



**EDUCACIÓN**

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO  
NACIONAL DE MÉXICO

# Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación  
y Desarrollo Tecnológico

## Tesis de Maestría

Reconfiguración en un arreglo fotovoltaico, basado  
en la generación de energía utilizando un convertidor  
multipuerto

presentada por

**Ing. Lázaro Ibrahel de los Reyes Suárez**

como requisito para la obtención del grado de

**Maestro en Ciencias en Ingeniería  
Electrónica**

Director de tesis

**Dr. Jarniel García Morales**

Codirectora de tesis

**Dra. Marisol Cervantes Bobadilla**

Cuernavaca, Morelos, México. Junio de 2024.



Cuernavaca, Mor.,  
No. de Oficio:  
Asunto:

27/mayo/2024

DIE/040/2024

Aceptación de documentos de tesis

**DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA**  
**SUBDIRECTOR ACADÉMICO**  
**PRESENTE**

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del C. LÁZARO IBRAHEL DE LOS REYES SUÁREZ , con número de control M22CE081 de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado "Reconfiguración en un Arreglo Fotovoltaico, basado en la Generación de Energía Utilizando un Convertidor Multipuerto ", y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Jarniel García Morales  
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica  
Cédula profesional 11106825

CODIRECTOR DE TESIS

Dra. Marisol Cervantes Bobadilla  
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica  
Cédula profesional 11607393

REVISOR 1

Dr. Manuel Adam Medina  
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica  
Cédula profesional 5992003

REVISOR 2

Dr. Luis Gerardo Vela Valdés  
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica  
Cédula profesional 7980044

C.p. M.T.I. María Elena Gómez Torres, Jefa del Departamento de Servicios Escolares  
Estudiante  
JGM/kmq



Cuernavaca, Mor.,  
No. De Oficio:  
Asunto:

27/mayo/2024  
SAC/176/2024  
Autorización de  
impresión de tesis

**LÁZARO IBRAHEL DE LOS REYES SUÁREZ  
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS  
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
P R E S E N T E**

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **“Reconfiguración en un Arreglo Fotovoltaico, basado en la Generación de Energía Utilizando un Convertidor Multipuerto”**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

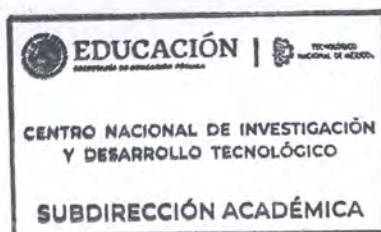
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

Excelencia en Educación Tecnológica®  
“Conocimiento y tecnología al servicio de México”



**CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO**



C. c. p. Departamento de Ingeniería Electrónica  
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz

# Resumen

En el contexto actual, las energías renovables han adquirido gran importancia en la búsqueda de soluciones sostenibles para las necesidades energéticas globales. Dentro de este panorama, la energía solar fotovoltaica (PV) se destaca como una fuente clave, desempeñando un papel significativo en la transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente. A pesar de los avances notables en la tecnología PV, sus limitaciones actuales, han planteado desafíos sustanciales en la eficiencia de la captación de energía solar. Los sombreados parciales, con sus consecuencias negativas, han motivado la búsqueda de soluciones innovadoras y eficaces para mejorar el rendimiento de los sistemas PV. Esta investigación aborda específicamente estas limitaciones, proponiendo un sistema reconfigurable utilizando un convertidor multipuerto para extraer de forma independiente la energía generada por los paneles sombreados y los no sombreados, implementando una estrategia de reconfiguración con la técnica de Perturbar y Observar (P&O). Los resultados de la estrategia de reconfiguración son alentadores, recuperando el 31 % de la extracción de energía de los paneles no sombreados en presencia de sombreados parciales. Este avance no solo contribuye a la optimización de la eficiencia de los sistemas PV, sino que también destaca la viabilidad y la eficacia de la estrategia propuesta como una solución concreta para los desafíos actuales en el campo de la energía solar.

# Abstract

In the current context, renewable energy has acquired great importance in the search for sustainable solutions to global energy needs. Within this scenario, solar photovoltaics (PV) stand out as an essential source, supporting the transition to a cleaner and more efficient energy system. Despite notable advances in PV technology, their limitations substantially challenge solar energy harvesting efficiency. Owing to its negative consequences, partial shading has motivated the search for innovative and practical solutions to improve the performance of PV systems. This research explicitly addresses these limitations by proposing a reconfigurable system using a multi-port converter to extract the energy generated by shaded and unshaded panels independently by implementing a reconfiguration strategy using the Perturb and Observe (P&O) technique. The results of the reconfiguration strategy are encouraging since 31 % of the energy extracted from the unshaded panels is recovered when the system is in the presence of partial shade. This breakthrough contributes to the optimization of the efficiency of PV systems. This highlights the feasibility and effectiveness of the proposed strategy as a concrete solution to the current challenges in the solar energy field.

# Dedicatoria

*A mi familia...*

## Agradecimientos

*A mi familia, cuyo amor incondicional y apoyo constante han sido mi motivación durante este viaje académico.*

*A mis directores de tesis, el Dr. Jarniel García Morales y la Dra. Marisol Cervantes Bobadilla, por su incansable orientación, confianza, apoyo y sabiduría que me han brindado a lo largo de esta travesía académica. Sus valiosas contribuciones han enriquecido enormemente este trabajo de investigación.*

*A mi comité revisor, por sus observaciones, consejos y experiencia que enriquecieron este trabajo de tesis.*

*A mis profesores del CENIDET, por compartir sus conocimientos y experiencia, lo cual permitió mi crecimiento profesional.*

*Al TecNM-CENIDET por permitirme crecer profesionalmente y proporcionarme el entorno intelectual y los recursos necesarios para llevar a cabo esta investigación. También agradecerle a todo el personal que labora en el centro, por todas las atenciones prestadas durante mi estancia.*

*Finalmente a CONAHCYT por el apoyo financiero brindado para la realización de este trabajo de investigación.*

# Índice general

Resumen . . . . .	I
Abstract . . . . .	II
Dedicatoria. . . . .	III
Agradecimientos . . . . .	IV
Índice de figuras . . . . .	VIII
Índice de tablas . . . . .	X
Notación . . . . .	XI
<b>Capítulo I. Antecedentes y motivación. . . . .</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción. . . . .	1
1.2 Antecedentes. . . . .	2
1.3 Planteamiento del problema. . . . .	4
1.4 Objetivos. . . . .	4
1.4.1 Objetivo general. . . . .	4
1.4.2 Objetivos específicos. . . . .	4
1.5 Hipótesis. . . . .	5
1.6 Metas. . . . .	5
1.7 Justificación. . . . .	5
1.8 Organización del documento. . . . .	6



## ÍNDICE GENERAL

---

<b>Capítulo II. Fundamentos teóricos.</b>	<b>7</b>
2.1 Estado del arte.	7
2.1.1 Reconfiguración en sistemas fotovoltaicos.	7
2.1.2 Técnicas aplicadas en la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos.	7
2.1.3 Avances y contribuciones en la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos.	8
2.1.3.1 Reconfiguración basada en técnicas estáticas.	8
2.1.3.2 Reconfiguración basada en técnicas dinámicas.	12
2.1.4 Conclusiones sobre el estado del arte.	18
2.2 Marco teórico.	19
2.2.1 Panel fotovoltaico.	19
2.2.1.1 Tipos de arreglos fotovoltaicos.	21
2.2.1.2 Modelo matemático del panel fotovoltaico.	22
2.2.2 Condiciones de Sombreado Parcial.	24
2.2.3 Técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia.	26
2.2.3.1 Clasificación de las técnicas de MPPT.	27
2.2.3.2 Comparación de las técnicas de MPPT.	29
2.2.3.3 Algoritmo Perturbar y Observar (P&O).	30
2.2.4 Convertidores Multipuerto.	31
2.2.4.1 Características de los convertidores multipuerto.	31
2.2.4.2 Clasificación de los convertidores multipuerto.	32
2.2.4.3 Aplicaciones de los convertidores multipuerto.	32
2.2.4.4 Topologías multipuerto aisladas.	33
2.2.4.5 Topologías multipuerto no aisladas.	34
2.2.4.6 Comparación de convertidores multipuerto.	35
2.2.4.7 Análisis de la topología Boost.	37
<b>Capítulo III. Caso de estudio.</b>	<b>41</b>
3.1 Propuesta del sistema reconfigurable.	41
3.2 Análisis de los modos de operación.	43
3.2.1 Modo 1. PV_1 y PV_2 en serie – Bus CD.	43
3.2.2 Modo 2. PV_1 – Bus CD.	45
3.2.3 Modo 3. PV_2 – Bus CD.	46

## ÍNDICE GENERAL

---

<b>Capítulo IV. Método de solución.. . . . .</b>	<b>49</b>
4.1 Selección y modelado del panel fotovoltaico. . . . .	49
4.2 Modelado del sombreado parcial. . . . .	50
4.3 Diseño del convertidor multipuerto de topología Boost. . . . .	51
4.3.1 Diseño del convertidor en modo 1 (PV_1 y PV_2 en serie – Bus CD). . . . .	52
4.3.2 Diseño del convertidor en modo 2 (PV_1 – Bus CD). . . . .	53
4.3.3 Diseño del convertidor en modo 3 (PV_2 – Bus CD). . . . .	53
4.4 Estrategia de control y técnica de reconfiguración propuesta. . . . .	54
4.5 Representación del sistema en simulación en MATLAB-SIMULINK®. . . . .	55
<b>Capítulo V. Simulaciones y resultados. . . . .</b>	<b>57</b>
5.1 Extracción de energía sin técnica de reconfiguración. . . . .	57
5.2 Extracción de energía implementando la técnica de reconfiguración propuesta. . . . .	61
<b>Capítulo VI. Conclusiones. . . . .</b>	<b>65</b>
6.1 Alcance. . . . .	65
6.2 Conclusiones. . . . .	65
6.3 Originalidad. . . . .	66
6.4 Aportaciones. . . . .	66
6.5 Trabajos futuros. . . . .	66
<b>Referencias. . . . .</b>	<b>68</b>
<b>Apéndice. . . . .</b>	<b>75</b>
<b>A. Productividad académica.. . . . .</b>	<b>76</b>
<b>B. Programación del algoritmo P&amp;O con la técnica de reconfiguración propuesta . . . . .</b>	<b>80</b>

# Índice de figuras

2.1 Configuración Serie-Paralelo de paneles PV [30]. . . . .	20
2.2 Configuraciones de sistemas fotovoltaicos. . . . .	22
2.3 Circuito equivalente de una célula PV [33]. . . . .	23
2.4 Curva I-V de una célula PV funcionando en una región de polarización inversa [37]. . . . .	25
2.5 Protección de la célula PV con diodo de derivación. . . . .	26
2.6 Curvas V-C y V-P en condiciones de sombreado parcial y radiación solar uniforme.	26
2.7 Diagrama de flujo del algoritmo P&O. . . . .	30
2.8 Clasificación de los convertidores multipuerto [50]. . . . .	32
2.9 Convertidores multipuertos aislados. . . . .	34
2.10 Convertidores multipuerto no aislados. . . . .	34
2.11 Topología del convertidor Boost. . . . .	37
2.12 Intervalo $D T_S$ de la topología Boost. . . . .	37
2.13 Intervalo $(1 - D) T_S$ de la topología Boost. . . . .	38
2.14 Formas de onda del convertidor de topología Boost. . . . .	38
3.1 Esquema general del sistema fotovoltaico en condiciones normales de irradiancia.	41
3.2 Esquema general de reconfiguración del sistema fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial. . . . .	42
3.3 Topología de tres puertos con interruptores de reconfiguración propuesto por Jiménez [7]. . . . .	42
3.4 Topología Boost de tres puertos con interruptores de reconfiguración. . . . .	43
3.5 Modo 1 de operación: PV_1 y PV_2 en serie – Bus CD. . . . .	44
3.6 Intervalo $D T_S$ del modo 1 (PV_1 y PV_2 en serie – Bus CD). . . . .	44
3.7 Intervalo $(1 - D) T_S$ del modo 1 (PV_1 y PV_2 en serie – Bus CD). . . . .	45
3.8 Modo 2 de operación: PV_1 – Bus CD. . . . .	45

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

3.9	Intervalo $D T_S$ del modo 2 (PV_1 – Bus CD). . . . .	46
3.10	Intervalo $(1 - D) T_S$ del modo 2 (PV_1 – Bus CD). . . . .	46
3.11	Modo 3 de operación: PV_2 – Bus CD. . . . .	47
3.12	Intervalo $D T_S$ del modo 3 (PV_2 – Bus CD). . . . .	47
3.13	Intervalo $(1 - D) T_S$ del modo 3 (PV_2 – Bus CD). . . . .	48
4.1	Curvas características I-V y P-V del panel fotovoltaico marca EPCOM modelo EPL33024. . . . .	50
4.2	Perfil de irradiancia del panel PV_2. . . . .	51
4.3	Diagrama de flujo de la técnica de reconfiguración a implementar. . . . .	55
4.4	Representación del sistema en simulación en MATLAB-SIMULINK®. . . . .	56
5.1	a) Perfil de irradiancia que corresponde a la Figura 4.2 b) Potencia extraída del panel PV_2. . . . .	58
5.2	Potencias generadas por los paneles PV_1 y PV_2 conectados en serie con sombreado parcial en PV_2. . . . .	59
5.3	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus CD. . . . .	61
5.4	Ciclos de trabajo de los Mosfet M1 y M2 con técnica de reconfiguración. . . . .	62
5.5	Potencias generadas por los paneles PV_1 y PV_2 con técnica de reconfiguración con sombreado parcial en PV_2. . . . .	63
5.6	Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus CD con técnica de reconfiguración. . . . .	63

# Índice de tablas

2.1	Comparación de varias técnicas de reconfiguración estática. . . . .	12
2.2	Comparación de varias técnicas de reconfiguración dinámica. . . . .	18
2.3	Comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados [53].	36
3.1	Estado de operación de los interruptores de reconfiguración. . . . .	43
4.1	Especificaciones del panel fotovoltaico EPCOM modelo EPL33024. . . . .	49
4.2	Parámetros generales del sistema propuesto. . . . .	51
4.3	Parámetros del sistema para el diseño del convertidor en modo 1 de operación.	52
4.4	Parámetros del sistema para el diseño del convertidor en modo 2 de operación.	53
4.5	Valores de los componentes para el modo 2 de operación. . . . .	53
4.6	Valores de los componentes para el modo 3 de operación. . . . .	54
4.7	Valores de los componentes del convertidor multipuerto de topología Boost. . .	56
5.1	Extracción de la energía del panel PV_2 en sombreado parcial. . . . .	58
5.2	Impacto en la extracción de energía del panel PV_1 cuando existe sombreado parcial en el Panel PV_2 . . . . .	60

# Notación

## Acrónimos

$\beta$	Beta Method (Método Beta)
<i>ACO</i>	Ant Colony Optimization (Optimización de Colonias de Hormigas)
<i>ANN</i>	Artificial Neural Network (Red Neuronal Artificial)
<i>BL</i>	Bridge Link (Conexión Puente de Enlace)
<i>BOA</i>	Butterfly Optimization Algorithm (Algoritmo de Optimización Mariposa)
<i>CA</i>	Corriente Alterna
<i>CD</i>	Corriente Directa
<i>CENIDET</i>	Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
<i>CMP</i>	Convertidor Multipuerto
<i>COA</i>	Coyote Optimization Algorithm (Algoritmo de Optimización Coyote)
<i>CS</i>	Competence Square (Cuadrado de Competencia)
<i>DNNs</i>	Deep Neural-Networks (Redes Neuronales Profundas)
<i>DS</i>	Dominance Square (Cuadrado de Dominio)
<i>FA</i>	Firefly Algorithm (Algoritmo de Luciérnaga)
<i>FLC</i>	Fuzzy Logic Control (Control de Lógica Difusa)
<i>FPA</i>	Flower Pollination Algorithm (Algoritmo de Polinización de las Flores)
<i>GA</i>	Genetic Algorithm (Algoritmos Genéticos)
<i>GMPP</i>	Global Maximum Power Point (Punto de Máxima Potencia Global)
<i>HC</i>	Honey Comb (Conexión Panal de Abejas)

## NOTACIÓN

---

<i>HHO</i>	Harris Hawks Optimizer (Optimizador Harris Hawks)
<i>I-V</i>	Corriente - Voltaje
<i>INC</i>	Incremental Conductance (Conductancia Incremental)
<i>LMPP</i>	Local Maximum Power Point (Punto de Máxima Potencia Local)
<i>LN</i>	Long Narrow (Estrecho Largo)
<i>LT</i>	Lookup Table Method (Método de Tabla de Consulta)
<i>LV &amp; LC</i>	Load Voltage and Load Current Maximization Method (Método de maximización de la tensión y la corriente de carga)
<i>LW</i>	Long Wide (Ancho Largo)
<i>MPA</i>	Marine Predator Algorithm (Algoritmo de Depredador Marino)
<i>MPPT</i>	Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia)
<i>MPP</i>	Maximum Power Point (Punto de Máxima Potencia)
<i>MRFO</i>	Manta Ray Foraging Optimization (Optimización de la búsqueda de alimento de la Manta Raya)
<i>P-V</i>	Potencia - Voltaje
<i>PC</i>	Pilot Cell Method (Método de la Celda Piloto)
<i>PID</i>	Proporcional Integral Derivativo
<i>PI</i>	Proporcional Integral
<i>PSC</i>	Partial Shading Condition (Condiciones de Sombreado Parcial)
<i>PSO</i>	Particle Swarm Optimization (Optimización por Enjambre de Partículas)
<i>PVOS</i>	PV Output Senseless Method (Método de salida Fotovoltaica sin Sensor)
<i>PV</i>	Fotovoltaico

## NOTACIÓN

---

$P\&O$	Perturbar y Observar
$RCC$	Ripple Correlation Controller (Controlador de Correlación de Rizado)
$SN$	Short Narrow (Estrecho Corto)
$SP$	Series - Parallel (Serie - Paralelo)
$STC$	Standard Test Conditions (Condiciones Estándar de Prueba)
$SW$	Short Wide (Ancho Corto)
$TCT$	Total Cross Tied (Conexión Cruzada Total)
$TecNM$	Tecnológico Nacional de México

### Variables

$I_d$	Corriente circulante por el diodo
$I_S$	Corriente entregada por el panel PV
$I_{ph}$	Corriente fotogenerada en el módulo PV formado por $N_P$
$I_{rs}$	Corriente nominal de saturación inversa del diodo
$I_{sh}$	Corriente de fuga
$N_P$	Número de células conectadas en paralelo de un módulo PV
$N_S$	Número de células conectadas en serie de un módulo PV
$a$	Factor de idealidad del diodo ( $1.0 \sim 1.5$ )
$G$	Radiación solar recibida
$E_g$	Energía de banda prohibida de la célula PV ( $1.2eV$ para el silicio a $25^\circ C$ )
$G_{ref}$	Radiación solar de referencia
$I_C$	Corriente total producida por la celda PV
$I_0$	Corriente de saturación inversa



## NOTACIÓN

---

$I_{SC}$	Corriente nominal de cortocircuito
$k_I$	Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$
$R_S$	Resistencia intrínseca de la celda PV
$R_{SH}$	Resistencia parásita en paralelo
$T_{OP}$	Temperatura operacional
$T_{ref}$	Temperatura de referencia
$V_S$	Voltaje del panel PV
$V_T$	Tensión térmica del conjunto con $N_S$
$V_{OC}$	voltaje de circuito abierto

### Constantes

$k$	Constante de Boltzmann	$1.380649 \times 10^{-23} \text{ J K}^{-1}$
$q$	Carga del electrón	$1.602176634 \times 10^{-19} \text{ C}$

### Simbología

$\Delta i_L$	Rizo de corriente en el inductor
$\Delta v_C$	Rizo de voltaje en el capacitor
$C_1$	Capacitor paralelo al panel PV_1
$C_2$	Capacitor paralelo al BUS de CD
$C_3$	Capacitor paralelo al panel PV_2
$f_{SW}$	Frecuencia de conmutación
$I_{BUS}$	Corriente en el BUS de CD
$L_1$	Inductor del puerto 1
$L_2$	Inductor del puerto 2

## NOTACIÓN

---

$T_S$	Período de un señal
$V_{BUS}$	Voltaje en el BUS de CD
$V_{PV}$	Voltaje en el panel PV
$D$	Ciclo de trabajo
$M$	Ganancia
D1	Diodo utilizado durante la conmutación del modo 3
D2	Diodo utilizado durante la conmutación de los modos 1 y 2
M1	Mosfet para los modos 1 y 2
M2	Mosfet para el modo 3
S1, S2, S3, S4	Mosfet de reconfiguración

# Capítulo I. Antecedentes y motivación.

## 1.1 Introducción.

El uso de las energías renovables ha logrado gran impacto en el bienestar de la humanidad por su riqueza inagotable y al encontrarse en cualquier parte de nuestro planeta son más accesibles para las personas con bajos recursos [1]. Uno de sus principales beneficios es poder combatir el cambio climático al no emitir gases de efecto invernadero, además ayudan a mantener intactos los recursos naturales que no son renovables.

La energía solar fotovoltaica (PV) representa una de las fuentes de energía renovable más deseadas, debido a su universalidad, la ausencia de emisiones de ruido, sus bajos requisitos de mantenimiento y su naturaleza respetuosa con el medio ambiente. Sin embargo, la eficacia de esta tecnología se ve afectada por diversas limitaciones. La variabilidad inherente a la dependencia de la irradiancia y la temperatura, así como la propiedad no lineal que exhibe en la relación entre el voltaje y la corriente suministrados, constituyen desafíos significativos. Además, su disponibilidad irregular, limitada a ciertas horas del día, plantea obstáculos prácticos [2]. Aspectos como la acumulación de polvo, las sombras proyectadas por edificaciones y la interferencia causada por el paso de las nubes también ejercen una influencia directa en la cantidad de energía generada por los sistemas PV.

Los sombreados parciales en un sistema PV tienen un impacto negativo en la producción de energía ya que reducen la potencia extraída y hacen que se formen múltiples picos en la curva Potencia-Voltaje (P-V). Como resultado, las corrientes de fila de los módulos fotovoltaicos no serán constantes [3]. El proceso de reconfiguración de los sistemas PVs es una de las soluciones más prometedoras para reducir el efecto de la sombra en el conjunto [4]. Para cosechar la máxima energía de los módulos solares instalados se utilizan técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés). Este trabajo está enfocado a buscar alternativas para poder hacer frente a estos problemas.

### 1.2 Antecedentes.

En el panorama actual de la crisis climática y la búsqueda de fuentes de energía sostenibles, las tecnologías de energías renovables, en particular la energía solar fotovoltaico, emergen como soluciones prometedoras. En este contexto, el Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) ha desempeñado un papel fundamental como epicentro de investigaciones de vanguardia en el campo de la electrónica de potencia aplicada a las energías renovables, destacándose especialmente en el ámbito de la energía solar PV.

La energía solar PV presenta un potencial inmenso para la generación de energía limpia y sostenible. Sin embargo, para maximizar su eficiencia, es esencial abordar desafíos tecnológicos en áreas como la capacidad de generación, captación de energía, integración con la red eléctrica, eficiencia de los elementos que componen el sistema como convertidores e inversores y el almacenamiento de energía.

En el CENIDET, los investigadores han impulsado una serie de proyectos que exploran diferentes facetas de la energía solar PV, destacando el compromiso de nuestra Institución con la innovación en electrónica de potencia aplicada a esta área. Estos esfuerzos nos permiten ofrecer un panorama amplio de los avances alcanzados en este campo, con un enfoque particular en el desarrollo de convertidores multipuerto (CMP), donde se explora el potencial de estas tecnologías para optimizar la eficiencia y su integración en el contexto energético global.

Maldonado [5] propone un sistema con dos convertidores multientrada de topología Forward, acoplados en un mismo transformador y compartiendo el mismo filtro de salida, capaz de extraer la máxima potencia disponible en diferentes paneles PV de forma independiente, para la entrega de energía a una estación de carga de CD y almacenamiento en un banco de baterías de 24V a 8Ah. Se llevaron a cabo diversas pruebas bajo diferentes condiciones de entrada, confirmando que el circuito responde eficazmente ante cualquier situación que se presente en la fuente de energía. Los resultados teóricos obtenidos fueron satisfactorios. Sin embargo, se debe mejorar la eficiencia del convertidor cuando opera a potencias mayores de 50W.

## CAPÍTULO I. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN.

---

La topología utilizada por Salazar [6] está basada en un convertidor Flyback de tres entradas, que utiliza un solo elemento magnético como componente aislante, alimentado con dos paneles solares y una batería de respaldo, aplicable a sistemas aislados. La planta fue simulada en sus tres modos de operación con una carga en la salida de  $100\Omega$  a 50W. En cada uno de los modos de operación de la topología, la planta tiene el comportamiento de un convertidor Flyback de una sola entrada, simplificando con esto la implementación del control; sin embargo, aunque el control diseñado funciona sin ningún inconveniente en cada modo de operación, no asegura el correcto funcionamiento del sistema cuando se realiza la transición de un modo de operación a otro al no contar con un diseño de control robusto.

Jiménez [7] plantea una novedosa topología multipuerto basada en un convertidor Cuk bidireccional no aislado, que permite la integración entre un panel o arreglo fotovoltaico, una batería de 48V y un bus de CD de 180V. Para la validación de la topología se propuso el diseño del circuito a una potencia escalada de 200W y una frecuencia de 100 kHz. La implementación de interruptores le permite al convertidor funcionar en modo Cuk, Boost y Buck. Como resultados se reportó que los modos de operación panel-batería y panel-bus de CD presentaron mejores eficiencias (por encima del 90 %) respecto a los modos batería-bus de CD y bus de CD-batería (por encima del 85 %). En las recomendaciones de este trabajo se considera la implementación de un método de control que coordine los cuatro modos de operación de la topología y la implementación de una técnica de MPPT en los modos que integran el panel PV.

Es evidente que se está trabajando en el desarrollo de CMP destinados a gestionar el manejo de cosecha de energía en sistemas PVs. No obstante, hasta el momento se carece de investigaciones que utilicen CMP junto con técnicas de control para optimizar la extracción máxima de energía de estos sistemas solares en condiciones ambientales tanto normales como en sombreados parciales. En consecuencia, surge un área de oportunidad para esta investigación, ya que se planea implementar un CMP con una estrategia de control que permita el seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPP) en dichos sistemas.

### 1.3 Planteamiento del problema.

Uno de los principales problemas que enfrenta un conjunto de arreglo de paneles fotovoltaicos en la actualidad es el sombreado parcial procedente de árboles, edificios, acumulación de polvo, etc. Como consecuencia se generan puntos calientes, picos múltiples en la curva P-V y pérdidas en la eficiencia del sistema debido a que no se puede extraer la energía que realmente está generando el sistema. Este problema se ha tratado de solucionar implementando algunas técnicas de mitigación como diodos de derivación, técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), técnicas de reconfiguración del campo solar fotovoltaico, etc. Por tal motivo este trabajo de investigación se enfocará en desarrollar una alternativa novedosa para hacer frente al sombreado parcial.

### 1.4 Objetivos.

#### 1.4.1 Objetivo general.

Obtener un sistema fotovoltaico reconfigurable utilizando un convertidor multipuerto, capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia mediante un algoritmo de optimización.

#### 1.4.2 Objetivos específicos.

1. Determinar el convertidor multipuerto (dos entradas) adecuado para extraer energía de dos paneles PV con una salida para alimentar una carga resistiva.
2. Proponer una estrategia para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico en modo de configuración 1 (arreglo de los paneles en serie).
3. Proponer una estrategia para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del sistema PV en modo de configuración 2 (un panel por cada puerto).
4. Obtener un sistema PV reconfigurable utilizando un convertidor multipuerto, capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia.
5. Obtener una primera aproximación de la eficiencia del sistema PV.

### 1.5 Hipótesis.

Con la aplicación de una metodología de reconfiguración de paneles fotovoltaicos, acompañada de una estrategia de control y haciendo uso de un convertidor multipuerto, es posible implementar una técnica de MPPT para cada panel PV, la cual tiene el potencial de mejorar la extracción de energía de sistemas fotovoltaicos sujetos a condiciones de sombreado parcial (PSC, por sus siglas en inglés).

### 1.6 Metas.

El presente trabajo se basa en la obtención de un sistema de cosecha de energía mediante paneles PV que pueda ser capaz de reconfigurarse, utilizando un CMP y una estrategia de control que permita el MPPT potencia del sistema PV. Por tal motivo, se han establecido varias metas para dar cumplimiento a los objetivos, las cuales son:

1. Estudio y selección de la arquitectura del sistema PV y el CMP a implementar.
2. Estudio del impacto de los sombreados parciales en los sistemas PV y de las técnicas de MPPT.
3. Simulación en MATLAB-SIMULINK® del sistema reconfigurable con algoritmos de MPPT para obtener una primera aproximación de la eficiencia del sistema PV.

### 1.7 Justificación.

Este trabajo de tesis tiene como objetivo fundamental desarrollar una metodología innovadora para la reconfiguración de sistemas PV mediante la implementación de un CMP, acompañado de una estrategia de control eficiente que posibilite el MPPT. La relevancia de esta investigación se traduce en una serie de beneficios concretos y prácticos. En primer lugar, la finalidad principal de esta propuesta es maximizar la eficiencia de la cosecha de energía en PSC. Al emplear un CMP y una estrategia de control efectiva, se pretende lograr la extracción óptima de energía entregada por el sistema PV. Esto se traduce en un aprovechamiento más eficiente de la radiación solar, contribuyendo así a la sostenibilidad energética. Al optimizar la captación de energía en PSC, se mejorará significativamente la vida útil de los paneles solares. Esto evitará la formación de puntos calientes no deseados, lo

## CAPÍTULO I. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN.

---

cual no solo incrementa la eficiencia del sistema, sino que también protege la inversión realizada en la instalación PV. Además, la solución propuesta aborda de manera efectiva el problema del sombreado parcial, causado comúnmente por factores como nubes, edificios y aves. Al superar este desafío, el trabajo contribuirá a resolver un problema práctico que afecta la operación eficiente de los sistemas PV en entornos reales. En términos de avance en el conocimiento, este trabajo proporcionará una metodología específica para la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos en PSC. La implementación exitosa de esta propuesta permitirá avanzar en la comprensión de cómo optimizar la captación de energía en situaciones adversas, generando así valiosos aportes al campo de la investigación en sistemas PV.

### 1.8 Organización del documento.

El contenido de este documento se presenta de manera detallada y estructurada para facilitar su comprensión y análisis. Comenzando con la sección 1, se ofrece una visión completa de los antecedentes y los progresos alcanzados en las investigaciones relacionadas con la energía solar PV y los convertidores multipuerto desarrollados en el CENIDET. Aquí se delimitan no solo los antecedentes, sino también se expone el planteamiento del problema que motiva esta investigación, junto con los objetivos, hipótesis, metas y la justificación del proyecto en cuestión. En la sección 2, se presenta un exhaustivo análisis del estado actual del conocimiento en relación con investigaciones previas sobre la reconfiguración de sistemas PV, así como el marco teórico centrado en paneles solares PV, convertidores multipuerto y métodos de seguimiento del punto de máxima potencia. La sección 3 está dedicada a ilustrar el caso de estudio abordado, proporcionando un ejemplo concreto de la aplicación práctica de los conceptos y tecnologías discutidos en las secciones anteriores. En la sección 4, se presenta una propuesta de método de solución para abordar y resolver la problemática planteada, ofreciendo una ruta clara hacia la resolución de los desafíos identificados. Los resultados obtenidos a través de la investigación se detallan en la sección 5, donde se exponen los hallazgos y descubrimientos clave, proporcionando una visión general de los logros alcanzados. Finalmente, en la sección 6 se realiza una evaluación del alcance de la investigación, así como con las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos y las contribuciones significativas al campo.



# Capítulo II. Fundamentos teóricos.

## 2.1 Estado del arte.

### 2.1.1 Reconfiguración en sistemas fotovoltaicos.

La reconfiguración de los sistemas PV se lleva a cabo con el propósito de optimizar el rendimiento de un sistema ya existente. Esta optimización implica maximizar la generación de potencia del sistema, reduciendo los efectos adversos de la irradiación solar intermitente y minimizando las pérdidas ocasionadas por desajustes eléctricos o desajustes de impedancia. Estos problemas pueden surgir debido a diversos factores, como sombreado parcial en las células o módulos solares, presencia de células o módulos defectuosos, uso de diferentes tipos de módulos solares dentro del sistema y variaciones en la temperatura e insolación en la ubicación del sistema PV. La reconfiguración busca abordar estos desafíos y garantizar un funcionamiento óptimo del sistema PV en todas las condiciones, maximizando así la eficiencia y la producción de energía.

### 2.1.2 Técnicas aplicadas en la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos.

Existen diversas soluciones reconfigurables para diferentes secciones de un sistema PV. Una de estas soluciones es la reconfiguración de la matriz PV a través de técnicas dinámicas y estáticas. En las técnicas dinámicas, los módulos se configuran eléctricamente dentro del conjunto PV para extraer la máxima potencia de salida bajo PSC. Por otro lado, las técnicas estáticas se refieren al desplazamiento físico de los módulos y siguen un esquema de conexión fijo en el que los módulos se desplazan en el conjunto PV sin cambiar las conexiones eléctricas. Las técnicas estáticas no requieren sensores ni matrices de conmutación. Estas técnicas permiten optimizar la captación de energía solar al adaptar la configuración del campo a las condiciones específicas del entorno. Otra solución es la reconfiguración de la unidad de conversión de potencia, que incluye tanto el convertidor CD-CD como el inversor. Estos componentes tienen la capacidad de operar en varios modos de funcionamiento, lo que permite adaptarse a diferentes condiciones de carga y maximizar la eficiencia del sistema. Esto implica

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

ajustar la configuración de los convertidores para lograr una conversión de potencia óptima y garantizar la máxima producción de energía [8].

### 2.1.3 Avances y contribuciones en la reconfiguración de sistemas fotovoltaicos.

En los últimos años, se ha presenciado un notable progreso en el campo de la reconfiguración de sistemas PV, tanto a través de técnicas estáticas como dinámicas. Estas innovaciones han sido impulsadas por la búsqueda de métodos más eficientes para optimizar la generación de energía solar, especialmente en entornos con sombreado parcial. En este contexto, diversas investigaciones han explorado enfoques creativos y sofisticados para mejorar el rendimiento de los sistemas PV bajo condiciones adversas. A continuación, se presentan algunos de los trabajos más relevantes que abordan la reconfiguración de sistemas PV.

#### 2.1.3.1 Reconfiguración basada en técnicas estáticas.

Dhanalakshmi et al. [9] presentan una innovadora técnica de “Cuadrado de Competencias” (CS, por sus siglas en inglés) para la reorganización física de los paneles PV en un esquema de Conexión Cruzada Total (TCT, por sus siglas en inglés). El método propuesto es una técnica de reubicación de una sola vez que sigue un patrón numérico único para reubicar los paneles PV. Los resultados de las pruebas evidencian la efectividad de la técnica CS en la dispersión efectiva de la sombra en todo el conjunto PV. Para la validación, se consideran cuatro casos típicos de sombra y los resultados se comparan con las técnicas TCT y Cuadrado de Dominio (DS, por sus siglas en inglés). A partir de los resultados, se observa que el método CS consigue una mejora de la potencia máxima de hasta el 24,4% y el 8,7% para el caso de sombra de SW y LN con respecto al método TCT y DS respectivamente.

Rezazadeh et al. [10] proponen una técnica estática denominada “Recorrido del Caballero” para extraer la máxima potencia del conjunto PV en PSC. Esta técnica reconfigura los módulos PV basándose en los movimientos del caballero en el tablero de ajedrez, de forma que las sombras se distribuyan en todas las filas y se extraiga la máxima potencia. El método propuesto se aplicó en cuatro casos de matrices PV; Caso 1: Matriz PV TCT de 9 x 9 con

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

sombreado de 4 x 4; Caso 2: Matriz PV TCT de 9 x 9 con sombreado de 4 x 5; Caso 3: Matriz PV TCT de 8 x 7 con 3 x 5 sombras; y Caso 4: Matriz PV TCT de 8 x 14 con 3 x 5 sombras. Para proporcionar un enfoque comparativo en la extracción de la máxima potencia, en cada caso se utilizaron otros métodos como SuDoKu, SuDoKu Óptimo, SuDoKu Mejorado y Rompecabezas de Rascacielos. Los resultados de los métodos utilizados se evaluaron mediante distintos indicadores de evaluación del rendimiento, como el Punto de Máxima Potencia Global (GMPP, por sus siglas en inglés), factor de llenado, pérdida por desajuste y eficiencia. Las evaluaciones mostraron los valores de eficiencia más elevados para el método “*Recorrido del Caballero*” en los casos de 1 a 4, es decir, 8,05 %, 9,10 %, 9,31 % y 9,81 %, respectivamente. En la evaluación de la eficiencia y el factor de llenado, para cada uno de los métodos utilizados, los valores más altos se obtuvieron para el método “*Recorrido del Caballero*” en todos los casos. Además, dicho método demostró su eficacia con valores más bajos de pérdida por desajuste de 3,40 %, 3,95 %, 3,48 % y 1,88 % para los casos de 1 a 4, respectivamente.

Rezazadeh et al. [11] introducen una técnica estática de reconfiguración de módulos PV que tiene como objetivo aumentar la máxima potencia de salida en PSC. La estrategia propuesta, conocida como “*8 Reinas*”, se basa en el movimiento de las reinas en un tablero de ajedrez para resolver el problema de manera que ninguna reina pueda atacar a otra. Para evaluar su eficacia, se aplicó esta técnica en siete casos de matrices PV interconectadas utilizando la topología TCT y enfrentando diferentes PSC. Con el propósito de demostrar la efectividad de la técnica propuesta, se compararon los resultados obtenidos en los siete casos de estudio con otras soluciones de reconfiguración, tales como Rompecabezas Cuadrado Mágico, Distancia “d”, Sudoku, SuDoKu Óptimo y SuDoKu Mejorado. La evaluación de los resultados se llevó a cabo utilizando un enfoque comparativo que se apoyó en varios indicadores, entre ellos el GMPP, el factor de llenado, la eficiencia energética y las pérdidas por desajuste. Finalmente, se observó que mediante la aplicación de la técnica “*8 Reinas*” en los siete casos, se lograron los valores más altos de GMPP y factor de llenado, al tiempo que se obtuvieron los valores mínimos de pérdidas por desajuste. Estos resultados respaldan la eficacia del procedimiento propuesto y demuestran su capacidad para mejorar significativamente el rendimiento de los módulos PV en presencia de PSC.

Sharma et al. [12] propusieron una reconfiguración “*Sudoku modificada*”, basada en

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

técnicas de reconfiguración estáticas, implementando un modelo de aprendizaje automático “*Sistema Experto Difuso*” (FES, por sus siglas en inglés) para la predicción de las configuraciones adecuadas en sombreados parciales para paneles solares PV. Esta técnica es comparada con las configuraciones TCT y Sudoku. El modelo se prueba en 33 casos de sombreado, generando resultados precisos, con 0% de Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE, por sus siglas en inglés) en todos los casos muestrales, lo que indica su efectividad para predecir la configuración más apropiada.

Pachauri et al. [13] proponen un enfoque de reestructuración física de paneles PV basado en un juego de rompecabezas denominado “*Enfoque de Rotación Sucesiva*” (SRA, por sus siglas en inglés) para mejorar el rendimiento de los sistemas PV bajo PSCs. La metodología SRA propuesta tiene como objetivo aumentar el factor de dispersión de sombra y optimizar el punto de máxima potencia global. El modelo se simula en MATLAB-Simulink® y los resultados obtenidos son comparados con los arreglos tradicionales como SP, TCT, SuDoKu y SuDoKu Mejorado en matrices de 9 x 9, utilizando varias métricas como el factor de dispersión de sombra (SDF, por sus siglas en inglés) y pérdida de potencia. También se desarrolla un trabajo experimental para validar los resultados basados en simulaciones considerando configuraciones no simétricas ( $6 \times 9$ ) del campo PV. Como resultado en patrones de sombreado-1, HS-SRA supera a otras configuraciones con un GMPP 21.1% superior y reducción de pérdidas de potencia del 30.3%, además de mejorar el factor de llenado en 47.5%; en sombreado-4, HS-SRA muestra un GMPP 40.8% mayor, reducción de pérdidas en un 71.1%, y un factor de llenado mejorado en un 61.9%. Los autores recomiendan utilizar la metodología propuesta para la reconfiguración dinámica de arreglos PV a través de conexiones basadas en relés.

Fathy et al. [14] proponen un enfoque de reconfiguración estática denominado rompecabezas “*SuDoKu Triple X*” para reconectar el sistema PV con conexión TCT durante la instalación. El método propuesto se evalúa en matrices de 9 x 9 con 12 patrones de sombreado que van desde sombreados aleatorios hasta módulos averiados en posiciones aleatorias del sistema PV. Las simulaciones se comparan con las configuraciones TCT y Sudoku en cuanto a las características de la curva P-V, el porcentaje de pérdida de potencia y mejora de la potencia. Los resultados obtenidos afirman que la potencia aumentó en un 20,57% y un 3,66% en comparación con las configuraciones TCT y SuDoKu,

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

respectivamente. Además, las curvas P-V obtenidas basadas en la metodología propuesta resultaron más suaves y tenían un solo pico en la mayoría de los patrones.

Yadav et al. [15] presentan un novedoso método de reconfiguración inspirado en la estructura de datos de matrices circulares. La eficacia de la técnica propuesta, denominada “*Transformación de Matrices Circulares*” (CAT, por sus siglas en inglés), se valida mediante simulaciones en una matriz de  $9 \times 9$  comparándolo con configuraciones como TCT, Impar-Par-Primo, Antigua Magia China y Parquet SuDoKu; y en estudios experimentales realizados en un campo PV de  $5 \times 5$  comparándolo con la configuración TCT. El análisis comparativo se realiza sobre métricas como factor de llenado, pérdidas de potencia, radio de ejecución y mejora de la potencia. Los resultados muestran que el CAT propuesto alcanza un valor de factor de llenado del 64,64 %, superior a las otras configuraciones. Las pérdidas por desajuste y las pérdidas de potencia se reducen a 12,48 % y 10,98 %, respectivamente. Por último, el ratio de ejecución de la metodología propuesta es de 89,01 % y la potencia mejora un 9,51 % en relación a las demás técnicas.

Katiki et al. [16] proponen una técnica de reconfiguración denominada “*Impar-Par-Primo Mejorado*” (IOEP, por sus siglas en inglés). La técnica tiene como objetivo convertir el sombreado de filas en sombreado de columna, ya que genera más potencia para el sombreado de columna en comparación con el sombreado de filas. Para validar el método propuesto, se comparan sus resultados con los obtenidos con la técnica Impar-Par-Primo y dos matrices PV de  $9 \times 9$  y  $8 \times 9$  en configuración TCT. Su desempeño se evalúa utilizando diversas métricas como GMPP, pérdida de potencia de desajuste, factor de llenado e índices de eficiencia. Los resultados indican que el IOEP propuesto tiene un valor inferior de pérdidas por desajuste que el EOP, distribuyendo la sombra eficazmente. Los valores medios del factor de llenado son un 4,82 % superior a los obtenidos por la configuración Impar-Par-Primo, demostrando un rendimiento superior. Con la técnica propuesta se obtiene un mejor GMPP y en referencia a la eficiencia, la técnica IOEP es más eficiente ya que su rango ronda de 10,38-11,41 %, mientras que el rango de eficiencia obtenido por la configuración Impar-Par-Primo fue de 10,14-11,23 %.

La tabla 2.1 presenta una comparación de las técnicas de reconfiguración estática descritas en la literatura, considerando aspectos como el tipo de configuración abordado, el

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

dimensionamiento del campo, el método de validación utilizado y los logros obtenidos en casa investigación. Este estudio comparativo pretende ofrecer una perspectiva integral para los diseñadores de sistemas reconfigurables, ayudándoles a seleccionar la técnica más adecuada según los requisitos específicos de su aplicación.

Tabla 2.1: Comparación de varias técnicas de reconfiguración estática.

Referencia	Técnica propuesta	Configuración	Tamaño del campo PV	Validación	Logros
Dhanalakshmi et al. [9]	Cuadrado de Competencias	TCT	9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispersión efectiva de la sombra en el conjunto PV</li> <li>• Mejora de la potencia de salida</li> </ul>
Rezazadeh et al. [10]	Recorrido del Caballero	TCT	9 x 9, 8 x 7 y 8 x 14	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de la eficiencia y el factor de llenado del conjunto PV</li> <li>• Disminución de las pérdidas por desajuste</li> </ul>
Rezazadeh et al. [11]	8 Reinas	TCT	6 x 6, 9 x 9, 10 x 12, 20 x 20 y 4 x 4	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos valores del Punto de Máxima Potencia Global</li> <li>• Mejora de la eficiencia y el factor de llenado del conjunto PV</li> <li>• Disminución de las pérdidas por desajuste</li> </ul>
Sharma et al. [12]	Sudoku Modificada	TCT, SuDoKu	4 x 4, 9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0% de Error Porcentual Absoluto Medio</li> <li>• Mejora del factor de llenado</li> </ul>
Pachauri et al. [13]	Enfoque de Rotación Sucesiva	SRA	9 x 9, 6 x 9	Simulación y Experimental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de pérdidas de potencia</li> <li>• Mejores valores del Punto de Máxima Potencia Global</li> </ul>
Fathy et al. [14]	SuDoKu Triple X	TCT	9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de la potencia de salida</li> <li>• Reducción de los Puntos de Máxima Potencia Local</li> <li>• Curvas P-V más suaves</li> </ul>
Yadav et al. [15]	Transformación de Matrices Circulares	TCT	5 x 5, 9 x 9	Simulación y Experimental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora del factor de llenado</li> <li>• Reducción de pérdidas por desajuste</li> <li>• Aumento de la potencia de salida</li> </ul>
Katiki et al. [16]	Impar-Par-Primo Mejorado	TCT	9 x 9, 8 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora del factor de llenado</li> <li>• Altos valores del Punto de Máxima Potencia Global</li> </ul>

### 2.1.3.2 Reconfiguración basada en técnicas dinámicas.

Ajmal et al. [17] proponen una nueva técnica de reconfiguración de un sistema de paneles PV conectados a un inversor CD-CA, mediante un Algoritmo Genético (GA, por sus siglas en inglés) y dos pasos principales reconfigurables basados en una matriz de conmutación. En esta técnica, sólo se cambian las conexiones eléctricas de los paneles PV mientras que su ubicación física permanece inalterada. Los resultados se compararon con otras técnicas de reconfiguración, a saber, las configuraciones TCT, CS, SuDoKu, la reconfiguración de matrices bifásicas, el GA, la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés) y el Optimizador Harris Hawks (HHO, por sus siglas en inglés) Modificado. Los resultados demuestran la superioridad de la técnica propuesta sobre otras técnicas para superar las PSC.

[18] presentan un enfoque innovador basado en “*Redes Neuronales Profundas Regularizadas*” (DNNs, por sus siglas en inglés) de seis capas con “*dropout*” y “*batchnorm*” para realizar la reconfiguración de sistemas PV bajo condiciones de sombreado parcial. Este algoritmo aprovecha los patrones aprendidos de las irradiancias captadas por los sensores de los paneles solares para guiar la conmutación y reconfigurar cuatro topologías fotovoltaicas: Serie-Paralelo, Conexión Puente de Enlace (BL, por sus siglas en inglés), Conexión Panal de

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

Abejas (HC, por sus siglas en inglés) y TCT, con el objetivo de maximizar la potencia generada. El modelado se llevó a cabo en matrices de 5 x 5 que incluían pérdidas en el cableado. Los resultados obtenidos se compararon con algoritmos de aprendizaje automático convencionales como “*K-Nearest Neighbor*”, Máquinas de Vectores de Soporte, Bosques aleatorios y “*XGBoost*”, alcanzando una precisión media de prueba del 81,1 %, superando a los métodos tradicionales mencionados. Como resultado se obtuvo una mejora de la potencia de hasta el 11 % al cambiar de SP a las otras topologías.

Los autores Bouselham et al. [19] presentan un enfoque de reconfiguración basado en “*Control de Lógica Difusa*” (FLC, por sus siglas en inglés) diseñado para abordar los sombreados parciales en sistemas fotovoltaicos. El objetivo principal es reconfigurar un conjunto PV de dimensiones 1 x 1 mediante una red de conmutación que permite cambiar las conexiones eléctricas de los módulos en configuración TCT. Además, se propone un estimador de irradiancia basado en mínimos cuadrados recursivos, lo cual contribuye a reducir los costos de inversión asociados con el conjunto PV dinámico. Se utiliza un convertidor Boost entre el conjunto PV y la carga. Los resultados obtenidos validaron la efectividad del controlador al cambiar de manera adecuada entre las configuraciones en serie o en paralelo en función de las condiciones de sombra predominantes. Para evaluar el rendimiento del método FLC, se realizó una simulación en MATLAB® de un conjunto PV dinámico compuesto por 16 módulos solares. Los resultados demostraron una disminución de casi el 50 % en la pérdida por desajuste en comparación con la conexión TCT fija y un 8 % en comparación con las técnicas básicas de compensación de la irradiancia.

Rezk et al. [20] presentan un enfoque metaheurístico denominado “*Algoritmo de Optimización Coyote*” (COA, por sus siglas en inglés) para resolver el proceso de reconfiguración del conjunto PV parcialmente sombreado. El algoritmo propuesto se aplica a un conjunto PV de 9×9 operado bajo cuatro patrones de sombra estándar que son ancho corto (SW), ancho largo (LW), estrecho corto (SN) y estrecho largo (LN). Las configuraciones obtenidas mediante el método propuesto se comparan con los arreglos basados en TCT, SuDoKu, Algoritmo de Polinización de las Flores, Algoritmo de Depredador Marino y Algoritmo de Optimización Mariposa (BOA, por sus siglas en inglés). La mayor mejora de la potencia máxima global obtenida mediante el COA propuesto con respecto a la configuración TCT se produce en el patrón de sombra SW del 26,58 %, mientras que la menor es del 7,68 %

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

situada en el patrón SN.

El estudio presentado por Sheryar et al. [21] propone una técnica de “*Optimización por Enjambre de Partículas*” para la reconfiguración de paneles solares en condiciones de sombreado parcial. Esta técnica busca cambiar las conexiones eléctricas de los módulos PV mientras se mantienen intactas sus ubicaciones físicas, con el objetivo de mejorar el rendimiento del sistema PV. El enfoque se centra en encontrar la mejor combinación de reconfiguración que minimice las diferencias de corriente entre las filas de módulos. Una vez encontrada la solución óptima, el algoritmo realiza un análisis adicional y proporciona información detallada sobre la configuración del módulo, el nivel de irradiancia, la corriente del módulo, las corrientes de las filas y la potencia del módulo. Estos valores son comparados tanto en la ventana de comandos de MATLAB® como en gráficos, permitiendo una evaluación precisa de los cambios producidos por la reconfiguración. Finalmente, el algoritmo elabora una matriz 4 x 4 y distribuye la irradiancia de manera uniforme entre los paneles, garantizando que la irradiancia en cada fila sea la misma. Este enfoque logra una distribución equilibrada de sombreado en todo el panel, lo cual permite a los ingenieros supervisar y analizar los sistemas PV en tiempo real.

Yousri et al. [22] proponen un novedoso algoritmo basado en poblaciones que se conoce como “*Algoritmo de Depredador Marino*” (MPA, por sus siglas en inglés) para reestructurar el campo PV de forma dinámica. La eficacia del algoritmo se evalúa utilizando varias métricas como el factor de llenado, las pérdidas por desajuste, los porcentajes de pérdida de potencia y de mejora de la potencia. Los resultados obtenidos se comparan con los de una conexión TCT, la Optimización de la búsqueda de alimento de la Manta Raya (MRFO, por sus siglas en inglés), el HHO y las técnicas de reconfiguración basadas en el PSO. Los resultados revelan que el MPA mejora la potencia del campo PV en un 28,6 %, 2,7 % y 5,7 % en los casos de campos PV de 9 x 9, 16 x 16 y 25 x 25, respectivamente.

En la investigación presentada por Fang et al. [23], se propone una estrategia de reconfiguración denominada “*Matrices de Conmutación Múltiple*” (MCM, por sus siglas en inglés) con el objetivo de reducir las pérdidas causadas por desajustes en sistemas PV, independientemente del tamaño del conjunto PV. En la solución propuesta, el conjunto PV se divide en varios subconjuntos mediante el uso de matrices de conmutación. Se realiza una



## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

evaluación exhaustiva del rendimiento de esta estrategia para diversas condiciones de desajuste, que incluyen PSC y sombreado parcial con patrones de fallo aleatorio. Se analizan las características P-V e I-V mediante comparaciones con configuraciones existentes basada en SuDoKu y la topología TCT. Los resultados indican que el rendimiento de la reconfiguración MSM propuesta es mejor que los métodos SuDoKu y TCT en todos los casos de estudio analizados dado a un superior porcentaje de ejecución, una reducción de pérdidas por desajuste y una menor desviación estándar del punto de máxima potencia.

Kumar et al. [24] proponen una nueva técnica llamada “*Winnowing*” para maximizar la potencia de salida en PSC. En la propuesta los paneles se conectan en SP para formar un conjunto de  $4 \times 4$ , el cual se conecta a la carga mediante un convertidor CD-CD. En la reconfiguración los paneles sombreados se conectan a la carga a través de un convertidor Boost para maximizar la potencia de salida. Se evalúan quince escenarios de sombreado y seis patrones diferentes de conmutación. El enfoque sugerido se compara con otras técnicas, a saber TCT, SuDoKu, Parte Fija y Parte Adaptable” (FPAP, por sus siglas en inglés), Emparejamiento de Parejas, Cuadrado Dinámico y Mapa de Arnold’s Cat. Como resultado, la técnica propuesta aumenta la potencia de salida del conjunto PV hasta un 59,3% con menos requerimiento de hardware de conmutación, al reducir eficazmente las pérdidas por desajuste en el sistema PV. Aunque se visualiza un mayor rendimiento energético, la implementación de la técnica “*Winnowing*” puede presentar dificultades para localizar y reparar averías y, la disposición del circuito de conmutación junto al cable adicional, pueden ocasionar problemas a la hora de ejecutarlo en tiempo real. Los autores sugieren que, para seleccionar el patrón de conmutación en PSC en el futuro, la propuesta puede combinarse con enfoques de aprendizaje automático.

Fathy et al. [25] proponen una técnica dinámica basada en el enfoque metaheurístico “*Algoritmo del Tejón de la Miel*” (HBA, por sus siglas en inglés) para la reconfiguración de sistemas PV conectados en Serie-Paralelo. El rendimiento del HBA se evalúa por su gestión en el impacto del sombreado parcial y la optimización de la producción del conjunto PV en caso de que existan módulos fallidos aleatorios dentro del conjunto en campos de  $9 \times 9$  y  $10 \times 8$  módulos PV. Los resultados de potencia máxima global cosechada y pérdida de potencia por desajuste, se comparan con los enfoques metaheurísticos PSO, Optimizador de Caballos Salvajes y Optimizador de Tropas Gorila Artificiales. Además, se investiga el ahorro

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

energético y la amortización de los ingresos a lo largo de un día y un año para dos sistemas que utilizan un arreglo simétrico de  $9 \times 9$  y un arreglo asimétrico de  $10 \times 8$ . Las comparaciones y los análisis mostraron que los arreglos reconfigurados basados en HBA proporcionan valores más altos de potencia global máxima con características fotovoltaicas más suaves. Además, los sistemas fotovoltaicos de conexión Serie-Paralelo de las matrices  $9 \times 9$  y  $10 \times 8$  basados en HBA, proporcionan una mayor rentabilidad anual al ahorrar ingresos del 18.12 % y 24.24 % en comparación con esos sistemas sin reconfiguración, respectivamente.

Con el objetivo de maximizar la potencia de salida y minimizar el número de conmutaciones, Zhang et al. [26] proponen una optimización bi-objetiva de “*Pareto*” para la reconfiguración del conjunto PV, empleando seis algoritmos evolutivos de optimización de “*Pareto*”. Cada algoritmo tiene un enfoque único para resolver el problema de optimización. A saber, Algoritmo Genético de Ordenación No Dominante II (NSGA-II, por sus siglas en inglés) utiliza clasificación no dominada y distancia de hacinamiento para mantener la diversidad entre las soluciones óptimas de “*Pareto*” obtenidas; Mejora de la resistencia Algoritmo evolutivo de Pareto (SPEA2, por sus siglas en inglés) utiliza un archivo externo para almacenar soluciones no dominadas y calcula un valor de fortaleza para cada individuo basado en relaciones de dominio; Algoritmo Evolutivo Celular Multiobjetivo (MOCcell, por sus siglas en inglés) es una adaptación de un Algoritmo Genético canónico al campo multiobjetivo y utiliza una topología de cuadrícula toroidal bidimensional para la distribución de la población; Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo basado en Regiones Prometedoras (PREA, por sus siglas en inglés) utiliza un indicador basado en la relación para identificar una región prometedora en el espacio objetivo y selecciona individuos basándose en cálculos de distancia paralela; Algoritmo Evolutivo basado en Puntos de Referencia (RPEA, por sus siglas en inglés) genera puntos de referencia basados en la población actual y selecciona individuos superiores en función de sus distancias a los puntos de referencia; y Algoritmo Evolutivo de Pareto basado en la Dirección de Referencia (SPEAR, por sus siglas en inglés) amplía la asignación de aptitud de SPEA2 mediante el uso de un estimador de densidad basado en la dirección de referencia para cuantificar la diversidad y la convergencia. La eficacia del optimizador bi-objetivo de Pareto se evalúa en conjuntos PV de  $10 \times 10$ ,  $15 \times 15$  y  $20 \times 20$  con conexión TCT bajo cuatro patrones de sombreado parcial. Los resultados obtenidos de la simulación revelan que la técnica propuesta puede generar un aumento máximo de potencia de hasta un 26,6 %, en contraste con la técnica no optimizada.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

Además, se observa una reducción promedio del 31,1 % en el número de interruptores en comparación con los algoritmos de optimización de un solo objetivo.

Aljafari et al. [27] proponen una reconfiguración dinámica basada en la optimización del algoritmo “*Libélula*” (DA, por sus siglas en inglés) con el objetivo de reducir la diferencia de corriente entre filas en PSC. La eficacia de la reconfiguración propuesta se evalúa comparándola con configuraciones convencionales (SP, BL, HC y TCT), configuraciones estáticas (SuDoKu y SD-PAR) y reconfiguraciones dinámicas (GA, PSO y EAR) en varias condiciones de sombreado en cuanto a la generación de energía, las pérdidas y la eficiencia. La simulación y el análisis experimental se realiza en matrices de 3 x 3 y 9 x 9. En la investigación se comprobó que la reconfiguración DA mejora la capacidad del sistema PV en todos los escenarios, destacando un 22 % más de generación en comparación con las configuraciones convencionales y un 15,36 % más que la configuración SD-PAR, con menor cantidad de interruptores.

Alanazi et al. [28] proponen una metodología que incluye un enfoque metaheurístico denominado “*Algoritmo de Optimización de los Buitres Africanos*” (AVOA, por sus siglas en inglés) para reconfigurar el conjunto PV en condiciones de sombreado parcial y maximizar la potencia generada. Este método propuesto toma inspiración del modo de vida de las águilas africanas, replicando con precisión sus hábitos de vuelo y exploración en la búsqueda de alimento. La cualidad más notable de AVOA es su habilidad para evadir los puntos de máxima potencia local (LMPP). Su rendimiento se analiza con cinco patrones de sombreado y se compara con las configuraciones TCT, SuDoKu, HHO, Optimizador Aquila y Optimizador de hormigas. Su eficacia se evalúa utilizando varias métricas como el factor de llenado (FF), mejora de potencia con respecto a la disposición TCT, pérdida de potencia y rendimiento. El método propuesto supera a los demás en términos de mejora de potencia y rendimiento. La mejor potencia obtenida mediante el AVOA propuesto es del 39,91 % en el patrón de sombra triangular inferior, mientras que el mejor rendimiento fue del 82,91 % en el patrón de sombra corto estrecho (SN).

En la tabla 2.2 se presenta una comparación de diversas técnicas de reconfiguración dinámica estudiadas en la literatura.

Como se había mencionado anteriormente, existen otras soluciones para abordar los sombreados parciales que no se pueden clasificar dentro de las reconfiguraciones estáticas o

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

Tabla 2.2: Comparación de varias técnicas de reconfiguración dinámica.

Referencia	Algoritmo de control	Configuración	Tamaño del campo PV	Validación	Logros
Ajmal et al. [17]	GA de dos pasos	TCT	9 X 9, 6 x 6, 12 x 12, 9 x 9, 18 x 9, 18 x 18, 12 x 24, 30 x 48	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora del factor de llenado</li> <li>Reducción de pérdidas por desajuste</li> <li>Aumento de la potencia de salida</li> </ul>
Narayanaswamy et al. [18]	DNNs	TCT, SP, BL, HC	5 x 5	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas de potencia</li> <li>Aumento de la potencia de salida</li> </ul>
Bouselham et al. [19]	FLC	TCT	1 x 1	Simulación y Experimental	<ul style="list-style-type: none"> <li>Selección eficiente de la configuración</li> <li>Reducción de pérdidas por desajuste</li> </ul>
Rezk et al. [20]	COA	TCT	9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejores valores del Punto de Máxima Potencia Global</li> </ul>
Sheryar et al. [21]	PSO	SP	4 x 4	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distribución equilibrada del sombreado</li> </ul>
Yousri et al. [22]	MPA	TCT	9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la potencia de salida</li> </ul>
Fang et al. [23]	MCM	TCT	2 x 11	Simulación y Experimental	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas por desajuste</li> <li>Reducción de la desviación estándar del MPP</li> </ul>
Kumar et al. [24]	Winnowing	SP	4 x 4	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la potencia de salida</li> <li>Reducción de pérdidas por desajuste</li> </ul>
Fathy et al. [25]	HBA	SP	9 x 9, 10 x 8	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejores valores del Punto de Máxima Potencia Global</li> <li>Curvas P-V más suaves</li> <li>Mayor rentabilidad anual en sistemas Serie-Paralelo</li> </ul>
Zhang et al. [26]	Pareto	TCT	10 x 10, 15 x 15, 20 x 20	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la potencia de salida</li> </ul>
Aljafari et al. [27]	Libélula	TCT	3 x 3, 9 x 9	Simulación y Experimental	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la generación de energía</li> <li>Menor cantidad de interrupciones</li> </ul>
Alanazi et al. [28]	AVOA	TCT	9 x 9	Simulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejoras del rendimiento y la generación de energía</li> </ul>

dinámicas, como la reconfiguración de la unidad de conversión de potencia, donde se destaca la aportación de Hema Chander et al. [29], en la cual se propone un convertidor multientrada reconfigurable que puede funcionar como Buck, Boost y Buck-Boost para cosechar la máxima potencia en un sistema PV durante el sombreado parcial. La topología utilizada tiene un interruptor en serie con cada módulo para operarlo en su Punto de Máxima Potencia (MPP) y también puede soportar condiciones de circuito abierto y desajuste de los módulos. El método utilizado para el MPPT es el de Perturbar y Observar (P&O). El experimento se llevó a cabo en tres condiciones de funcionamiento diferentes: ambos paneles a la misma irradiación solar, reducción de la irradiancia en uno de los paneles y desconexión repentina de uno de los paneles. Como resultado se obtuvo que el sistema propuesto puede extraer satisfactoriamente la máxima potencia de cada panel en sus propias condiciones de funcionamiento.

### 2.1.4 Conclusiones sobre el estado del arte.

De acuerdo con el análisis realizado al estado del arte, se observa que los circuitos de control buscan la potencia óptima mediante ajustes en tiempo real entre paneles fotovoltaicos, ofreciendo mayor eficiencia y fiabilidad. A pesar de sus beneficios, requieren múltiples sensores e interruptores, lo que incrementa sus costos. La tecnología MPPT maximiza el rendimiento de los paneles PV, aunque con mayores costos debido a su dependencia de interruptores y sensores. Los esquemas de interconexión básicos basados en conexiones serie/paralelo reducen pérdidas

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

por desajuste y mejoran la eficiencia, pero no son óptimos en situaciones de sombreado. La reconfiguración estática agrupa paneles según la dispersión de la sombra, siendo una opción sencilla y económica que prescinde de sensores e interruptores. Sin embargo, no logra encontrar la solución óptima en presencia de sombreado. La configuración dinámica, basada en algoritmos de optimización, ofrece estabilidad y capacidad para identificar soluciones óptimas, a pesar de su complejidad. La inteligencia artificial optimiza sistemas PV con rapidez, fiabilidad y precisión, pero su aplicación se limita a problemas específicos para los cuales ha sido entrenada [12]. Las investigaciones anteriores representan una muestra de la amplia gama de innovaciones que se están realizando en el campo de la reconfiguración de sistemas PV. Cada uno de ellos contribuye a mejorar la eficiencia, la capacidad de adaptación y el rendimiento global de los sistemas PV en diferentes escenarios y condiciones. Como se puede apreciar, en la bibliografía consultada se utilizan varias técnicas de MPPT para lograr la mejor configuración del sistema PV. Sin embargo, se visualiza un nicho de oportunidad en el que se pueden proponer nuevas estrategias utilizando convertidores multipuerto (CMP) para hacer frente al sombreado parcial y extraer de forma independiente la energía.

### 2.2 Marco teórico.

Los temas descritos a continuación, permitirán una mejor comprensión de los elementos principales que participan en el funcionamiento de un sistema PV para la cosecha de energía solar.

#### 2.2.1 Panel fotovoltaico.

La célula PV es un dispositivo que convierte directamente la luz en energía eléctrica basándose en el efecto PV. La mayoría de las células PV están hechas de silicio. Una célula PV está formada por una unión p-n, dos electrodos, una rejilla conductora y un revestimiento antirreflectante.

La tensión generada por una célula PV suele ser inferior a 0,6 V y no es suficiente para las aplicaciones prácticas. Para obtener tensiones más elevadas, se conectan en serie células PV idénticas para obtener un panel o un módulo PV.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

Para  $N$  paneles conectados en serie, la tensión total se obtiene sumando la tensión a través de cada panel (la corriente es la misma). Los paneles PV pueden conectarse en paralelo. Para  $N$  paneles PV idénticos conectados en paralelo, la tensión es igual a la tensión del panel PV, y la corriente se obtiene sumando las corrientes de los paneles [30]. La Figura 2.1 muestra la conexión serie-paralelo de paneles PV.

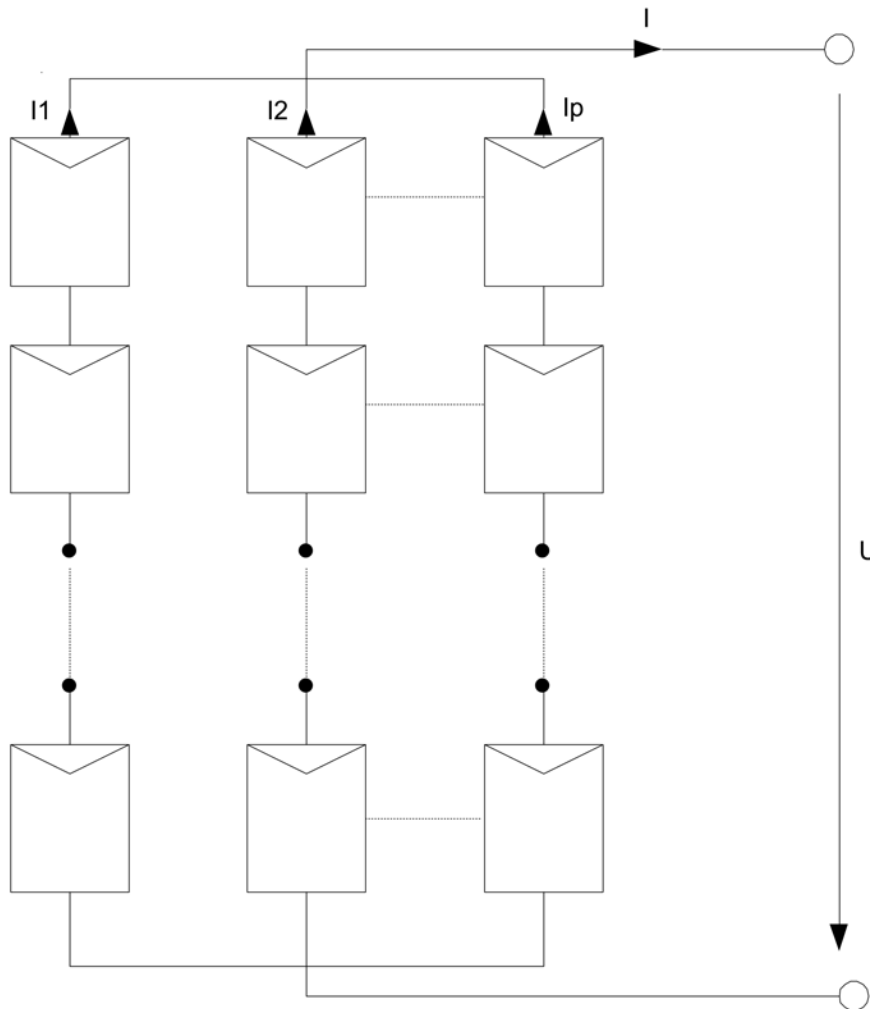


Figura 2.1: Configuración Serie-Paralelo de paneles PV [30].

Respecto a las configuraciones en serie y en paralelo, se observa lo siguiente:

- La configuración en serie produce tensiones altas con corrientes bajas. Si el panel PV está sombreado la potencia disminuye, y en caso de fallo del panel, el conjunto puede

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

quedar completamente fuera de servicio. Para reducir los efectos del sombreado, en paralelo con cada módulo PV o cadena de células se montan diodos de derivación.

- La configuración en paralelo permite obtener una corriente elevada, además de que el efecto de sombreado es menor y la seguridad de funcionamiento aumenta. En caso de fallo de un panel PV, sólo se ve afectada la cadena que incluye dicho panel PV [30].

### 2.2.1.1 Tipos de arreglos fotovoltaicos.

Los paneles PV pueden disponerse en varias configuraciones que determinan directamente la estructura y topología del dispositivo eléctrico que puede ser un convertidor CD-CD o CD-CA. Los principales tipos de configuraciones de los sistemas PV se presentan a continuación:

- Configuración centralizada:** Módulos PV conectados en serie, formando cadenas cortas o largas, que se conectan en paralelo a un inversor central para alcanzar una tensión suficientemente alta. Se utilizan distintas configuraciones de matrices PV como Serie, Paralelo, SP, TCT, BL y HC. Para evitar la corriente inversa en PSC o bloqueo de cualquier célula PV, se conecta un diodo en serie en cada cadena, conocido como diodo de bloqueo [31].
- Configuración en cadena (*String*):** Paneles PV conectados en serie, formando una cadena y cada cadena está conectada a un inversor monofásico CD-CA. Esta configuración presenta una estructura sencilla, alto rendimiento energético y bajas pérdidas por desajuste.
- Configuración en cadenas múltiples (*Multi-string*):** Varias cadenas se conectan en Paralelo y cada cadena está conectada a un convertidor CD-CD, implementando su propio MPPT para formar un conjunto PV, y este conjunto se conecta a un único inversor.
- Configuración modular (*AC-module*):** Cada panel PV tiene su propio circuito para el manejo de energía. Se basa en un modelo modular. Se realiza con convertidores CD-CD conectados a una barra de CD común. Cada cadena está conectada a un convertidor CD-CD que ha implementado un algoritmo de MPPT. Para conectar la instalación a una red monofásica o trifásica, se proporcionan inversores CD-CA.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

En la Figura 2.2 se pueden observar las configuraciones de sistemas PV antes descritos. Para la ejecución de este proyecto se elegirá el arreglo centralizado ya que, en comparación con las arquitecturas modulares, el tener una baja eficiencia en la extracción de potencia de cada panel conectado, lo hace un nicho de oportunidad para trabajar en el mejoramiento de su eficiencia. Entre las principales ventajas de la arquitectura centralizada se destacan la disminución de los costos de generación, la capacidad de cosechar altas cantidades de energía y la posibilidad de obtener tanto un alto voltaje como una mayor corriente en el bus de CD al presentar un arreglo serie-paralelo en comparación con la arquitectura en cadena.

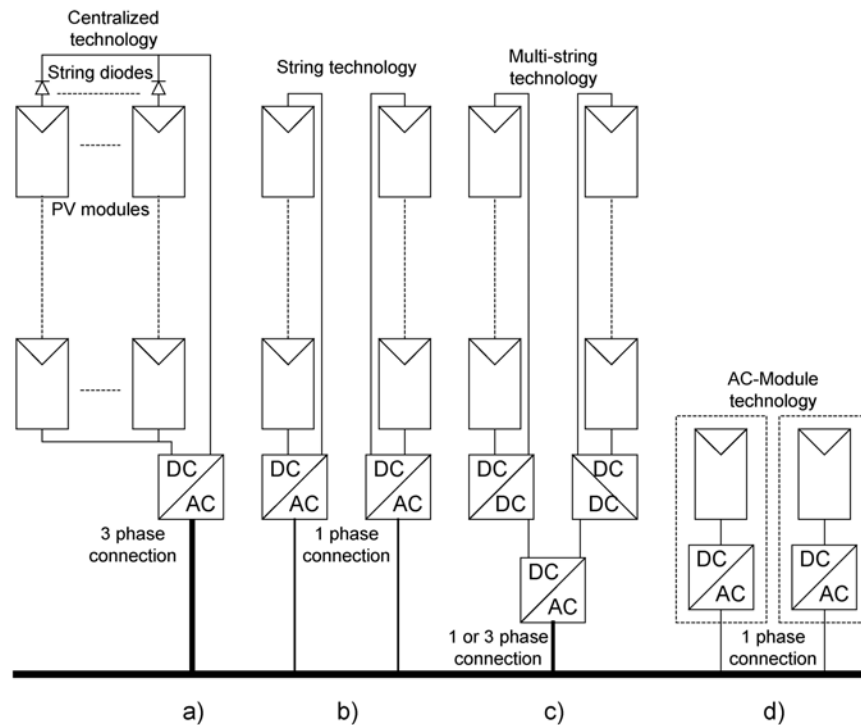


Figura 2.2: Configuraciones de sistemas PV: a) Centralizada; b) Cadenas; c) Múltiples cadenas; d) Modular [32].

### 2.2.1.2 Modelo matemático del panel fotovoltaico.

Para modelar sistemas PV, se consideran múltiples factores que influyen en los paneles solares y se toman en cuenta las especificaciones proporcionadas por los fabricantes. Existen diversos modelos matemáticos para los sistemas PV, los cuales se basan en las ecuaciones teóricas que explican el funcionamiento de las células PV y pueden ser desarrollados mediante



## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

el circuito equivalente de estas células. Por otro lado, los modelos empíricos se fundamentan en diferentes valores extraídos de la curva de Corriente-Voltaje (I-V) de los conjuntos PV y se aproximan a la ecuación característica de los paneles solares mediante una función analítica [33], [34].

En este trabajo se empleará el modelo de un diodo para las células fotovoltaicas. Dicho modelo está compuesto por un diodo y una resistencia conectados en paralelo a una fuente de corriente fotogenerada gracias a la radiación solar, unido a una resistencia en serie, como muestra la Figura 2.3.

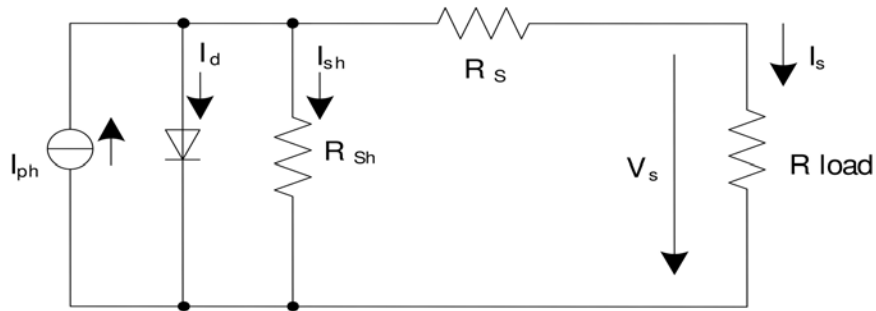


Figura 2.3: Circuito equivalente de una célula PV [33].

Tomando en cuenta el circuito equivalente de una célula PV, las características básicas de corriente-tensión del módulo PV pueden expresarse de la siguiente manera [33]-[36]:

$$I_S = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

Donde  $I_S$  es la corriente entregada por el panel PV,  $I_{ph}$  es la corriente fotogenerada en el módulo PV formado por “ $N$ ” células conectadas en paralelo ( $N_p$ ),  $I_d$  es la corriente que circula por el diodo e  $I_{sh}$  es la corriente de fuga.

$$I_{ph} = N_P \left[ \frac{G}{G_{ref}} * (I_{SC} + k_I * (T_{OP} - T_{ref})) \right] \quad (2.2)$$

Donde  $G$  y  $G_{ref}$  son la radiación recibida y la radiación de referencia (en  $W/m^2$ ), respectivamente.  $I_{SC}$  es la corriente nominal de cortocircuito,  $k_I$  es una constante de dependencia con la temperatura de operación de  $I_{SC}$  (porcentaje de cambio por cada grado por arriba o por debajo de  $25^\circ C$ ) y  $T_{OP}$  y  $T_{ref}$  son la temperatura operacional y de referencia, respectivamente. La corriente  $I_d$  que circula a través del diodo se define como:

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

$$I_d = N_P * I_0 * \left[ e^{\frac{(V_S + R_S * I_C)}{a * V_T}} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Donde  $V_S$  es el voltaje del panel PV,  $R_S$  es la resistencia intrínseca de la celda,  $I_C$  es la corriente total producida por la celda,  $a$  ( $1.0 \sim 1.5$ ) es el factor de idealidad del diodo y  $V_T$  es la tensión térmica del conjunto con “ $N$ ” células conectadas en serie ( $N_S$ ), el cual se define por la expresión:

$$V_T = \frac{k * N_S * T_{OP}}{q} \quad (2.4)$$

Donde  $k$  es la constante de Boltzmann ( $1.38 * 10^{-23} \frac{J}{K}$ ) y  $q$  es la carga del electrón ( $1.602 * 10^{-19} C$ ).

La corriente de saturación inversa ( $I_0$ ) del diodo se calcula mediante la expresión:

$$I_0 = I_{rs} * \left( \frac{T_{OP}}{T_{ref}} \right)^3 * e^{\left[ \frac{q * E_g}{a * k} * \left( \frac{1}{T_{OP}} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right]} \quad (2.5)$$

Donde  $E_g$  es la energía de banda prohibida de la célula ( $1.2eV$  para el silicio a  $25^\circ C$ ) e  $I_{rs}$  es la corriente nominal de saturación inversa del diodo definida como:

$$I_{rs} = \frac{I_{SC}}{\left[ e^{\left( \frac{V_{OC}}{a * V_T} \right)} - 1 \right]} \quad (2.6)$$

Donde  $V_{OC}$  es el voltaje de circuito abierto.

La  $I_{sh}$  se calcula como:

$$I_{sh} = \frac{V_S + I * R_S}{R_{SH}} \quad (2.7)$$

Donde  $R_{SH}$  es una resistencia parásita en paralelo.

### 2.2.2 Condiciones de Sombreado Parcial.

El sombreado parcial en sistemas PV se refiere a la situación en la que ciertas secciones de un panel solar no reciben la radiación solar completa debido a la presencia de obstáculos como árboles, edificios, antenas, nubes, aves volando o acumulación de polvo. Esto limita la capacidad del panel solar para captar eficientemente la energía solar. En una cadena de

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

módulos PV, cuando los paneles tienen diferentes corrientes de cortocircuito, aquellos con una corriente más baja que el resto pueden revertir su polaridad y comenzar a absorber energía de los demás, lo que los lleva a operar en una región de saturación inversa [4], como se muestra en la Figura 2.4, la cual es retomada de Bidram et al. [37].

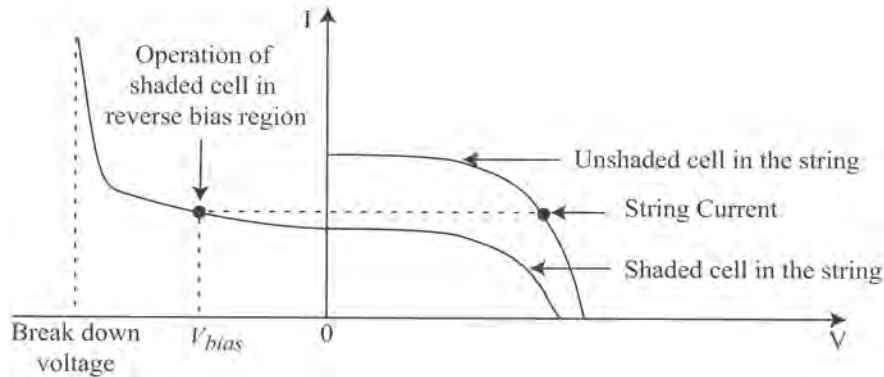


Figura 2.4: Curva I-V de una célula PV funcionando en una región de polarización inversa [37].

La energía absorbida por las células solares en PSC se convierte en calor, lo que resulta en un aumento de la temperatura y posibles daños en las células. Este fenómeno se conoce como efecto de punto caliente. Para mitigar estos problemas, se utilizan comúnmente diodos de derivación, que se conectan en paralelo a las células solares. Estos diodos tienen la función de limitar el voltaje inverso en las células sombreadas, reduciendo así las pérdidas en dichas células. Sin embargo, cuando todas las células PV reciben la misma irradiación solar, los diodos de derivación se mantienen inactivos [12]. Esto se ilustra en la Figura 2.5 [4], [38].

Una de las consecuencias derivadas del uso de los diodos de derivación es que cuando un solo módulo en una serie de módulos sufre sombreado parcial, esto limitará la potencia generada por todo el conjunto PV. Esto se debe a que los diodos de protección crean una ruta alternativa para el flujo de corriente, lo que provoca que las celdas afectadas por las PSC ya no transfieran la misma corriente que las no sombreadas. Como resultado, la curva de P-V muestra múltiples puntos de máxima potencia, como se ilustra en la Figura 2.6 a).

Para abordar los desafíos de eficiencia mencionados, se han creado metodologías que posibilitan el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) con el fin de maximizar la generación de energía solar cuando se presenta un sombreado parcial.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

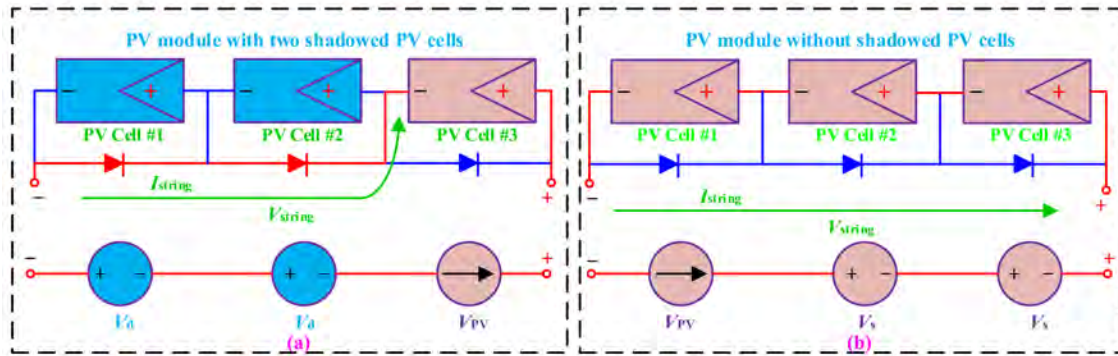


Figura 2.5: Protección de la célula PV con diodo de derivación: (a) con célula PV en sombra; (b) sin célula PV en sombra [38].

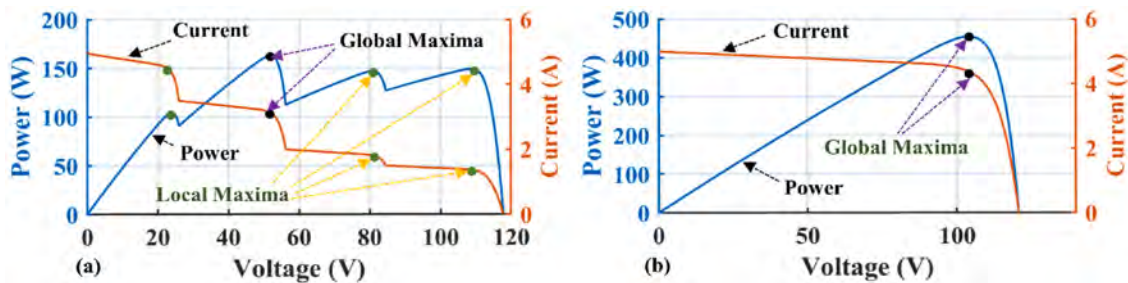


Figura 2.6: Curvas I-V y P-V bajo condiciones de sombreado parcial (b) Curvas I-V y P-V bajo irradiancia uniforme [39].

### 2.2.3 Técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia.

Con el propósito de alcanzar la máxima potencia en un sistema PV mediante métodos MPPT, se emplean los niveles de radiación solar y temperatura para determinar la potencia y la tensión del módulo PV. No obstante, las características no lineales de la radiación y las variaciones de temperatura ejercen un impacto negativo sobre la eficiencia del sistema PV [40], [41]. Estas circunstancias dan lugar a la aparición de múltiples puntos de Máximos Locales (LMPP) observados en las curvas I-V y P-V del conjunto PV, especialmente cuando el conjunto no recibe una radiación solar uniforme en su totalidad. La existencia de estos múltiples picos afecta el rendimiento del MPPT en su tarea de seguir el GMPP, ocasionando así una reducción general de la potencia de salida [38], [42].

Para optimizar la generación de un sistema PV, se han empleado diversas técnicas de

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

MPPT. Sin embargo, surge la confusión al momento de seleccionar el MPPT adecuado para configuraciones y condiciones específicas del sistema PV, dado que cada método presenta sus propias ventajas y desventajas [41], [43], [44].

### 2.2.3.1 Clasificación de las técnicas de MPPT.

En la literatura consultada existen varias clasificaciones sobre las técnicas de MPPT. En Sarvi et al. [41] se proponen varias categorías de algoritmos de MPPT como:

1. Métodos de MPPT basados en la medición, donde se asume la medición de los parámetros de tensión y corriente de la célula PV y la irradiancia solar, para realizar cálculos y compararlos con resultados con cálculos anteriores o con un parámetro de punto de máxima potencia predefinido;
2. Métodos de MPPT basados en cálculo, en el cual los cálculos de las ecuaciones de cada algoritmo pueden utilizarse para determinar el punto de máxima potencia;
3. Métodos de MPPT basados en esquemas inteligentes; y
4. Métodos de MPPT basados en esquemas híbridos, en el que se utiliza la combinación de algoritmos convencionales e inteligentes.

En la literatura consultada también se analiza la clasificación de los MPPT en cuanto a la fiabilidad para trabajar bajo irradiancia solar uniforme y no uniforme. En condiciones de radiación uniforme se destacan principalmente los algoritmos convencionales “*online*” y “*offline*”, mientras que los algoritmos metaheurísticos y los de optimización híbrida son más efectivos en condiciones no uniforme de radiación solar [43]. De esta forma, la clasificación queda de la siguiente manera:

**Algoritmos convencionales “*online*”(en línea):** En el método de control de MPPT “*online*”, se realiza la detección de los valores instantáneos de la tensión o corriente de salida del sistema PV con el fin de generar señales de control que permitan rastrear el punto de máxima potencia bajo diversas condiciones meteorológicas. Después de calcular la potencia del sistema PV, la señal de control generada se utiliza para determinar la perturbación en la potencia, ajustando la relación del ciclo de trabajo del convertidor de CD. Para realizar este

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

ajuste, se emplea un método de control directo o controladores Proporcionales-Integrales (PI, por sus siglas en inglés) o Proporcionales-Integrales-Derivativos (PID, por sus siglas en inglés). Entre los principales métodos se destacan el Perturbar y observar (P&O, por sus siglas en inglés), Conductancia Incremental (INC, por sus siglas en inglés), Método Beta ( $\beta$ ), Controlador de Correlación de Ondulación (RCC, por sus siglas en inglés) y Control de Lógica Difusa (FLC, por sus siglas en inglés).

**Algoritmos convencionales “*offline*” (fuera de línea):** El MPPT “*offline*”, también conocido como método basado en modelos, se basa en el uso de uno o varios datos de las características físicas del panel PV para diseñar un algoritmo de control. Dicho algoritmo ajusta el punto de operación del sistema hacia las condiciones óptimas dentro de los límites predefinidos por el usuario, con el fin de seguir el punto de máxima potencia [43]. En esta clasificación se destacan el Método de la celda piloto, el Método de tabla de Consulta, el Método de Maximización de la Tensión y la Corriente de Carga (LV & LC Method, por sus siglas en inglés) y el Método de salida Fotovoltaica sin Sensor (PVOS Method, por sus siglas en inglés).

**Algoritmos metaheurísticos:** Son técnicas inspiradas en la naturaleza que utilizan la optimización computacional y la inteligencia artificial para encontrar la configuración óptima de un sistema PV para maximizar la generación de energía. Estos algoritmos se basan en principios biológicos, comportamiento de organismos vivos o fenómenos naturales para resolver problemas de optimización complejos. Utilizan técnicas como la evolución, el comportamiento de colonias y enjambres, la búsqueda de alimentos de animales, entre otros. Estos algoritmos se aplican en sistemas PV al explorar y ajustar los parámetros del sistema en función de la retroalimentación y la evaluación de la calidad de las soluciones. La optimización se realiza de manera iterativa, buscando mejorar continuamente la configuración del sistema para maximizar la potencia generada por los paneles solares, teniendo en cuenta las condiciones cambiantes del entorno. Dentro de los algoritmos metaheurísticos más utilizados se encuentran la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), Redes Neuronales Artificiales (ANN, por sus siglas en inglés), Optimización de Colonias de Hormigas (ACO) [45], [46], Optimización de Colonias de Luciérnagas [40] y los Algoritmos Genéticos (GA) entre otros.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

**Algoritmos de optimización híbrida:** Los algoritmos de optimización híbrida son métodos que fusionan diversas técnicas de optimización con el objetivo de maximizar la generación de energía al ajustar de forma continua la operación del sistema PV para mantenerse en el MPP. Estos algoritmos combinan enfoques de búsqueda global, como algoritmos de inteligencia artificial, con técnicas de búsqueda local más precisas, como los algoritmos convencionales. Los algoritmos híbridos pueden explorar y explotar de manera más efectiva el espacio de búsqueda, obteniendo soluciones de alta calidad en un tiempo razonable. Su flexibilidad y adaptabilidad los convierten en herramientas ampliamente aplicables en la optimización de sistemas PV, especialmente en condiciones de irradiancia no uniforme o presencia de PSC [43]. Entre los más destacados se encuentran el P&O - GA, P&O - PSO, INC-PSO, ANN Mejorada - PSO y Medición Fraccional de la Corriente de Cortocircuito (FSCC, por sus siglas en inglés) - P&O entre otros.

### 2.2.3.2 Comparación de las técnicas de MPPT.

En la literatura consultada se realizan comparaciones entre los diferentes métodos de MPPT [43], [44], [47]. Estas comparaciones se basan en criterios como la capacidad de seguimiento del GMPP, la velocidad y precisión de convergencia ante cambios de irradiancia solar, complejidad en el diseño y sensibilidad para operar bajo cualquier condición o cambios climáticos. Los resultados indican que los algoritmos de MPPT convencionales resultan ser eficientes en condiciones normales de irradiación solar, sin embargo, sufren dificultades para obtener una precisión adecuada en situaciones que involucran cambios bruscos en la irradiancia y sombreados parciales. Por otro lado, los algoritmos de optimización híbrida demuestran una capacidad destacada al realizar el seguimiento preciso del GMPP en PSC, pero son algoritmos muy complejos que requieren experiencia en programación y conocimientos especializados en software. En contraste, los algoritmos metaheurísticos logran encontrar soluciones de alta calidad en tiempos razonables, su capacidad para ajustarse rápidamente a cambios en la irradiancia solar garantiza una respuesta ágil y precisa en la adaptación del sistema PV y, además, son menos complejos que los algoritmos híbridos. El método elegido para identificar y rastrear el punto de máxima potencia de los paneles PV en este estudio es el P&O por su simplicidad de implementación y debido a que esta investigación no se enfocará en proponer nuevos algoritmos de seguimiento del MPP, además

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

de que es ampliamente reconocido y empleado por expertos en el campo.

### 2.2.3.3 Algoritmo Perturbar y Observar (P&O).

El algoritmo P&O se fundamenta en un enfoque de prueba y error. En cada ciclo, el controlador de MPPT evalúa la corriente y la tensión generadas por el sistema PV, utilizando esta información para deducir la potencia real generada. A continuación, se introduce una perturbación en el punto de operación, modificando la tensión de operación y monitoreando la respuesta de la potencia generada. Si la potencia aumenta, la siguiente perturbación en la tensión de operación se realiza en la misma dirección. En contraste, si la potencia disminuye, la tensión de operación se perturba en la dirección opuesta. Este proceso se repite hasta alcanzar el MPP deseado [43], [48]. El diagrama de flujo del algoritmo P&O se muestra en la Figura 2.7.

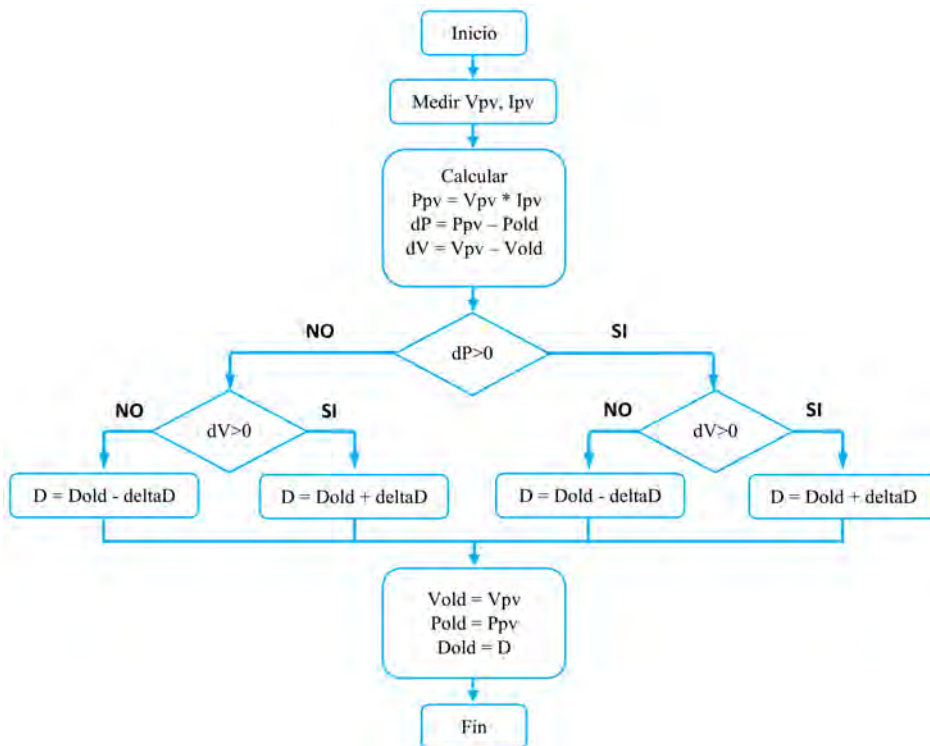


Figura 2.7: Diagrama de flujo del algoritmo P&O.



### 2.2.4 Convertidores Multipuerto.

Un convertidor multipuerto (CMP) se define como un circuito que cosecha e integra la energía de múltiples fuentes y abastece al menos una carga, donde la regulación de potencia se realiza mediante controladores. En este sistema, toda la estructura se trata como un único convertidor de potencia. En este apartado se presentarán las principales características, clasificaciones y aplicaciones de los CMP. Además, se realizará una comparación de las principales topologías para determinar cuál es que se ajusta a nuestra propuesta de solución.

#### 2.2.4.1 Características de los convertidores multipuerto.

Los convertidores multipuerto representan una solución avanzada que ha logrado mitigar los desafíos inherentes a los convertidores convencionales al brindar la capacidad de adaptarse a una amplia gama de fuentes de entrada y aprovechar sus respectivas ventajas para ofrecer una salida controlada, adaptada a diversas aplicaciones. Su implementación en dispositivos de energías renovables ha tenido un impacto significativo en la reducción de los costos de integración, gracias a la optimización de sus componentes fundamentales. La utilización de circuitos de conmutación suave, permite una notable disminución de las pérdidas asociadas al proceso de conmutación, lo cual se traduce en un incremento tanto de la potencia disponible como de la confiabilidad en general [49]. Algunas características del CMP son:

- Aumento de la eficiencia.
- Costo reducido.
- Tamaño reducido.
- Aumento de la fiabilidad.
- Flexibilidad en su operación.
- Altamente controlable.
- El flujo de potencia puede ser unidireccional o bidireccional.
- El aislamiento se introduce mediante la adición de un transformador.

### 2.2.4.2 Clasificación de los convertidores multipuerto.

Los convertidores multipuerto se clasifican de acuerdo a la cantidad de entradas y salidas que poseen, su topología y el tipo de conversión de energía, como se muestra en la Figura 2.8 [50].

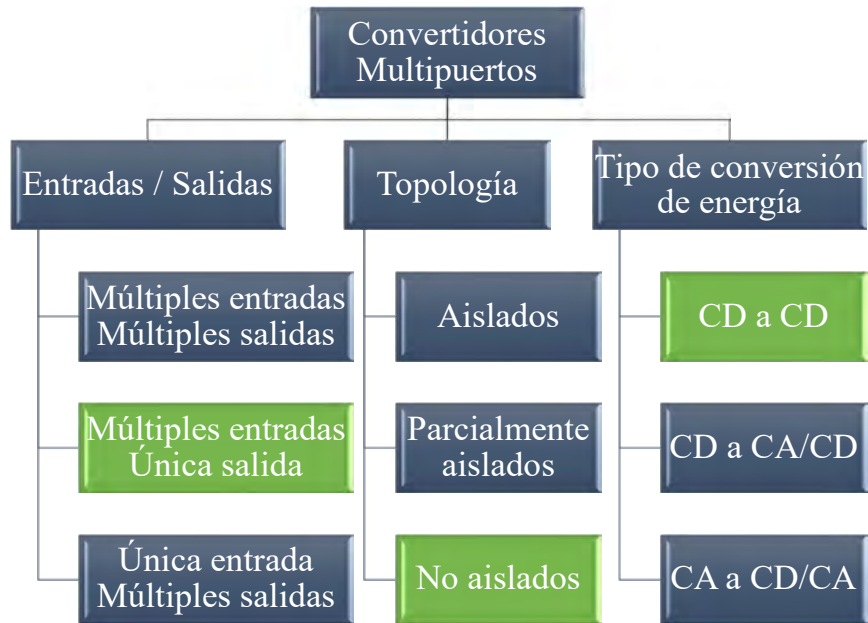


Figura 2.8: Clasificación de los convertidores multipuerto [50].

En color verde se resaltan las características de los CMP a las cuales está orientada la búsqueda bibliográfica. Esta búsqueda se centra en topologías no aisladas de múltiples entradas - única salida ya que cumple con los objetivos de la investigación. La orientación por conversión de energía será hacia el tipo CD-CD, ya que el convertidor se conectará a un Bus de CD.

### 2.2.4.3 Aplicaciones de los convertidores multipuerto.

Debido a su estructura simple, un número mínimo de etapas de conversión y una menor cantidad de componentes, los CMP de electrónica de potencia han surgido como una solución altamente versátil en una amplia gama de aplicaciones en la actualidad. Entre las aplicaciones más destacadas se encuentran las redes inteligentes de distribución de energía eléctrica, donde estos convertidores permiten la creación de micro redes independientes en caso de

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

perturbaciones, garantizando así la continuidad del suministro eléctrico. En el ámbito de los vehículos eléctricos híbridos, estos convertidores desempeñan un papel crucial al gestionar los flujos de potencia entre las diversas fuentes de energía y mantener constante el voltaje del bus de CD, lo que contribuye a un rendimiento óptimo y una mayor eficiencia del sistema. También, los convertidores multipuerto han demostrado ser especialmente adecuados en sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables, donde permiten una integración más eficiente de la energía generada por paneles solares, aerogeneradores y otras fuentes renovables al sistema eléctrico general. Estos convertidores también encuentran aplicación en sistemas híbridos de almacenamiento de energía, donde facilitan la gestión y la transferencia de energía entre diferentes sistemas de almacenamiento, como baterías y supercondensadores, optimizando así la utilización de estos recursos. En el ámbito de los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), los CMP brindan una solución confiable al permitir la conmutación fluida entre diferentes fuentes de energía y garantizar una alimentación continua y estable durante interrupciones o fallos en la red eléctrica principal. Además de su uso en aplicaciones energéticas, los CMP también han demostrado avances significativos en aplicaciones tecnológicas de carácter militar, satelital y aeroespacial. Estos convertidores ofrecen una mayor flexibilidad y eficiencia en el suministro y control de energía en entornos críticos, cumpliendo con los rigurosos requisitos de estos sectores [49], [51], [52].

### 2.2.4.4 Topologías multipuerto aisladas.

Los convertidores multipuerto aislados desempeñan la función de separar el lado de baja tensión del lado de alta tensión con el propósito de evitar descargas eléctricas. Asimismo, realizan una conversión de alta tensión, equiparan los niveles de voltaje y disminuyen tanto la corriente como la tensión nominal de los dispositivos semiconductores mediante el uso de transformadores de alta frecuencia. Además, hay una sección de rectificador e inversor para controlar el flujo de potencia a través del convertidor. El flujo de potencia entre los lados primario y secundario se controla a través del desplazamiento del ángulo de fase del transformador. No obstante, su desventaja radica en la necesidad de contar con un núcleo de transformador, lo que incrementa su costo y volumen [49], [53], [54]. En la Figura 2.9 se presentan algunos de los convertidores aislados más utilizados para la cosecha de energía solar.

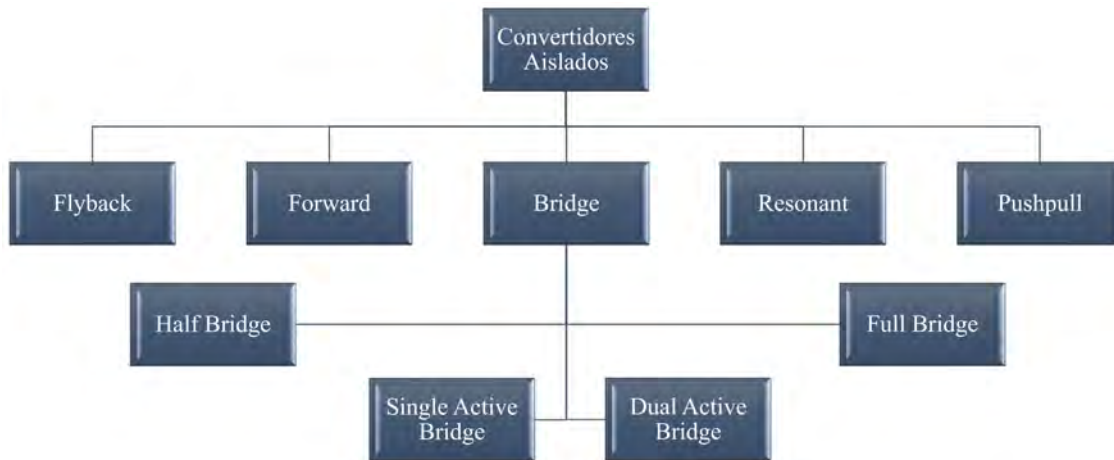


Figura 2.9: Convertidores multipuertos aislados.

### 2.2.4.5 Topologías multipuerto no aisladas.

Los convertidores CD-CD no aislados se utilizan ampliamente en aplicaciones de energías renovables que no necesitan un aislamiento eléctrico, como los sistemas híbridos de almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y la generación de energía Solar PV. En las aplicaciones de energías renovables, se requiere que la frecuencia de conmutación sea alta para reducir el volumen y la masa del prototipo de convertidor CD-CD no aislado, mientras que la tensión y la corriente serán muy grandes en estas aplicaciones. Estos factores provocan graves pérdidas de conmutación en los dispositivos de conmutación (transistores de potencia y diodos de potencia). La pérdida de conmutación suele ser la principal pérdida en los convertidores CD-CD no aislados de alta tensión, alta corriente y alta frecuencia. Para obtener un convertidor CD-CD no aislado eficiente y práctico, la pérdida por conmutación debe eliminarse o reducirse [49], [53]-[55]. La Figura 2.10 muestra los principales convertidores CD-CD no aislados más utilizados.



Figura 2.10: Convertidores multipuerto no aislados.

### 2.2.4.6 Comparación de convertidores multipuerto.

Cada variante de los convertidores CD-CD no aislados presenta sus propias ventajas y desventajas intrínsecas, lo que dificulta establecer criterios de selección específicos para determinar cuál topología es la más adecuada en una aplicación particular. Sin embargo, es posible realizar comparaciones entre estas topologías tomando en consideración aspectos como el costo, la confiabilidad, la flexibilidad y la eficiencia. No obstante, es importante destacar que estas comparaciones se centran únicamente en una topología sencilla y no tienen en cuenta los esquemas de control asociados a cada una de ellas [53].

**Costo:** El cálculo del costo estimado de un convertidor puede basarse en la cantidad de componentes utilizados en la topología específica. En el caso de los convertidores de múltiples entradas, comparten componentes en sus etapas de entrada y salida, lo que resulta en un costo menor en comparación con los convertidores convencionales. Además, los convertidores no aislados no requieren transformadores voluminosos para lograr el aislamiento entre la entrada y la salida, lo que los hace más económicos que los convertidores aislados. Dentro de las topologías no aisladas, los convertidores Buck y Boost son menos costosos debido a la menor cantidad de componentes en sus circuitos [53]. Entre estas dos topologías, los convertidores Boost presentan sus ventajas sobre los Buck en términos de costos en aplicaciones PV [56]:

- La corriente nominal del MOSFET en el convertidor Boost es menor que en el convertidor Buck.
- Los convertidores Boost requieren una inductancia elevada para conseguir el rizado de corriente en comparación con los convertidores Buck.
- Los convertidores Buck requieren un condensador grande para suavizar la corriente de entrada continua.
- El diodo libre puede servir como diodo de bloqueo en el convertidor Boost, pero en el Buck es un componente adicional.

**Fiabilidad:** La fiabilidad de los convertidores puede ser evaluada considerando dos factores principales: el número de componentes comunes en el circuito y la tensión a la que están sometidos dichos componentes. Las topologías de convertidores como Buck-Boost, Cuk y SEPIC involucran un mayor número de dispositivos pasivos y una tensión eléctrica más alta

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

en componentes como interruptores, diodos y condensadores. Como resultado, estas topologías tienden a ser menos fiables en comparación con los convertidores Buck y Boost [53].

**Flexibilidad:** Se refiere a la capacidad de una topología de convertidor para ser compatible con diferentes tipos de fuentes de entrada. En el caso de los convertidores multientrada, su objetivo principal es combinar distintas fuentes de entrada para obtener la salida deseada, por lo que la interfaz de entrada de la topología es de vital importancia. La topología seleccionada debe ser capaz de integrar diferentes fuentes de entrada y proporcionar una amplia gama de tensiones de salida. En este sentido, los convertidores Cuk y SEPIC se consideran más flexibles debido a que sus corrientes de entrada son continuas y sin rizado, y al mismo tiempo son capaces de aumentar o disminuir la tensión de entrada según sea necesario.

**Eficiencia:** En términos de eficiencia, los convertidores Buck y Boost se consideran las topologías más eficientes entre las categorías no aisladas.

La Tabla 2.3 muestra una comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados. La tabla se explica de la siguiente manera: el símbolo “★” muestra el atributo de la topología en cada encabezado. Un mayor número de símbolos “★” indica que la topología es mejor en comparación con otras [53].

Tabla 2.3: Comparación de topologías de convertidores multipuerto CD-CD no aislados [53].

Topología	Costo más bajo	Fiabilidad	Flexibilidad	Eficiencia
Buck	★★	★★	★★	★★★★
Boost	★★★★	★★	★★★★	★★★★★
Buck-Boost	★	★	★★	★
Cuk	★	★	★★★★★	★
SEPIC	★	★	★★★★★	★★

De acuerdo con la investigación bibliográfica y los resultados obtenidos al comparar diversas topologías de convertidores multipuerto (CMP), se elige emplear un CMP tipo Boost. Este enfoque se seleccionó después de evaluar exhaustivamente las opciones disponibles y considerar la adaptabilidad a las necesidades específicas del sistema en estudio. La elección de la topología Boost como base para el CMP se fundamenta en su capacidad para proporcionar una

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

combinación óptima de rendimiento, eficiencia y flexibilidad en el contexto de las aplicaciones y requerimientos particulares considerados. La implementación de esta topología ofrece una ventaja significativa al aprovechar el inductor ubicado en la entrada. Este componente permite la extracción de corriente de manera no pulsante desde el panel PV, creando así condiciones óptimas para la eficiente extracción de potencia.

### 2.2.4.7 Análisis de la topología Boost.

La topología Boost (Figura 2.11) posibilita la elevación del voltaje al presuponer que, a la salida del convertidor (Bus de CD), se conservará un voltaje superior al suministrado por la fuente de entrada (sistema PV). Los circuitos equivalentes para los tiempos en los intervalos tanto en el encendido como en el apagado, se muestran en la Figura 2.12 y la Figura 2.13, respectivamente.

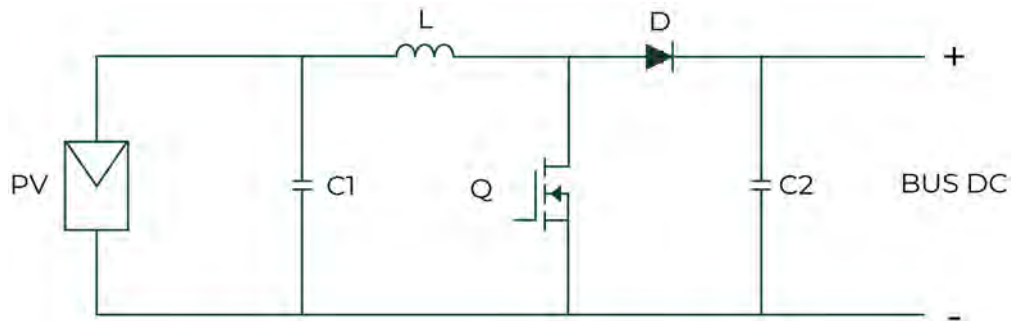


Figura 2.11: Topología del convertidor Boost.

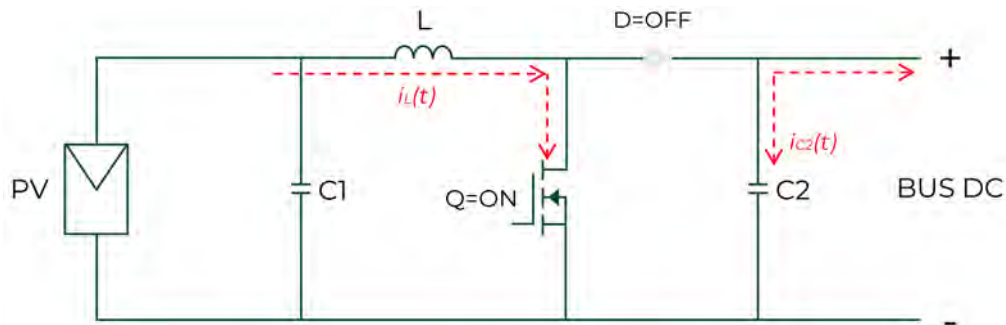


Figura 2.12: Intervalo  $D T_s$  de la topología Boost.

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

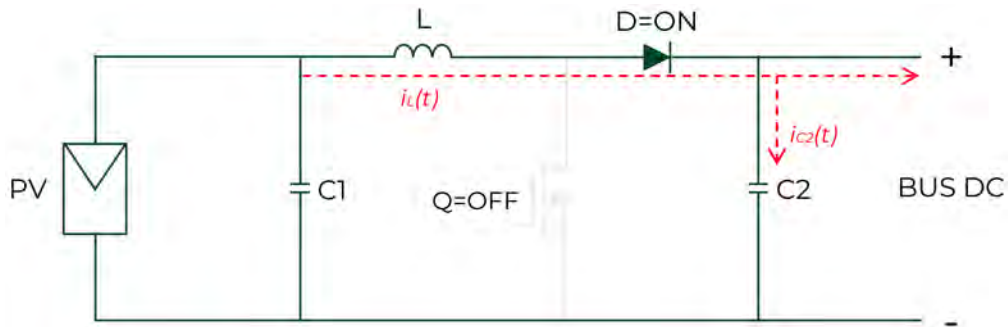


Figura 2.13: Intervalo  $(1 - D)T_s$  de la topología Boost.

Utilizando los circuitos equivalentes de encendido y apagado, se obtienen las formas de onda de cada uno de los componentes de la topología (Figura 2.14).

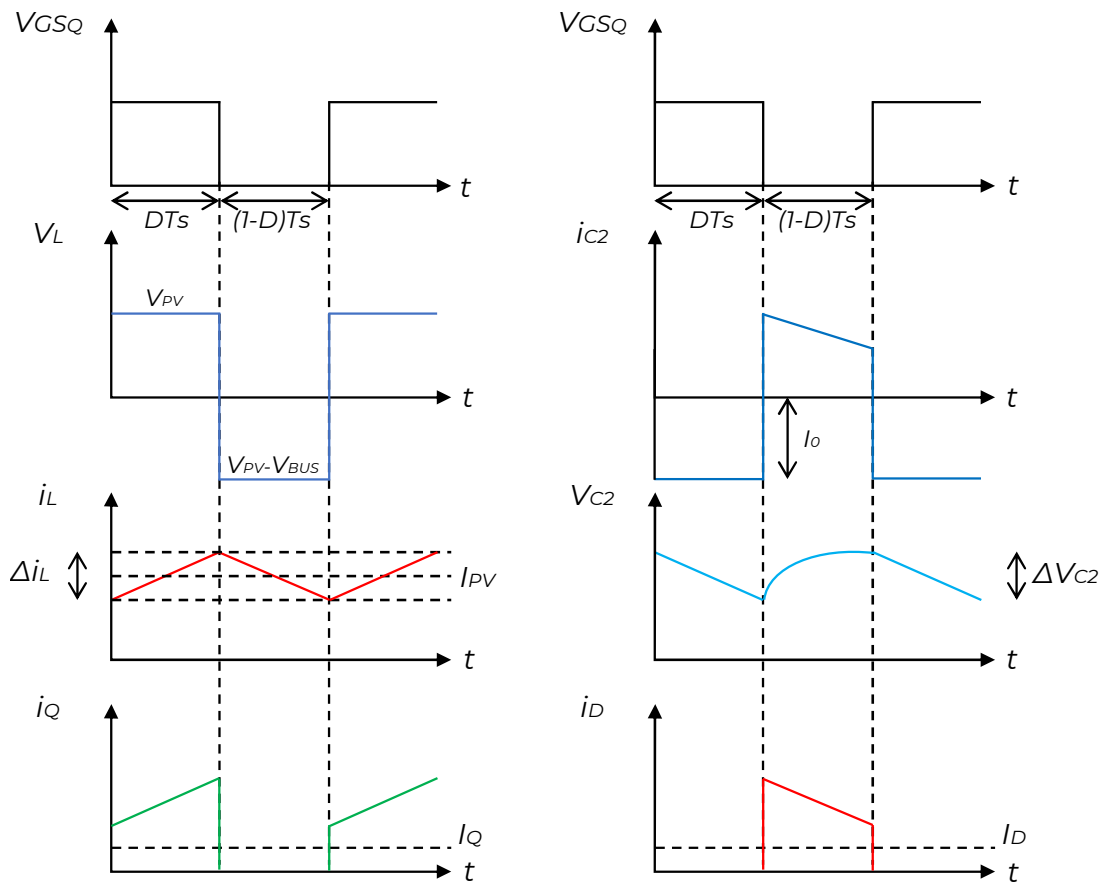


Figura 2.14: Formas de onda del convertidor de topología Boost.



## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

Al examinar el gráfico de voltaje del inductor de la Figura 2.14, es factible obtener la expresión para la ganancia de CD utilizando la condición de equilibrio volt-segundo que se manifiesta en dicho componente.

$$V_{PV} D T_S = (V_{BUS} - V_{PV}) (1 - D) T_S \quad (2.8)$$

$$V_{PV} D = V_{BUS} (1 - D) - V_{PV} (1 - D) \quad (2.9)$$

$$V_{PV} D + V_{PV} (1 - D) = V_{BUS} (1 - D) \quad (2.10)$$

$$V_{PV} = V_{BUS} (1 - D) \quad (2.11)$$

$$\frac{V_{BUS}}{V_{PV}} = \frac{1}{1 - D} = M \quad (2.12)$$

Despejando la variable “ $D$ ” de la Ecuación 2.12, se obtiene el ciclo de trabajo en función de la ganancia.

$$M = \frac{1}{1 - D} \quad (2.13)$$

$$1 - D = \frac{1}{M} \quad (2.14)$$

$$D = 1 - \frac{1}{M} \quad (2.15)$$

Para deducir la fórmula del inductor “ $L$ ”, se inicia con la relación entre su voltaje y corriente. Al tener en cuenta que, durante el período de encendido, el voltaje en el inductor es equivalente al voltaje en el panel, se llega a la Ecuación 2.18:

$$V_L = L \frac{di}{dt} \therefore V_{PV} = L \frac{\Delta i_L}{D T_S} \quad (2.16)$$

$$L = \frac{V_{PV} * D T_S}{\Delta i_L} \quad (2.17)$$

## CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

---

$$L = \frac{V_{PV} * D}{\Delta i_L * f_{SW}} \quad (2.18)$$

Para obtener la ecuación del capacitor “ $C_2$ ”, se comienza con la relación entre su voltaje y corriente. Al considerar que, durante el período de encendido, la corriente en el capacitor es igual a la corriente de salida, se obtiene la Ecuación 2.21:

$$i_{C2} = C_2 \frac{dv}{dt} \therefore I_0 = C_2 \frac{\Delta i_{C2}}{D T_S} \quad (2.19)$$

$$C_2 = \frac{I_{BUS} * D T_S}{\Delta V_{C2}} \quad (2.20)$$

$$C_2 = \frac{P_{BUS} * D}{V_{BUS} * \Delta V_{C2} * f_{SW}} \quad (2.21)$$

Para el determinar el valor del capacitor de entrada “ $C_1$ ” en paralelo con los paneles fotovoltaicos, es necesario conocer las especificaciones de corriente y voltaje de máxima potencia, así como la corriente en cortocircuito de los paneles fotovoltaicos. Utilizando el método descrito en [57], se define la Ecuación 2.22.

$$C_1 = \frac{\sqrt{\left(\frac{\Delta i_{PV}}{\Delta v}\right)^2 - \left(\frac{I_{MPP_{PV}} - I_{SC_{PV}}}{V_{MPP_{PV}}}\right)^2}}{2\pi f_{SW}} \quad (2.22)$$

## Capítulo III. Caso de estudio.

### 3.1 Propuesta del sistema reconfigurable.

Considerando que se tiene un arreglo de dos paneles fotovoltaicos en serie en condiciones ambientales normales, se puede utilizar un convertidor multipuerto e implementar un algoritmo de control para extraer su máxima potencia (Figura 3.1).

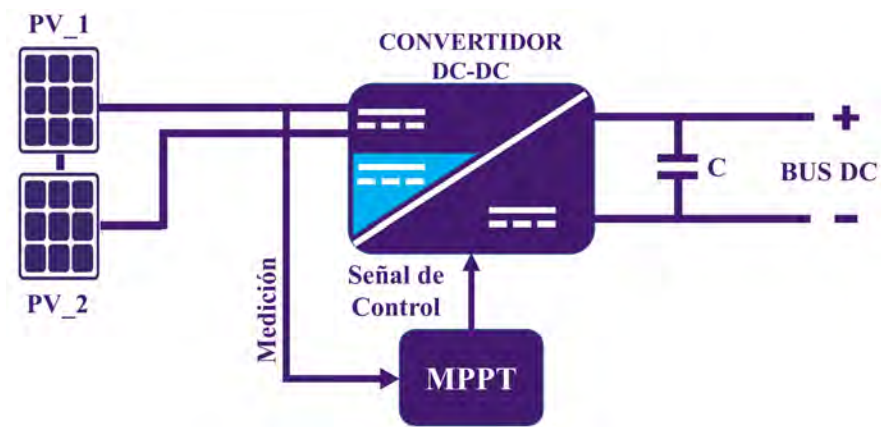


Figura 3.1: Esquema general del sistema fotovoltaico en condiciones normales de irradiancia.

Cuando ocurra un sombreado parcial y el sistema detecte una baja generación de energía, el control deberá reconfigurar el arreglo, de modo que el panel sombreado se conecte al puerto 2 del convertidor y el panel no sombreado se conecte al puerto 1 del convertidor, buscando que con esta configuración se pueda extraer la mayor cantidad de energía del panel sombreado y del panel no sombreado de forma separada. Con esta configuración se espera que el sistema mejore en la extracción de energía en condiciones de sombreado parcial (Figura 3.2).

Siguiendo lo expuesto previamente, se elige un convertidor multipuerto de topología Boost, basado en el convertidor propuesto por Jiménez [7], representado en la Figura 3.3, el cual se fundamenta en un convertidor Cuk bidireccional no aislado que permite la integración entre un panel o arreglo PV, batería y un bus de CD de un sistema de cosecha y almacenamiento de energía. Con el propósito de elevar su desempeño, se implementa un control Perturbar y observar (P&O) en el diseño del convertidor, lo que permitirá optimizar los parámetros y lograr una operación más eficaz. Adicionalmente, se implementan interruptores suplementarios

### CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.



Figura 3.2: Esquema general de reconfiguración del sistema fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial.

al convertidor, permitiendo la reconfiguración del sistema conforme a los objetivos establecidos. Estos interruptores otorgarán mayor flexibilidad y adaptabilidad al convertidor, posibilitando su funcionamiento óptimo en diversas condiciones y cumpliendo con los requisitos específicos del sistema. La Figura 3.4 ilustra el convertidor a implementar.

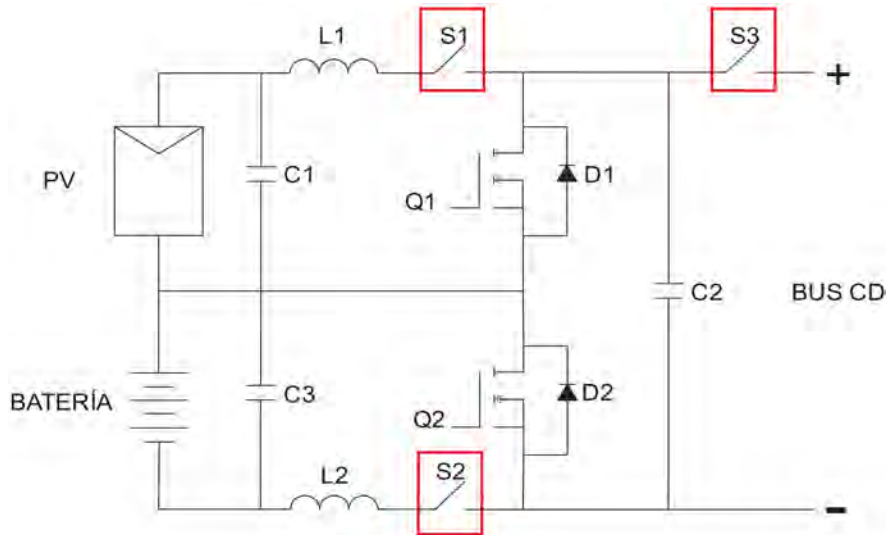


Figura 3.3: Topología de tres puertos con interruptores de reconfiguración propuesta por Jiménez [7].

Con base en la estructura de la Figura 3.4, se logra la implementación de tres modos de operación que dependen del estado de los interruptores S1, S2, S3 y S4 (Tabla 3.1). El modo

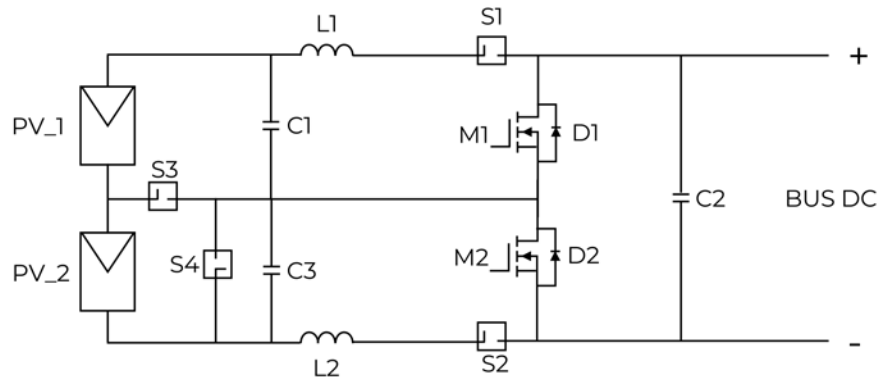


Figura 3.4: Topología Boost de tres puertos con interruptores de reconfiguración.

1 implementa la transferencia de energía de los paneles fotovoltaicos conectados en serie hacia el Bus de CD, el modo 2 transfiere la energía desde el Panel 1 (PV\_1) hacia el Bus de CD y el modo 3 transmite la energía del Panel 2 (PV\_2) hacia el bus de CD.

Tabla 3.1: Estado de operación de los interruptores de reconfiguración.

Modos de operación	Mosfet						Topología
	S1	S2	S3	S4	M1	M2	
Modo 1	1	0	0	1	1	0	Boost
Modo 2	1	0	1	0	1	0	
Modo 3	0	1	1	0	0	1	

## 3.2 Análisis de los modos de operación.

### 3.2.1 Modo 1. PV\_1 y PV\_2 en serie – Bus CD.

En este modo de funcionamiento (Figura 3.5), se activan los interruptores S1 y S4, lo que permite la conexión en serie de los paneles PV\_1 y PV\_2 a través del Puerto 1 del convertidor. El Mosfet “M1” actúa como el interruptor controlado, mientras que “D2” funciona como el diodo de conmutación libre.

### CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.

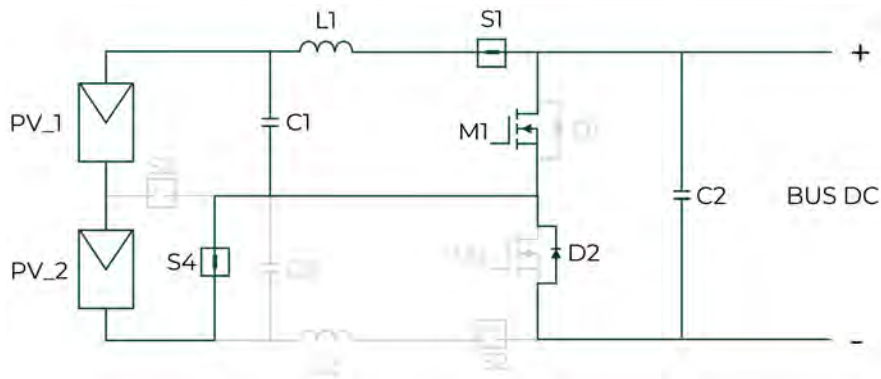


Figura 3.5: Modo 1 de operación: PV\_1 y PV\_2 en serie – Bus CD.

El circuito equivalente para el Modo 1 en el intervalo de tiempo de encendido del Mosfet “M1” se presenta en la Figura 3.6. En este caso, la corriente empieza a fluir desde los paneles PV\_1 y PV\_2 a través del inductor “L1”. Durante este tiempo, “L1” almacena energía y su voltaje es igual a la tensión de entrada ( $V_{PV_{serie}}$ ). Por otro lado el capacitor “C2” está cediendo carga al Bus de CD.

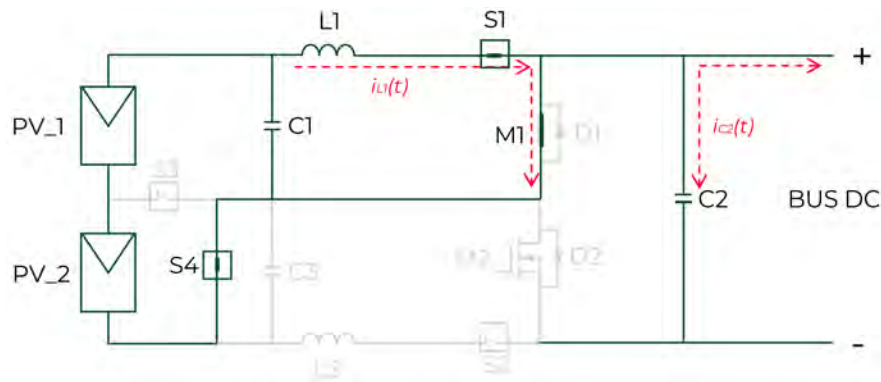


Figura 3.6: Intervalo  $DT_S$  del modo 1 (PV\_1 y PV\_2 en serie – Bus CD).

En el intervalo de tiempo de apagado del Mosfet “M1”, mostrado en la Figura 3.7, la energía almacenada en “L1” se transfiere al Bus de CD y al condensador “C2”.

## CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.

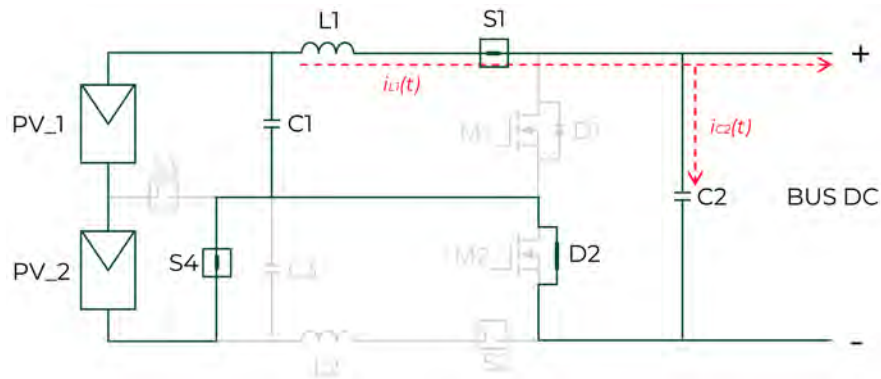


Figura 3.7: Intervalo  $(1 - D) T_S$  del modo 1 (PV\_1 y PV\_2 en serie – Bus CD).

### 3.2.2 Modo 2. PV\_1 – Bus CD.

Para este modo de operación (Figura 3.8), se apaga el interruptor S4, se deja activo el interruptor S1 y se activa el interruptor S3. Esto posibilita la desconexión del panel PV\_2 del Puerto 1 del convertidor, extrayendo energía únicamente del panel PV\_1. El Mosfet “M1” sigue actuando como el interruptor controlado, mientras que “D2” continúa como el diodo de conmutación libre.

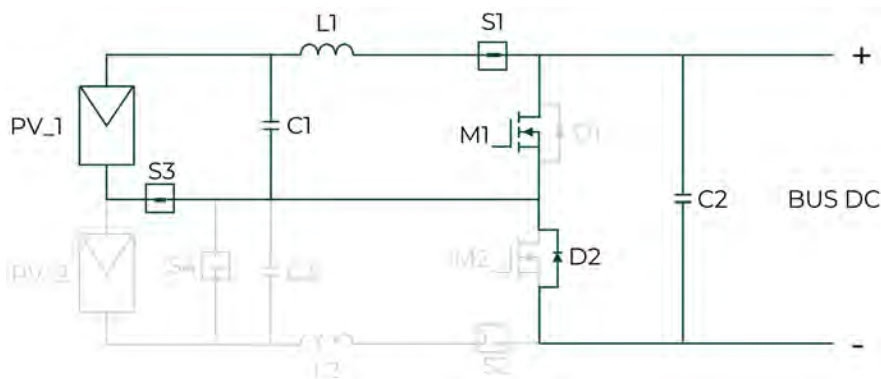


Figura 3.8: Modo 2 de operación: PV\_1 – Bus CD.

El circuito equivalente para el intervalo de encendido del Modo 2, el cual se muestran en la Figura 3.9, opera de forma similar al del Modo 1, pero ahora la corriente fluye desde el panel PV\_1 a través del inductor “L1”, el cual almacena energía y su voltaje es igual a la tensión de entrada ( $V_{PV1}$ ). El capacitor “C2” cede carga al Bus de CD.

## CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.

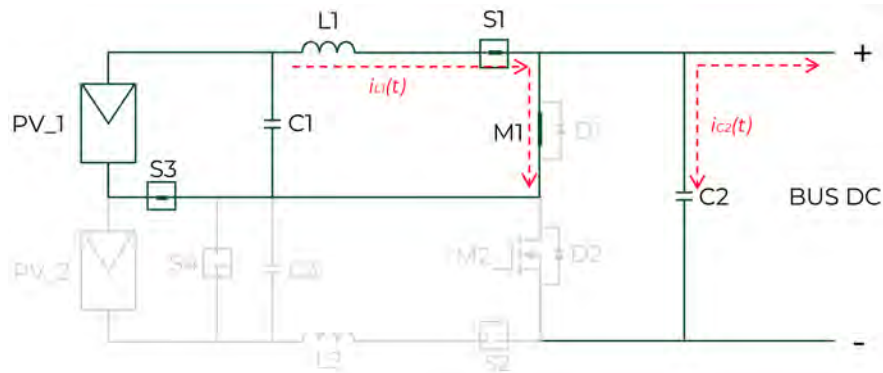


Figura 3.9: Intervalo  $DT_s$  del modo 2 (PV\_1 – Bus CD).

La Figura 3.10 ilustra el intervalo de tiempo de apagado del Mosfet “M1”. Se puede apreciar que la energía almacenada en “L1” es transferida al Bus de CD y al condensador “C2”.

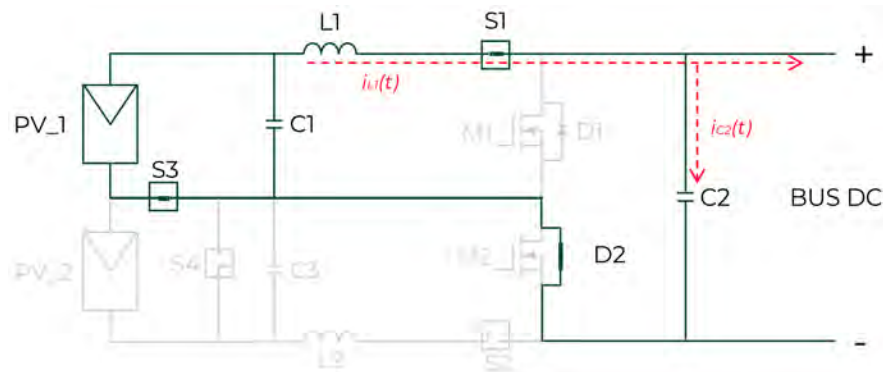


Figura 3.10: Intervalo  $(1 - D)T_s$  del modo 2 (PV\_1 – Bus CD).

### 3.2.3 Modo 3. PV\_2 – Bus CD.

En esta modalidad de operación (Figura 3.11), se ponen en marcha los interruptores S2 y S3, permitiendo la captación de energía desde el panel PV\_2 mediante el Puerto 2 del convertidor. En este escenario, el Mosfet “M2” desempeña la función de interruptor controlado, mientras que “D1” asume como diodo de conmutación libre.



### CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.

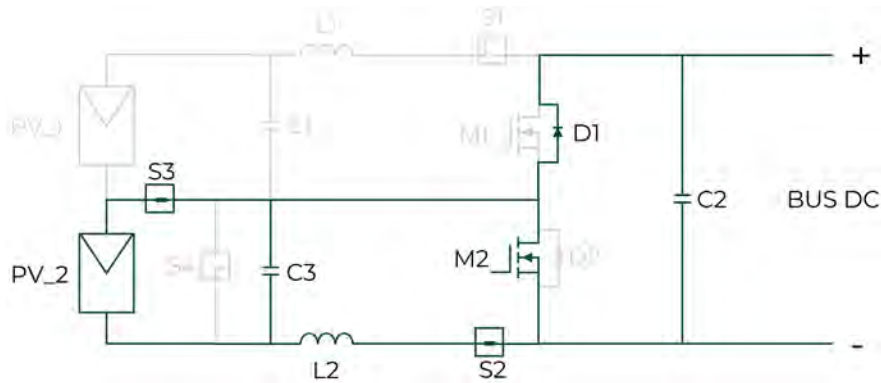


Figura 3.11: Modo 3 de operación: PV\_2 – Bus CD.

La Figura 3.12 muestra el esquema equivalente del intervalo de tiempo de encendido del Mosfet “M2”. Para este modo, la corriente empieza a circular desde el panel PV\_2 a través del inductor “L2”, el cual almacena energía y su voltaje es igual a la tensión de entrada ( $V_{PV_2}$ ). El capacitor “C2” está entregando carga al Bus de CD.

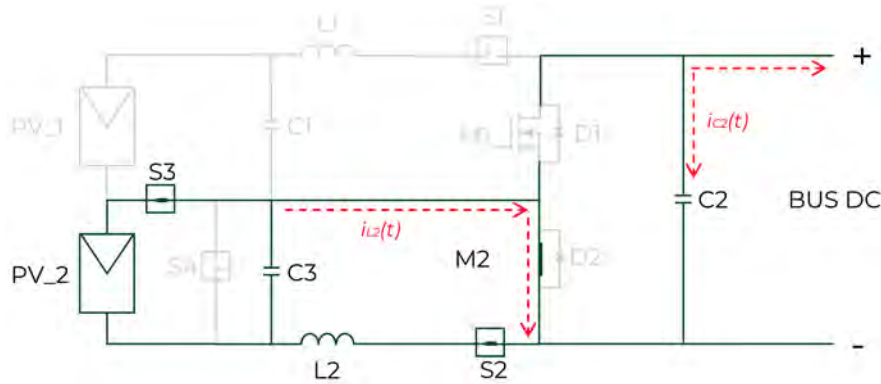


Figura 3.12: Intervalo  $DT_S$  del modo 3 (PV\_2 – Bus CD).

La Figura 3.13 indica el intervalo de tiempo de apagado del Mosfet “M2”. Se observa que la energía almacenada en “L2” es transferida al Bus de CD y al condensador “C2”.

### CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO.

---

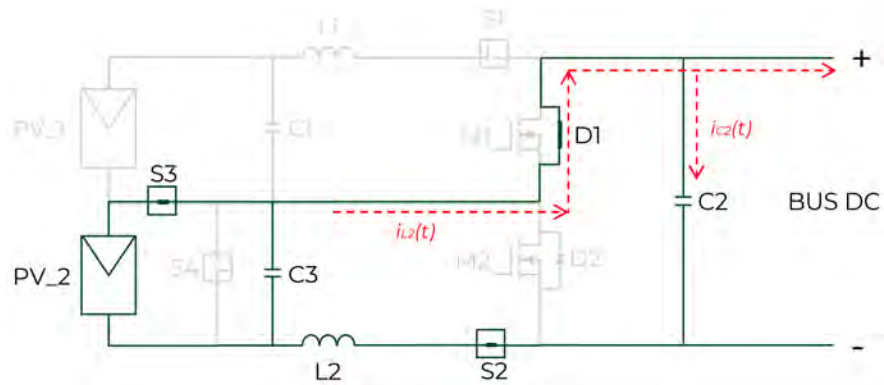


Figura 3.13: Intervalo  $(1 - D) T_S$  del modo 3 (PV\_2 – Bus CD).

Después de llevar a cabo el análisis de los tres modos de operación, se sugiere iniciar la fase de cálculo de los componentes del convertidor para su posterior diseño. Este paso implica la aplicación de las ecuaciones descritas en la sección 2.2.4.7.

## Capítulo IV. Método de solución.

### 4.1 Selección y modelado del panel fotovoltaico.

Para llevar a cabo esta simulación, se utilizan dos paneles solares fotovoltaicos de la marca EPCOM modelo EPL33024, los cuales se reconfiguran según las condiciones de irradiancia. La Tabla 4.1 presenta los parámetros principales del panel EPCOM.

Tabla 4.1: Especificaciones del panel fotovoltaico EPCOM modelo EPL33024.

Parámetro	Valor
Potencia máxima en $STC$ ( $P_{MAX}$ )	330W
Eficacia del módulo	17,01 %
Voltaje de máxima potencia ( $V_{MP}$ )	37,87V
Corriente de máxima potencia ( $I_{MP}$ )	8,71A
Voltaje de circuito abierto ( $V_{OC}$ )	46,79V
Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ )	9,18A
Coefficiente de temperatura de $P_{MAX}$	-0,396 %/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$	-0,31 %/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$ ( $k_I$ )	+0,06 %/°C
Cantidad de células en serie ( $N_S$ )	72
Cantidad de células en paralelo ( $N_P$ )	1
Condiciones Estándar de Prueba ( $STC$ )	1000W/m <sup>2</sup> , 25°C

Con los datos presentados anteriormente, se realiza la simulación con la herramienta *PV-Array* en MATLAB-SIMULINK® para obtener las curvas características de I-V y P-V del panel PV, las cuales son mostradas en la Figura 4.1.

## CAPÍTULO IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN.

---

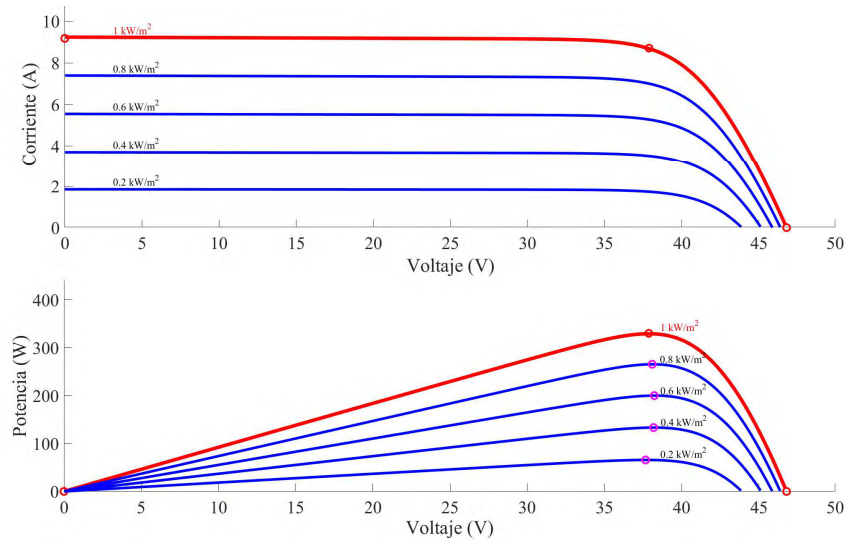


Figura 4.1: Curvas características I-V y P-V del panel fotovoltaico marca EPCOM modelo EPL33024.

Los resultados obtenidos en la Figura 4.1 muestran la veracidad de los datos proporcionados por el fabricante en la ficha técnica del panel EPCOM modelo EPL33024, donde se puede apreciar que para una irradiancia de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  corresponde una potencia de 329.84 W.

### 4.2 Modelado del sombreado parcial.

Para este caso de estudio, se contempla que el panel PV\_1 está expuesto a una radiación solar uniforme de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ . En la Figura 4.2 se muestra el perfil de irradiancia del panel PV\_2, se puede observar que en distintos momentos el panel solar se ve afectado por sombreados parciales, los cuales causan una disminución en la irradiancia. Este enfoque permite una representación detallada y dinámica de las variaciones en la iluminación solar, contribuyendo así a una simulación más precisa y realista del comportamiento del sistema en condiciones variables. Ambos paneles estarán expuestos a una temperatura de  $25^\circ\text{C}$ .

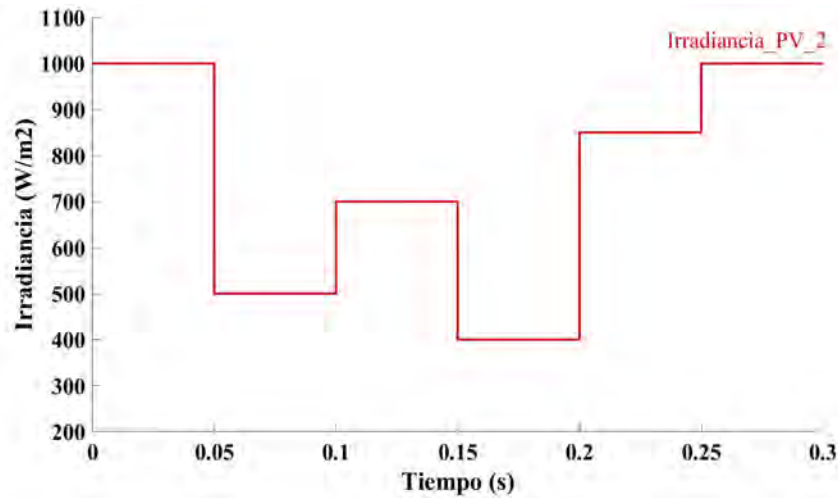


Figura 4.2: Perfil de irradiancia del panel PV\_2.

### 4.3 Diseño del convertidor multipuerto de topología Boost.

Para definir los parámetros que se utilizarán para determinar la magnitud de los componentes, es importante destacar que en aplicaciones de energías renovables, se requiere que la frecuencia de conmutación sea alta para reducir en volumen y masa el convertidor CD-CD. En consecuencia, se utilizará una frecuencia de 100 kHz. Para aplicaciones domésticas se requiere una tensión a la salida del inversor de  $127 V_{CA}$ . Para lograrlo, es necesario contar con un voltaje en el  $BUS_{CD}$  (entrada del inversor) de  $180 V_{CD}$ . En el Modo 1 de operación la mayor tensión de entrada al convertidor es de 75.74 V, ya que ambos paneles operan en serie. En los Modos 2 y 3, donde los paneles operan de manera independiente por cada puerto, el voltaje de entrada es equivalente al de un solo panel. La Tabla 4.2 muestra dichos parámetros.

Tabla 4.2: Parámetros generales del sistema propuesto.

Parámetro	Frecuencia	$V_{BUS}$	$V_{PV}$ (Modo 1)	$V_{PV}$ (Modos 2 y 3)
Valor	100kHz	180V	75.74V	37.87V

## CAPÍTULO IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN.

### 4.3.1 Diseño del convertidor en modo 1 (PV\_1 y PV\_2 en serie – Bus CD).

En la Tabla 4.3 se muestran los parámetros utilizados para el cálculo de los componentes del convertidor en modo 1 de operación.

Tabla 4.3: Parámetros del sistema para el diseño del convertidor en modo 1 de operación.

Parámetro	Voltaje de entrada ( $V_{PV}$ )	Voltaje de salida ( $V_{BUS}$ )	Rizo de corriente ( $\Delta i_{L1}$ )	Rizo de voltaje ( $\Delta v_{C2}$ )
Valor	75.74V	180V	10 %	2 %

Para este modo de operación se calcula la ganancia y el ciclo de trabajo mediante la Ecuación 2.12 y la Ecuación 2.15 respectivamente, dando como resultado este último un valor del 57,92 %.

$$M = \frac{V_{BUS}}{V_{PV}} = \frac{180}{75.76} = 2.3766$$

$$D = 1 - \frac{1}{M} = 1 - \frac{1}{2.3766} = 0.5792$$

El inductor asociado a este modo de operación es “ $L_1$ ”, por lo que se calcula su valor a través de la Ecuación 2.18, dando como resultado  $503.658\mu H$ .

$$\Delta i_L = 0.1 * I_L = 0.1 * 8.71 = 0.871A$$

$$L_1 = \frac{V_{PV} * D}{\Delta i_L * f_{SW}} = \frac{75.74 * 0.5792}{0.871 * 10^5} = 503.658\mu H$$

El capacitor de salida calculado por la Ecuación 2.21, para este modo tiene un valor de  $5.8993\mu F$  y un voltaje máximo igual al del Bus CD.

$$C_2 = \frac{P_{BUS} * D}{V_{BUS} * \Delta V_{C2} * f_{SW}} = \frac{660 * 0.5792}{180 * 3.6 * 10^5} = 5.8993\mu F$$

Para determinar el valor del capacitor de entrada “ $C_1$ ” en paralelo con los paneles PVs, se utiliza la Ecuación 2.22, dando como resultado un valor de  $13.86\mu F$ .

## CAPÍTULO IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN.

$$C_1 = \frac{\sqrt{\left(\frac{\Delta i_{PV}}{\Delta v}\right)^2 - \left(\frac{I_{MPP_{PV}} - I_{SC_{PV}}}{V_{MPP_{PV}}}\right)^2}}{2\pi f_{SW}} = \frac{\sqrt{\left(\frac{0.871}{0.1}\right)^2 - \left(\frac{8.71-9.18}{75.74}\right)^2}}{2 * \pi * 10^5} = 13.86\mu F$$

### 4.3.2 Diseño del convertidor en modo 2 (PV\_1 – Bus CD).

La Tabla 4.4 exhibe los parámetros empleados en la determinación de los componentes del convertidor durante el modo 2 de operación.

Tabla 4.4: Parámetros del sistema para el diseño del convertidor en modo 2 de operación.

Parámetro	Voltaje de entrada ( $V_{PV}$ )	Voltaje de salida ( $V_{BUS}$ )	Rizo de corriente ( $\Delta i_{L1}$ )	Rizo de voltaje ( $\Delta v_{C2}$ )
Valor	37.87V	180V	10 %	2 %

Con los valores de la Tabla 4.4 y realizando el mismo desarrollo anterior de las ecuaciones 2.12, 2.15, 2.18, 2.21 y 2.22, se realiza el cálculo de los componentes del convertidor Boost para este modo de operación, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Valores de los componentes para el modo 2 de operación.

Parámetro	Ganancia	Ciclo de Trabajo	Inductor " $L_1$ "	Capacitor " $C_1$ "	Capacitor " $C_2$ "
Valor	4.7531	0.7896	343.308 $\mu H$	13.72 $\mu F$	4.0211 $\mu F$

### 4.3.3 Diseño del convertidor en modo 3 (PV\_2 – Bus CD).

Dado que en este modo de operación el sistema se comporta de la misma forma que en el modo 2, los parámetros de diseño son iguales y, por tanto, los valores de los componentes serán los mismos. La Tabla 4.6 muestra dichos valores.

## CAPÍTULO IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN.

---

Tabla 4.6: Valores de los componentes para el modo 3 de operación.

Parámetro	Ganancia	Ciclo de Trabajo	de Inductor “ $L_2$ ”	Capacitor “ $C_3$ ”	Capacitor “ $C_2$ ”
Valor	4.7531	0.7896	343.308 $\mu H$	13.72 $\mu F$	4.0211 $\mu F$

### 4.4 Estrategia de control y técnica de reconfiguración propuesta.

La técnica de reconfiguración que se propone está representada en la Figura 4.3 y funciona de la siguiente forma: El sistema fotovoltaico operará inicialmente en Modo 1 (Arreglo de paneles en serie por el Puerto 1 del convertidor). Cuando la diferencia de irradiancia entre ambos paneles sea inferior a  $200W/m^2$ , el sistema seguirá trabajando en Modo 1 de operación. Si esta condición deja de cumplirse, el control desconecta el panel PV\_2 del puerto 1 y el sistema comienza a funcionar en Modo 2 (Extracción de energía del panel PV\_1 por el Puerto 1) durante 5 milisegundos, seguido por el Modo 3 (Extracción de energía del Panel PV\_2 por el Puerto 2) durante otros 5 milisegundos, alternando ambos modos para extraer la energía de cada panel de forma separada por cada puerto del convertidor, con el objetivo de poder extraerle la mayor energía que está generando cada panel. Para evitar el cortocircuito, el tiempo que transcurre entre cada extracción de energía por cada puerto del convertidor es de 5 veces el período ( $50\mu s$ ), el cual llamaremos tiempo muerto (Modo 0).



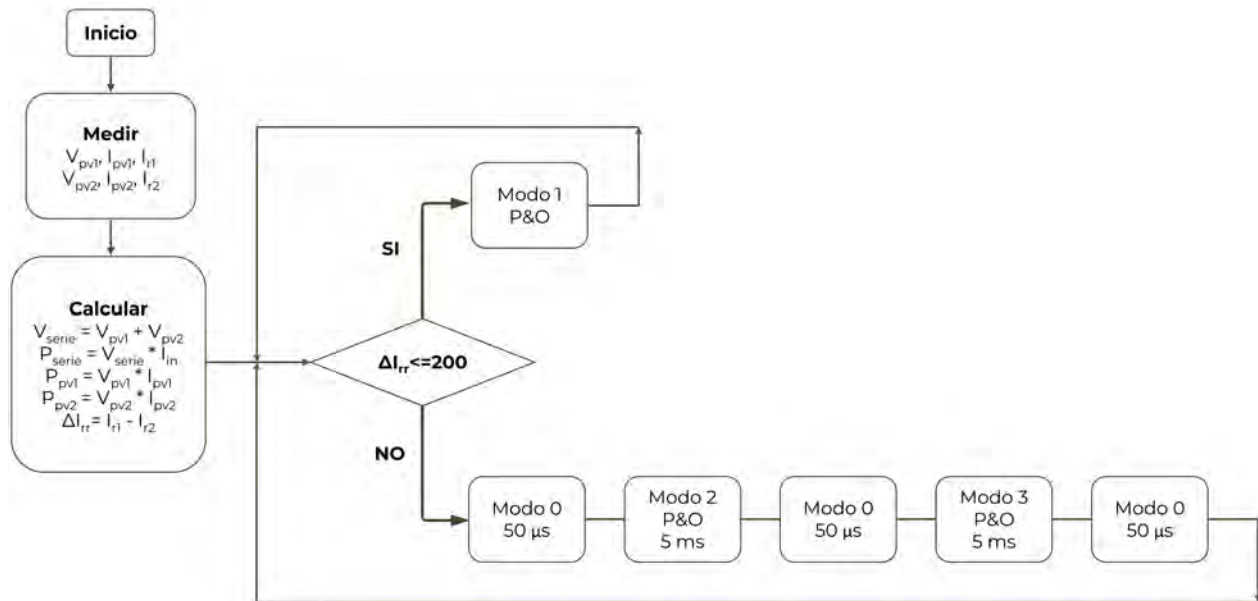


Figura 4.3: Diagrama de flujo de la técnica de reconfiguración a implementar.

## 4.5 Representación del sistema en simulación en MATLAB-SIMULINK®.

Después de obtener las magnitudes de los componentes en cada modo de operación de manera individual, se lleva a cabo una comparación exhaustiva con el propósito de identificar los valores críticos y determinar en qué modo se manifiestan. Como resultado, se observa que los valores máximos de la inductancia “ $L_1$ ” y el capacitor “ $C_2$ ” se presentan en el modo 1, donde la disposición en serie de los paneles contribuye a aumentar la generación de potencia al elevar el voltaje. La Tabla 4.7, resume los valores adecuados de los componentes para la configuración del sistema bajo estudio en cada situación operativa. Este análisis aporta una perspectiva valiosa para el diseño eficiente y la optimización de la capacidad del sistema en distintos escenarios de funcionamiento. La Figura 4.4 representa cómo quedará el sistema en estudio.

## CAPÍTULO IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN.

Tabla 4.7: Valores de los componentes del convertidor multipuerto de topología Boost.

Componente	$L_1$	$L_2$	$C_1$	$C_3$	$C_2$
Valor	$503.658\mu H$	$343.308\mu H$	$13.86\mu F$	$13.72\mu F$	$5.8933\mu F$

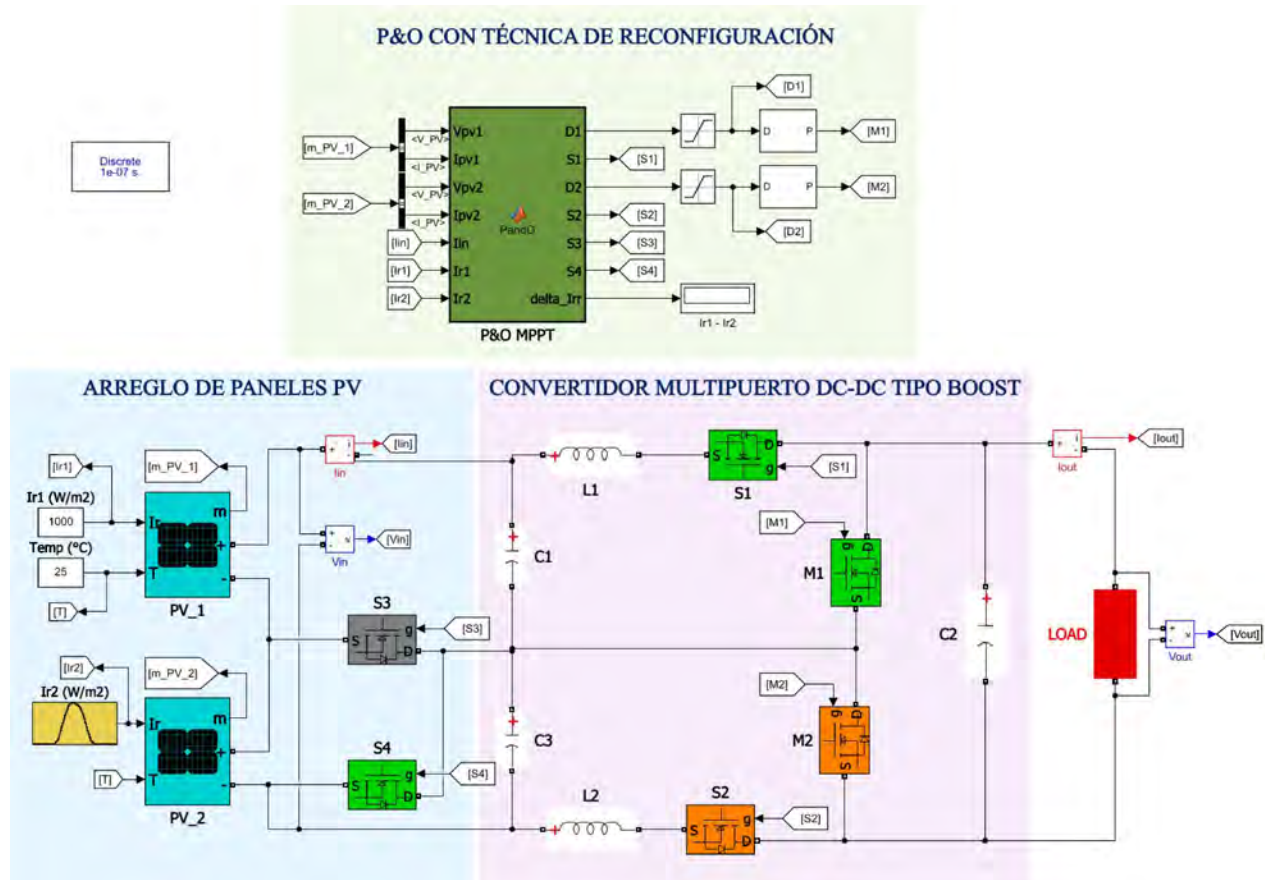


Figura 4.4: Representación del sistema en simulación en MATLAB-SIMULINK®.

## Capítulo V. Simulaciones y resultados.

En esta sección, se exhiben los gráficos derivados del sistema fotovoltaico conectado al convertidor multipuerto CD-CD tipo Boost. Estas representaciones visuales ilustran el ciclo de trabajo determinado por el algoritmo P&O, el instante de activación de los Mosfet M1 y M2 que controlan los puertos del convertidor para extraer la energía de los paneles PV de manera independiente, y se presenta la potencia extraída de dichos paneles. Además, la simulación incorpora radiación solar uniforme y condiciones de sombreado parcial en el panel PV\_2 durante la reconfiguración. Este análisis proporciona una visión detallada y comprehensiva del rendimiento dinámico y eficacia del sistema en diversas condiciones operativas.

### 5.1 Extracción de energía sin técnica de reconfiguración.

En la simulación inicial, se omite la reconfiguración del sistema por lo que ambos paneles están conectados en serie a través del puerto 1 del convertidor. El panel PV\_1 se expone a una radiación solar uniforme de  $1000W/m^2$  a una temperatura de  $25^{\circ}C$  (*STC*). En la Figura 4.2 se muestra la irradiancia incidente en el panel PV\_2 que emula teóricamente el comportamiento de las condiciones de sombreado parcial (PSC), a la misma temperatura. La finalidad de esta simulación es determinar el impacto de las PSC en la extracción de energía de cada panel PV. La Figura 5.1 muestra *a)* Perfil de irradiancia que corresponde a la Figura 4.2 *b)* Potencia extraída del panel PV\_2.

Como se puede observar, la extracción de energía del panel PV\_2 varía conforme va cambiando la irradiancia que incide en él.

## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

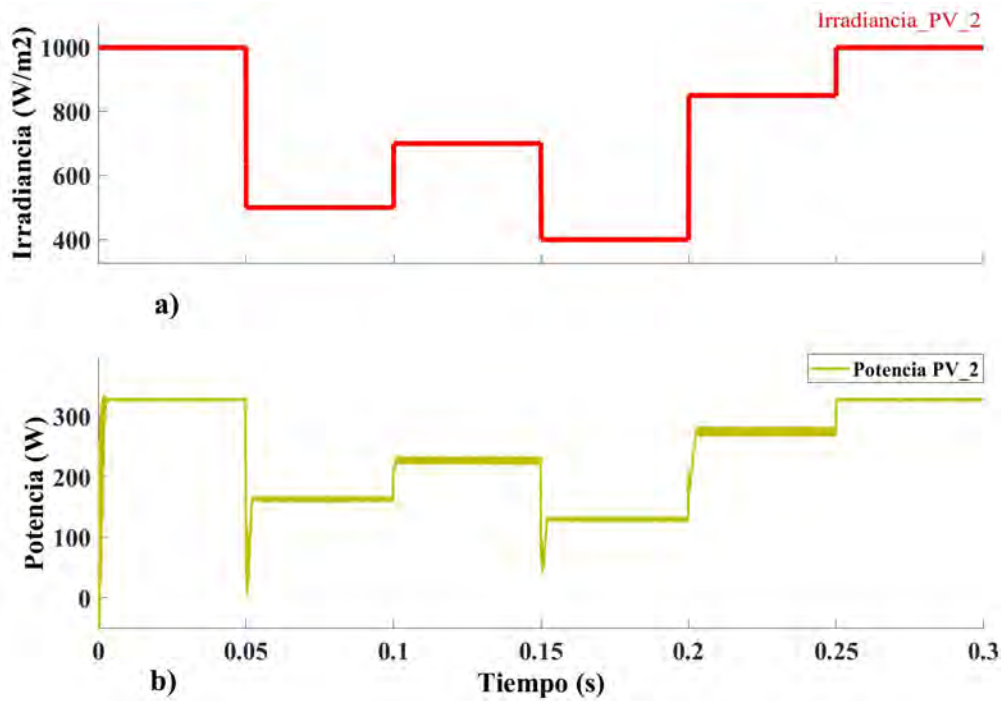


Figura 5.1: a) Perfil de irradiancia que corresponde a la Figura 4.2 b) Potencia extraída del panel PV\_2.

En la Tabla 5.1 se hace una comparación entre la potencia ideal que debería entregar el panel PV\_2 acorde a su irradiancia incidente y la potencia real que le está entregando al sistema, esto con la finalidad de analizar la eficiencia del algoritmo P&O utilizado. Como se aprecia el algoritmo está trabajando de forma eficiente, extrayendo entre el 96.25 y el 99.4% de la máxima energía que se puede extraer de dicho panel en PSC.

Tabla 5.1: Extracción de la energía del panel PV\_2 en sombreado parcial.

Irradiancia de PV_2 ( $W/m^2$ )	Potencia Ideal de PV_2 ( $W$ )	Potencia Real de PV_2 ( $W$ )	Eficiencia de PV_2 (%)
1000	329.84	328.4	99.5
500	166.75	162.5	97.45
700	232.83	224.1	96.25
400	133.24	132.15	99.1
850	281.39	277	98.4
1000	329.84	328.1	99.47

## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

La Figura 5.2 presenta las potencias generadas por la disposición en serie de ambos paneles. Al realizar un análisis detenido, se evidencia una disminución en la potencia generada por el panel PV\_1, que, bajo una irradiancia uniforme de  $1000W/m^2$ , en lugar de generar  $329.84W$ , experimenta una reducción cuando el panel PV\_2 se encuentra bajo condiciones de sombreado parcial.

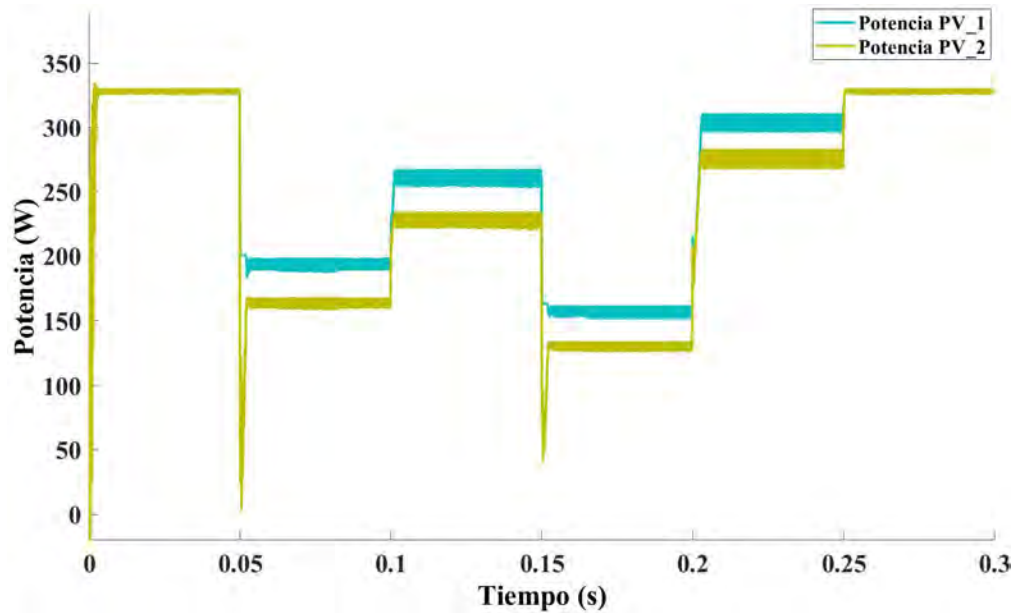


Figura 5.2: Potencias generadas por los paneles PV\_1 y PV\_2 conectados en serie con sombreado parcial en PV\_2.

En la Tabla 5.2, se percibe claramente el impacto en la potencia generada del panel PV\_1 cuando el panel PV\_2 se encuentra sombreado. Se observa que el panel PV\_1, a pesar de estar expuesto a una irradiancia de  $1000W/m^2$ , condición en la cual debería entregar  $327.84W$ , solo proporciona el 47.48 % de esa potencia, experimentando una significativa reducción en la extracción de energía. Este análisis resalta la influencia directa de las condiciones de sombreado parcial en la eficiencia de generación de energía del sistema PV, destacando una disminución notable en la capacidad de extracción de energía del panel PV\_1 bajo estas condiciones específicas.

## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

---

Tabla 5.2: Impacto en la extracción de energía del panel PV\_1 cuando existe sombreado parcial en el Panel PV\_2 .

<b>Irradiancia de PV_2 (<math>W/m^2</math>)</b>	<b>Irradiancia de PV_1 (<math>W/m^2</math>)</b>	<b>Potencia de salida de PV_1 (W)</b>	<b>Eficiencia de PV_1 (%)</b>
1000	1000	328.3	99.5
500	1000	194.6	59
700	1000	267.5	81.1
400	1000	156.6	47.48
850	1000	303.4	92
1000	1000	328.2	99.5

En las Figuras 5.1 *b*) y 5.2 se puede observar que cuando se produce un cambio en la irradiancia del panel PV\_2, se originan picos de caída en la extracción de la energía de los paneles. Esta caída de la potencia se debe a que el algoritmo P&O tarda en adaptarse a las nuevas condiciones de irradiancia. Cuando la irradiancia cambia repentinamente, el algoritmo puede no ajustarse lo suficientemente rápido para optimizar la extracción de energía del panel solar. Esto puede llevar a que el sistema no pueda mantenerse en el punto de máxima potencia y, en consecuencia, la extracción de energía puede caer a cero temporalmente hasta que el algoritmo P&O se adapte a las nuevas condiciones de radiación solar, encuentre nuevamente el punto de máxima potencia y ajuste el ciclo de trabajo del convertidor a las nuevas condiciones del sistema.

La Figura 5.3 ilustra la dinámica del voltaje, la potencia y la corriente en el Bus CD. En las tres representaciones gráficas, es evidente que el algoritmo P&O lleva a cabo la búsqueda del punto de máxima potencia en concordancia con las variaciones en la irradiancia del panel PV\_2 en sombreado parcial. Se destaca una potencia promedio en el Bus de CD de  $488.2W$ , un voltaje promedio de  $153.1V$  y una corriente promedio de  $3.12A$ . Este conjunto de gráficas proporciona una visión integral del rendimiento del sistema durante la adaptación del algoritmo P&O para maximizar la eficiencia de extracción de energía en respuesta a las fluctuaciones de irradiancia del panel PV\_2 sin la reconfiguración del sistema.

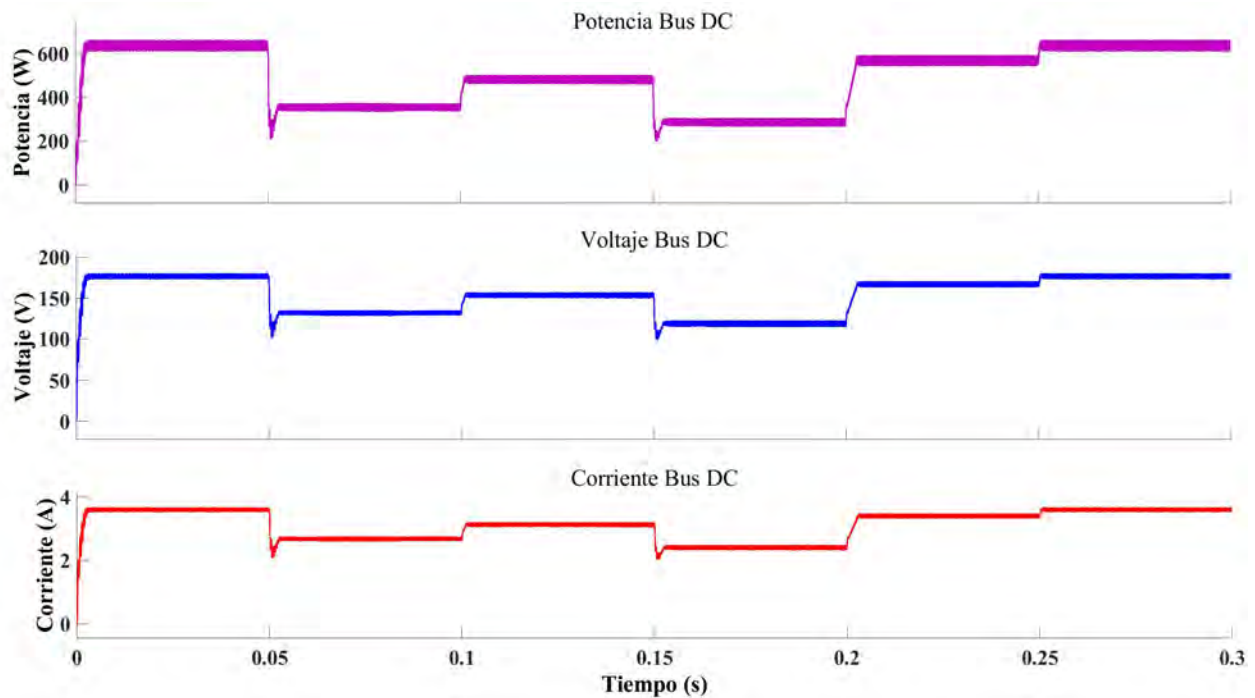


Figura 5.3: Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus CD.

## 5.2 Extracción de energía implementando la técnica de reconfiguración propuesta.

En el presente caso de estudio, se implementará la reconfiguración del sistema PV propuesta en la sección 4.4, la cual consta de separar los paneles fotovoltaicos, manteniendo el panel no sombreado (PV\_1) conectado al puerto 1, mientras que el panel sombreado (PV\_2) se enlaza al puerto 2 del MPC, como se muestra en la Figura 3.2. En este proceso, se extrae la energía de cada panel de forma independiente.

En la Figura 5.4 se observa cómo el algoritmo P&O efectúa el ajuste eficaz de los ciclos de trabajo de los Mosfet M1 y M2 que controlan los puertos del convertidor, a las nuevas condiciones para extraer la máxima potencia. Durante los primeros 50 ms la diferencia de irradiancia entre ambos paneles es inferior a  $200W/m^2$ , lo que induce al sistema a extraer energía en el Modo 1 (paneles fotovoltaicos conectados en serie) de operación. Después de este intervalo de tiempo, se simula un sombreado parcial en el panel PV\_2, de forma tal que esta diferencia de irradiancia es mayor a  $200W/m^2$ . En estas condiciones el control activa

## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

---

la reconfiguración del sistema, extrayendo la energía de los paneles de manera individual, alternando entre el Modo 2 (extracción de energía del panel PV\_1) y Modo 3 (extracción de energía del panel PV\_2) durante 5 ms cada uno.

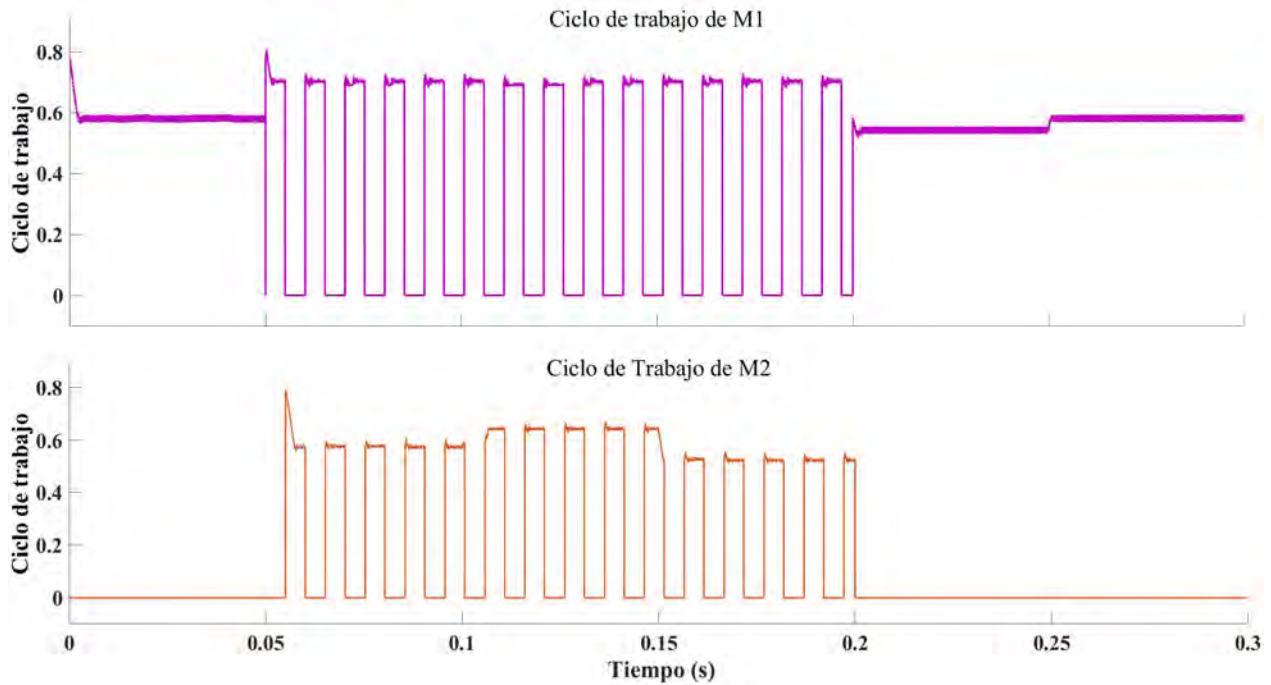


Figura 5.4: Ciclos de trabajo de los Mosfet M1 y M2 con técnica de reconfiguración.

La Figura 5.5 exhibe las potencias generadas por ambos paneles. Al realizar el análisis correspondiente, se observa que la potencia generada por el panel PV\_1 durante los intervalos en los que se le extrae energía (Modo 2) es de  $329.84W$ , el cual corresponde a la irradiancia que recibe ( $1000W/m^2$ ). También se puede observar que el panel PV\_2 entrega la máxima energía correspondiente a la irradiancia que recibe (ver Tabla 5.1).



## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

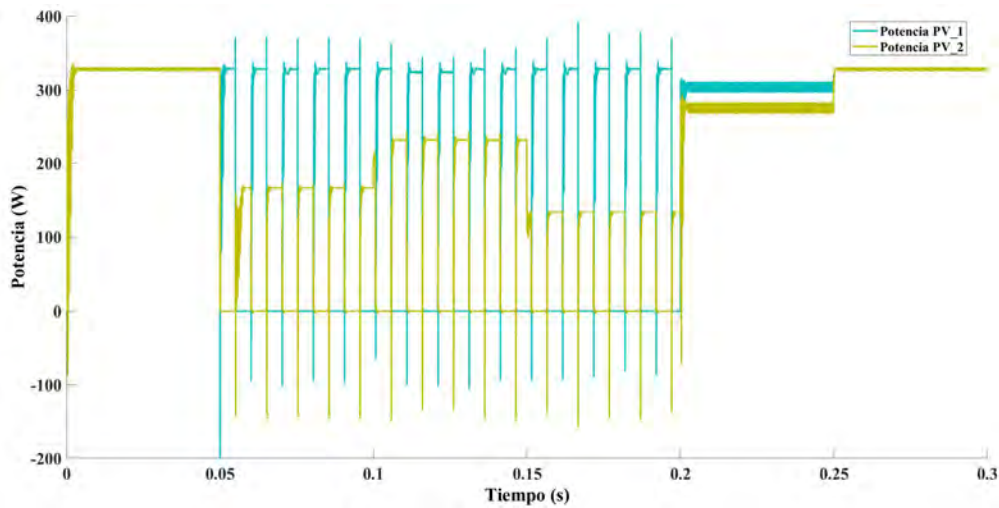


Figura 5.5: Potencias generadas por los paneles PV\_1 y PV\_2 con técnica de reconfiguración con sombreado parcial en PV\_2.

La Figura 5.6 ofrece una visualización de la evolución del voltaje, la potencia y la corriente en el Bus CD con el sistema reconfigurable. Vale la pena destacar la potencia promedio en el Bus CD de  $416.1W$ , el voltaje promedio de  $137.9V$  y la corriente promedio de  $2.18A$ .

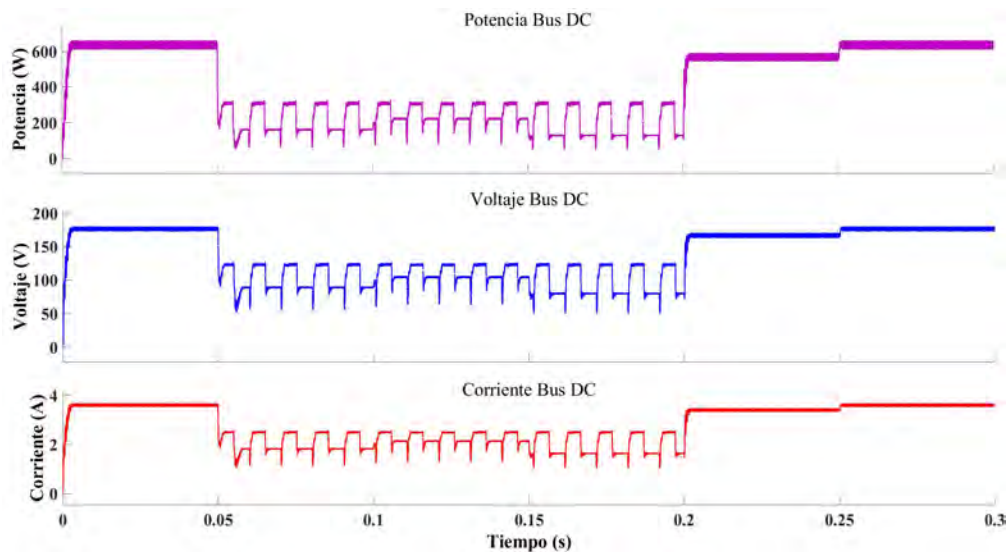


Figura 5.6: Señales de potencia, voltaje y corriente en el Bus CD con técnica de reconfiguración.

Durante el intervalo en el que el panel PV\_2 experimenta sombreado parcial, se observa que la extracción promedio del panel no sombreado (PV\_1) es de  $230W$ , a pesar de estar expuesto

## CAPÍTULO V. SIMULACIONES Y RESULTADOS.

---

a una irradiancia de  $(1000W/m^2)$ . Esto representa una pérdida del 31 % en la extracción de energía de PV\_1. Sin embargo, al implementar la reconfiguración del sistema PV, donde el panel sombreado se conecta al puerto 2 y el no sombreado se mantiene en el puerto 1 del MPC, se logra una extracción de energía del panel PV\_1 de  $329.84W$ , correlacionada con su irradiancia solar uniforme a lo largo de toda la simulación. Este resultado evidencia la eficacia de la estrategia de reconfiguración en mitigar las pérdidas asociadas a las condiciones de sombreado parcial, optimizando así la extracción de energía del sistema PV.

# Capítulo VI. Conclusiones.

## 6.1 Alcance.

En esta investigación se desarrolló el análisis de de una estrategia de reconfiguración dinámica aplicada a un sistema de cosecha de energía solar fotovoltaica mediante la simulación en MATLAB-SIMULINK®. La estrategia propuesta está compuesta por un Convertidor Multipuerto y una técnica de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia diseñada para Condiciones de Sombreado Parcial, la cual se centró en optimizar el rendimiento del conjunto de paneles solares fotovoltaicos. El estudio se enfocó en evaluar cómo esta estrategia podría mejorar la eficiencia y la capacidad de extracción de energía del sistema en presencia de sombreado parcial, utilizando simulaciones para analizar su viabilidad y efectividad en diversas condiciones de sombreado.

## 6.2 Conclusiones.

En esta investigación se implementó una nueva técnica de reconfiguración dinámica en un sistema fotovoltaico. La estrategia consistió en la separación eficiente del panel afectado por el sombreado parcial mediante el uso de un convertidor multipuerto DC-DC de topología Boost de dos entradas y una salida, respaldado por el algoritmo P&O para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles PV.

La técnica de reconfiguración propuesta se validó mediante escenarios de simulación en la plataforma MATLAB-SIMULINK®, donde se compararon las condiciones de funcionamiento del sistema tanto en situaciones de irradiancia normal como en sombreado parcial.

Durante el proceso de simulación de escenarios se observó que para garantizar una reconfiguración efectiva, es crucial tener en cuenta diversas variables, siendo una de las más relevantes el modo de operación 0. En este modo se determina el tiempo a considerar entre las entradas en operación de los puertos del convertidor. Una determinación inadecuada de este parámetro podría desencadenar cortocircuitos y afectar significativamente el rendimiento

## CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.

---

del sistema.

Los resultados obtenidos resaltan la eficacia de la técnica de reconfiguración propuesta, logrando la recuperación de las pérdidas de potencia, representadas en un 31 % de la capacidad del panel no sombreado bajo sombreado parcial. Este éxito se extendió al escenario donde los paneles operan sin sombreado, funcionando en serie y mejorando simultáneamente la extracción de energía en ambos casos. Además, con esta técnica en teoría se espera que mejore la vida útil de los paneles PV ya que se reduce el efecto de punto caliente y al permitir adaptar la configuración del sistema PV a condiciones cambiantes, se reduce la tensión y la carga en los componentes del sistema, contribuyendo a una operación más eficiente y prolongada.

### 6.3 Originalidad.

La introducción de una técnica de reconfiguración dinámica para abordar los desafíos asociados con el sombreado parcial en sistemas PV. La implementación de un convertidor multipuerto DC-DC de topología Boost con dos entradas y una salida, respaldado por el algoritmo Perturbar y Observar (P&O), permite la separación eficiente de paneles afectados y no afectados, maximizando la extracción de energía en ambas condiciones. La originalidad del enfoque, validado mediante simulaciones, reside en su capacidad para adaptarse dinámicamente a las condiciones cambiantes, ofreciendo una solución versátil y eficaz para mejorar la eficiencia de los sistemas PV.

### 6.4 Aportaciones.

Con este trabajo se aporta una metodología para la reconfiguración de un sistema PV utilizando convertidores multipuertos en conjunto de una estrategia de control para el seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles cuando ocurre un sombreado parcial, para poder extraer la máxima energía generada por el sistema.

### 6.5 Trabajos futuros.

La investigación presentada ofrece una perspectiva innovadora sobre la optimización de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones de sombreado parcial utilizando convertidores multipuerto. Sin embargo, aún existen áreas de estudio y desarrollo que pueden ser exploradas

## CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.

---

en trabajos futuros para mejorar aún más la eficiencia y la aplicabilidad práctica de estas técnicas. Las actividades futuras propuestas son:

1. Investigar más a fondo el impacto de la reconfiguración dinámica en la vida útil y la durabilidad de los paneles fotovoltaicos.
2. Integrar la metodología propuesta con sistemas de almacenamiento de energía para maximizar la utilización de la energía generada.
3. Investigar la implementación de algoritmos de control más avanzados para una optimización aún más precisa y rápida del sistema en respuesta a cambios en las condiciones ambientales.
4. Validar la metodología propuesta con sistemas de mayor dimensionamiento de paneles PV y determinar en cuál escenario es más adecuado su uso.

Estos trabajos futuros podrían contribuir significativamente a la evolución y el avance de la tecnología fotovoltaica, impulsando su adopción en una variedad de aplicaciones y entornos.

# Referencias

- [1] T. Güney, «Renewable energy, non-renewable energy and sustainable development,» *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, vol. 26, n.º 5, págs. 389-397, 2019, ISSN: 1350-4509.
- [2] Y. Zhu y W. Xiao, «A comprehensive review of topologies for photovoltaic I–V curve tracer,» *Solar Energy*, vol. 196, págs. 346-357, 2020, ISSN: 0038-092X.
- [3] M. A. A. Mamun, M. Hasanuzzaman y J. Selvaraj, «Experimental investigation of the effect of partial shading on photovoltaic performance,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, n.º 7, págs. 912-921, 2017, ISSN: 1752-1416.
- [4] A. Mehiri, A.-K. Hamid y S. Almazrouei, «The effect of shading with different PV array configurations on the grid-connected PV system,» en *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, IEEE, 2017, págs. 1-6, ISBN: 1538628473.
- [5] H. S. Maldonado, «Convertidor Forward Multientrada para Aplicaciones de Cosecha de Energía Fotovoltaica,» Tesis de Maestría, Tecnológico Nacional de México, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico., 2017.
- [6] G. L. Salazar, «Convertidor CD/CD Multientrada, basado en flyback, con aplicaciones en Energía Renovable,» Tesis de Maestría, Tecnológico Nacional de México, Instituto Tecnológico de Celaya, 2017.
- [7] I. A. P. Jiménez, «Topología tres puertos para cosecha y almacenamiento de energía basado en un convertidor Cuk,» Tesis de Maestría, Tecnológico Nacional de México, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 2020.
- [8] K. H. Lakshika, M. K. S. Boralessa, M. K. Perera, D. P. Wadduwage, V. Saravanan y K. M. U. Hemapala, «Reconfigurable solar photovoltaic systems: A review,» *Heliyon*, vol. 6, n.º 11, págs. 1-18, 2020, ISSN: 2405-8440.
- [9] B. Dhanalakshmi y N. Rajasekar, «A novel competence square based PV array reconfiguration technique for solar PV maximum power extraction,» *Energy conversion and management*, vol. 174, págs. 897-912, 2018, ISSN: 0196-8904.

## REFERENCIAS

---

- [10] S. Rezazadeh, A. Moradzadeh, K. Pourhossein, B. Mohammadi-Ivatloo y F. P. García Márquez, «Photovoltaic array reconfiguration under partial shading conditions for maximum power extraction via knight's tour technique,» *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, págs. 1-23, 2022, ISSN: 1868-5137.
- [11] S. Rezazadeh, A. Moradzadeh, K. Pourhossein, M. Akrami, B. Mohammadi-Ivatloo y A. Anvari-Moghaddam, «Photovoltaic array reconfiguration under partial shading conditions for maximum power extraction: A state-of-the-art review and new solution method,» *Energy Conversion and Management*, vol. 258, pág. 115 468, 2022, ISSN: 0196-8904.
- [12] M. Sharma, S. Pareek y K. Singh, «An efficient power extraction using artificial intelligence based machine learning model for SPV array reconfiguration in solar industries,» *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 129, pág. 107 516, 2024, ISSN: 0952-1976.
- [13] R. K. Pachauri y J. G. Singh, «Successive rotation approach based novel game puzzles for higher shade dispersion of PV array systems under non-uniform irradianations,» *Energy Conversion and Management*, vol. 276, pág. 116 505, 2023, ISSN: 0196-8904.
- [14] A. Fathy, D. Yousri, T. S. Babu y H. Rezk, «Triple X Sudoku reconfiguration for alleviating shading effect on total-cross-tied PV array,» *Renewable Energy*, vol. 204, págs. 593-604, 2023, ISSN: 0960-1481.
- [15] V. K. Yadav, A. D. Behera, R. Singh, A. Maheshwari, S. Ghosh y A. Prakash, «A novel PV array reconfiguration technique based on circular array data structure,» *Energy*, vol. 283, pág. 128 505, 2023, ISSN: 0360-5442.
- [16] D. Katiki, C. Yammani y S. R. Salkuti, «Improved-Odd-Even-Prime Reconfiguration to Enhance the Output Power of Rectangular Photovoltaic Array under Partial Shading Conditions,» *Electronics*, vol. 12, n.º 2, pág. 427, 2023, ISSN: 2079-9292.
- [17] A. M. Ajmal, V. K. Ramachandaramurthy, A. Naderipour y J. B. Ekanayake, «Comparative analysis of two-step GA-based PV array reconfiguration technique and other reconfiguration techniques,» *Energy Conversion and Management*, vol. 230, pág. 113 806, 2021, ISSN: 0196-8904.

## REFERENCIAS

---

- [18] V. Narayanaswamy, R. Ayyanar, C. Tepedelenlioglu, D. Srinivasan y A. Spanias, «Optimizing Solar Power Using Array Topology Reconfiguration With Regularized Deep Neural Networks,» *IEEE Access*, págs. 7461-7470, 2023, ISSN: 2169-3536.
- [19] L. Bouselham, A. Rabhi, B. Hajji y A. Mellit, «Photovoltaic array reconfiguration method based on fuzzy logic and recursive least squares: An experimental validation,» *Energy*, vol. 232, pág. 121 107, 2021, ISSN: 0360-5442.
- [20] H. Rezk, A. Fathy y M. Aly, «A robust photovoltaic array reconfiguration strategy based on coyote optimization algorithm for enhancing the extracted power under partial shadow condition,» *Energy Reports*, vol. 7, págs. 109-124, 2021, ISSN: 2352-4847.
- [21] M. Sheryar, F. Umer, A. Muhammad y Z. Rashid, «Reconfiguration and Analysis of PV Array based on Particle Swarm Optimization of Solar Plant,» *Electrical, Control and Communication Engineering*, vol. 18, n.º 1, págs. 18-26, 2022.
- [22] D. Yousri, T. S. Babu, E. Beshr, M. B. Eteiba y D. Allam, «A robust strategy based on marine predators algorithm for large scale photovoltaic array reconfiguration to mitigate the partial shading effect on the performance of PV system,» *IEEE Access*, vol. 8, págs. 112 407-112 426, 2020, ISSN: 2169-3536.
- [23] X. Fang y Q. Yang, «Dynamic reconfiguration of photovoltaic array for minimizing mismatch loss,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 191, pág. 114 160, 2024, ISSN: 1364-0321.
- [24] K. S. Kumar y P. W. David, «Performance analysis of winnowing dynamic reconfiguration in partially shaded solar photovoltaic system,» *Solar Energy*, vol. 268, pág. 112 309, 2024, ISSN: 0038-092X.
- [25] A. Fathy, D. Yousri, T. S. Babu, H. Rezk y H. S. Ramadan, «An enhanced reconfiguration approach for mitigating the shading effect on photovoltaic array using honey badger algorithm,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 57, pág. 103 179, 2023, ISSN: 2213-1388.
- [26] X. Zhang, D. Meng, W. Li, T. Yu, Z. Fan y Z. Hao, «Evolutionary based Pareto optimization algorithms for bi-objective PV array reconfiguration under partial shading conditions,» *Energy Conversion and Management*, vol. 271, pág. 116 308, 2022, ISSN: 0196-8904.



## REFERENCIAS

---

- [27] B. Aljafari, P. R. Satpathy y S. B. Thanikanti, «Partial shading mitigation in PV arrays through dragonfly algorithm based dynamic reconfiguration,» *Energy*, vol. 257, pág. 124795, 2022, ISSN: 0360-5442.
- [28] M. Alanazi, A. Fathy, D. Yousri y H. Rezk, «Optimal reconfiguration of shaded PV based system using African vultures optimization approach,» *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, n.º 12, págs. 12159-12185, 2022, ISSN: 1110-0168.
- [29] A. Hema Chander y L. Kumar, «MIC for reliable and efficient harvesting of solar energy,» *IET Power Electronics*, vol. 12, n.º 2, págs. 267-275, 2019, ISSN: 1755-4535.
- [30] H. I. Cristian y M. Raducu, «Energy efficiency analysis of various topologies, control techniques and technologies used for photovoltaic panels Part I: On the PV modeling and problem of extracting the maximum power,» en *Proceedings of the 2014 6th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, IEEE, 2014, págs. 23-28, ISBN: 1479954799.
- [31] D. Kolantla, S. Mikkili, S. R. Pendem y A. A. Desai, «Critical review on various inverter topologies for PV system architectures,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, n.º 17, págs. 3418-3438, 2020, ISSN: 1752-1416.
- [32] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen y F. Blaabjerg, «A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules,» *IEEE transactions on industry applications*, vol. 41, n.º 5, págs. 1292-1306, 2005, ISSN: 0093-9994.
- [33] D. Petreuş, C. Fărcaş e I. Ciocan, «Modelling and simulation of photovoltaic cells,» *Acta Technica Napocensis-Electronics and Telecommunications*, vol. 49, n.º 1, págs. 42-47, 2008.
- [34] J. Park, H.-g. Kim, Y. Cho y C. Shin, «Simple modeling and simulation of photovoltaic panels using Matlab/Simulink,» *Advanced Science and Technology Letters*, vol. 73, n.º 14, págs. 147-155, 2014.
- [35] E. Granda-Gutiérrez, O. Orta, J. Díaz-Guillén, M. Jimenez, M. Osorio y M. González, «Modelado y simulación de celdas y paneles solares,» en *Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica*, vol. 35, 2013, págs. 17-22.
- [36] S. Pukhrem, «A photovoltaic panel model in matlab/simulink,» *Dublin Institute of Technology, Faculty of Electrical Engineering*, 2013.

## REFERENCIAS

---

- [37] A. Bidram, A. Davoudi y R. S. Balog, «Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, n.º 4, págs. 532-546, 2012, ISSN: 2156-3381.
- [38] B. Yang, T. Yu, X. Zhang et al., «Dynamic leader based collective intelligence for maximum power point tracking of PV systems affected by partial shading condition,» *Energy Conversion and Management*, vol. 179, págs. 286-303, 2019, ISSN: 0196-8904.
- [39] M. H. Zafar, N. M. Khan, A. F. Mirza y M. Mansoor, «Bio-inspired optimization algorithms based maximum power point tracking technique for photovoltaic systems under partial shading and complex partial shading conditions,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 309, pág. 127 279, 2021, ISSN: 0959-6526.
- [40] V. R. Kolluru, R. K. Patjoshi y R. Panigrahi, «A comprehensive review on maximum power tracking of a photovoltaic system under partial shading conditions,» *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, n.º 1, págs. 175-186, 2019.
- [41] M. Sarvi y A. Azadian, «A comprehensive review and classified comparison of MPPT algorithms in PV systems,» *Energy Systems*, vol. 13, n.º 2, págs. 281-320, 2022, ISSN: 1868-3967.
- [42] K. V. G. Raghavendra, K. Zeb, A. Muthusamy et al., «A comprehensive review of DC–DC converter topologies and modulation strategies with recent advances in solar photovoltaic systems,» *Electronics*, vol. 9, n.º 1, pág. 31, 2019, ISSN: 2079-9292.
- [43] A. Ali, K. Almutairi, S. Padmanaban et al., «Investigation of MPPT techniques under uniform and non-uniform solar irradiation condition—a retrospection,» *IEEE Access*, vol. 8, págs. 127 368-127 392, 2020, ISSN: 2169-3536.
- [44] A. B. Kebede y G. B. Worku, «Comprehensive review and performance evaluation of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system,» *Global Energy Interconnection*, vol. 3, n.º 4, págs. 398-412, 2020, ISSN: 2096-5117.
- [45] T. S. Babu, D. Yousri y K. Balasubramanian, «Photovoltaic array reconfiguration system for maximizing the harvested power using population-based algorithms,» *IEEE Access*, vol. 8, págs. 109 608-109 624, 2020, ISSN: 2169-3536.
- [46] S. Krishnan G, S. Kinattungal, S. P. Simon y P. S. R. Nayak, «MPPT in PV systems using ant colony optimisation with dwindling population,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, n.º 7, págs. 1105-1112, 2020, ISSN: 1752-1416.

## REFERENCIAS

---

- [47] M. A. Husain, A. Tariq, S. Hameed, M. S. B. Arif y A. Jain, «Comparative assessment of maximum power point tracking procedures for photovoltaic systems,» *Green Energy & Environment*, vol. 2, n.º 1, págs. 5-17, 2017, ISSN: 2468-0257.
- [48] N. Karami, N. Moubayed y R. Outbib, «General review and classification of different MPPT Techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, págs. 1-18, 2017, ISSN: 1364-0321.
- [49] S. J. Al-Chlaihawi, «Comparative study of the multiport converter used in renewable energy systems,» en *2016 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, IEEE, 2016, págs. 1-6, ISBN: 146738562X.
- [50] P. M. Kishore y R. Bhimasingu, «A non-isolated single stage three-port converter for hybrid microgrid applications,» en *2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*, IEEE, 2016, págs. 1-6, ISBN: 1509034986.
- [51] M. Mihaescu, «Applications of multiport converters,» *Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science*, vol. 2, n.º 1, págs. 13-18, 2016, ISSN: 2668-8476.
- [52] A. H. Chander, L. K. Sahu y P. T. Bankupalli, «Review on general architecture and selection of multiple input converters,» en *2020 First International Conference on Power, Control and Computing Technologies (ICPC2T)*, IEEE, 2020, págs. 240-245, ISBN: 1728149975.
- [53] Z. Rehman, I. Al-Bahadly y S. Mukhopadhyay, «Multiinput DC–DC converters in renewable energy applications—An overview,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, págs. 521-539, 2015, ISSN: 1364-0321.
- [54] A. Affam, Y. M. Buswig, A.-K. B. H. Othman, N. B. Julai y O. Qays, «A review of multiple input DC-DC converter topologies linked with hybrid electric vehicles and renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, pág. 110 186, 2021, ISSN: 1364-0321.
- [55] X.-F. Cheng, C. Liu, D. Wang e Y. Zhang, «State-of-the-art review on soft-switching technologies for non-isolated DC-DC converters,» *IEEE Access*, 2021, ISSN: 2169-3536.
- [56] W. Xiao, N. Ozog y W. G. Dunford, «Topology study of photovoltaic interface for maximum power point tracking,» *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 54, n.º 3, págs. 1696-1704, 2007, ISSN: 0278-0046.

## REFERENCIAS

---

- [57] J. L. S. Perales, «Cargador de Baterías a Partir de Celdas Solares Basado en el Convertidor CUK,» Tesis de Maestría, Tecnológico Nacional de México, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 2015.

# Apéndice

## Apéndice A. Productividad académica.



Memorias del 2023 Congreso Nacional de Control Automático  
25-27 de Octubre, 2023. Acapulco, Guerrero, México.  
Copyright© AMCA, ISSN: 2594-2492

### Analysis of a Multiport DC/DC Converter used for energy extraction from a photovoltaic system.

L. I. de los Reyes-Suárez\*, A. E. Mares-Gardea\*\*, J. García-Morales\*\*, M. Adam-Medina\*\*,  
M. Cervantes-Bobadilla\*\*\*, G. V. Guerrero-Ramírez\*\*

\* Posgrado del Tecnológico Nacional de México/Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico,  
Int. Internado Palmira S/N, Palmira, C.P. 62490 Cuernavaca, Morelos, México

\*\* Tecnológico Nacional de México/Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico,  
Int. Internado Palmira S/N, Palmira, C.P. 62490 Cuernavaca, Morelos, México

\*\*\* Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas (CICAp-IICBA)/UAEM,  
Av. Universidad 1001, Chamilpa, 62209 Cuernavaca, Morelos, México

**Abstract:** In this paper, a simulation analysis of a multiport DC/DC converter with Boost topology has been carried out. The converter topology consists of two inputs and one output. This analysis aims to obtain the first version to cope with partial shading in a PV system using a multiport converter. The analysis shows the multiport converter's functionality to track the maximum power point of the two PV panels using the Perturb and Observe (P&O) algorithm in normal irradiance conditions and partial shading situations. A switching time of the switches was established to perform individual power extraction from each panel connected to each port individually. These findings will contribute to the feasibility of the proposed methodology for efficient energy extraction using multiport converters as another alternative to cope with partial shading.

**Keywords:** PV systems, multiport converter, Boost, MPPT, P&O, partial shading, Simulink.

## 1. INTRODUCCIÓN

El uso de las energías renovables ha logrado gran impacto en el bienestar de la humanidad por su riqueza inagotable y, al encontrarse en cualquier parte de nuestro planeta, son más accesibles para las personas con bajos recursos (Güney, 2019). En el año 2021, el 29.5 % de la energía generada en México provino de fuentes limpias, presentando un incremento del 2.9% respecto al año 2020. Por su parte, la generación fotovoltaica total durante el año 2021, representó el 6.15% de la generación total de energía eléctrica, percibiendo un incremento del 27.5% respecto a la generación fotovoltaica total de 2020 (SENER, 2022). Como se puede apreciar la generación solar fotovoltaica en los últimos años está experimentando un incremento exponencial, sin embargo, entre sus principales limitaciones se encuentra su dependencia de las condiciones ambientales, propiedad no lineal y disponibilidad intermitente (Zhu & Xiao, 2020). En particular el sombreado parcial derivado de obstáculos como árboles, edificios, nubes y la acumulación de polvo, son elementos que influyen en la cantidad de energía generada por los sistemas fotovoltaicos.

Para abordar el problema del sombreado parcial se han utilizado técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), diodos de derivación y reconfiguración del campo fotovoltaico. Debido al impacto que tiene la generación fotovoltaica en la matriz energética actual, este trabajo está enfocado en desarrollar

otra alternativa para solucionar esta problemática, empleando un convertidor DC/DC multipuerto con topología Boost, con el fin de extraer la máxima energía de dos paneles fotovoltaicos utilizando el algoritmo Perturbar y Observar (P&O) en condiciones normales de irradiancia y situaciones de sombra parcial.

A continuación, se describen las etapas que componen el sistema de cosecha de energía solar fotovoltaico en estudio. Posteriormente se analiza y valida el comportamiento de un convertidor multipuerto DC/DC controlado por el algoritmo P&O para extraer la potencia de los paneles fotovoltaicos conectados por cada puerto del convertidor en condiciones de irradiancia solar uniforme y no uniforme.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Panel solar fotovoltaico.

Una célula fotovoltaica está formada por una unión p-n, dos electrodos, una rejilla conductora y un revestimiento antirreflectante. Estas células realizan la función de convertir directamente la radiación solar en energía eléctrica, basándose en el efecto fotovoltaico. La tensión generada por una célula fotovoltaica suele ser inferior a 0,6 V y no es suficiente para las aplicaciones prácticas. Por tal motivo, estas células se conectan en serie para obtener tensiones más elevadas y en paralelo para conseguir una mayor corriente. El conjunto de células fotovoltaicas conectadas en serie y en



## Solar Energy Harvesting under Partial Shading Conditions through a Reconfiguration Strategy Using a Multi-Port DC-DC Converter.

L. I. de los Reyes-Suárez<sup>a</sup>, G. V. Guerrero-Ramírez<sup>b</sup>, A. E. Mares-Gardea<sup>b</sup>, M. Cervantes-Bobadilla<sup>b,1</sup>, M. Adam-Medina<sup>b</sup>, J. García-Morales<sup>b,1</sup>

<sup>a</sup>Posgrado del Tecnológico Nacional de México/Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Int. Internado Palmira S/N, Palmira, Cuernavaca, 62490, Morelos, México

<sup>b</sup>Tecnológico Nacional de México/Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Int. Internado Palmira S/N, Palmira, Cuernavaca, 62490, Morelos, México

### Abstract

In the current context, renewable energy has acquired great importance in the search for sustainable solutions to global energy needs. Within this scenario, solar photovoltaics (PV) stand out as an essential source, supporting the transition to a cleaner and more efficient energy system. Despite notable advances in PV technology, their limitations substantially challenge solar energy harvesting efficiency. Owing to its negative consequences, partial shading has motivated the search for innovative and practical solutions to improve the performance of PV systems. This research explicitly addresses these limitations by proposing a reconfigurable system using a multi-port converter to extract the energy generated by shaded and unshaded panels independently by implementing a reconfiguration strategy using the Perturb and Observe (P&O) technique. The results of the reconfiguration strategy are encouraging since 31% of the energy extracted from the unshaded panels is recovered when the system is in the presence of partial shade. This breakthrough contributes to the optimization of the efficiency of PV systems. This highlights the feasibility and effectiveness of the proposed strategy as a concrete solution to the current challenges in the solar energy field.

*Keywords:* Photovoltaic reconfiguration, Partial shading, Multi-Port Converter, MPPT

### 1. Introduction.

Renewable energy has profoundly impacted global welfare owing to its inexhaustible wealth, making it a more accessible option for low-income communities worldwide [1]. This significantly contributes to the fight against climate change by eliminating greenhouse gas emissions, thus strengthening their position as fundamental pillars of a sustainable future accessible to all [2]. In particular, solar PV generation has experienced an exponential increase in recent years [3]. However, the main limitations of solar PV generation are its dependence on environmental conditions, its non-linear property, and the intermittent availability of

solar radiation due to partial shading conditions (PSC) [4]. Innovative solutions, such as maximum power point tracking (MPPT) techniques, bypass diodes, and PV field reconfiguration, have emerged to minimize these problems.


PV system reconfiguration is carried out to optimize the performance of the existing system. This optimization involves maximizing the system's power generation, reducing the adverse effects of intermittent solar irradiance, and minimizing losses due to electrical or impedance mismatches. These problems can arise owing to various factors, such as partial shading of the solar cells or modules, the presence of defective cells or modules, the use of different types of solar modules within the system, and variations in temperature and insolation at the PV system location.

*Email addresses:* marisol.cb@cenidet.tecnm.mx (M. Cervantes-Bobadilla), jarniel.gm@cenidet.tecnm.mx (J. García-Morales)



# APÉNDICE A. PRODUCTIVIDAD ACADÉMICA.

Póster 3ra Escuela Mexicana de Doctorado  




## Extracción de energía solar fotovoltaica en condiciones de sombreado parcial con el uso de un convertidor multipuerto.

L. I. de los Reyes-Suárez, J. García-Morales, M. Cervantes-Bobadilla, M. Adam-Medina, L. G. Vela-Valdés.  
Departamento de Ingeniería Electrónica (Area: ERYEE) -Tecnológico Nacional de México - CENIDET.

### INTRODUCCIÓN

El uso de las energías renovables ha tenido un impacto significativo en el bienestar humano debido a su abundancia y accesibilidad universal [1]. En México, la generación fotovoltaica representó el 6.15% de la producción total de energía eléctrica en 2021, experimentando un crecimiento del 27.5% con respecto al año anterior [2]. A pesar de este crecimiento exponencial, la generación solar fotovoltaica enfrenta desafíos importantes, como su dependencia de las condiciones ambientales y su disponibilidad intermitente, debido a factores como sombreados parciales causados por obstáculos como árboles, edificios, nubes y acumulación de polvo [3]. Para abordar este problema, se han implementado diversas técnicas, incluyendo el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el uso de diodos de derivación y la reconfiguración del campo fotovoltaico. Este trabajo va enfocado a desarrollar una alternativa adicional utilizando un convertidor DC/DC multipuerto y aplicando un algoritmo de optimización para extraer la máxima energía de dos paneles fotovoltaicos en situaciones de sombreado parcial.



*Fig. 1. Generación fotovoltaica total en México 2018-2021 (GWh) y su porcentaje respecto a la generación total [2].*


### OBJETIVO

Obtener una mejora en la extracción de energía de un sistema fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial utilizando un convertidor multipuerto, capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia mediante un algoritmo de optimización.

### PROPUESTA SOLUCIÓN

La reconfiguración de los sistemas fotovoltaicos se lleva a cabo con el propósito de optimizar el rendimiento de un sistema ya existente. Esta optimización implica maximizar la generación de potencia del sistema, reduciendo los efectos adversos de la irradiación solar intermitente y minimizando las pérdidas ocasionadas por desajustes eléctricos o desajustes de impedancia.


El sombreado parcial limita la capacidad de los paneles solares para captar eficientemente la irradiación solar. La energía absorbida por las células solares en estas condiciones se convierte en calor, lo que resulta en un aumento de la temperatura y posibles daños en las células.



*Fig. 2. Funciones de los sistemas fotovoltaicos reconfigurables [4].*


Otro problema que se ocasiona es la creación de máximos locales en la curva P-V (Fig. 3), por lo que no se aprovecha toda la energía generada en ese instante.

Para abordar estos desafíos de eficiencia, se han creado metodologías que posibilitan el seguimiento del punto de máxima potencia.




*Fig. 3. Curva P-V bajo irradiación solar no uniforme.*

En este trabajo se considera que, teniendo un arreglo de dos paneles fotovoltaicos conectados en serie en condiciones de sombreado parcial, se puede utilizar un convertidor multipuerto e implementar un algoritmo de control para extraer la máxima energía del sistema, de tal modo que el panel sombreado se conecte al puerto 2 del convertidor y el panel no sombreado se conecte al puerto 1 del convertidor, buscando que con esta configuración se pueda extraer la mayor cantidad de energía de ambos paneles de forma separada (Fig. 4 y Fig. 5).

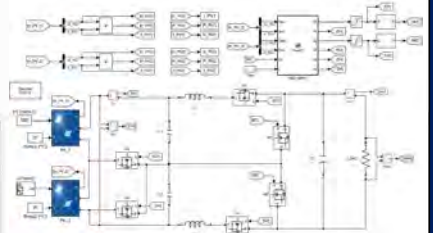


*Fig. 4. Esquema general del sistema fotovoltaico en condiciones normales de irradiación.*




*Fig. 5. Esquema general del sistema fotovoltaico en condiciones de sombreado parcial.*

Para este sistema se utilizará un convertidor DC/DC multipuerto de topología Boost debido a su capacidad para proporcionar una combinación óptima de rendimiento, eficiencia y flexibilidad en el contexto de las aplicaciones y requerimientos particulares considerados. Para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el método seleccionado es el algoritmo Perturbar y Observar (P&O), el cual es ampliamente utilizado en la práctica y reconocido por la mayoría de los expertos en la materia. Para la reconfiguración del sistema, se proponen dos Mosfet S1 y S2, para indicar qué puerto está funcionando. De este modo, cuando S1 está activado se extrae la energía del panel PV\_1 por el puerto 1 mientras el puerto 2 está desactivado (S2=0). De modo contrario, cuando S2 se activa y S1 está abierto (S1=0), se extrae la energía del panel PV\_2 conectado por el puerto 2. Es importante aclarar que se debe dejar un margen de tiempo entre el switcheo de los interruptores para evitar el cortocircuito.



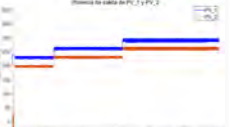
*Fig. 6. Representación de la simulación en Matlab-Simulink del sistema con dos paneles fotovoltaicos acoplados a un convertidor DC/DC multipuerto tipo Boost con algoritmo P&O.*

### RESULTADOS DE PROYECTO



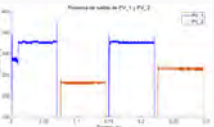
*Fig. 7. Perfil de irradiación del panel PV\_2.*

En la Fig. 7 se observa que con el arreglo de los paneles en serie por el puerto 1, cuando el panel PV\_2 está sombreado, el panel PV\_1 reduce su potencia de salida a 230W, 262W y 290W, respectivamente en comparación con la máxima potencia que puede generar (330W).



*Fig. 8. Potencia de salida de los paneles PV\_1 y PV\_2 conectados en serie por el puerto 1 del convertidor.*

La Fig. 9 muestra que al panel PV\_1 se le puede extraer su máxima energía de 330W, mientras que el panel PV\_2 también está entregando la máxima energía posible que puede generar en condiciones de sombreado parcial (232 W y 265 W, respectivamente).



*Fig. 9. Potencia de salida de los paneles PV\_1 y PV\_2 conectados uno a cada puerto del convertidor.*

### CONCLUSIÓN

Los resultados preliminares muestran que cuando los paneles están conectados en serie por un puerto y uno de ellos experimenta un sombreado parcial, esto afecta la extracción de energía del panel no sombreado, logrando extraer únicamente el 80% de su máxima generación. En cambio al separar el panel sombreado por el otro puerto del convertidor, como resultado se obtiene que a ambos paneles se les puede extraer la mayor energía que generan bajo esas condiciones.

### BIBLIOGRAFÍA

[1] T. Güneş, "Renewable energy, non-renewable energy and sustainable development," *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, vol. 28, no. 5, pp. 389-397, 2019.

[2] M. SENER, "Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036. Anexo 2 Reporte de Avance de Energías Limpias," <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Prodesen.aspx> (accessed 2022).

[3] Y. Zhu and W. Xiao, "A comprehensive review of topologies for photovoltaic I-V curve tracer," *Solar Energy*, vol. 196, pp. 346-357, 2020.

[4] K. H. Lakshika, M. K. S. Boralessa, M. K. Perera, D. P. Wadduwaige, V. Saravanan, and K. M. U. Hemapala, "Reconfigurable solar photovoltaic systems: A review," *Heliyon*, vol. 6, no. 11, p. e05530, 2020.

## Apéndice B. Programación del algoritmo P&O con la técnica de reconfiguración propuesta

## APÉNDICE B. PROGRAMACIÓN DEL ALGORITMO P&O CON LA TÉCNICA DE RECONFIGURACIÓN PROPUESTA

---

```
function [D1, S1, D2, S2, S3, S4, delta_Irr] = PandO(Vpv1, Ipv1, Vpv2, Ipv2, Iin, Ir1, Ir2)
```

```
    persistent mode Vold Pold Dold Vold1 Pold1 Dold1 Vold2 Pold2 Dold2 k;
```

```
% Entrada de Parámetros:
```

```
Dinit = 0.78; %Valor inicial de la salida D1
```

```
Dmax = 1; %Valor máximo de D1
```

```
Dmin = 0; %Valor mínimo de D1
```

```
deltaD = 0.00001; %Valor de incremento utilizado para aumentar/disminuir el ciclo de trabajo  
D1 y D2
```

```
                % (aumentando D1 = disminuyendo Vref )
```

```
% Cálculo de variables del sistema
```

```
Vserie = Vpv1 + Vpv2;
```

```
Pserie = Vserie * Iin;
```

```
Ppv1 = Vpv1 * Ipv1;
```

```
Ppv2 = Vpv2 * Ipv2;
```

```
delta_Irr = Ir1 - Ir2;
```

```
if isempty(k)
```

```
    k=0;
```

```
end
```

```
if isempty(mode)
```

```
    mode = 1; % Comenzar en el Modo 1: Arreglo de paneles PV_1 y PV_2 en serie por el  
Puerto 1
```

```
    k = 0;
```

```
end
```

```
S1 = 0;
```

```
S2 = 0;
```

```
S3 = 0;
```

```
S4 = 0;
```

```
D2 = 0;
```

```
D1 = 0;
```

```
if delta_Irr <= 200 % Modo 1: Arreglo de paneles PV_1 y PV_2 en serie por el Puerto 1
```

```
    mode = 1;
```

```
    k=0;
```

```
else
```

```
    if k <= 500 % Modo 0: Tiempo muerto de 5 veces el período
```

```
        k = k + 1;
```

```
        mode = 0;
```

```
    elseif k >500 && k <= 50500 % Modo 2: Extracción de energía del panel PV_1 por el Puerto
```

```
1
```

## APÉNDICE B. PROGRAMACIÓN DEL ALGORITMO P&O CON LA TÉCNICA DE RECONFIGURACIÓN PROPUESTA

---

```
k = k + 1;
mode = 2;

elseif k > 50500 && k <= 51000 % Modo 0: Tiempo muerto de 5 veces el período
k = k + 1;
mode = 0;

elseif k >51000 && k <= 101000 % Modo 3: Extracción de energía del Panel PV_2 por el
Puerto 2
k = k + 1;
mode = 3;

elseif k > 101000 && k <= 101500 % Modo 0: Tiempo muerto de 5 veces el período
k = k + 1;
mode = 0;
else
mode = 0;
k = 0;
end
end

switch mode
case 0 % Modo 0: Tiempo muerto de 5 veces el período
S1 = 0;
D1 = 0;
S2 = 0;
D2 = 0;
S3 = 0;
S4 = 0;

case 1 % Modo 1: Arreglo de paneles PV_1 y PV_2 en serie por el Puerto 1. El Puerto 2
está desconectado

if isempty(Vold)
Vold = 0;
Pold = 0;
Dold = Dinit;
end

S1 = 1;
S2 = 0;
S3 = 0;
S4 = 1;
D2 = 0;

dV = Vserie - Vold;
dP = Pserie - Pold;
```

## APÉNDICE B. PROGRAMACIÓN DEL ALGORITMO P&O CON LA TÉCNICA DE RECONFIGURACIÓN PROPUESTA

---

```
if dP > 0
    if dV > 0
        D1 = Dold - deltaD;
    else
        D1 = Dold + deltaD;
    end
else
    if dV > 0
        D1 = Dold + deltaD;
    else
        D1 = Dold - deltaD;
    end
end

if D1 >= Dmax || D1 <= Dmin
    D1 = Dold;
end

Dold = D1;
Vold = Vserie;
Pold = Pserie;
```

case 2 % Modo 2: Extracción de energía del Panel PV\_1 por el Puerto 1

```
if isempty(Vold1)
    Vold1 = 0;
    Pold1 = 0;
    Dold1 = Dinit;
end

S1 = 1;
S2 = 0;
S3 = 1;
S4 = 0;
D2 = 0;

dV = Vpv1 - Vold1;
dP = Ppv1 - Pold1;

if dP > 0
    if dV > 0
        D1 = Dold1 - deltaD;
    else
        D1 = Dold1 + deltaD;
    end
else
    if dV > 0
        D1 = Dold1 + deltaD;
    end
end
```

## APÉNDICE B. PROGRAMACIÓN DEL ALGORITMO P&O CON LA TÉCNICA DE RECONFIGURACIÓN PROPUESTA

---

```
        else
            D1 = Dold1 - deltaD;
        end
    end

    if D1 >= Dmax || D1 <= Dmin
        D1 = Dold1;
    end

    Dold1 = D1;
    Vold1 = Vpv1;
    Pold1 = Ppv1;

case 3 % Modo 3: Extracción de energía del Panel PV_2 por el Puerto 2

if isempty(Vold2)
    Vold2 = 0;
    Pold2 = 0;
    Dold2 = Dinit;
end

S1 = 0;
S2 = 1;
S3 = 1;
S4 = 0;
D1 = 0;

dV = Vpv2 - Vold2;
dP = Ppv2 - Pold2;

if dP > 0
    if dV > 0
        D2 = Dold2 - deltaD;
    else
        D2 = Dold2 + deltaD;
    end
else
    if dV > 0
        D2 = Dold2 + deltaD;
    else
        D2 = Dold2 - deltaD;
    end
end

if D2 >= Dmax || D2 <= Dmin
    D2 = Dold2;
end
```

## APÉNDICE B. PROGRAMACIÓN DEL ALGORITMO P&O CON LA TÉCNICA DE RECONFIGURACIÓN PROPUESTA

---

```
Dold2 = D2;  
Vold2 = Vpv2;  
Pold2 = Ppv2;
```

```
end
```

```
end
```