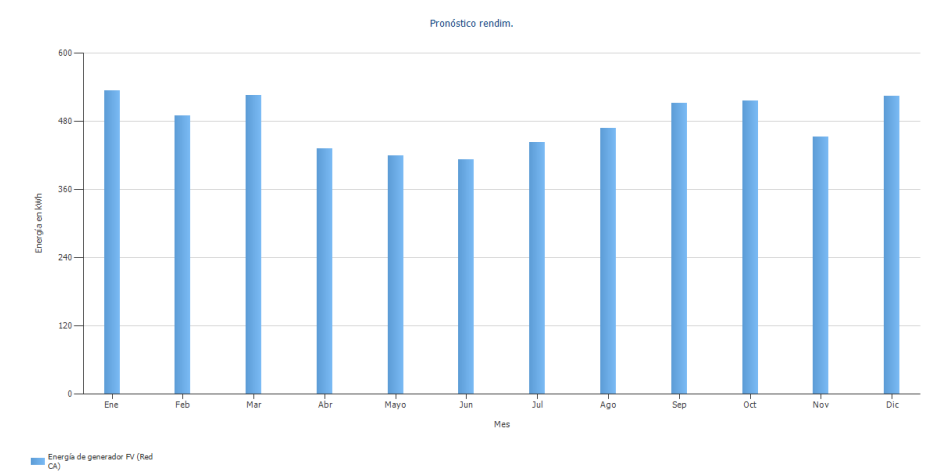


Figura 35. Resultados prueba sin optimizador DC

Calidad técnica de la instalación fotovoltaica	
Energía de generador FV (Red CA)	5,729 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1,191.55 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	73,2%

Figura 36. Calidad técnica de la instalación fotovoltaica

VI-B2. Prueba 2 con optimizadores de potencia: Se relaciona la siguiente gráfica, la cual brinda un pronóstico de rendimiento del sistema que se implemento a lo largo del año pero esta vez con los optimizadores DC.

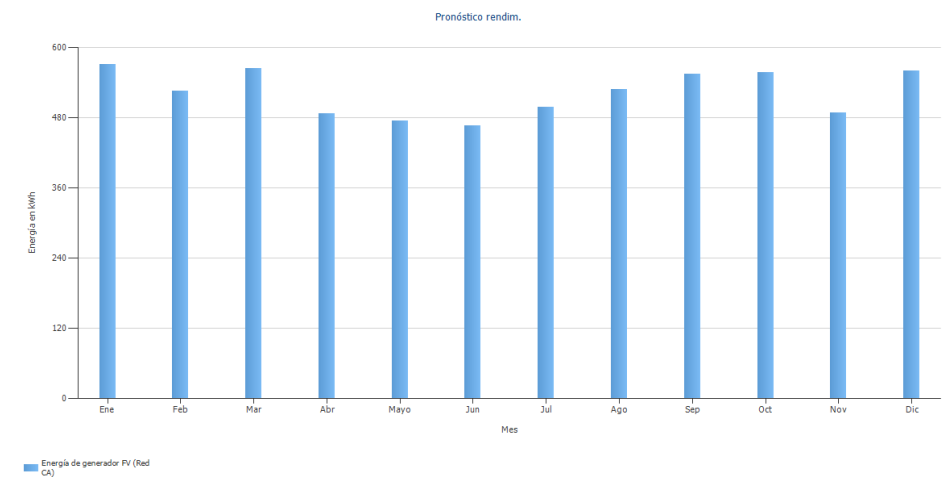


Figura 37. Resultados prueba con optimizador DC

Calidad técnica de la instalación fotovoltaica

Energía de generador FV (Red CA)	6,558 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1,566.25 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.8 %

Figura 38. Calidad técnica de la instalación fotovoltaica con Optimizador DC

De los resultados obtenidos por las simulaciones anteriores, donde se tiene el sistema implementado sin optimizadores DC (Figura 36) y luego se implementa los optimizadores DC (Figura 38) en los módulos, se observa un porcentaje de rendimiento ganado de aproximadamente 10.6%, debido a los optimizadores de potencia SolarEdge que fueron implementados en cada uno de los módulos.

VI-C. Simulación del modelo eléctrico de la celda solar en Matlab–Simulink

Inicialmente se realizó la implementación de una celda solar con el propósito de comprender como la temperatura y la irradiación influyen en el comportamiento de la celda para generar energía eléctrica.

La implementación se basó del modelo de la figura 6, por lo cual se tomaron en cuenta cada una de las constantes y ecuaciones que describen dicho modelo, de esta manera se obtiene el siguiente diagrama en el software Simulink:

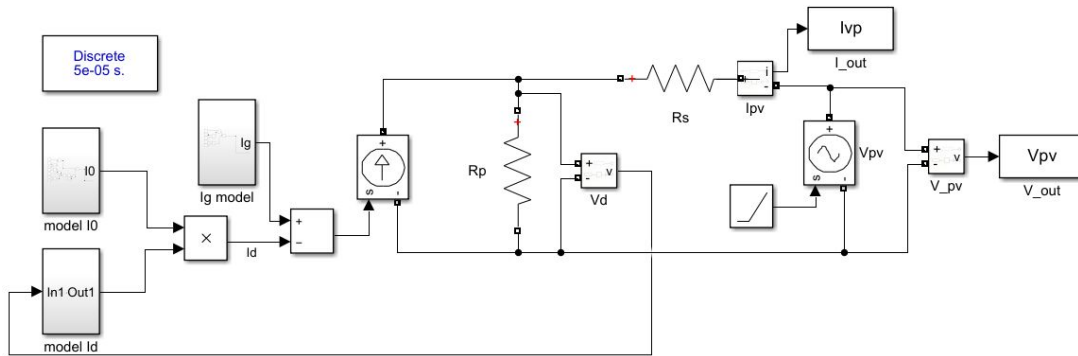


Figura 39. Implementación en Simulink del modelo eléctrico de una celda solar

La corriente I_g es proporcional a la irradiación y se resta con la corriente del diodo I_d , el resultado de esta señal ingresa a la fuente de corriente que simula a I_m , esta excita las resistencias R_p y R_s para así obtener el voltaje y corriente de salida.

Los datos de voltaje y corriente en la resistencia R_p se exportan al workspace de Matlab para poder manipular estos datos como arreglos.

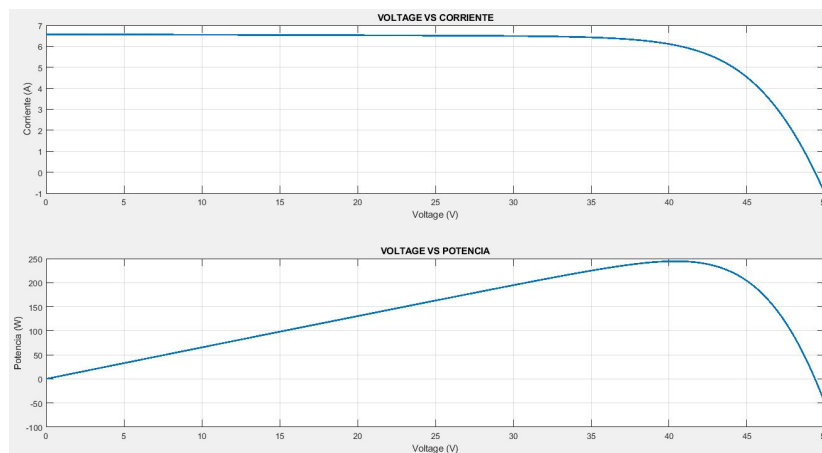


Figura 40. Voltaje, corriente y potencia para el modelo de la celda solar

VI-D. Simulación de sombreado parcial en Matlab–Simulink

De la misma forma que se trabaja con el software de PSIM, se realiza la simulación respectiva del sistema cuando se encuentra afectado por un sombreado, es decir alterando la irradiancia, para entrar en detalle acerca del comportamiento que sucede en los módulos que ahí se encuentran. Se resalta que esta prueba servirá como comparativa respecto a las simulaciones donde se implementara los optimizadores DC con su respectivo algoritmo.

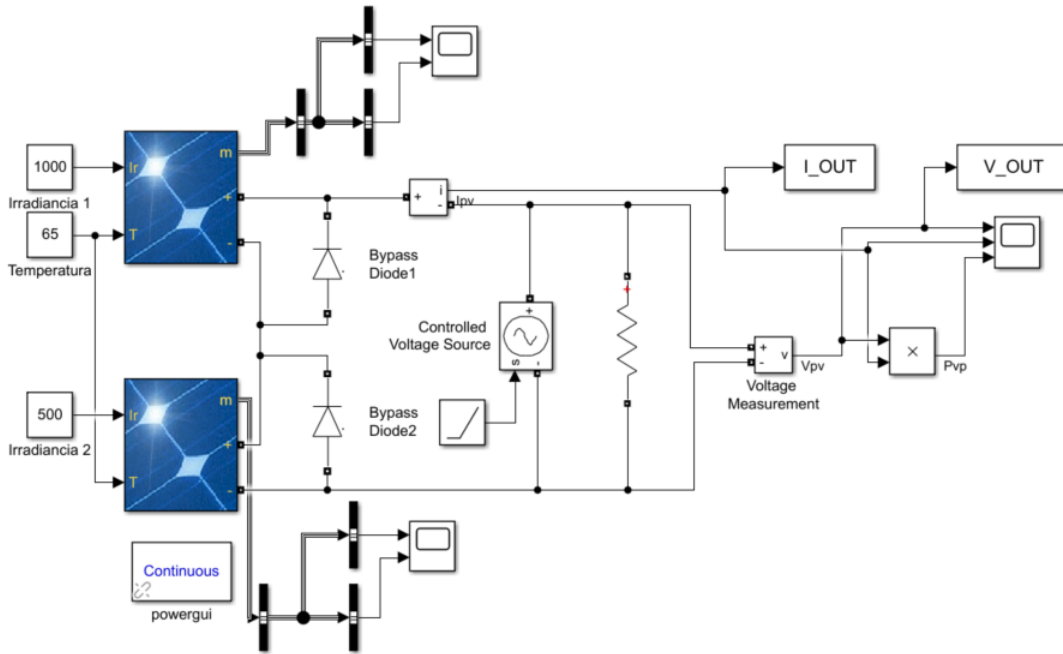


Figura 41. Simulación del sistema fotovoltaico sin optimizador DC.

Con el anterior esquema (Figura 41) se realizan dos tipos de pruebas en las cuales, la primera es cuando el sistema se encuentra en condiciones ideales y finalmente se tiene cuando el sistema es perturbado por un sombreado parcial, es decir, que únicamente se afectara la irradiancia para un módulo, mientras que el otro se encontrara intacto, con esto poder determinar cual es comportamiento que se tiene en el sistema fotovoltaico cuando este es afectado por sombras. En la siguiente gráfica (Figura 42) se observa la salida del sistema general cuando esta en condiciones ideales la irradiancia:

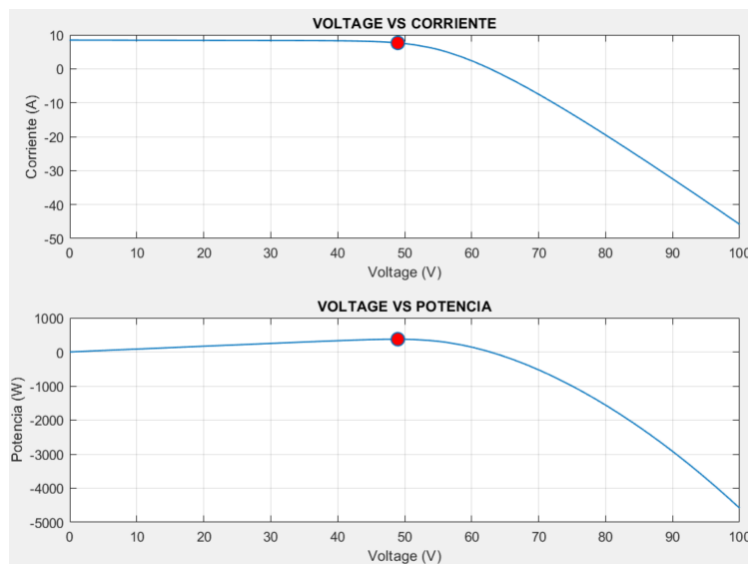


Figura 42. Resultados de la prueba con misma irradiancia.

En la siguiente gráfica (Figura 43) se observa cuando el mismo sistema se encuentra afectado por un sombreado parcial:

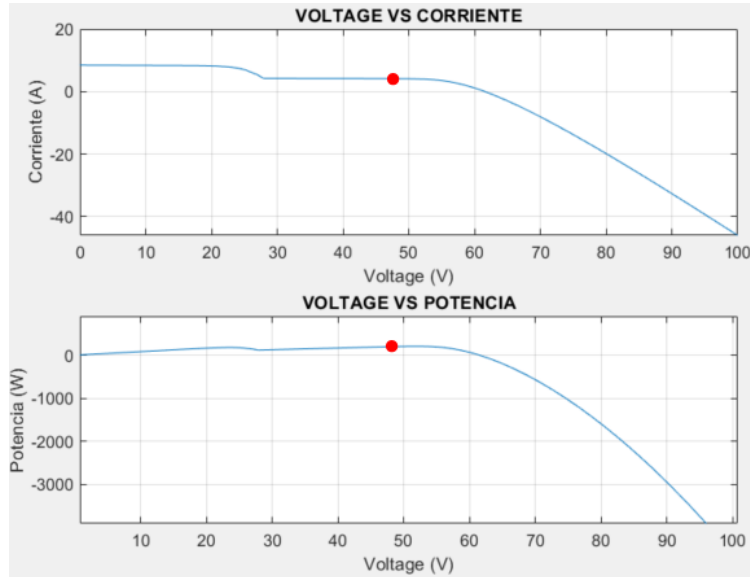


Figura 43. Resultados de la prueba con diferente irradiancia.

Como se observa en las gráficas anteriores (Figuras 42 y 43), estas presentan comportamientos diferentes debido a el sombreado parcial que presentan, además afectando la potencia que podría entregar el módulo que se encuentra intacto, lo dicho anterior se puede visualizar en la siguiente tabla:

PRUEBA SIN OPTIMIZADORES							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 1	Panel 1	1000	65	24,65	7,57	186,60	373,20
	Panel 2	1000		24,65	7,57	186,60	
Prueba 2	Panel 1	1000	65	25,53	4,27	109,01	195,27
	Panel 2	500		20,2	4,27	86,25	

Cuadro II
RESULTADOS EXTRAÍDOS DE LAS PRUEBAS SIN, Y CON SOMBREADO.

En la anterior Tabla (Cuadro II) se tienen dos pruebas donde en cada una de ellas se puede evidencia como se varia o se cambia la irradiancia a un solo panel, en este caso al panel 2, esto con el fin de poder identificar que sucede con la potencia que se obtiene de cada módulo y la potencia de salida o general del sistema.

Si bien se revisa los valores de potencia obtenidos por los módulos en cada una de las pruebas, se observa un resultado muy particular para el Panel 1 en la segunda prueba ya que este pasó de tener 186W de potencia obtenida en la primera prueba a tener 109W en la segunda prueba.

Este comportamiento que presenta el Panel 1 el cual se encuentra en condiciones ideales en las dos pruebas, es debido a que si un solo módulo de los que se encuentran en el sistema es afectado por una sombra, es decir, se disminuye su irradiancia recibida, este módulo causara que los demás también se afecten disminuyendo su potencia, así no presenten un sombreado o una disminución de irradiancia, igual sera afectado de forma indirecta, por ende, alterando entonces de forma relevante la energía total que se podría haber obtenido del sistema fotovoltaico en general.

VI-E. Implementación de optimizador DC con los distintos algoritmos

Existen diferentes configuraciones electrónicas para implementar los optimizadores DC, entre ellas el convertidor reductor, el cual tiene como salida un valor de tensión menor que el de entrada, implicando un aumento en la corriente, en consecuencia al momento de realizar la implementación de esta configuración, los elementos deberán soportar altos niveles de corriente lo que aumentaría el costo de los componentes en comparación con otras configuraciones. De la misma manera se tiene la configuración elevador cuya característica es que el voltaje de salida es mayor al de entrada, por consiguiente el valor de corriente disminuye, por lo cual los elementos en el momento de realizar la implementación serían menos costosos que la configuración reductor. Por último se tiene en cuenta la configuración reductor-elevador pero no se implementa debido a que este funciona de acuerdo con el valor del ciclo de trabajo sin embargo el algoritmo seguidor de máxima potencia no considera la configuración del optimizador para calcular el duty de salida.

Teniendo en cuenta cada una de las características de las configuraciones de los optimizadores se decide implementar la configuración elevador teniendo presente el costo de implementación y el funcionamiento del algoritmo MPPT junto con la configuración del optimizador DC.

los cuales básicamente independizaran cada módulo o panel, para que funcionen de manera independiente así se encuentren en serie con los demás, esto es posible ya que en cada módulo se va encontrar este controlador con su respectivo algoritmo, el cual se encargara principalmente de encontrar el punto máximo de potencia que puede entregar el módulo al que se encuentre conectado, independientemente de que haya un sombreado parcial este lograra entregar la máxima potencia que pueda entregar el módulo.

El siguiente circuito (Figura 44) representa la implementación de los optimizadores DC con su respectivo algoritmo, para entrar al análisis de los resultados de esta implementación comparada con la implementación sin optimizadores e identificar que sucede cuando se tiene un sombreado parcial.

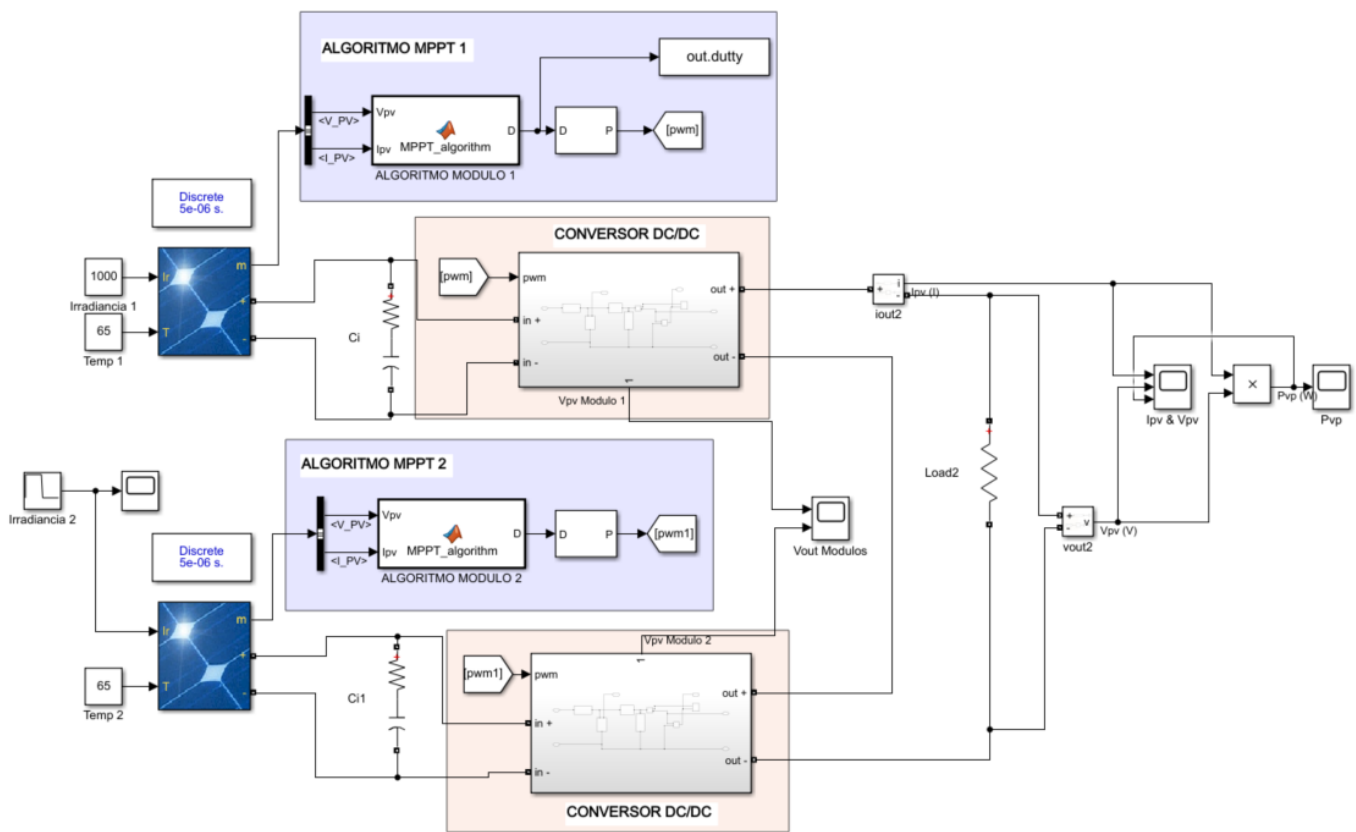


Figura 44. Simulación del sistema fotovoltaico con optimizadores DC.

En el circuito anterior (Figura 44), en donde se encuentra la parte del algoritmo MPPT es ahí donde se va ir cambiando el tipo de algoritmo para lograr el análisis de como se comporta cada uno de estos códigos respecto a este tipo de problema que se tiene por el sombreado parcial

VI-EI. Implementación algoritmo Perturbación & Observación (P&O): Se relaciona el siguiente algoritmo P&O, el cual fue implementando en Matlab:

```
function D = Algoritmo_PO(Vpv,Ipv)
% Variables que mantienen su Valor en cada Ciclo
persistent Dprev Pprev Vprev
%Definicion de condiciones Iniciales
if isempty(Dprev)
    Dprev = 0.5;
    Vprev = 30.6;
    Pprev = 254;
end
deltaD = 125e-6; %Aumento del paso del ciclo
Ppv = Vpv*Ipv;
if (Ppv-Pprev) ~= 0
    if (Ppv-Pprev) > 0
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
        else
            D = Dprev + deltaD; % Incremento duty
        end
    else
        if (Vpv-Vprev) > 0
            D = Dprev + deltaD; % Incremento duty
        else
            D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
        end
    end
end
else
    D = Dprev;
end
%Actualización de variables
Dprev = D;
Vprev = Vpv;
Pprev = Ppv;
```

Figura 45. Algoritmo P&O.

Este algoritmo (Figura 45) se implementa en el circuito (Figura 44), donde se realiza el respectivo análisis el comportamiento de cada módulo y la salida general del sistema logrando identificar que tanta energía se logra obtener con esta implementación, adicionalmente se expone los resultados con una temperatura ideal. Se obtienen los siguientes resultados.

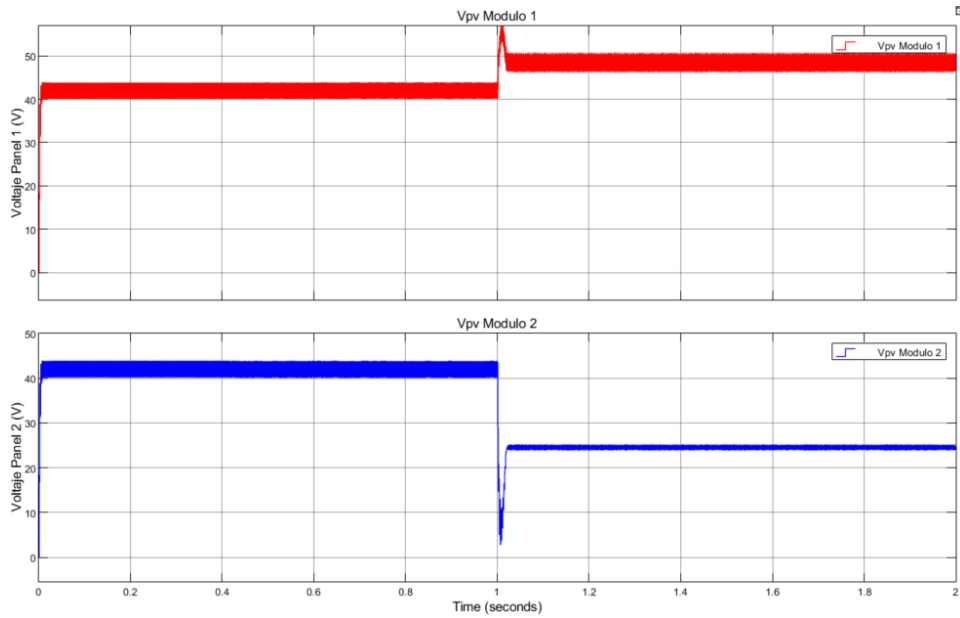


Figura 46. Voltaje entregado por cada panel solar.

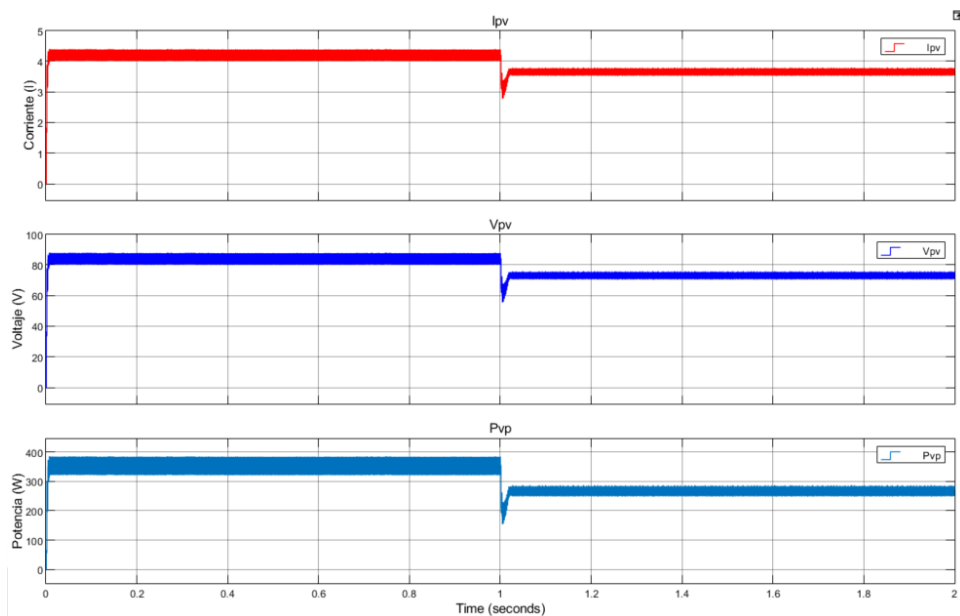


Figura 47. Corriente y Voltaje del sistema en general.

En la gráfica (Figura 46) en la cual se relaciona el voltaje de cada uno de los módulos, se puede observar que en un momento del tiempo este comportamiento cambia significativamente, esto es debido a que el circuito se encuentra diseñado para variar la irradiancia que recibe el Panel 2, por ende, se tiene que de 0seg a 1seg presentan misma irradiancia los dos módulos, y después del primer segundo la irradiancia el Panel 2 se va disminuir a la mitad. En esta simulación se evidencia el comportamiento que presentan los módulos de forma independiente y como reaccionan ante un sombreado parcial.

En la siguiente gráfica (Figura 47) se tiene la salida general del sistema, en la cual se relaciona la corriente y el voltaje general, donde el voltaje sera la suma de los voltajes de cada modulo y la corriente sera la misma tanto en los módulos como en la salida general, ya que el sistema se encuentra con conexión en serie. Se tiene entonces la perturbación de irradiancia para tomar estos valores y comparar que tanta energía se produce respecto a el sistema sin optimizadores DC. Se presentan los resultados en la siguiente tabla.

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (ALGORITMO P&O)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 1	Panel 1	1000	65	44,50	4,45	198,025	396,09
	Panel 2	1000		44,50	4,45	198,025	
Prueba 2	Panel 1	1000	65	49,42	3,831	189,33	293,57
	Panel 2	500		27,21	3,831	104,24	

Cuadro III
RESULTADOS CON OPTIMIZADORES Y ALGORITMO P&O.

Si bien se observa en la tabla anterior (Cuadro III), donde se encuentra resaltado con un recuadro rojo, se puede evidenciar que únicamente se esta afectando con mayor relevancia el Panel 2, siendo este el que se encuentra afectado por la sombra, por otro lado se tiene el Panel 1 el cual tiene su irradiancia ideal, donde este también es afectado pero muy poco comparado a cuando no se tienen los optimizadores. En la siguiente tabla se relaciona lo dicho anteriormente, comparando la energía total obtenida de cuando se tiene optimizadores y cuando no, para un sombreado parcial:

Irradiancia (Panel1/Panel2)	Simulación sin optimizador (W)	Simulación con optimizador (W)	Porcentaje de ganancia obtenido con el optimizador
Igual W/m ² (1000/1000)	373,05	396,09	6%
Diferente W/m ² (1000/500)	193,21	290,21	33%

Cuadro IV
TABLA DE COMPARACIÓN DEL SISTEMA FV CON Y SIN OPTIMIZADORES.

En la anterior tabla (Cuadro IV) se puede apreciar el porcentaje de energía que se esta obteniendo de mas al momento de implementar los optimizadores en los módulos solares, ya que como se menciono anteriormente, en el Panel 1 la potencia no decae con mayor relevancia.

Es necesario resaltar que además de la eficiencia de energía que se puede obtener, se debe tener presente los destinos parámetros o características que presenta el algoritmo, como la oscilación la cual tiene aproximadamente 6 %, el tiempo de respuesta el cual es aproximadamente 10,1ms y finalmente la memoria que ocupa este algoritmo debido a su complejidad de 1.2KB.

Además de realizar la simulación con una temperatura real, se realiza también otra simulación con una temperatura ideal para observar y clarificar que tanto afecta también la temperatura a estos módulos solares o en general al sistema fotovoltaico. En la siguiente tabla (Cuadro V) se muestran los valores obtenidos.

PRUEBA CON OPTIMIZADORES A 25°C (ALGORITMO P&O)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 3	Panel 1	1000	25	48,77	4,88	237,85	475,70
	Panel 2	1000		48,77	4,877	237,85	
Prueba 4	Panel 1	1000	25	53,49	4,164	222,73	346,78
	Panel 2	500		29,79	4,164	124,05	

Cuadro V
RESULTADOS OBTENIDOS CON TEMPERATURA IDEAL.

Como es de esperarse, estos valores de potencia obtenidos en la anterior tabla (Cuadro V) con una temperatura ideal, deberán ser mas elevados comparados con la simulación de temperatura real como la tabla anterior (Cuadro III), ya que la temperatura

afecta también la energía que puede producir un módulo solar, es decir, que a mayor temperatura se afecta significativamente la tensión del módulo.

VI-E2. *Implementación algoritmo Conductancia Incremental:* Se relaciona el siguiente algoritmo de Conductancia Incremental, el cual fue implementando en Matlab:

```
function D = Conductancia_incremental(V,I)
    persistent Dprev Iprev Vprev
    if isempty(Dprev)% Inicializar variables
        Dprev = 0.5;
        Vprev = 38.7;
        Iprev = 8.88;
    end
    deltaD = 125e-6; %Aumento de ciclo de trabajo en cada ciclo
    dV= V - Vprev;
    dI= I - Iprev;
    if dV == 0 % Si dV es nula
        if dI ~= 0 % El algoritmo no se encuentra en el MPP
            if dI > 0
                D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
            else
                D = Dprev + deltaD; % incremento duty
            end
        else
            D = Dprev;
        end
    else %Si dV no es cero
        if (dI/dV) ~= ((I/V)*(-1)) % El algoritmo no se encuentra en el MPP
            if (dI/dV) >((I/V)*(-1))
                D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
            else
                D = Dprev + deltaD; % Incrementar duty
            end
        else
            D = Dprev;
        end
    end
    Dprev = D; %Actualiza
    Vprev = V; %Actualiza
    Iprev = I; %Actualiza
```

Figura 48. Algoritmo de Conductancia Incremental.

De igual forma que con el algoritmo P&O, este algoritmo (Figura 48) de conductancia incremental se implementa en el circuito (Figura 44), con el fin de realizar el mismo análisis de comportamiento que tiene este algoritmo ante este problema del sombreado parcial. Se presentan las siguientes gráficas las cuales representan el comportamiento de este algoritmo.

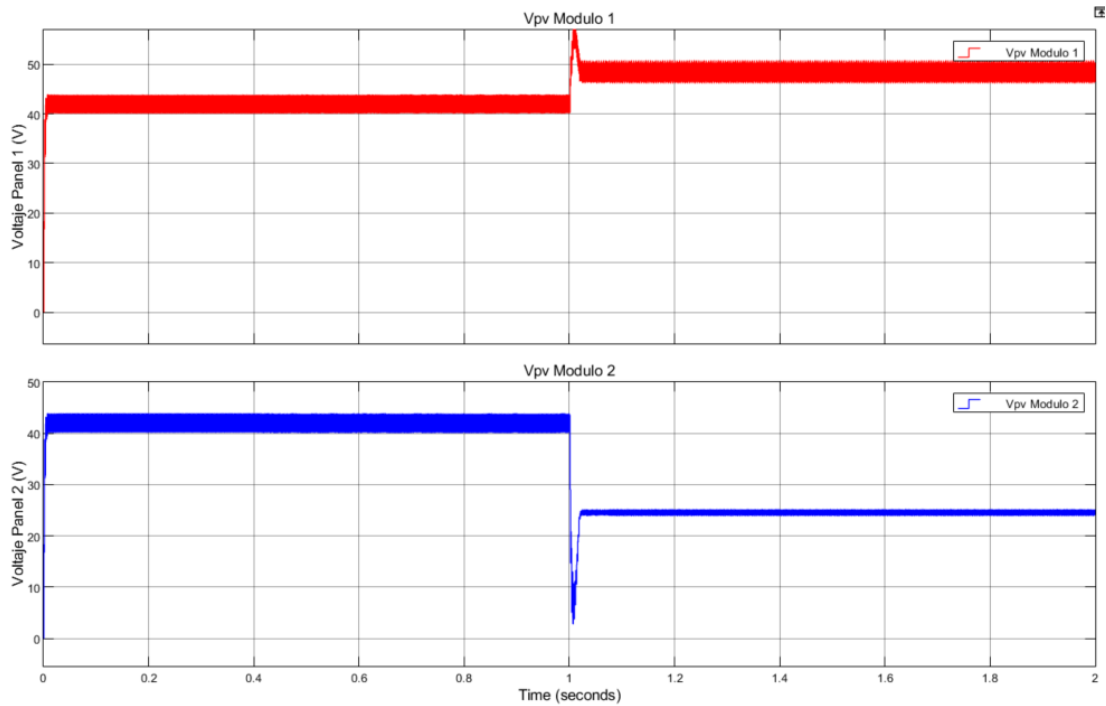


Figura 49. Voltaje entregado por cada panel solar.

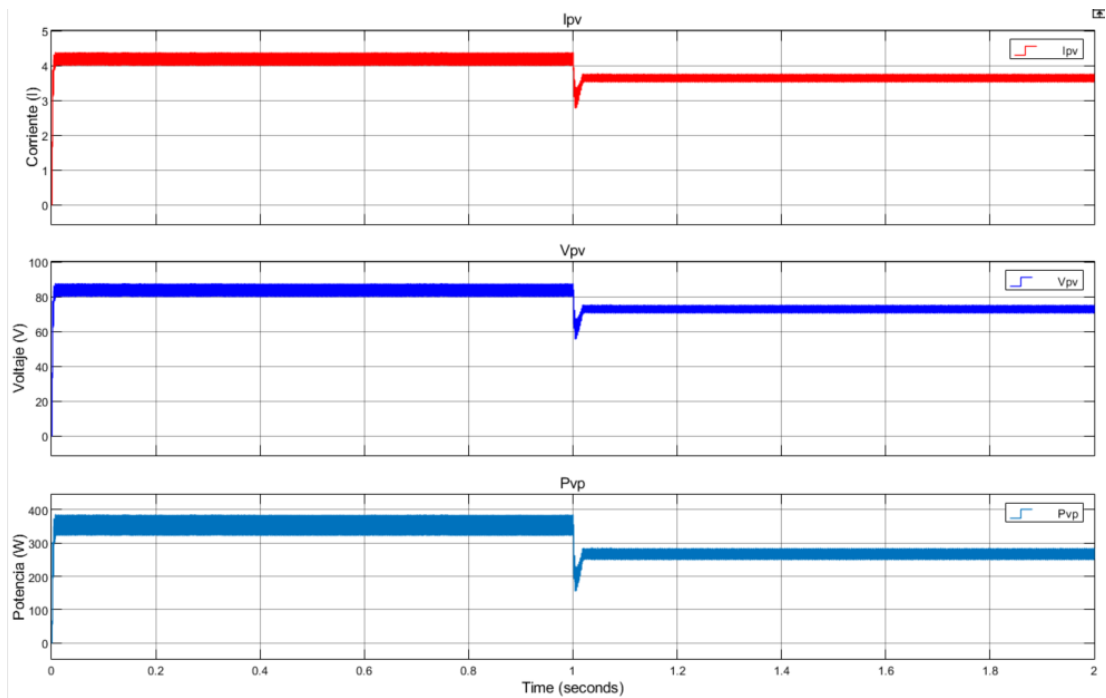


Figura 50. Corriente y Voltaje del sistema en general.

En la gráfica (Figura 49) se relaciona el voltaje de cada uno de los módulos y la perturbación de irradiancia que se tiene en el tiempo para analizar su comportamiento. En la siguiente gráfica (Figura 50) se tiene la salida general del sistema con su debida perturbación para tomar estos valores y comparar que tanta energía se produce respecto a el sistema sin optimizadores DC. Se presentan los resultados en la siguiente tabla.

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (ALGORITMO CONDUCTANCIA INCREMENTAL)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 1	Panel 1	1000	65	43,80	4,38	191,84	383,69
	Panel 2	1000		43,80	4,38	191,84	
Prueba 2	Panel 1	1000	65	50,23	3,768	189,27	283,96
	Panel 2	500		25,13	3,768	94,69	

Cuadro VI
RESULTADOS CON OPTIMIZADORES Y ALGORITMO CONDUCTANCIA INCREMENTAL.

Como se observa en los resultados obtenidos (Cuadro VI), con este algoritmo se tiene un comportamiento similar a el algoritmo P&O, donde el Panel 1 no se ve tan afectado en potencia como el Panel 2, el cual se encuentra con esta perturbación de irradiancia en el tiempo. Con estos resultados obtenidos se realiza la comparación respecto a el sistema fotovoltaico sin optimizadores, para conocer que tanta potencia obtengo de mas con este algoritmo.

Irradiancia (Panel1/Panel2)	Simulación sin optimizador (W)	Simulación con optimizador (W)	Porcentaje de ganancia obtenido con el optimizador
Igual W/m ² (1000/1000)	373,05	383,64	3%
Diferente W/m ² (1000/500)	193,21	283,96	32%

Cuadro VII
TABLA DE COMPARACIÓN DEL SISTEMA CON Y SIN OPTIMIZADORES, PARA EL ALGORITMO CONDUCTANCIA INCREMENTAL.

Si bien se observa en esta tabla (Cuadro VII) se tiene el mismo comportamiento y valores similares a el algoritmo P&O, pero con diferencias mínimas en el porcentaje de eficiencia.

Ahora bien para este algoritmo cabe resaltar que además de la eficiencia de energía que se logro, presenta una oscilación inferior aproximadamente de 4,21 %. Con un tiempo de estabilización Ts de 7,6ms y un peso en la memoria de 1.54KB el cual debe ser considerado.

De igual forma, se analiza este algoritmo cuando se tiene una temperatura ideal en el sistema, con la misma perturbación de irradiancia para el Panel 2. Se obtienen los resultados en la siguiente tabla (Cuadro VIII)

PRUEBA CON OPTIMIZADORES A 25°C (ALGORITMO CONDUCTANCIA INCREMENTAL)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 3	Panel 1	1000	25	48,39	4,84	234,16	468,32
	Panel 2	1000		48,39	4,84	234,16	
Prueba 4	Panel 1	1000	25	56,52	4,043	228,51	326,96
	Panel 2	500		24,35	4,043	98,45	

Cuadro VIII
RESULTADOS OBTENIDOS CON TEMPERATURA IDEAL EN EL ALGORITMO DE CONDUCTANCIA INCREMENTAL.

VI-E3. *Implementación algoritmo Conductancia Incremental Paso Variable:* Se realizó la implementación del algoritmo de inductancia incremental con paso variable en Matlab:

```
function D = conductancia_inc_var(V, I)
delta_max = 130e-6; %Valor máximo del incremento de ciclo de trabajo
N = 0.01; % N: factor de escalado
persistent Dprev Iprev Vprev Pprev

if isempty(Dprev)
    Dprev = 0.5;% Inicializar las variables para la primera iteración
    Vprev = 10;
    Iprev = 1;
    Pprev = 10;
end
dV= V - Vprev; % Diferencial de voltaje
dI= I - Iprev; % Diferencial de corriente
P = V*I; %potencia
dP = P - Pprev; %% Diferencial de potencia
% Definición del incremento del ciclo de trabajo en cada pasada
deltaD = (N/I)*abs(dP/dV);
if deltaD > delta_max
    deltaD = delta_max;% Limitación del delta según la máxima fijada
end

% Si dV es nula
if dV == 0
    if dI ~= 0 % El algoritmo no se encuentra en el MPP
        if dI > 0
            D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
        else
            D = Dprev + deltaD; % Incrementar duty
        end
    else
        D = Dprev; % El algoritmo se encuentra en el MPP
    end
end
% Si dV no es nula
else
    if (dI/dV) ~= ((I/V)*(-1)) % El algoritmo no se encuentra en el MPP
        if (dI/dV) >((I/V)*(-1))
            D = Dprev - deltaD; % Decrementar duty
        else
            D = Dprev + deltaD; % Incrementar duty
        end
    else
        D = Dprev; % El algoritmo se encuentra en el MPP
    end
end
end
% Actualizar el valor de las variables
Dprev = D;
Vprev = V;
Iprev = I;
Pprev = P;
```

Figura 51. Implementación en Matlab del algoritmo inductancia incremental con paso variable

El código anterior es muy similar al de conductancia incremental la diferencia se encuentra en que el algoritmo de la figura 51 calcula en cada iteración el paso del ciclo de trabajo:

$$\Delta d = \left(\frac{N}{I} \right) \left| \frac{dP}{dV} \right| < (\Delta d - max) \quad (56)$$

N es un parámetro que se varía para obtener mejores resultados, en este caso se le asignó un valor de $N = 0.01$. La ecuación 56 describe que el aumento del paso del ciclo de trabajo tiene un máximo y si sobrepasa ese valor, el paso se le asigna un valor de $\Delta d - max = 130 * 10^{-6} S$. Dicha variación depende de la corriente lo que implica si la irradiancia cambia la corriente del panel se ve afectada y este a su vez modifica el paso ciclo de trabajo. Para obtener los resultados se realizaron varias pruebas donde se modifica la irradiancia y la temperatura.

inicialmente se realiza una prueba en donde la temperatura del modelo es $65\text{ }^{\circ}\text{C}$:

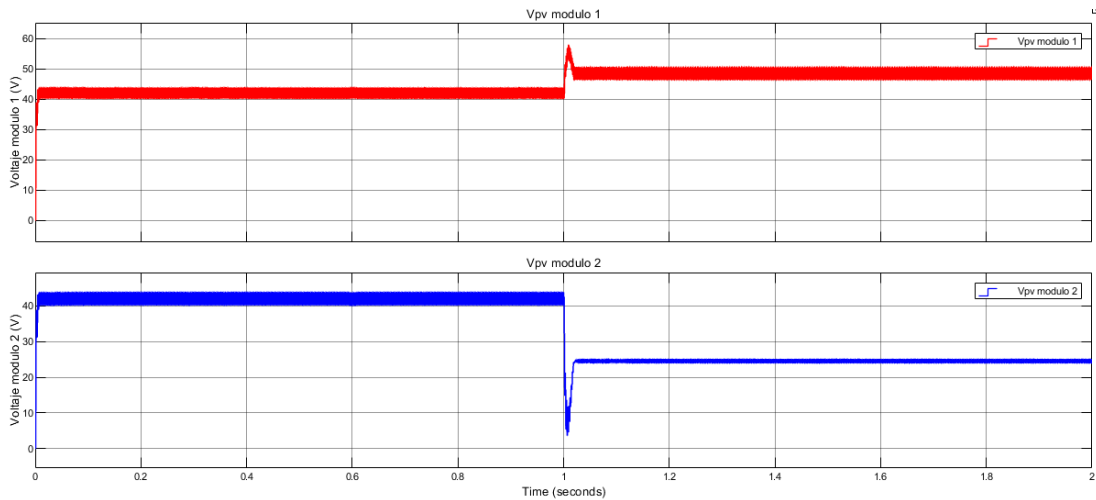


Figura 52. Tensión de los paneles solares a una temperatura de $65\text{ }^{\circ}\text{C}$

A partir del circuito en Simulink de la figura 44 se realiza la simulación con el código de inductancia incremental con paso variable, en la figura 52 se muestran como se comporta cada panel ante un cambio de irradiancia. Como se mencionó anteriormente el módulo 2 se excita inicialmente con una irradiancia de $1000\text{ W}/\text{m}^2$ y después de 1 segundo cambia a un valor de $500\text{ W}/\text{m}^2$.

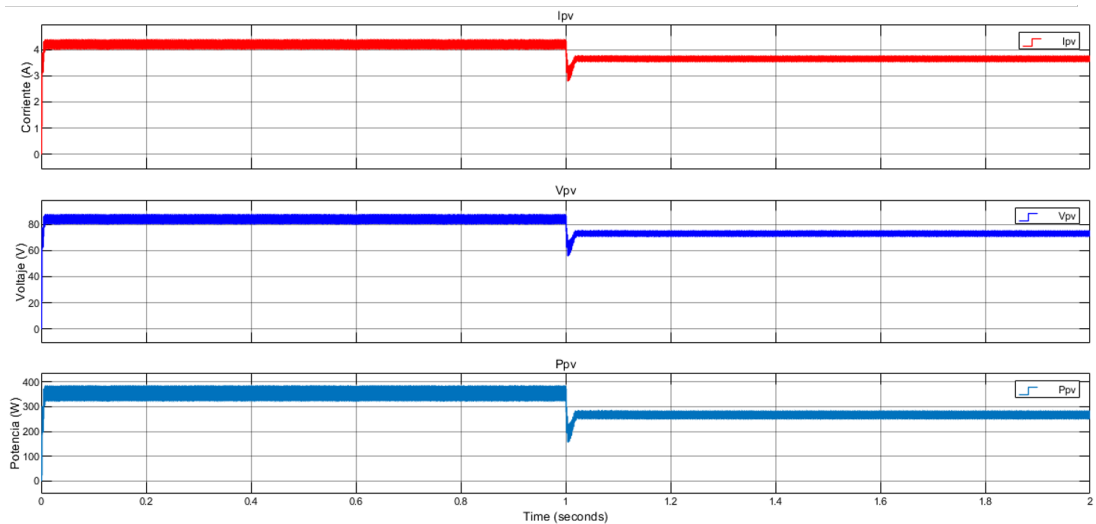


Figura 53. Resultados de simulación en Simulink con el algoritmo de conductancia incremental con paso variable.

Los valores globales de la simulación se observan en la figura 53 con base a esta, se determinan los parámetros de oscilación (4.2%) y tiempo de estabilización 7,6 ms, otro factor a tener en cuenta es el espacio en memoria que va a ocupar el algoritmo en este caso el archivo ocupa 1,31 KB. Seguidamente se procede a realizar una comparación de la energía producida con el presente algoritmo y el sistema sin optimizador.

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (CONDUCTANCIA INCREMENTAL CON PASO VARIABLE)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 1	Panel 1	1000	65	43.8	4.38	191.844	383.64
	Panel 2	1000		43.8	4.38	191.844	
Prueba 2	Panel 1	1000	65	50.75	3.76	190.82	286.98
	Panel 2	500		25.21	3.76	94.7896	

Cuadro IX

RESULTADOS CON OPTIMIZADORES Y ALGORITMO CONDUCTANCIA INCREMENTAL CON PASO VARIABLE A UNA TEMPERATURA DE 65 °C

Se evidencia que el comportamiento de los paneles que se comportan de manera individual, en el Cuadro IX encerrado en un cuadro rojo se muestran los valores de la potencia cuando hay sombreado en el panel 2, además se muestra que gracias al optimizador el panel 1 no se ve afectado significativamente, por otro lado el resultado global de potencia si depende de los valores de tensión de ambos módulos por lo que se observa una caída de en la corriente y tensión y por ende disminuye la energía que puede generar.

los resultados de las pruebas 1 y 2 del Cuadro IX se comparan con el sistema que no tiene optimizador:

Irradiancia (Panel1/Panel2)	Simulación sin optimizador (W)	Simulación con optimizador (W)	Porcentaje de ganancia obtenido con el optimizador
Igual W/m ² (1000/1000)	373.05	383.64	3%
Diferente W/m ² (1000/500)	193.21	286.98	33%

Cuadro X

COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN OPTIMIZADORES

Se observa en la tabla anterior (Cuadro X) la función del optimizador cuando hay un sombreado parcial, debido a que este permite que el sistema trabaje en el punto de máxima potencia, esto se ve reflejado en el porcentaje de eficiencia en la producción de energía en este caso es de 33 %.

Adicionalmente se ejecutan dos pruebas adicionales con el mismo algoritmo pero esta vez se modifica la temperatura a una ideal (25 °C).

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (CONDUCTANCIA INCREMENTAL CON PASO VARIABLE)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 3	Panel 1	1000	25	48.39	4.839	234.15921	468.32
	Panel 2	1000		48.39	4.839	234.15921	
Prueba 4	Panel 1	1000	25	55.83	4.097	228.73551	335.71
	Panel 2	500		26.11	4.097	106.97267	

Cuadro XI

RESULTADOS OBTENIDOS CON TEMPERATURA IDEAL EN EL ALGORITMO DE CONDUCTANCIA INCREMENTAL.

En los resultados de potencia del Cuadro XI se evidencia hubo un aumento de la energía producida esto, debido a que la tensión del panel solar se afectado por la temperatura.

VI-E4. *Implementación algoritmo Hill Climbing*: El algoritmo Hill Climbing realiza la comparación del cambio de la potencia y dependiendo de este valor agrega la perturbación fija al ciclo de trabajo para llegar al MPPT, a continuación se muestra la implementación del algoritmo:

```
function D = Hill_climbing(Vpv,Ipv)
    delta = 125e-6;% ciclo de trabajo
    Ppv = Vpv*Ipv; %potencia
    %variables que no pierden su valor en cada iteración
    persistent Dprev Eprev DeltaPrev

    if isempty(Dprev)
        Dprev = 0.5;
        DeltaPrev = 0;
        Eprev = 250;
    end
    if DeltaPrev == 0
        % Mirar el valor anterior de la delta, si era 0,
        %asignarle la inicial
        DeltaPrev = delta;
    end
    % Incrementar o decrementar ciclo de trabajo en función de la potencia
    if (Ppv-Eprev) > 0
        delta_actual = DeltaPrev;
    elseif (Ppv-Eprev)< 0
        % La delta debe de cambiar de signo porque el MPP está en el
        %lado contrario al que se dirige en algoritmo
        delta_actual = DeltaPrev * (-1);
    else
        delta_actual = 0; % El algoritmo se encuentra en el MPP
    end
    D = Dprev + delta_actual;
    % Actualizar el valor de las variables
    DeltaPrev = delta_actual;
    Dprev = D;
    Eprev = Ppv;
```

Figura 54. Implementación de algoritmo Hill Climbing en Matlab.

La desventaja de este algoritmo es que agrega una variación fija al ciclo de trabajo lo que causa que sea más lenta la respuesta ante cambios bruscos en la irradiancia, afectando el tiempo de estabilización del sistema.

Nuevamente se realizan pruebas variando la irradiancia y temperatura, en este caso de 65 °C, los resultados son los siguientes:

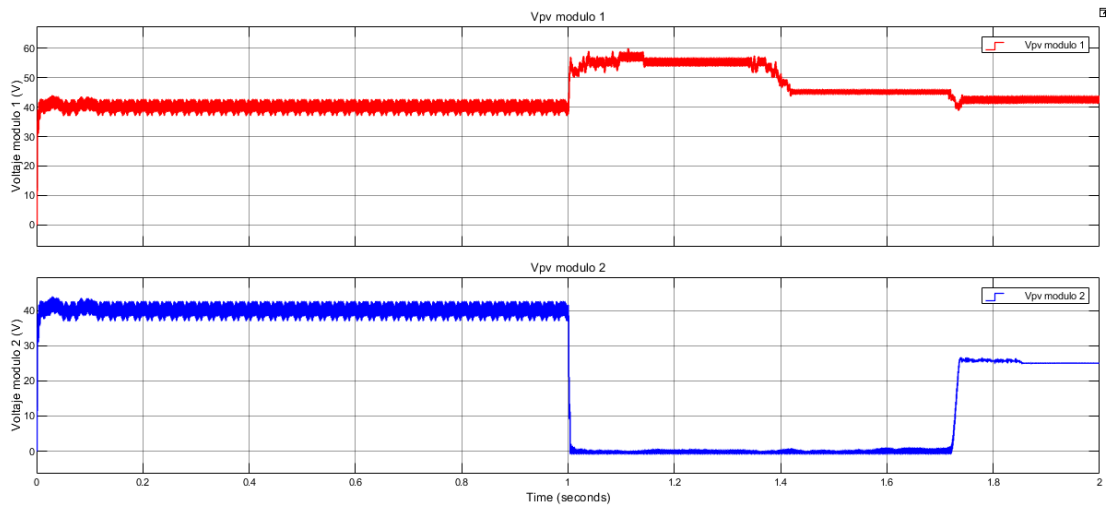


Figura 55. Resultados obtenidos de la tensión en los paneles solares, con el algoritmo Hill Climbing

Hay dos particularidades con el comportamiento de la tensión y corriente en los paneles cuando se utiliza el algoritmo Hill Climbing, el primero es la oscilación cuyo valor es de (8%), cuando hay una variación grande en el valor de irradiancia el tiempo de estabilización es de 736 ms lo que implica una perdida en la producción de energía. Una ventaja del algoritmo es su facilidad a la hora de implementar y el poco recurso en memoria que ocupa el cual es 887 bytes.

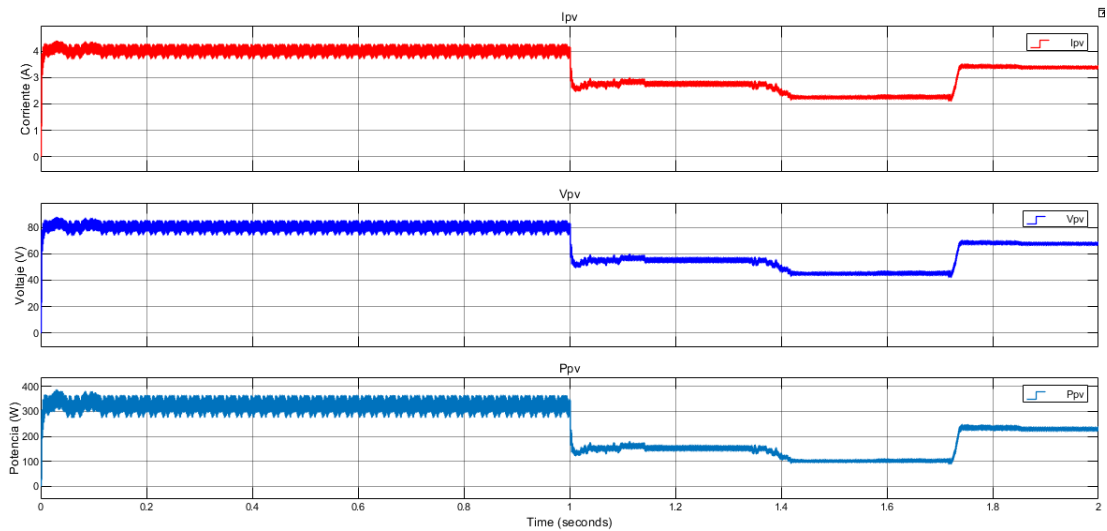


Figura 56. Resultados obtenidos de la tensión, corriente y potencia global con el algoritmo Hill Climbing con temperatura de 65 °C

La potencia global se ve afectada por el cambio de la irradiancia esto se debe a que la potencia sigue el mismo comportamiento de la tensión y corriente. Cuando hay un cambio de irradiancia el sistema se demora en estabilizarse y esta se refleja en las variaciones de la gráfica en la figura [56](#). Adicionalmente se toman los valores medios de tensión y de corriente y se anexan en la siguiente figura.

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (Hill Climbing)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 1	Panel 1	1000	65	44.13	4.39	193.90722	386.14
	Panel 2	1000		45.15	4.304	194.3256	
Prueba 2	Panel 1	1000	65	49.87	3.757	187.36159	281.96
	Panel 2	500		25.28	3.755	94.9264	

Cuadro XII

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA TENSIÓN,CORRIENTE Y POTENCIA GLOBAL CON EL ALGORITMO HILL CLIMBING CON TEMPERATURA DE 65 °C

Se decide tomar el valor medio debido a la oscilación pues las gráficas siempre oscila alrededor de un valor medio. En el Cuadro **XII** se identifican los valores de tensión y corriente, y encerrado en un cuadro rojo se muestra los resultados del sombreado parcial, también se logra evidenciar que el panel 1 no se ve afectado en gran medida por el sombreado parcial. Seguidamente se hace una comparación de los resultados con el sistema sin optimizador.

Irradiancia (Panel1/Panel2)	Simulación sin optimizador (W)	Simulación con optimizador (W)	Porcentaje de ganancia obtenido con el optimizador
Igual W/m ² (1000/1000)	373.05	386.14	3%
Diferente W/m ² (1000/500)	193.21	281.96	31%

Cuadro XIII

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA TENSIÓN,CORRIENTE Y POTENCIA GLOBAL CON EL ALGORITMO HILL CLIMBING

Con los resultados obtenidos de la tabla anterior (Cuadro **XIII**) se obtiene una eficiencia de 31 % con respecto al sistema sin optimizador y afectado por sombra parcial. Por último se simulan dos pruebas más con cambio de irradiancia a una temperatura ideal (25 °C):

PRUEBA CON OPTIMIZADORES (Hill Climbing)							
Tipo de Prueba	Módulo Solar	Parámetros		OUT			
		Irradiancia (W/m ²)	Temperatura (°C)	Voltaje (V)	Corriente (I)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
Prueba 3	Panel 1	1000	25	42.64	4.63	197.4232	428.74
	Panel 2	1000		49.77	4.63	230.4351	
Prueba 4	Panel 1	1000	25	54.95	4.067	223.48165	330.81
	Panel 2	500		26.41	4.067	107.40947	

Cuadro XIV

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA TENSIÓN,CORRIENTE Y POTENCIA GLOBAL CON EL ALGORITMO HILL CLIMBING

Nuevamente se observa un aumento en los valores de potencia en comparación con la prueba de 65 °C, esto se debe al funcionamiento del panel solar.

VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Después de analizar y estudiar los algoritmos presentados anteriormente, donde se visualiza el comportamiento particular que tiene cada algoritmo al momento de presentar una perturbación de irradiancia en un instante de tiempo, se realiza entonces una simulación adicional en la cual se perturba la irradiancia de los módulos a lo largo del tiempo, con ayuda del algoritmo P&O.

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento que tendrán los módulos en irradiancia:

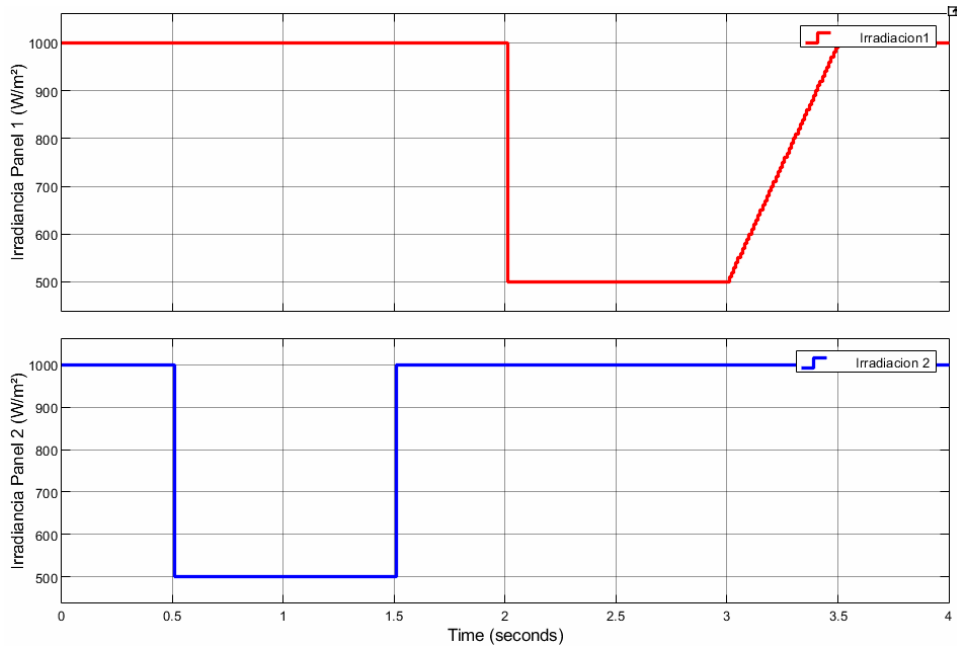


Figura 57. Irradiancia variable de módulos a temperatura 65°C .

Con el anterior comportamiento se obtienen los siguientes resultados:

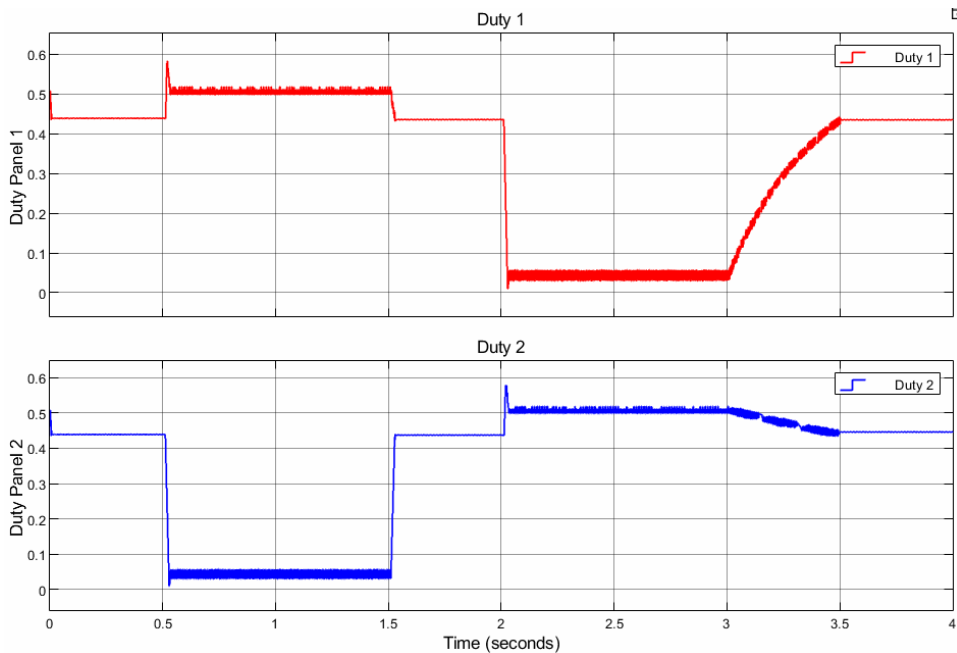


Figura 58. Duty del sistema general.

Cuando los paneles están bajo las mismas condiciones se observa que el algoritmo P&O busca el ciclo de trabajo que brinde la mayor potencia y se observa que es igual para ambos módulos cuando la irradiancia es 1000 W/m^2 . Al afectar la irradiancia del módulo 2 a 500 W/m^2 el duty se cambia a un valor menor al 10% debido a que la corriente y tensión se ven afectados por el cambio de irradiancia, el algoritmo detecta estos cambios en los valores de corriente y voltaje y de esta manera calcula el cambio del ciclo de trabajo.

En el instante 1.5s de la figura [XV](#) se aumenta la irradiancia de nuevo 1000 W/m^2 en el módulo 2, se evidencia como el ciclo de trabajo aumenta y por ende el valor de tensión y corriente. Cuando la simulación llega a 2.0 s, el módulo 1 cambia su irradiancia a la mitad de su valor inicial, en consecuencia el duty disminuye su valor aproximadamente a 8%, el módulo 2 al detectar la variación de corriente aumenta un poco el valor del ciclo de trabajo. En el último instante de tiempo ambos módulos regresan a un valor de irradiancia ideal 1000 W/m^2 y se muestran los valores del duty vuelven al valor inicial de 44%.

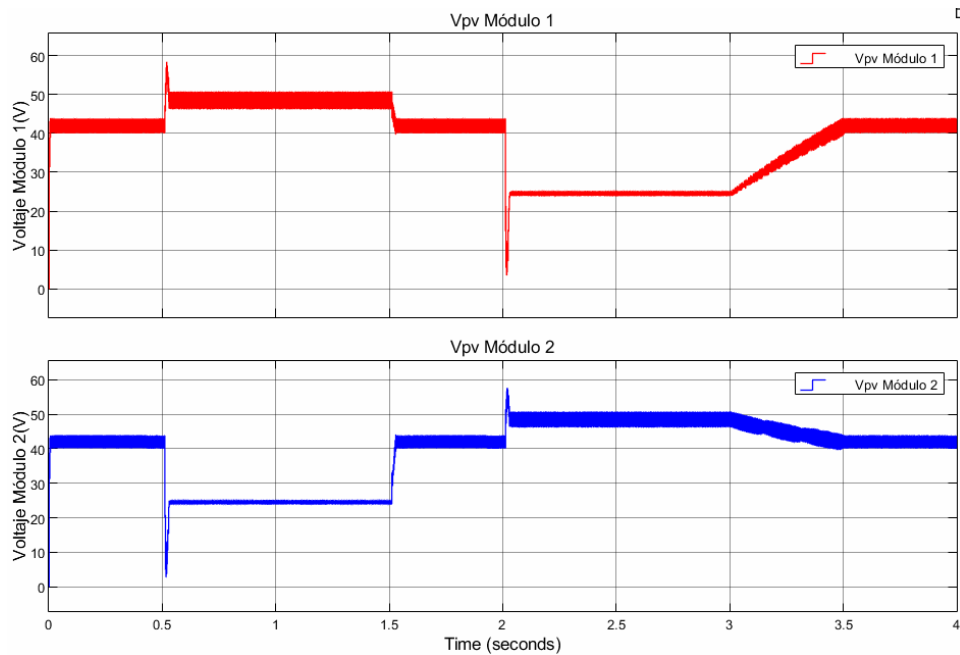


Figura 59. Salida de Voltaje de los módulos.

Se evidencia que cada vez que hay un cambio en la irradiancia de un módulo solar ambos se ven afectados, sin embargo, se evidencia que al reducir la irradiancia en un módulo su voltaje y corriente disminuyen, en consecuencia el otro módulo al detectar el cambio del otro aumenta ligeramente el valor de tensión, como se muestra en la figura [59](#).

El comportamiento que tiene la gráfica (Figura [59](#)), es similar a las primeras simulaciones, ya que el optimizador DC independientemente de que sea una variación de forma inmediata o de forma gradual este buscara el MPPT en la nueva región de trabajo que se encuentre.

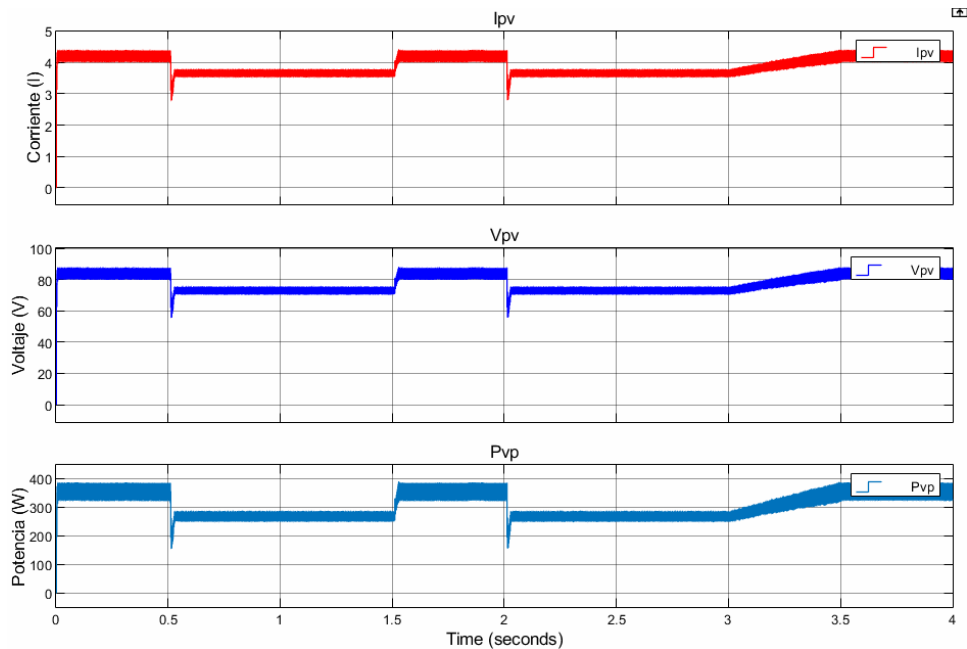


Figura 60. Salida del sistema con irradiancia variable.

Cada vez que hay una disminución en la irradiancia del módulo, la corriente se reduce afectando directamente la potencia general del sistema. También se comprueba como reacciona el algoritmo ante cambios en la irradiancia a lo largo del tiempo y se logra evidenciar la capacidad para llevar al módulo solar al MPP ante sombreado parcial.

Posteriormente de realizar el respectivo análisis para cada uno de los algoritmos, es necesario hacer una evaluación de lo obtenido en cada uno de estos algoritmos para determinar cual de estos se comporta mejor ante un sombreado parcial o presenta una respuesta óptima, y para ello se realiza una ponderación de criterios teniendo en cuenta lo siguiente:

- Potencia (MP): Donde se tiene en cuenta que tanta potencia puede producir el sistema con el algoritmo implementado.
- Oscilación (OS): La oscilación que presenta el sistema en la salida general de cada algoritmo implementado.
- Tiempo de estabilización (T_s): El tiempo que tarda el algoritmo en estabilizarse cuando el sistema solar ha presentado una perturbación de irradiancia y su MPP se encuentra en otra región.
- Recurso computacional (RC): Para este criterio se tiene presente que tantas operaciones debe realizar el algoritmo para lograr su objetivo y por ende, su espacio en memoria.
- Eficiencia (EF): Que tanta energía se logra producir o ganar de mas, cuando se tiene el sistema con optimizadores DC respecto al sistema que no tiene optimizadores, teniendo en cuenta principalmente la perturbación de irradiancia que recibe el sistema.

De los criterios mencionados anteriormente, cabe resaltar que se tiene un nivel de importancia ante unos mas que otros, por ende se ha diseñado la ponderación de criterios lo cual va indicar el porcentaje de importancia que representa cada criterio, con una suma total del 100% entre los criterios.

PONDERACIÓN DE CRITERIOS												
Criterio	MP - OS	MP - TS	MP - RC	MP - EF	OS - TS	OS - RC	OS - EF	TS - RC	TS - EF	RC - EF	Puntos	Porcentaje
Potencia (MP)	7	8	9	5							29	29%
Oscilación (OS)	3				6	7	2				18	18%
Tiempo de Estabilización (TS)		2			4			7	3		16	16%
Recurso computacional (RC)			1			3		3		2	9	9%
Eficiencia (EF)				5			8		7	8	28	28%
TOTAL	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	100%

Cuadro XV
PONDERACIÓN DE CRITERIOS.

Se realiza entonces una ponderación de criterios como se muestra en la tabla anterior (Cuadro XV), donde principalmente se evalúa el nivel de importancia que tiene cada criterio frente a otro, es decir, que se debe comparar cada criterio con otro y otorgar una calificación entre los dos criterios para que la suma entre las dos calificaciones sea de 10 puntos. Finalmente se suman los puntos obtenidos por todas las calificaciones de cada criterio y ese puntaje sera la importancia porcentual que tiene el criterio ante los demás. Se puede observar que los criterios de mayor relevancia a ser evaluados serán la potencia y la eficiencia.

Con base a lo anterior y los porcentajes obtenidos para cada criterio se realiza entonces la calificación de cada algoritmo respecto a cada criterio, para finalmente obtener una nota definitiva de cada algoritmo. De esta forma lograr evidenciar que algoritmo se comporta de una forma óptima ante un sistema fotovoltaico cuando presenta perturbaciones en su irradiancia como el sombreado parcial.

ALGORITMOS EVALUADOS						
Algoritmo/Criterio	MP (29%)	OS(18%)	TS(16%)	RC(9%)	EF(28%)	TOTALES
P&O	4,6	4,6	4,5	4,4	5	4,68
Conductancia Incremental	4,75	5	4,2	3,7	4,5	4,54
Conductancia Incremental Paso Modificado	4,75	5	4,2	4,1	5	4,72
Hill Climbing	4,2	4,5	3,3	5	4,4	4,24

Cuadro XVI
ALGORITMO EVALUADOS.

De los resultados obtenidos a modo de calificación entre 1 y 5 que se le asignaron a los algoritmos (Cuadro XVI), se resaltan los que obtuvieron mejor calificación respecto a todos los criterios que fueron evaluados, se tiene entonces que los algoritmos como P&O y conductancia incremental presentan una respuesta óptima ante el sombreado parcial.

VIII. PROPUESTA TÉCNICA DE IMPLEMENTACIÓN

VIII-A. Esquema general de implementación

Teniendo en cuenta que todos los resultados obtenidos en el presente trabajo de grado fueron tomados por medio de simulaciones con ayuda de diferentes herramientas computacionales, como propuesta técnica se recomienda realizar la implementación de cada una de las pruebas realizada. A continuación se mencionan los materiales necesarios para realizar dicha implementación:

- Microprocesador: El microprocesador se encargará de obtener las mediciones de voltaje y de corriente de los sensores, estos datos ingresarán al algoritmo MPPT y este se encargará obtener la salida en un *PWM* el cual ingresará al optimizador DC-DC.
- Sensores de Voltaje.
- Sensores de Corriente.
- Módulos solares paneles solares.
- Optimizadores DC-DC en configuración Boost.

Cada uno de los elementos deberán conectarse como se muestra en la siguiente diagrama:

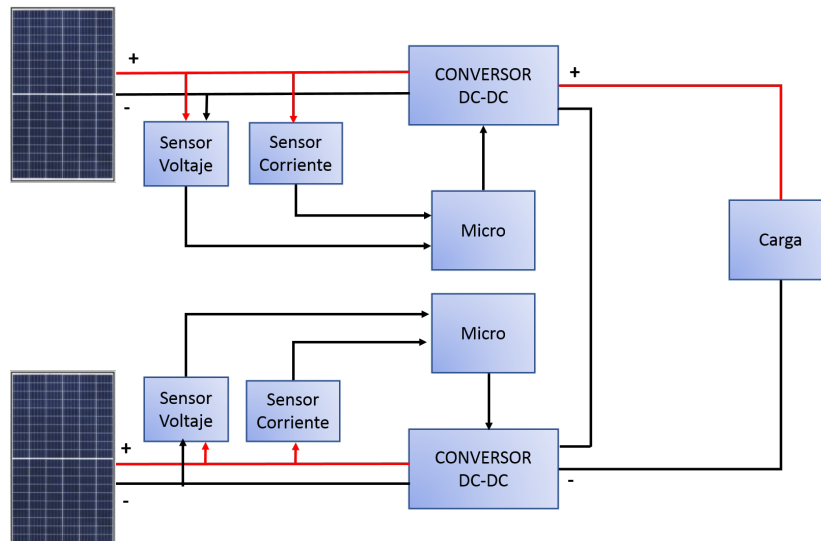


Figura 61. Diagrama de implementación del sistema de paneles con optimizadores DC

Esta configuración permite obtener los datos de voltaje y de corriente de cada uno de los paneles, una vez se obtiene estos datos se ingresan en los puertos análogos del microprocesador y este se encarga ya de procesar el algoritmo MPPT para así determinar el ciclo de trabajo y el *PWM* que ingresará al convertidor DC-DC.

VIII-B. Componentes de implementación

Seguidamente se procede a seleccionar que características deben tener cada uno de los elementos que hacen parte del diagrama de la figura [61](#). Los elementos se deben ajustar a los valores de tensión en circuito abierto, y corriente de corto circuito. Si se tiene el mismo el panel solar con el que se realizó la simulación (Yingli Solar YL255P-29b):

PANEL YL255P-29Bd			
Característica Electricas			Unidades
Potencia de salida	Pmax	255	W
Tolerancia potencia de salida	Δ Pmax	0-5	W
Eficiencia del módulo	η_m	15.7	%
Tensión en P max	Vmax	30.0	V
Intensidad en P max	Imax	8.49	A
Tensión en circuito abierto	Voc	37.7	V
Intensidad en corto circuito	Isc	9.01	A

Cuadro XVII
 ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS DEL PANEL SOLAR YINGLI YL255P-29Bd [33]

Para el controlador se debe cumplir tenga la capacidad de almacenamiento suficiente almacenar el algoritmo MPPT y los datos necesarios para que este funcione, debe ser de bajo costo y permitir la comunicación con Matlab-Simulink. Los hardware de bajo costo que soporta Simulink son Arduino, LEGO® MINDSTORMS® NXT™ y EV3™ y Raspberry Pi [34]. EL software y Hardware de LEGO® MINDSTORMS® NXT™ y EV3™ y todo el desarrollo de su tecnología está encaminada en la robótica, posee diferentes herramientas, como sensores y diferentes módulos que interactúan entre sí [35]. El enfoque de esta tecnología no se adecua a la finalidad de la implementación del presente proyecto, el cual es el monitoreo y control de las variables de los paneles solares. Por otro lado para el hardware de Raspberry Pi existen diferentes modelos con gran capacidad de procesamiento y almacenamiento, pues tienen la misma funcionalidad de un computador [36], sin embargo hay un modelo, Raspberry Pi Pico, el cual es de bajo costo y de poco procesamiento en comparación con las otras versiones de hardware de Raspberry Pi [37].

Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas se realizará la comparación entre los procesadores de Arduino y Raspberry Pi:

Tipo de microcontrolador	Costo \$COP	Memoria Ram	Protocolo SPI	Memoria Flash	Pines E/s para pwm	Pines de entrada análogos	Velocidad de reloj	Tensión de funcionamiento
Arduino Mega 2560	\$45.000,00	N/A	Si	256 KB	15	16	16 MHz	5V
Raspberry Pi Pico	\$29.000,00	264 KB	Si	2 MB	16	3	133 MHz	5V

Cuadro XVIII
 COMPARACIÓN ENTRE LOS MICROPROCESADORES DE ARDUINO MEGA 2560 Y RASPBERRY PI PICO [37], [38], [39].

Ambos microprocesadores cuentan con gran cantidad de puertos de salida *PWM*, para el proyecto solo son necesarios 2 puertos, uno para cada convertidor DC-DC, por otro lado, las variables análogas que se necesitan medir son tres por cada panel, por lo que se necesitaría mínimo de 6 entradas análogas para las salidas de los sensores de voltaje, corriente y temperatura. En consecuencia se selecciona el Arduino Mega 2560 porque se adecua más a los requerimientos del proyecto, debido a la cantidad de puertos análogos de entrada, tiene suficiente capacidad de memoria para almacenar el código y los datos que necesita el algoritmo y es de bajo costo.

El arduino Mega 2560 brinda la posibilidad de leer datos en tiempo real y comunicarse directamente con Simulink para graficar y procesar los datos:



Figura 62. Arduino Mega 2560 [40]

ARDUINO MEGA 2560	
Tensión de funcionamiento	5V
Voltaje de entrada (recomendado)	7-12 V
Voltaje de entrada (límite)	6-20 V
Pines E/S digitales 15 sirven para pwm	54
Pines de entrada análogas	16
Memoria Flash	256 KB
SRAM	8KB
EEPROM	4KB
Velocidad de reloj	16 MHz

Cuadro XIX
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL ARDUINO MEGA 2560 [40]

El arduino Mega 2560 tiene 15 pines que sirven para *PWM*, 16 puertos análogos de entrada en donde podremos ingresar la salida de los sensores de voltaje y de corriente y soporta el estándar de comunicación SPI.

El sensor de tensión FZ0430, el cual puede medir hasta 25v, este dispositivo obtiene la medición de voltaje por medio de un divisor de tensión, y la salida varía entre 0 y 5 voltios [41].

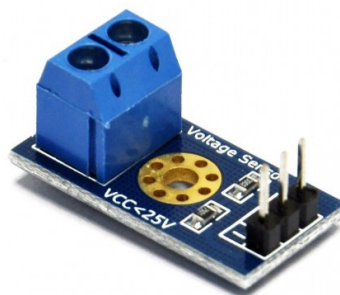


Figura 63. Sensor de tensión FZ0430 [42].

$$V_{out} = \left(\frac{R2}{R1 + R2} \right) * V_{in} \quad (57)$$

Para modificar el rango de voltaje de entrada se modifica el valor de $R2$ dicha valor se encuentra despejando dicha variable de la ecuación [57](#) obteniendo la siguiente expresión:

$$R2 = \frac{R1}{\frac{V_{in}}{V_{out}} - 1} \quad (58)$$

El valor de $R1 = 30K\Omega$, $V_{in} = 37.7$ V y $V_{out} = 5$ V, con estos valores se obtiene un valor para $R2 = 4,58K\Omega$, por valores comerciales se podría cambiar por una resistencia de $4,7K\Omega$.

Para el sensor de corriente se debe tener en cuenta el valor de corriente de corto circuito del panel ($I_{sc} = 9.01$ A), por lo cual se selecciona el sensor ACS712-20A, el rango corriente es de -20A a 20A [43](#).

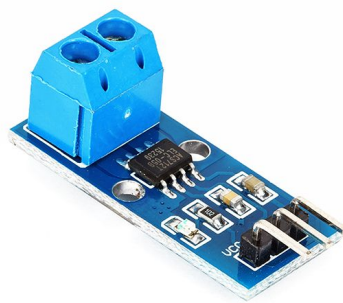


Figura 64. Sensor de tensión ACS712-20A [44](#)

La salida del sensor es una señal de voltaje y depende de la sensibilidad de sensor [45](#):

$$I = \frac{V - 2,5}{Sensibilidad} \quad (59)$$

Para el sensor ACS712-20A la sensibilidad es de 100 mV/A. [44](#).

El convertidor DC-DC en configuración Boost debe tener la capacidad para soportar la tensión en circuito abierto y la corriente de corto circuito, adicionalmente debe cumplir que debe tener la opción de poder ingresarle el PWM el cual recibirá el ciclo de trabajo a partir de los algoritmos MPPT.

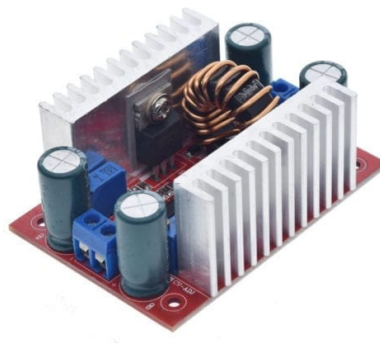


Figura 65. Optimizador Boost 400w [46](#)

Las especificaciones eléctricas del optimizador Boost 400W son:

Convertidor Boost 400 W		
Característica Electricas		Unidades
Voltaje de entrada	8.5-50	V
Corriente de entrada	15	A
Corriente de reposo	10	mA
Voltaje de salida	10 - 60	V
Temperatura de operación	-40 - 85	°C
Frecuencia de operación	150	KHz
Potencia	400	w

Cuadro XX
OPTIMIZADOR BOOST 400W [46]

Este convertidor tiene la particularidad de que posee dos potenciómetros para variar la corriente de salida con el propósito de mantener una potencia constante para una carga establecida. Una posibilidad es intervenir estos potenciómetros para integrar el resultado de los algoritmos MPPT, es decir, controlar el ciclo de trabajo del convertidor con la variación de alguno de los potenciómetros [47].

Por lo cual se necesita un potenciómetro Digital que se control por medio de un *PWM* para así controlar el ciclo de trabajo del convertidor. Una opción es el potenciómetro Digital AD5290 el cual soporta alto voltaje, tiene la configuración para que funcione como una resistencia programable o como divisor de tensión [48].



Figura 66. Potenciómetro Digital AD5290 [49]

Para lograr la comunicación entre el potenciómetro y el controlador se realiza por medio de Bus SPI, el cual, es el estándar en comunicación entre dispositivos electrónicos.

Por último se debe monitorear la variable de temperatura, debido a que este es un factor que modifica el comportamiento del panel solar, para ello se utiliza el sensor LM35.

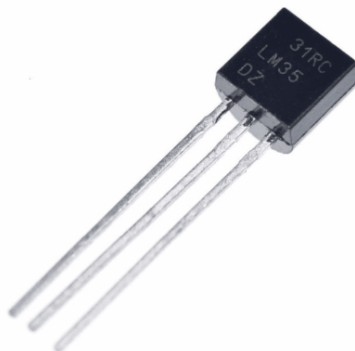


Figura 67. Sensor de temperatura Lm35 [50]

La medición de temperatura se debe tomar en la placa solar, porque es la variable de funcionamiento que se debe medir. El sensor Lm35 tiene un comportamiento lineal, por 1°C equivale a 10 mV [51].

VIII-C. Costos de implementación

Seguidamente se realiza un presupuesto teniendo en cuenta el costo de cada uno de los elementos para estimar el costo total del proyecto solo teniendo en cuenta los elementos necesarios para llevar a cabo la implementación, además el costo actual de mano de obra de un ingeniero electrónico:

ELEMENTOS	COSTO/UNIDAD	UNIDADES	COSTO TOTAL
Arduino Mega 2560	\$ 60.306,03	1	\$ 60.306,03
Sensor de tensión FZ0430	\$ 5.000,00	2	\$ 10.000,00
Tensión de corriente ACS712-20A	\$ 10.376,80	2	\$ 20.753,60
LM35	\$ 3.905,58	2	\$ 7.811,16
Potenciometro Digital ADS290	\$ 20.758,39	2	\$ 41.516,78
Optimizador Boost 400w	\$ 77.295,74	2	\$ 154.591,48
Potenciometro Digital ADS290	\$ 20.758,39	2	\$ 41.516,78
Mano de obra	\$ 14.000,00	80	\$1.120.000,00
Carcasa de optimizador Boost	\$ 30.000,00	2	\$ 60.000,00
TOTAL			\$1.516.495,83

Cuadro XXI

PRESUPUESTO APROXIMADO DEL COSTO DEL PROYECTO SIN CONTAR EL COSTO DE LOS PANELES SOLARES [44], [49], [52], [53], [54], [55]

IX. CONCLUSIONES

- Al realizar las simulaciones con sombreado parcial se comprueba la existencia de máximos globales y locales, se observa que este fenómeno se debe a que un panel genera voltajes y corrientes mayores que el otro, el problema se encuentra en que el sistema trabaja con la corriente del panel que menor recurso solar tiene, afectando de manera significativa la potencia generada.
- De los resultados obtenidos y las distintas pruebas que se realizaron con los módulos solares al momento de tener o no un sombreado parcial, se puede observar y evidenciar como estos algoritmos MPPT influyen ante un sombreado parcial ya que se logra obtener alrededor del 33 % de energía adicional cuando se encuentra el optimizador DC y la perturbación de irradiancia, comparado cuando no se tiene el optimizador DC, con esto logrando captar mayor energía los módulos que no se encuentran afectados por la sombra y funcionando de forma independiente ante el que si se encuentra sombreado.
- El algoritmo que mejor desempeño obtuvo fue el algoritmo de conductancia incremental con paso variable, además de que fue uno de los algoritmos que mayor potencia máxima se obtuvo ($MP = 286W$), agregando que fue el mejor en cuanto al porcentaje de oscilación con un valor de ($OS = 4.2\%$), con una eficiencia del ($EF = 33\%$), y ocupa aproximadamente ($RC = 1,31$ KB) de memoria, adicionalmente aun que no fue el mejor en el tiempo de estabilización ($TS = 7.6$ ms) este algoritmo se selecciona debido a la cantidad de potencia obtenida con un valor de oscilación mínimo, el anterior comportamiento se atribuye a la capacidad que tiene el algoritmo de modificar el paso del ciclo de trabajo, de esta manera logra adaptar el punto de trabajo de los módulos en el MPP ante sombreado parcial.
- Con los resultados obtenidos a partir de la implementación de los optimizadores DC con su respectivo algoritmo, se demuestra como afecta de manera positiva el porcentaje de energía adicional que se obtiene cuando hay perturbación de irradiancia. Adicionalmente cuando se tiene condiciones ideales de irradiancia se obtuvo también una mejora del 3 % al 6 % es decir, que con el simple hecho de la implementación de los optimizadores, se tendrá entonces una ganancia de energía adicional.

X. TRABAJOS FUTUROS

- Teniendo en cuenta las simulaciones realizadas y adicionalmente la propuesta técnica de implementación, se podría realizar la implementación del sistema de paneles solares con optimizadores DC-DC, para estudiar cada uno de los algoritmos simulados y de esta manera comparar los resultados obtenidos en simulación con los datos de la implementación real.
- Posterior a la implementación del sistema fotovoltaico, se puede realizar un análisis de rentabilidad para evaluar en detalle cómo afecta en la generación de energía los optimizadores DC-DC y saber en cuánto tiempo se recupera la inversión invertida en la implementación.
- Otra variable interesante para documentar, sería cómo afectan los optimizadores DC-DC a la vida útil del panel solar.

XI. BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS

- [1] El Espectador, "La contaminación por combustibles fósiles causa 4,5 millones de muertes al año", 12-02-2020. Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/la-contaminacion-por-combustibles-fosiles-causa-45-millones-de-muertes-al-ano-articulo-904313>. [Accedido: 1-mar-2020]
- [2] Programa de las Naciones Unidas, "Objetivos de Desarrollo Sostenible", 2015. Disponible en: <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>. [Accedido: 1-mar-2020]
- [3] DW-made for minds, "Alemania: las energías renovables superan al carbón como principal fuente de energía", 03-01-2019. Disponible en: <https://www.dw.com/en/germany-renewables-overtake-coal-as-main-power-source/a-46947856>. [Accedido: 1-mar-2020]
- [4] Revista EL MUNDO, "La mayor parte de los combustibles fósiles no debe explotarse para frenar el cambio climático", 07-01-2015. Disponible en: <https://www.elmundo.es/ciencia/2015/01/07/54ad7a3bca47412a108b456c.html>. [Accedido: 1-mar-2020]
- [5] DE JUANA, J., SANTOS, F., CRESPO, A., HERRERO, M., DE FRANCISCO, A. and FERNANDEZ, J., 2003. ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL DESARROLLO. 1st ed. Madrid España: Internathional Thomson Ediciones Spain, p.8. [Accedido: 10-may-2020]
- [6] "EFICIENCIA DEL PANEL SOLAR (PARTE I) - Tritec Intervento", Tritec Intervento, 2021. [Online]. Available: <https://tritec-intervento.cl/eficiencia-del-panel-solar-parte-i/>: :text=La %20eficiencia %20del %20panel %20solar,15 %25 %20a %20casi %2020 %25. [Accessed: 10- May- 2020].
- [7] Sfe-solar.com. 2020. Efecto de las sombras en un panel solar fotovoltaico. [online] Available at: <<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-las-sombras-en-un-panel-solar-fotovoltaico/>> [Accessed 21 may 2021].
- [8] Pagina WEB "2020 SDE México", available: <http://www.sde.mx/>. [Accedido: 10-may-2020]
- [9] "PV*SOL premium – Valentin Software GmbH", Valentin-software.com, 2021. [Online]. Available: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>. [Accessed: 03- Jun- 2021].
- [10] "PSIM Renewable Energy Systems Simulation | Powersim, Inc", Powersim, Inc, 2021. [Online]. Available: <https://powersimtech.com/products/psim/psim-modules/renewable-energy/>. [Accessed: 03- Jun- 2021].
- [11] "Implement PV array modules - Simulink", Mathworks.com, 2021. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>. [Accessed: 03- Jun- 2021].
- [12] L. Hernández, S. Gallardo, A. Diez and V. Alonso, "Analysis of the influence of DC optimizers on photovoltaic production", Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, no. 94, pp. 43-55, Enero-Marzo 2020.
- [13] Xinghua Zhang, Min Chen, Yutai Fu, Yonghao Li, "A Step-Down Partial Power Optimizer Structure for Photovoltaic Series-Connected Power Optimizer System", Published in: 2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC).
- [14] Ru-Min Chao, Jhin-Chao Jhang, I-Kai Wang, Shih-Chiang Hsu, "Hardware implementation of a distributed pv system based on the central operation of the MPPT algorithm", Published in: 2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAD).
- [15] R.M. Chao, A. Nasirudin, I K. Wang, P.L. Chen, "Multicore PSO Operation for Maximum Power Point Tracking of a Distributed Photovoltaic System under Partially Shading Condition." International Journal of Photoenergy, Article ID 9754514, Hindawi Publishing Corporation, vol. 2016.
- [16] B. Raja, M. R. Sathesh Kumar, S. Vikash, K. Hariharan, "Maximum power point tracking in solar panels under partial shading condition using equilibration algorithm", Published in: 2016 International Conference on Communication and Signal Processing (ICCSP).
- [17] C. Robayo, S. Serna, "System for characterization of photovoltaic panels", Instituto Tecnológico Metropolitano-Colombia, Actas de Ingeniería, Vol. 1, pp. 42-46, 2015.
- [18] E.M. Godfrin, I.H. Eyra, J.C. Durán, "SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EL PALACIO DE HACIENDA: ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN EN UN AÑO Y ESTUDIO DE SOMBRAS", Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 4, pp. 13.23-13.28, 2016.
- [19] M. Z. Efendi, F. D. Murdianto and R. E. Setiawan, "Modeling and simulation of MPPT sepie converter using modified PSO to overcome partial shading impact on DC microgrid system," 2017 International Electronics Symposium in Engineering Technology and Applications (IES-ETA), Surabaya, 2017, pp. 27-32.
- [20] P. Guerriero, F. Di Napoli, V. d'Alessandro and S. Daliento, "Experimental comparison between an "information based" MPPT algorithm and standard PO in both partial shading and uniform illumination," 2015 International Conference in Clean Electrical Power (ICCEP), Taormina, 2015, pp. 610-616.
- [21] CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA, "DEFINICIÓN DE RESERVAS EN PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA REGULACIÓN DE FRECUENCIA" UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS, SANTIAGO DE CHILE, 2017.
- [22] JUAN MANUEL OVIEDO LUTKENS, DAVID MUÑOZ TASCÓN, "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN ARREGLO DE MICROINVERSORES SOLARES CONECTADOS EN SERIE CON CONTROL DE AMPLITUD", PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA DE CALI FACULTAD DE INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN, SANTIAGO DE CALI, 2016.
- [23] Diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos <http://www.sunsupplyco.com/>, 2017. [Online]. Available: <http://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/> [Accessed: 10- feb- 2021]
- [24] ¿Qué significa dentro y fuera de la red?, [santansolar.com](http://santansolar.com/es-aprender/que-significa-dentro-y-fuera-de-la-red/), 2020. [Online]. Available: <http://santansolar.com/es-aprender/que-significa-dentro-y-fuera-de-la-red/> [Accessed: 10- feb- 2021]
- [25] Sistema conectado a la red, [www.implica-t.com](http://www.implica-t.com/viviendas-unifamiliares/), 2020. [Online]. Available: www.implica-t.com/viviendas-unifamiliares/ [Accessed: 10- feb- 2021].

- [26] Esquema-sistema-aislado-con-baterias, *desigenia.com*, 2020. [Online]. Available: desigenia.com/nuestras-soluciones/soluciones-energias-renovables/sistemas-autoconsumo-aislado/esquema-sistema-aislado-con-baterias/ [Accedido: 10-feb-2021]
- [27] Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab, *Scielo.org.co*, 2017. [Online]. Available: <http://www.scielo.org.co/pdf/ridi/v8n2/2027-8306-ridi-8-02-00343.pdf>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [28] PV cell modelling in minimum time (two methods), *Youtube.com*, 2017. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=vVs4uWKLRFglist=PLMeIYXVmcUptfIe2tPJgH7CoZsuMZindex=10>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [29] D. Hart, *Introduction to power electronics*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 1996, pp. 215-240. [Accessed: 13- Dec- 2020].
- [30] Implementación algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para sistemas fotovoltaicos mediante MATLAB y Simulink, *es.mathworks.com*, 2019. [Online]. Available: es.mathworks.com/solutions/power-electronics-control/mppt-algorithm.html [Accedido: 4-feb-2021]
- [31] N. Echeverría, G. Murcia, M. Judewicz, J. Strack and S. Gonzales, ALGORITMO MPPT DE CONDUCTANCIA INCREMENTAL CON DOBLE COTA. Buenos Aires-Argentina, 2021, p. 5. Available: https://www.researchgate.net/publication/265866384_Algoritmo_MPPT_de_Conductancia_Incremental_con_Doble_Cota [Accedido: 15-Jan-2021]
- [32] González Sobrino, ESTUDIO DE ALGORITMOS DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. Barcelona-España, 2018, pp. 81-100
- [33] Derek Mitchell, Yingli Solar YL255P-29b (255W) Solar Panel, *Solardesigntool.com*, 2021. [Online]. Available: <http://www.solardesigntool.com/components/module-solar/Yingli-Solar/2148/YL255P-29b/specification-data-sheet.html>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [34] Soporte de Simulink para hardware integrado, *La.mathworks.com*, 2021. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/discovery/simulink-embedded-hardware.html>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [35] Le-www-live-s.legocdn.com, 2021. [Online]. Available: https://le-www-live-s.legocdn.com/sc/media/files/user-guides/ev3/ev3userguide_esm-6ac740d3cdd578cc6a52d10d7d173da9.pdf. [Accessed: 16- May- 2021].
- [36] *Raspberrypi.org*, 2021. [Online]. Available: <https://www.raspberrypi.org/products/>. [Accessed: 24- May- 2021].
- [37] *Datasheets.raspberrypi.org*, 2021. [Online]. Available: <https://datasheets.raspberrypi.org/pico/pico-datasheet.pdf>. [Accessed: 24- May- 2021].
- [38] Raspberry Pi Pico Original Entrega Inmediata - \$ 29.900, *Articulo.mercadolibre.com.co*, 2021. [Online]. Available: <https://n9.cl/e66s>. [Accessed: 24- May- 2021].
- [39] Arduino Mega 2560 R3 + Cable Usb - \$ 45.000, *Articulo.mercadolibre.com.co*, 2021. [Online]. Available: <https://n9.cl/jmq7>. [Accessed: 24- May- 2021].
- [40] Arduino Mega 2560 | *Arduino.cl* - Compra tu Arduino en Línea, *Arduino.cl* - Compra tu Arduino en Línea, 2021. [Online]. Available: <https://arduino.cl/arduino-mega-2560/>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [41] [2] *Ardustore.dk*, 2021. [Online]. Available: <https://ardustore.dk/error/Manuel%20-%20Voltage%20Module.pdf>. [Accessed: 11- May- 2021].
- [42] sensor, voltaje, FZ0430, *Altronics.cl*, 2021. [Online]. Available: <https://altronics.cl/sensor-voltaje-fz0430>. [Accessed: 11- May- 2021].
- [43] ACS712 pdf, ACS712 description, ACS712 datasheets, ACS712 view ALLDATASHEET, Pdf1.alldatasheet.com, 2021. [Online]. Available: <https://pdf1.alldatasheet.com/datasheet-pdf/view/168326/ALLEGRO/ACS712.html>. [Accessed: 12- May- 2021].
- [44] Ardobot Robótica, *Ardobot.co*, 2021. [Online]. Available: <https://www.ardobot.co/sensor-de-corriente-acs712-20a.html>. [Accessed: 21- May- 2021].
- [45] ACS712, Tutorial sensor de corriente ACS712, *Naylamp Mechatronics - Perú*, 2021. [Online]. Available: <https://naylampmechatronics.com/blog/48tutorial-sensor-de-corriente-acs712.html>. [Accessed: 12- May- 2021].
- [46] Elevador de Voltaje Boost 400W 15A - UNIT Electronics, *UNIT Electronics*, 2021. [Online]. Available: <https://uelectronics.com/producto/elevador-de-voltaje-boost-400w-15a-step-up/>. [Accessed: 13- May- 2021].
- [47] D. Morales and L. Cerinza, "Diseño e implementación de un convertidor estático usando algoritmos MPPT para aumentar la eficiencia en sistemas fotovoltaicos tipo paneles solares en la ciudad de Cali - Colombia", *Pregrado, Pontificia Universidad Javeriana Cali*, 2020. [Accessed: 13- May- 2021].
- [48] AD5290 Datasheet(1/11 Pages) AD | Compact +30V/15V 256-Position Digital Potentiometer, *Html.alldatasheet.com*, 2021. [Online]. Available: <https://html.alldatasheet.com/html-pdf/142573/AD/AD5290/23/1/AD5290.html>. [Accessed: 15- May- 2021].
- [49] AD5290YRMZ10 Analog Devices - Circuito integrado: potenciómetro digital | 10kΩ; 3-wire,SPI | TME - Elektronikka komponentit, *Tme.com*, 2021. [Online]. Available: <https://www.tme.com/co/es/details/ad5290ymz10/potenciometros-digitales/analog-devices/>. [Accessed: 14- May- 2021].
- [50] SENSOR DE TEMPERATURA LM35, *MACTRONICA*, 2021. [Online]. Available: <https://www.mactronica.com.co/sensor-de-temperatura-lm35>. [Accessed: 14- May- 2021].
- [51] LM35 Datasheet(PDF) - Texas Instruments, *Alldatasheet.com*, 2021. [Online]. Available: <https://www.alldatasheet.com/datasheet-pdf/pdf/517588/TI/LM35.html>. [Accessed: 15- May- 2021].
- [52] *Amazon.com*, 2021. [Online]. Available: <https://www.amazon.com/Constant-Current-Converter-Step-up-8-5-50V/dp/B0756HQRTRM>. [Accessed: 13- May- 2021].
- [53] Módulo Sensor de Voltaje | *VISTRONICA SAS, VISTRONICA S.A.S*, 2021. [Online]. Available: <https://www.vistronica.com/sensores/modulo-sensor-de-voltaje-detail.html>. [Accessed: 13- May- 2021].
- [54] Sensor de Temperatura LM335, *VISTRONICA S.A.S*, 2021. [Online]. Available: <https://www.vistronica.com/sensores/temperatura/sensor-de-temperatura-lm335-detail.html>. [Accessed: 15- May- 2021].
- [55] Salario para Ingeniero Electrónico en Colombia - Salario Medio, *Talent.com*, 2021. [Online]. Available: <https://co.talent.com/salary?job=Ingeniero%20Electr%C3%B3nico: :text=El%20salario%20Ingeniero%20Electr%C3%B3nico%20promedio,a%C3%B1o%20o%20> [Accessed: 26- May- 2021].

XII. ANEXOS

XII-A. P&O

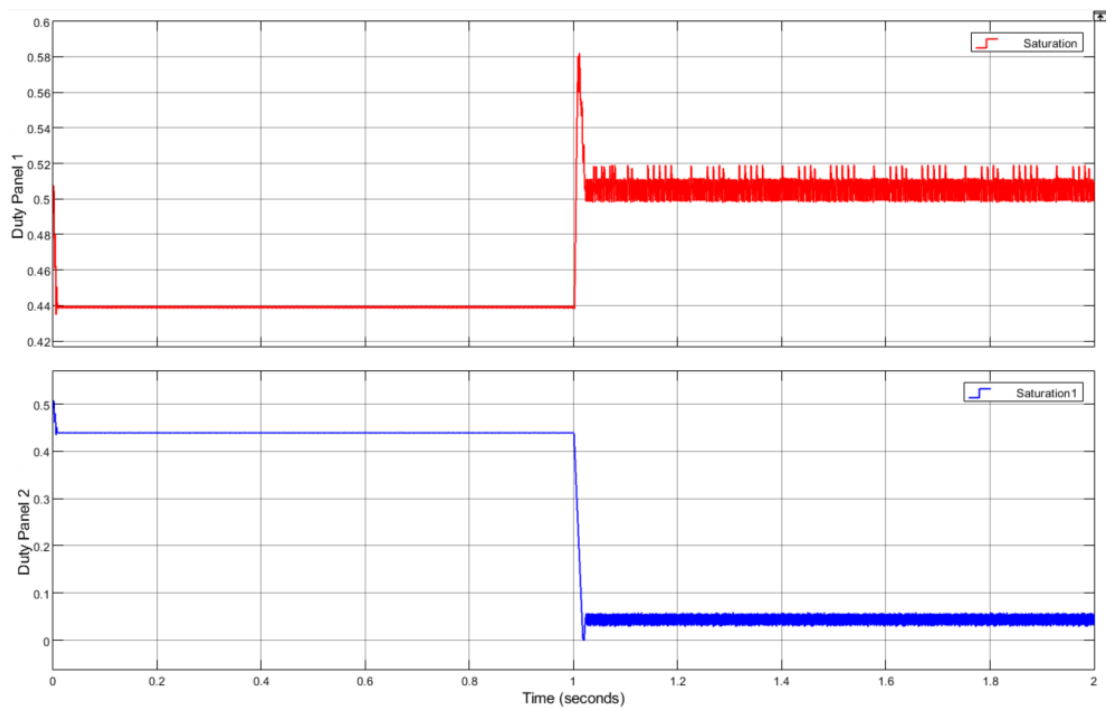


Figura 68. Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O

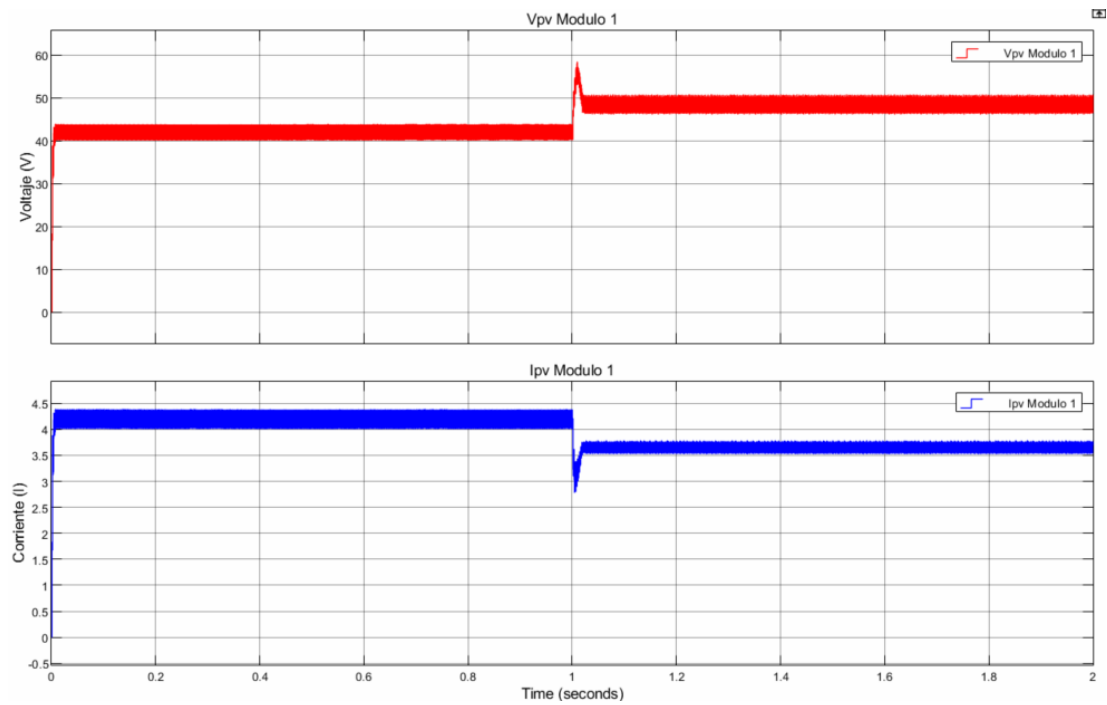


Figura 69. Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O

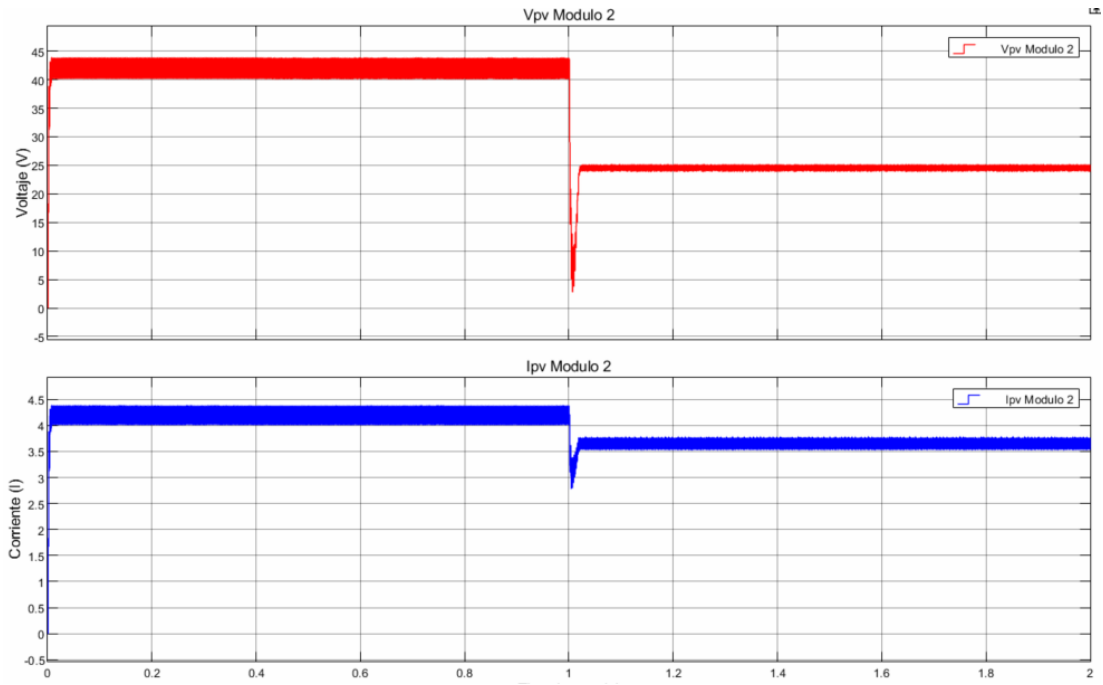


Figura 70. Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo P&O

XII-B. Conductancia Incremental

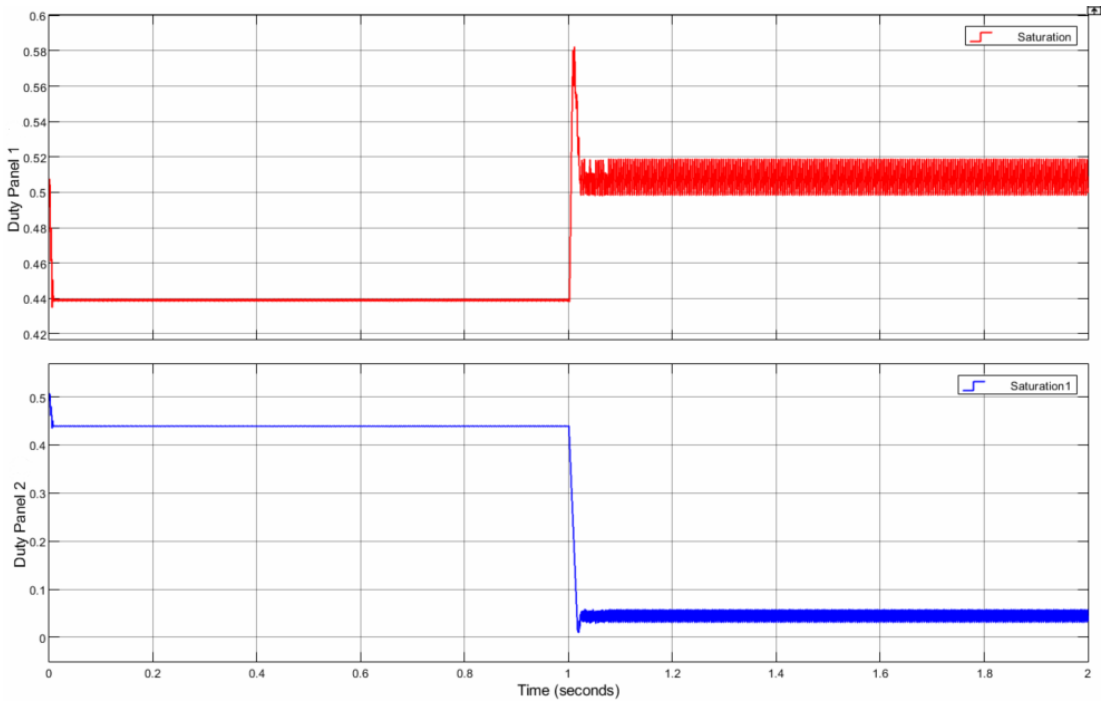


Figura 71. Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental

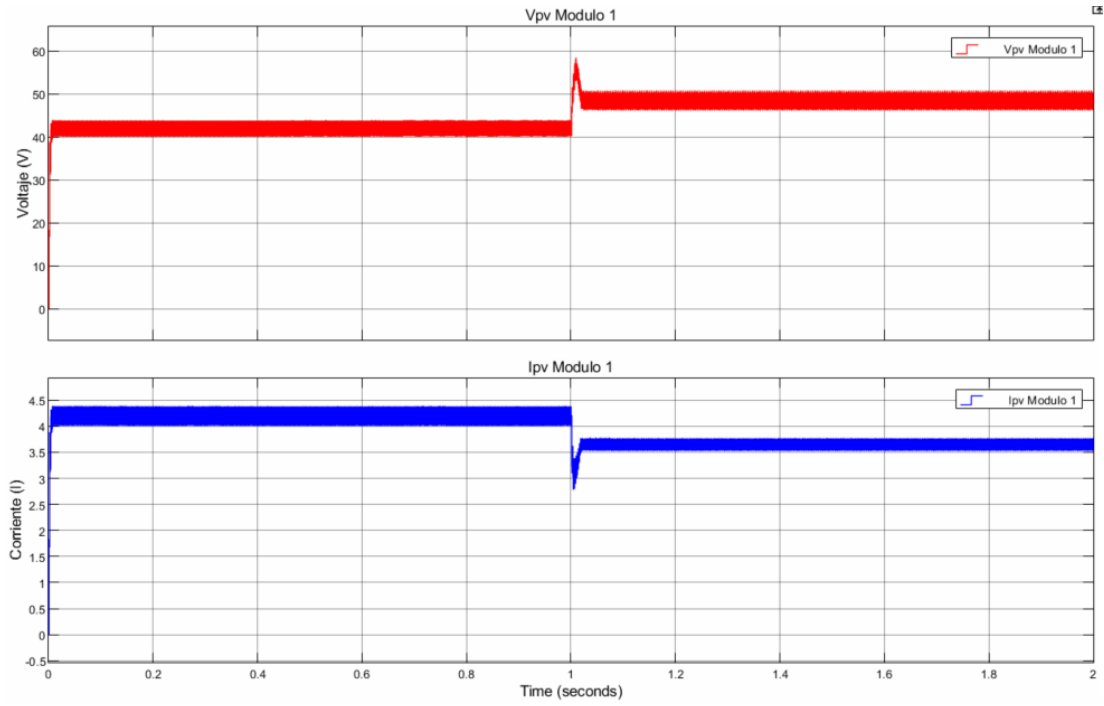


Figura 72. Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental

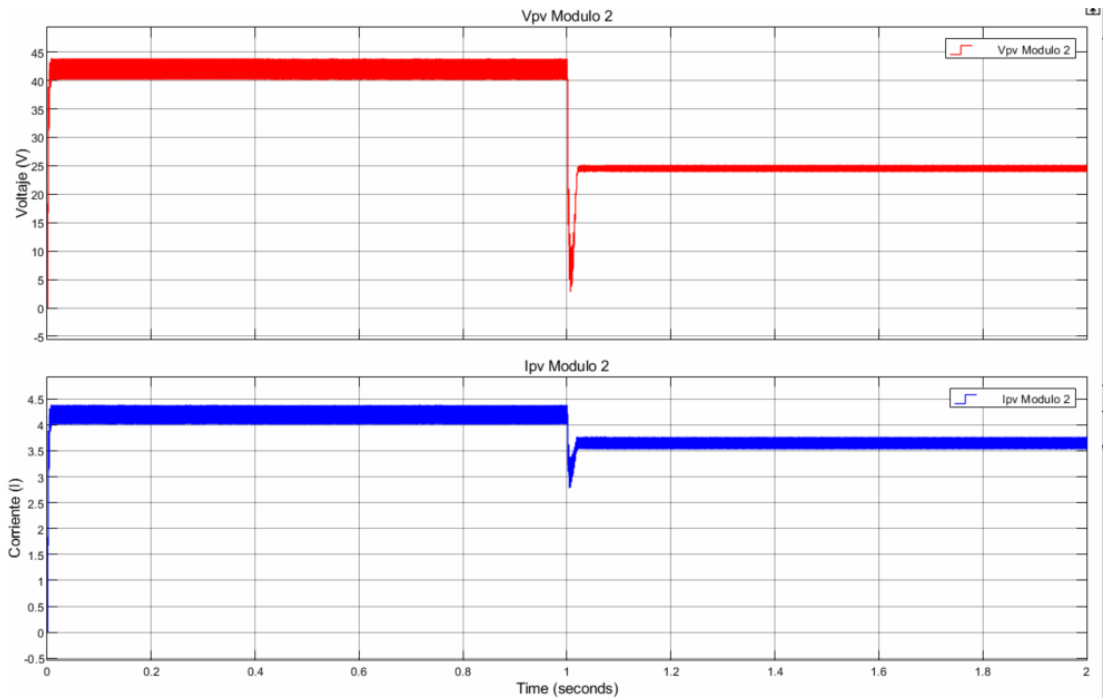


Figura 73. Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental

XII-C. Conductancia incremental paso variable

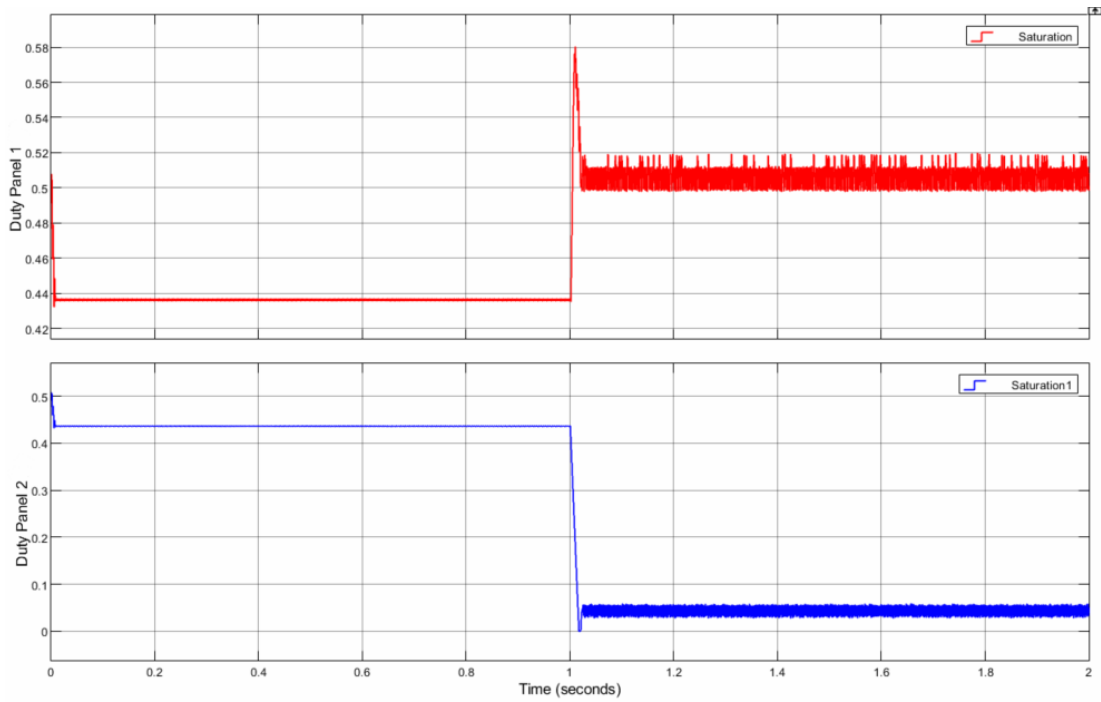


Figura 74. Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable

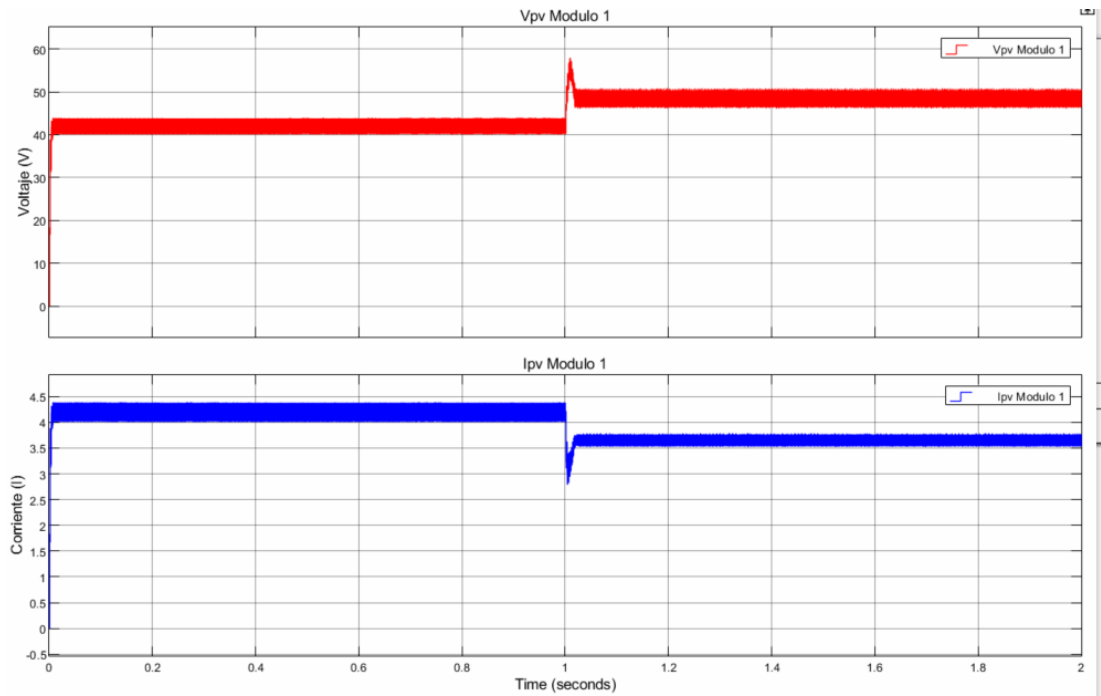


Figura 75. Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable

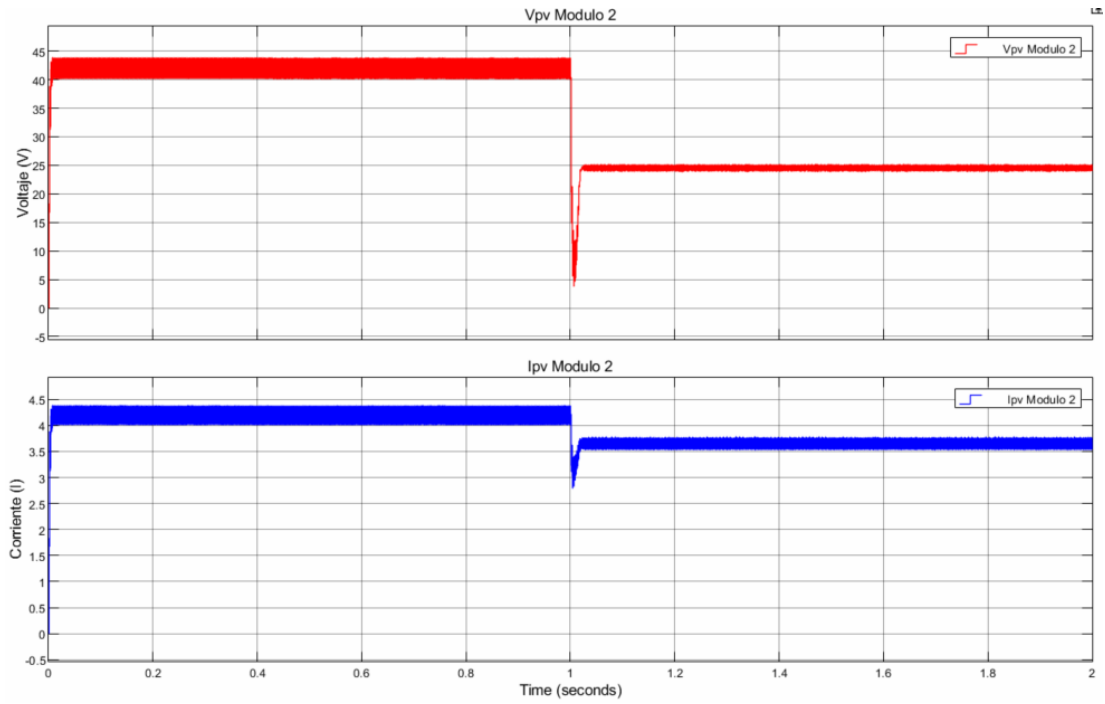


Figura 76. Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Conductancia Incremental variable

XII-D. Hill climbing

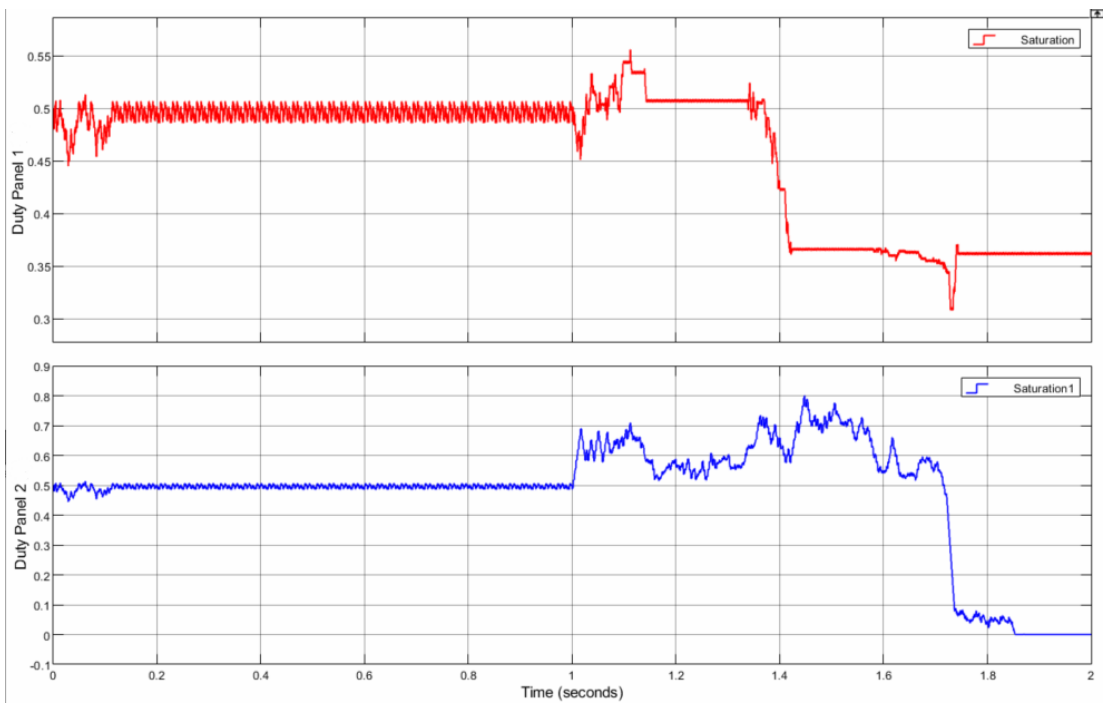


Figura 77. Ciclo de trabajo de los paneles afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing

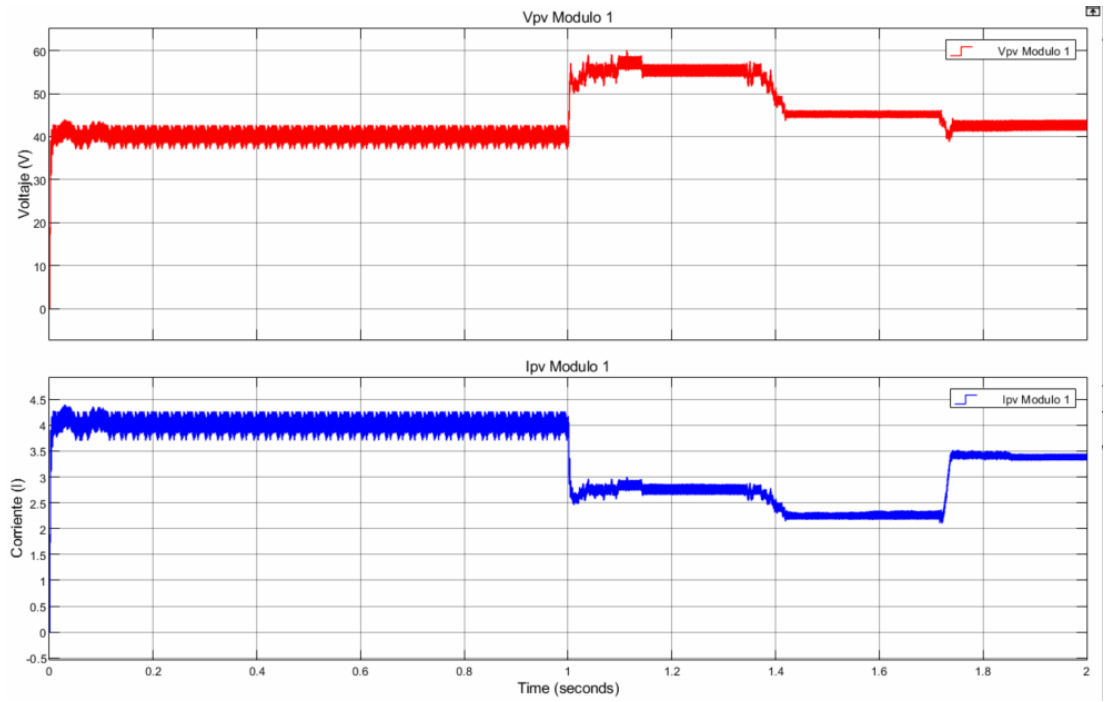


Figura 78. Corriente y tensión del panel 1 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing

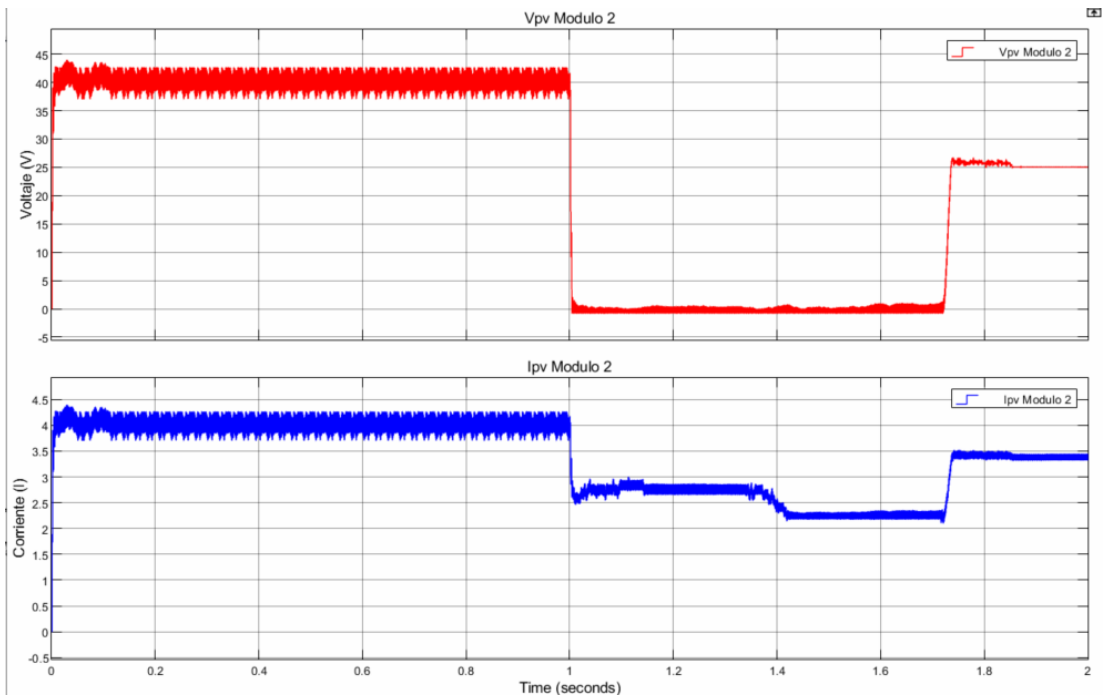


Figura 79. Corriente y tensión del panel 2 afectado por sombreado parcial utilizando algoritmo Hill Climbing