

**MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN
DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN
DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM**

**AUTOR:
GIOVANNY FRANCISCO CHÁVEZ GUAMBAÑA**

**TUTOR:
LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA**

Quito, septiembre 2020

Giovanny Francisco Chávez Guambaña

**MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN
DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Giovanny Francisco Chávez Gumabaña (Y'1986-J'23). nació en Quito, Ecuador, el 23 de junio de 1986. Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana.
gchavezg@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Luis Fernando Tipán Vergara (Y'1982-J'21). nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. Actualmente imparte las cátedras de Electrónica Digital, Electrónica de Potencia Física Moderna en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros. ltipan@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM*” realizado por Giovanni Francisco Chávez Guambaña, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., septiembre de 2020



.....
Luis Fernando Tipán Vergara.

C.C.: 1717329005

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Giovanni Francisco Chávez Guambaña, con documento de identificación N° 1717004293, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “*MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., septiembre de 2020



.....

Giovanni Francisco Chávez Guambaña

C.C.: 1717004293

1. ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
MODELO DEL PANEL SOLAR	4
2.1 Representación de una celda fotovoltaica con resistencia en paralelo	5
2.2 Representación celda fotovoltaica sin resistencia en paralelo, 1 diodo	5
PUNTO DE MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA	6
3.1 Métodos para la obtención de MPPT	6
3.2 Circuito extractor de potencia	7
IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	8
4.1 Método de algoritmo basado en PSO	8
4.2 Caso de estudio	9
ANÁLISIS DE RESULTADOS	13
CONCLUSIONES	19
6.1 Trabajos futuros	20
REFERENCIAS	20
7.1 Matriz de Estado del Arte	23
7.2 Resumen de Indicadores	27
ANEXOS	30
8.1 Anexo 1: cálculo campo solar	30
8.2 Anexo 2	31
8.3 Modelo solar, Python	36
8.4 Señal PWM, Python	38
8.5 Circuito implementado	40

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del algoritmo propuesto [Autor]	15
Figura 2. Circuito extractor de potencia [Autor]	7
Figura 3. Curva de demanda para 1 día. [Autor]	11
Figura 4. Irradiancia solar [Autor]	11
Figura 5. Temperatura [Autor]	11
Figura 6. Comparación capacitor 1 uF [Autor]	13
Figura 7. Comparación capacitor 1000 uF [Autor]	13
Figura 8. Potencia de panel vs. potencia de salida. [Autor]	13
Figura 9. Potencia de salida panel a utilizar. [Autor]	14
Figura 10. Ciclo de trabajo, 1000 W/m ² , 25 °C [Autor]	14
Figura 11. Panel a utilizar con 200 W/m ² [Autor]	14
Figura 12. Oscilaciones de voltaje, panel a utilizar a 200 W/m ² [Autor]	15
Figura 13. Modelo de Balance Vensim	15
Figura 14. Temperatura, gráfica Vensim.	15
Figura 15. Balance de potencia horario.	17
Figura 16. Ingresos / Egresos	17
Figura 17. Balance de potencia horaria, gráfica Vensim.	17
Figura 18. Balance de potencia horaria sin PSO, gráfica Vensim.	18
Figura 19. Comparación de balances, gráfica Vensim.	18
Figura 20. Beneficio / perjuicio comparativo, gráfica Vensim.	18
Figura 21. Suma acumulada beneficio / perjuicio, gráfica Vensim	18
Figura 22. Tiempo de obtención de punto óptimo.	19
Figura 23. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	27
Figura 24. Indicador de formulación del problema - Estado del arte	28
Figura 25. Indicador de solución - Estado del arte	29

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo PSO	8
Tabla 2. Potencia nominal por artefacto.	9
Tabla 3. FFU y FS por cada artefacto.	10
Tabla 4. Parámetros utilizados para determinar la potencia aparente de la edificación.	10
Tabla 5. Condiciones STC	12
Tabla 6. Condiciones NOCT	12
Tabla 7. Coeficientes de temperatura	12
Tabla 8. Características del inversor	12
Tabla 9. Condiciones climáticas horarias.	16
Tabla 10. Generación día en estudio	16
Tabla 11. Resultados sin circuito extractor de potencia	17
Tabla 12. Parámetros obtenidos	19
Tabla 13. Matriz de estado del arte	23

MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE VENSIM

Resumen

El presente trabajo investigativo busca desarrollar un algoritmo para la obtención de la máxima transferencia de potencia desde un campo de generación solar. El estudio aborda el dimensionamiento de la carga a ser suplida que para el caso particular es un edificio residencial, por otro lado, también se contempla el dimensionamiento del campo en función de la carga a alimentar al igual que las características operativas de inversor seleccionado. Los datos de irradiancia corresponden al registro horario de una estación que forma parte de la red de estaciones meteorológicas de la ciudad de Quito, ciudad elegida para el emplazamiento dado que el dimensionamiento de la demanda se genera con normativa de la distribuidora que tiene jurisdicción en la zona. El algoritmo de optimización es desarrollado por medio de Python al igual que el análisis del comportamiento del panel solar mientras que los balances de potencia y su estudio horario se desarrolla por medio de Vensim. Finalmente se muestran los resultados comparativos entre el uso del circuito y algoritmo objeto de estudio y el mismo campo sin el uso de lo antes mencionado obteniendo una notable mejora en generación.

Palabras Clave: *circuito extractor, fotovoltaico, Máxima transferencia de potencia, PSO, PWM.*

Abstract

This research work seeks to develop an algorithm to obtain the maximum power transfer from a solar generation field. The study deals with the dimensioning of the load to be supplied, which for the particular case is a residential building. It also takes account the dimensioning of the field. This is accomplished according to the load to be fed, as well as the operating characteristics of the selected inverter. The irradiance data correspond to the hourly record of a station that is part of the network of meteorological stations in the city of Quito, the city chosen for the location since the dimensioning of the demand is generated with the regulations of the distributor that has jurisdiction in the zone. The optimization algorithm is developed with Python programming. This is the medium for the analysis of the behavior of the solar panel. The power balances and their time study are carried out with Vensim. Finally, the comparative results between the use of the circuit and the algorithm under study in the same generating field without the use of the aforementioned are shown, obtaining a notable improvement in generation.

Keywords: *extraction circuit, maximum power transfer, photovoltaic, PSO, PWM.*

1 Introducción

En la actualidad son varios los países y organizaciones que tienen objetivos claros respecto a la cantidad de penetración de las tecnologías limpias en su matriz energética dentro de unos años, por ejemplo, la comunidad europea tiene como objetivo que para el año 2030 las instalaciones de energía renovable suplan el 32% de la carga de sus habitantes. Para lograr el cumplimiento de tal objetivo, la energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa válida para ser instalada en pequeña escala, tanto en edificaciones residenciales o en edificios comerciales, así como en instalaciones de gran magnitud como son los parques de generación, esto principalmente en países con altos niveles de irradiancia [1][2].

De esta forma, la cantidad de instalaciones solares fotovoltaicas ha tenido un crecimiento exponencial, que también se debe a la significativa reducción de los precios de los dispositivos de generación fotovoltaicos. Una consideración que los diseñadores de este tipo de sistemas de suministro deben tener en cuenta es que la energía solar solo puede ser producida durante una cantidad específica de horas en el día, inclusive en ciertos lugares del planeta la cantidad de horas hábiles para generar varía en función de la estación del año en que se encuentren. Esta característica de los sistemas fotovoltaicos hace necesario que se tenga que colocar una forma de suministro alterna, que pueden ser dispositivos de almacenamiento de la energía como son las baterías, un generador alterno de tipo convencional o que aprovecha otra fuente de energía renovable, por nombrar otros. En el caso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red,

objetivo de estudio del presente estudio, la función de suplir a las cargas como sistema de respaldo cuando el recurso solar no está disponible, es ejecutada por la propia red convencional de energía eléctrica, específicamente la red de distribución [3][4].

En este sentido, las instalaciones fotovoltaicas en estudio son de micro-generación la que puede ser definida como una forma descentralizada de alimentar las cargas de determinado usuario donde la energía es generada en el mismo lugar donde es consumida, es decir en aquellos lugares donde la mayoría de la generación es dedicada al autoconsumo. Otra característica es que son redes que normalmente funcionan con una red de distribución de bajo voltaje; con tecnologías que ocupan pequeños espacios como son los de los techos de edificaciones y casas, pequeñas turbinas eólicas o generación a baja escala de tipo hidráulica como ejemplos de este tipo de suministro [5][6].

Los beneficios asociados al uso de este tipo de generación incluyen la reducción de las tarifas asociadas al servicio de suministro de energía eléctrica, así como poder evadir subidas importantes de los precios de la energía, reducir las emisiones de efecto invernadero que se producen al utilizar generación de tipo convencional, la dependencia hacia los derivados del petróleo del usuario, una reducción de las pérdidas eléctricas asociada principalmente a la inexistencia de grandes redes de distribución para llegar a los consumidores finales. También se puede considerar que son sistemas que requieren pocos componentes que puede ser fácilmente instalados [6][7][8].

Los sistemas de generación fotovoltaicos con conexión hacia la red típicamente emplean un sistema de conversión de dos etapas para permitir la conexión entre el

panel y la red, ambas etapas funcionan mediante electrónica de potencia. La etapa inicial es una conversión de tipo DC/DC que permite realizar una conexión entre los paneles y un elemento de acoplamiento, normalmente un capacitor. A continuación, se coloca una etapa de inversión de DC/AC que permite la entrega de la potencia a las cargas de los consumidores [8][9][10]. Un sistema de este tipo tiene como objetivo facilitar el uso de la energía que proviene de la red y de la que es producida por los paneles con fines de autoconsumo, conservando un flujo unidireccional de la energía, según [11] existen dos tipos de sistemas PV conectados a la red, uno es el que cuenta con respaldo por medio de baterías y otro tipo es el diseñado sin baterías de respaldo.

Debido a la variación de la potencia de salida del arreglo de paneles solares fotovoltaicos en función de las condiciones ambientales, alrededor del mundo se han propuesto distintas formas de obtener el punto de máxima potencia (MPP) en función de la corriente y voltaje sin importar las condiciones en las que se encuentren trabajando las celdas que forman los paneles solares. Las estrategias que buscan el MPP son conocidas como técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y en forma general toman como datos de entrada la medición de la corriente y voltaje de salida de los paneles. En función de tales datos los diversos algoritmos determinan un ciclo de trabajo para los inversores, de tal forma de poder obtener la máxima cantidad de potencia de salida disponible en la conexión hacia las cargas del inversor. Los algoritmos están basados en el principio la potencia de salida del circuito es máxima cuando se emparejan

la impedancia de fuente con la impedancia de la carga. Para lograr este emparejamiento, el algoritmo modifica el ciclo de trabajo D del elevador DC-DC considerando una expresión matemática que relaciona ambas impedancias y D [12]. En la literatura se pueden encontrar diversas técnicas de MPPT entre las que se pueden destacar la perturbación y observación (P&O), la búsqueda por optimización de partículas dispersas (PSO), el método de conductancia incremental, así como controles por lógicas difusas o con redes neuronales. Todos ellos se analizarán a continuación:

En [9] se propone una búsqueda del punto de funcionamiento que está basada en el uso de un inversor de tipo impedancia de fuente (ZSI) capaz de incrementar o reducir el valor de voltaje en función de la configuración en que esté trabajando, funcionando mediante modulación de ancho de pulso (PWM). El método propuesto se basa en realizar una “cosecha” de la energía mediante modelos de control predictivo (MPC). Este tipo de inversor requiere de la utilización de técnicas de control que difieren de las convencionales, con un modelo predictivo que se basa en MPPT con perturbaciones adaptativas que maximiza la energía que se puede obtener bajo diversas condiciones climáticas.

Los autores de [13] realizan la búsqueda del MPPT basado en un algoritmo de optimización por partículas dispersas (PSO). En este caso en primer lugar se ejecuta una revisión del modelo que describe el comportamiento del arreglo PV basado en métodos numéricos, el siguiente paso es establecer las referencias de generación para el arreglo y el establecimiento de los lazos de control tanto para DC como AC, donde se incluye un algoritmo que detecta el

bloqueo de fase. Luego, el documento propone una optimización estocástica basada en la detección del comportamiento de los grupos, donde las partículas se encargan de determinar el valor de la potencia de salida en función de criterios de convergencia. La investigación indica que el sistema propuesto fue capaz de encontrar el punto de máxima potencia global (GMPP) en diversas condiciones, mejorando así la eficiencia general del sistema de abastecimiento.

El trabajo de [12] propone un algoritmo de búsqueda de MPPT basado en el uso del algoritmo de perturbación y observación (P&O), aquí se describe un sistema que cuenta con una etapa de elevación DC-DC que funciona con PWM cuyo ancho de pulso se obtiene del MPPT y un inversor DC-AC que funciona mediante SPWM, al igual que la propuesta anterior este algoritmo cuenta con el lazo de detección de fase bloqueada. El modelamiento de los componentes del sistema lo realizan mediante simulación. El principio del P&O es que el voltaje de referencia se perturbará observando la respuesta del sistema para determinar la dirección de la siguiente perturbación. En este caso, primero se miden las magnitudes de la corriente y voltaje de salida del panel para determinar la potencia de entrada, luego se obtiene la diferencia entre la referencia y lo que se mide para determinar las variaciones necesarias al ciclo de trabajo y la dirección que debe tomar tal cambio, todo esto se lleva a cabo mediante dos controles PI. Los resultados de esta investigación se demuestran mediante la simulación que realizaron, mostrando datos adecuados respecto a la constante búsqueda del MPPT en función de los cambios climáticos.

La investigación de [14] propone un algoritmo cuyo objetivo es la mejora de la respuesta en estado estable del MPPT y su comportamiento dinámico. Para ello emplea el método de conductancia incremental en conjunto con un control PI, haciendo que no existan oscilaciones alrededor del MPP y por tanto reducir el tiempo de respuesta para alcanzar en GMPP cuando varían las condiciones de funcionamiento. Los autores consideran que se requieren menor tiempo de cálculo menos recursos de máquina que los necesarios para la implementación de algoritmos tradicionales de MPPT.

2 Modelo del panel solar

Los paneles solares son aquellos componentes que aprovechan el efecto fotovoltaico para la producción de energía a niveles de tensión y corriente que dependen de sus características de construcción y que se ven reflejados en su curva I-V. Las celdas solares normalmente están construidas de silicio o de algún otro material semiconductor, siendo un valor típico de voltaje de generación de estos dispositivos alrededor de 0.5 voltios. La asociación de paneles en serie y paralelo permiten alcanzar los niveles requeridos por el sistema de voltaje y corriente respectivamente. La cantidad de paneles requeridos son diseñados en función de la máxima potencia requerida por las cargas a suplir o por la potencia que puede soportar el inversor escogido. La salida de potencia del arreglo varía en función de la cantidad de radiación solar presente en el sitio de instalación, el ángulo de los módulos respecto a la ubicación del sol, la temperatura ambiental y la de trabajo del módulo, así como el voltaje al cual las cargas están absorbiendo la energía generada por este sistema [11].

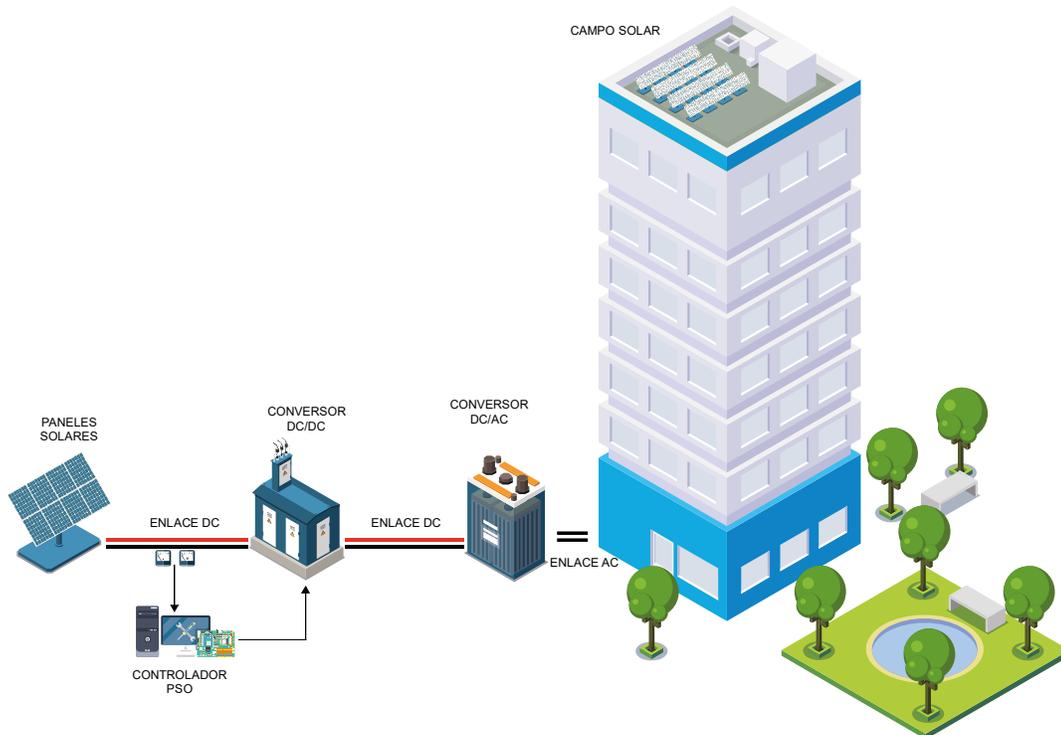


Figura 1. Esquema del algoritmo propuesto [Autor]

2.1 Representación de una celda fotovoltaica con resistencia en paralelo

Una forma precisa de representar a una celda solar PV es mediante un circuito que contiene resistencias serie y paralelo que permiten simular los efectos que tiene la irradiancia y la temperatura en los paneles, según sus características no lineales, para luego convertirse en corriente DC. Las resistencias en serie y paralelo permiten la obtención de los valores de voltaje y corriente respectivamente según sea [15][16].

La expresión matemática que expresa el funcionamiento de este equivalente es la siguiente:

$$I_c = I_p - I_o \left[\exp \exp \left(\frac{qV_c + qR_s I_c}{N_s K_s T a} - 1 \right) \right] - \frac{V_c + R_s I_s}{R_p} \quad (1)$$

En donde:

I_o : representa la corriente de saturación.

q : representa la carga del electrón.

N_s : representa la cantidad de paneles en serie.

K_s : representa la constante de Boltzman

T : representa la temperatura

A : representa el factor del diodo

R_s : representa la resistencia serie

R_p : representa la resistencia en paralelo

V_c : es el voltaje de salida

I_c : es la corriente de salida

2.2 Representación celda fotovoltaica sin resistencia en paralelo, 1 diodo

$$I_{RS} = \frac{I_{sc}}{\exp \left(\frac{qV_{oc}}{N_s A K T_{ref}} \right) - 1} \quad (2)$$

$$I_s = I_{rs} \left[\left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \right] \left[\exp \left(\frac{qE_g}{kA} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right) \right] \quad (3)$$

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_i(T_c - T_{ref})] \frac{G}{1000} \quad (4)$$

$$I_d = N_p I_s \left(\exp\left(\frac{q}{N_s k A T_c}\right)(V_{pv} + I_{pv} R_s) - 1 \right) \quad (5)$$

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - I_d \quad (6)$$

En donde:

N_s : cantidad de celdas en serie

N_p : cantidad de celdas en paralelo

k : constante de Boltzmann,

$1.38 \times 10^{-23} \text{ m}^2 \text{ kg/s}^2 \text{ K}$

q : carga del electrón, $1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$

A : constante ideal del diodo, 1.5

I_{rs} : corriente de saturación inversa

I_s : corriente de saturación del módulo

T_{ref} : temperatura de referencia del módulo

T_c : temperatura de operación del módulo

I_{ph} : fotocorriente de un módulo fotovoltaico

I_{pv} : corriente de salida del módulo fotovoltaico

V_{pv} : voltaje de salida del módulo fotovoltaico

K_i : coeficiente de temperatura para corriente de corto circuito

R_s : resistencia serie, 0.2Ω

G : incidencia de irradiancia solar

3 Punto de máxima transferencia de potencia

Los sistemas fotovoltaicos usualmente entregan el 30% de su potencia hacia la carga respecto de aquello recibido por radiación solar por ello se han desarrollado métodos que permitan incrementar la potencia que puede ser absorbida desde el sistema de generaciones así que, el teorema de máxima transferencia de potencia expresa que la transferencia es máxima cuando la impedancia instantánea del circuito de carga es igual a la impedancia instantánea del sistema fotovoltaico. Esto produce por tanto que el voltaje de la

fente deba ser incrementado para aumentar la potencia consecuentemente, esto es posible gracias al uso de un circuito de extracción de potencia mismo que requiere ser ajustado por medio de una señal de PWM para ajustar la impedancia de la fuente con la carga, aunque también es posible realizar el control por medio de voltaje y corriente. En esencia el circuito de extracción es un conversor DC/DC para elevar el voltaje desde la fuente que requiere de un controlar computarizado para llevar a cabo la búsqueda del punto de máxima potencia por cual se han desarrollado diferentes métodos entre los que se mencionan subida de pendiente (Hill climbing), P&O, InCond, resistencia incremental, lógica difusa, redes neuronales, PSO y modo de deslizamiento. Se procede a realizar una revisión de los métodos más utilizados[17]–[24].

3.1 Métodos para la obtención de MPPT

La búsqueda de la máxima transferencia de potencia requiere del uso de un controlador que se encargue de modificar la entrada de control relacionada con el conversor DC/DC, en la actualidad existe una gran cantidad de métodos, sin embargo, se revisan los de mayor uso o estudio.

3.1.1 P&O (Perturb and observe)

La variación de la potencia y la corriente de salida desde el arreglo solar varía de manera no lineal respecto del voltaje del arreglo o del nivel de irradiancia presente en ese momento, la obtención del punto de máxima potencia ocurre cuando el voltaje del arreglo también se ubica en un punto máximo y esto sucede en aquel momento en que la pendiente de la curva potencia-voltaje tiende a cero, con el fin de alcanzar el punto óptimo de operación del sistema se hace que el voltaje se

incremente mientras la derivada de la potencia con respecto al voltaje es positivo y cuando este valor es negativo se hace que el voltaje se disminuya. El algoritmo en cuestión requiere de una perturbación misma que se produce en el ciclo de trabajo por lo que se produce una perturbación también en el voltaje, ésta técnica utiliza la señal de la última perturbación y el último cambio en la potencia para tomar una decisión de en qué dirección producir la próxima perturbación hasta alcanzar el punto de máxima potencia, la simplicidad de éste método lo convierte en uno de los más utilizados sin embargo el algoritmo no es capaz de alcanzar el punto de máxima potencia y mantenerse en dicho punto de operación dado que cada perturbación que se produce ocasiona que el punto de operación se mueva alrededor o cerca del punto de máxima potencia.

3.1.2 Conductancia incremental (InCond)

Es un método aceptado por su simplicidad y su buen rendimiento en niveles bajos de irradiancia o cuando se da un cambio rápido en el nivel de irradiancia, el método utiliza la señal de voltaje, corriente y el cálculo de la pendiente también utilizada por el método P&O conociendo que la pendiente será positiva cuando el punto de operación está a la izquierda del punto de máxima potencia y el valor de pendiente será negativo al encontrarse a la derecha del punto de máxima potencia. La principal diferencia con el método antes mencionado radica en que los cambios son generados haciendo uso del cálculo de la impedancia instantánea del sistema fotovoltaico.

3.1.3 PSO (Particle Swarm Optimization)

Este método se basa en el uso de PSO para el cálculo u optimización del ciclo

de trabajo del circuito extractor de potencia, para ello se hace uso del valor presente y anterior de la potencia entregado por medio del sistema fotovoltaico. PSO es un método meta-heurístico de optimización que se basa en la existencia de partículas con una determinada posición y velocidad de la partícula donde cada partícula es un candidato para la solución, la posición entonces de las partículas estará influenciadas por la mejor solución local al igual que la mejor solución global. PSO llevado al control de MPPT se puede expresar como que la posición de la partícula corresponde al ciclo de trabajo actual mientras que la velocidad de la partícula es la variación en el ciclo de trabajo actual.

3.2 Circuito extractor de potencia

Dado que el panel solar se considera una fuente de corrientes es necesario calcular la existencia de un capacitor que pueda comportarse como una fuente de voltaje para trabajar con el DC/DC boost. Se describen los elementos a calcular y utilizar.

$$C_a = \frac{D_y * V_{pv}}{4 * \Delta V_{pv} * f_s^2 * I_{dc}} \quad (7)$$

$$D_y = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}} \quad (8)$$

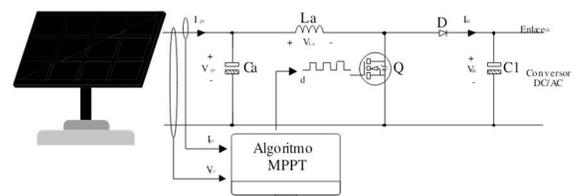


Figura 2. Circuito extractor de potencia [Autor]

$$L_a = \frac{V_{pv} * (V_{dc} - V_{pv})}{\Delta I_{La} * f_s * V_{dc}} \quad (9)$$

$$\Delta I_{La} = 0.13 * I_{pv} * \frac{V_{dc}}{V_{pv}} \quad (10)$$

$$C_1 \geq \frac{P_{pv}}{\Delta V_o * f_s * V_{dc}} \quad (11)$$

En donde:

V_{pv} : Es el voltaje de entrada al conversor desde el arreglo fotovoltaico(V)

I_{pv} : es la máxima corriente que el arreglo fotovoltaico puede entregar (A)

P_{pv} : es la potencia nominal (W)

f_s : es la frecuencia de muestreo (Hz)

C_a : Es la capacitancia del arreglo fotovoltaico (F)

C_1 : Es la capacitancia del enlace de DC (F)

L_a : Inductancia del conversor (H)

V_{dc} : voltaje de salida del conversor (V)

D_y : *duty cycle* del conversor

ΔV_{pv} : cambio en el voltaje del arreglo fotovoltaico

ΔI_{La} : corriente de rizado del inductor del conversor (I)

ΔV_o : rizado del voltaje de salida

4 Implementación del modelo matemático

Se ha seleccionado PSO dado que forma parte de un conjunto de métodos de optimización denominados inteligentes y entre sus principales ventajas se encuentra su independencia de la estructura del modelo, esto quiere decir que no requiere de un vasto conocimiento del sistema para encontrar soluciones óptimas, de igual manera este algoritmo no se estanca en soluciones locales. El uso de poblaciones aleatorias le permite encontrar diferentes soluciones locales que luego con ecuaciones relativamente sencillas determina un valor óptimo y global. Finalmente se menciona la facilidad de parametrización dado que son pocos los parámetros a modificar previo al inicio del proceso de optimización.

4.1 Método de algoritmo basado en PSO

Tabla 1. Pseudocódigo PSO

Algoritmo base PSO
Paso 1: Inicio
Paso 2: Declaración de variables de entrada e inicialización counter=0 → variable encargada de contabilizar ingresos al lazo dcurrent=0.5 → duty cycle actual actualizado en cada iteración. gbest=0.5 → es el mejor valor global. p=[0 0 0 0] → vector correspondiente al valor de aptitud de cada partícula, de dimensión 1x4 dado que se tienen 4 partículas. v=[0 0 0 0] → vector correspondiente a la velocidad de cada partícula, de dimensión 1x4 dado que se tienen 4 partículas. pbest=[0 0 0 0] → vector correspondiente al mejor valor local o de cada partícula, de dimensión 1x4 dado que se tienen 4 partículas. u=0 → corresponde al contador de variación entre las neuronas y actualización de datos. dc=[0 0.3 0.6 0.9] → duty cycle de cada partícula, de dimensión 1x4 dado que se tienen 4 partículas.
Paso 2: Para: cada i-ésima partícula Calcular el valor de aptitud. SI: el valor de aptitud actual es el mejor Actualiza el mejor valor individual SI: se alcanza el valor máximo de neuronas Ir al paso 3 Caso contrario: Volver al Paso 2
Paso 3: Calcular el mejor valor global. SI: es el mejor valor global Actualiza el mejor valor global. Ir al Paso 4. Caso contrario: Ir al Paso 4
Paso 4: Actualizar la posición y velocidad de cada partícula.
Paso 5: SI: Cumple criterio de convergencia Ir al Paso 6 Caso contrario: Volver al Paso 2.
Paso 6: Fin

Las ecuaciones generales para PSO son las siguientes:

$$V_i(K+1) = wV_i(K) + L_1 rand_1 (P_{best,i} - X_i(K)) + L_2 rand_2 (G_{best} - X_i(K)) \quad (12)$$

$$X_i(K+1) = X_i(K) + V_i(K+1) \quad (13)$$

$$G_{best} = MAX\{P_{best,i} | i = 1, 2, \dots, N\} \quad (14)$$

En donde:

w : peso de la inercia

L_1 : coeficiente de aceleración cognitiva

L_2 : coeficiente de aceleración social

$rand_1$ y $rand_2$: son números

randómicos con distribución uniforme entre 0 y 1.

$P_{best,i}$: mejor valor de aptitud para cada i -ésima partícula

G_{best} : mejor valor de aptitud global de todas las partículas

K : representa el número de iteración

$V_i(K)$: velocidad de cada partícula en la iteración actual

$V_i(K + 1)$: velocidad de cada partícula en la próxima iteración

$X_i(K)$: posición de cada partícula en la iteración actual

$X_i(K + 1)$: posición de cada partícula en la próxima iteración

Cabe mencionar que para el caso que nos compete los valores de aptitud de cada partícula están directamente relacionados con la potencia que se alcanza al variar el ciclo de trabajo. La posición de las partículas tiene directa relación con el ciclo de trabajo y a su vez la velocidad de cada partícula es exactamente la variación en el ciclo de trabajo.

4.2 Caso de estudio

Para la presente investigación se plantea la necesidad de suministrar potencia a una edificación residencial compuesta por un total de 8 departamentos de similares características constructivas en donde se propone que la demanda prevista para cada departamento será idéntica. La estimación de la demanda se lleva a cabo por medio de la metodología sugerida por la Empresa Eléctrica Quito dado que el emplazamiento se encuentra en la misma ciudad. Se ha procedido a realizar un estudio de los elementos más

comunes en una residencia de Tipo A y estrato de consumo A, además de comprobar los factores relacionados con la frecuencia de uso (FFUn) y también el factor de simultaneidad (FS) dado que ambos factores son necesarios para estimar la demanda máxima unificada (DMU) en función de la cual finalmente podemos obtener la potencia requerida por la cámara de transformación de ser el caso y que a la par representa la potencia que la edificación podría requerir en un momento dado. La tabla 2 muestra los equipos eléctricos proyectados al igual que su potencia nominal individual y para todos los elementos.

Tabla 2. Potencia nominal por artefacto.

Artefacto	Cantidad	Pn (W)	CI (W)
Iluminación	18	20	360
Equipo de sonido	1	850	850
Televisor tipo LED	2	115	230
Computador portátil	1	250	250
Impresora	1	80	80
Blue ray	1	50	50
Barra de sonido	1	150	150
Plancha	1	1200	1200
Secador de pelo	1	1800	1800
Lámpara de mesa	2	100	200
Router	1	22	22
Tostadora	1	400	400
Cafetera	1	400	400
Licuadaora	1	400	400
Refrigeradora	1	500	500
Campana extractora	1	200	200
Microondas	1	1200	1200
Cocina Eléctrica	1	5000	5000
Secadora	1	5000	5000
Lavadora	1	700	700
Lavaplatos	1	1200	1200
Aspiradora	1	850	850

El total de potencia nominal para todos los elementos listados en la tabla 2

corresponde a un total de 21042 W sin embargo es necesario aún colocar los factores mencionados en párrafos anteriores por lo cual la table 3 muestra los factores FFUn y FS para cada uno de los artefactos listados de manera porcentual.

Tabla 3. FFU y FS por cada artefacto.

Artefacto	FFU (%)	FS (%)
Iluminación	98	40
Equipo de sonido	40	50
Televisor tipo LED	70	60
Computador portátil	70	60
Impresora	65	45
Blue ray	60	20
Barra de sonido	45	15
Plancha	75	40
Secador de pelo	40	15
Lámpara de mesa	5	20
Router	75	65
Tostadora	90	33
Cafetera	90	33
Licuadaora	90	33
Refrigeradora	100	40
Campana extractora	85	20
Microondas	80	30
Cocina Eléctrica	60	35
Secadora	50	20
Lavadora	90	20
Lavaplatos	65	35
Aspiradora	30	10

De tal modo que la demanda máxima unificada para cada usuario (departamento) corresponde a 3.89 kW con lo cual el mismo parámetro para el total de usuarios asciende a 31.09 kW. Considerando los datos mostrados en la tabla 4 se puede determinar que la potencia que debería tener el transformador para abastecer la totalidad de la carga de los departamentos (en donde se ha distribuido la iluminación comunal) es de 14.53 kVA de modo que

el transformador estándar que se adapta a la necesidad es de 15 kVA, la curva de demanda se plantea sobre esta potencia que representa la potencia que debería abastecerse en escenarios de demanda máxima, media y baja. Sin embargo, el punto de máxima demanda no considerará el 100% de la demanda planificada[25].

Tabla 4. Parámetros utilizados para determinar la potencia aparente de la edificación.

Parámetro	Valor
Factor de potencia	0.95
DMU (kVA)	4.09
Usuarios	8.00
Factor de diversidad	2.54
Demanda por pérdidas técnicas	0.31
DD (kVA)	13.21
Sobre Carga de transformador	10%
Potencia Transformador	14.53

Respecto a la curva de demanda la misma ha sido considerada sobre las mediciones de corriente de un primario correspondiente a una subestación de la empresa distribuida que rige la zona del emplazamiento, dicha curva ha sido llevada a un valor ajustado a la unidad en donde la máxima corriente registrada se toma como base para el cálculo de dicho modo, el punto de máxima demanda tendrá un valor unitario con lo cual al colocar la potencia máxima en cada escenario como nueva base se puede fácilmente conocer el valor de demanda en potencia para cada hora del día, de manera similar a lo que sucede con los datos irradiancia.

Se muestra la curva de demanda para 1 día en específico, la figura 4 muestra la curva ajustada para que el punto de demanda máxima corresponda al 75% de la capacidad del transformador seleccionado. Si bien es cierto se muestra

la demanda para 1 sólo día se poseen datos para un total de 13 días con lo cual es factible colocar el sistema planteado bajo múltiples escenarios de demanda a pesar de que la tendencia horaria entre los diferentes días es similar por lo que el rendimiento en un día tipo sería el mismo para la mayor parte de días dentro del periodo o mes de toma de datos.

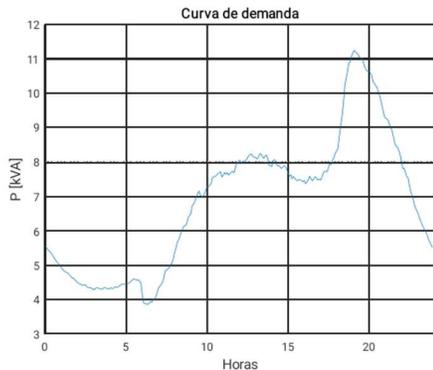


Figura 3. Curva de demanda para 1 día.
[Autor]

Los datos tanto de irradiancia como de temperatura fueron extraídos del sistema disponible de la Secretaria de Ambiente del Municipio de Quito, dicha institución cuenta con una base de datos horarios de su red de estaciones de medición meteorológica para el caso particular se ha seleccionado la estación Belisario ubicada en el hipercentro de Quito en las coordenadas -0.18, -78.49 (latitud, longitud). La figura 4 ilustra la medición de la irradiancia correspondiente al doceavo día de mayo del año en curso, mientras que la figura 5 ilustra la temperatura en el mismo día y cuyo valor es capturado en la misma estación de medida.

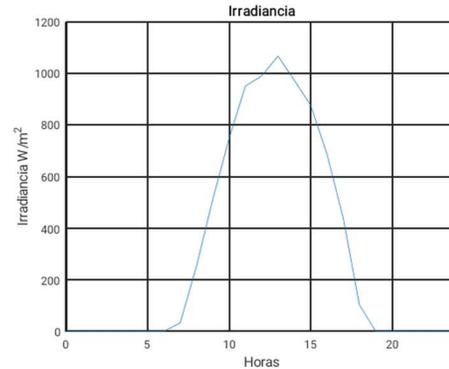


Figura 4. Irradiancia solar
[Autor]

El acceso a la información relacionada a la irradiancia es obtenido desde la página web de la Secretaria de Ambiente del Municipio de Quito www.quitoambiente.gob.ec/ambiente/ en su apartado relacionado a la red de monitoreo atmosférico.

Se puede apreciar que alrededor de las 12 horas se obtiene el mayor valor de irradiancia a la vez que en los lapsos entre las 0H00 y 5H00 al igual que entre las 18H00 y 23H59 el valor de irradiancia es nulo correspondiente al comportamiento habitual del recurso solar en la ciudad, también es posible notar que a las 12 horas del día estudio se produce un considerable descenso en el valor de la irradiancia lo cual puede ser congruente con la existencia de nubosidad en la zona.

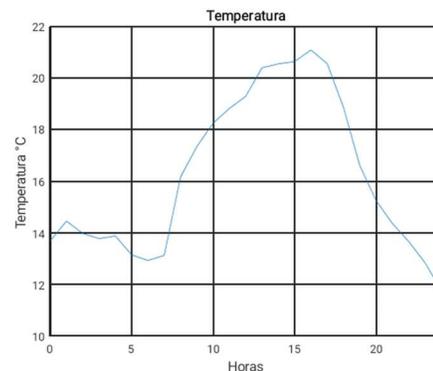


Figura 5. Temperatura
[Autor]

La sección que continúa coloca en estudio los datos antes propuestos con el

fin de estudiar el rendimiento del algoritmo encargado de mejorar la transferencia de potencia entre los paneles solares y el conversor de DC/AC cuyo estudio no forma parte de la presente investigación.

Por otro lado, el panel solar a utilizar es un panel de 450 W del fabricante First Solar cuyas características en condiciones STC (condiciones estándar de operación) son las mostradas en la tabla 5 mientras que las características de operación en NOCT (condiciones de operación nominal) son las mostradas en la tabla 6.

Tabla 5. Condiciones STC

Datos operativos, STC		
Potencia nominal	450	W
Eficiencia	18.2	%
V _{mpp}	186.8	V
I _{mpp}	2.41	A
V _{oc}	221.1	V
I _{sc}	2.57	A
V _{sys}	1500	V
I _r	5	A
I _{cf}	5	A

Tabla 6. Condiciones NOCT

Datos operativos, NOCT		
Temperatura de la celda	45	°C
Irradiancia	800	W/m ²
Temperatura ambiente	20	°C
Potencia nominal	339.9	W
V _{mp}	175.2	V
I _{mp}	1.94	A
V _{oc}	208.8	V
I _{sc}	2.07	A

Los coeficientes de variación térmicos para el panel propuesto son los expuestos en la tabla 7.

Tabla 7. Coeficientes de temperatura

Características de temperatura		
T _p	-0.32	%/°C
T _{voc}	-0.28	%/°C
T _{isc}	0.04	%/°C

Por otro lado, el diseño del campo solar requiere de información respecto al inversor que será utilizado, para ello se propone el uso de un inversor de 15 kVA con opción de conexión a red fabricado por Schneider Electric y cuyo modelo es PVSNVC15000. Las características más relevantes del inversor son mostradas en la tabla 8.

Tabla 8. Características del inversor

Características inversor		
Potencia fotovoltaica	17	kW
Voltaje de salida	230/400	V AC
Máxima corriente de salida	24	A AC
Frecuencia	50/60 +/-3	Hz
Factor de potencia	0.8	
Voltaje de entrada, circuito abierto	<=1000	V DC
Voltaje de entrada, al arranque	200	V DC
Voltaje de entrada en punto de máxima potencia	350...800	V DC
Corriente de entrada, en punto de máxima potencia	23	A
Eficiencia	98	%

Con los datos de operación de los dispositivos a implementar es posible determinar el tamaño del campo solar al igual que el arreglo de paneles adecuado para conseguir que el inversor trabaje en condiciones indicadas por el fabricante.

Para el campo solar en estudio la sugerencia requiere entre 2 y 4 paneles en serie además de 9 ramales serie, sin embargo, el máximo total posible sería 36 paneles con lo cual se tendría un posible déficit de potencia de 800 W al

ingreso del inversor, sin embargo, el incrementar paneles en serie o el incremento en un ramal paralelo adicional provocaría la violación de los límites indicados por el fabricante del inversor. El arreglo solar entonces estará conformado por un total de 36 paneles solares con 9 ramales cada uno conformado por 4 paneles conectados en serie mientras que los 9 ramales se conectan en paralelo. El Anexo 1 contiene el cálculo de lo antes expuesto considerando los ajustes por temperatura.

5 Análisis de resultados

Los primeros ensayos realizados con el sistema completo se desarrolla con un panel de prueba de 275 W el mismo que es sometido a trabajo en condiciones de operación normal con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 y una temperatura de trabajo de 25°C , durante la experimentación se comprobó que al trabajar con un capacitor de $1 \mu\text{F}$ la señal de voltaje de salida del panel es oscilante como se puede apreciar en la figura 6, sin embargo al variar el valor del capacitor de salida a 1000 la señal de tensión se estabiliza como se observa en la figura 7. El rendimiento a la salida del sistema también se me mejorado al evitar las oscilaciones en el arranque del panel.

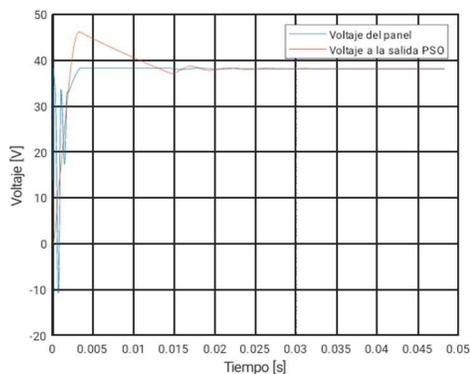


Figura 6. Comparación capacitor $1 \mu\text{F}$
[Autor]

Es notoria la existencia de oscilaciones en los primeros milisegundos de simulación debido al cambio en los valores de irradiancia a los que se expone el panel, mientras que el voltaje registrado a la salida del circuito extractor es más estable y cuenta con un pico mayor en el momento en que el voltaje de salida del panel se estabiliza cabe mencionar que en el proceso iterativo es usual que después de un tiempo el voltaje se estabilice.

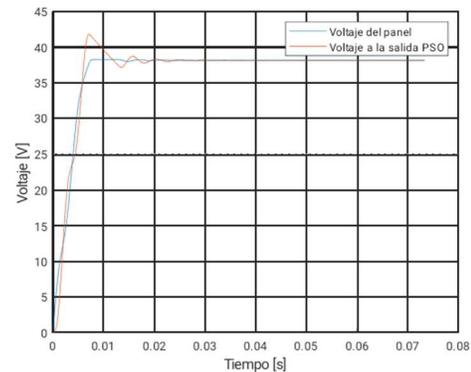


Figura 7. Comparación capacitor $1000 \mu\text{F}$
[Autor]

Se puede apreciar que cuando el voltaje alcanza su voltaje estable bajo las condiciones estudiadas se tiene un pico en el voltaje de salida muy superior al registrado en bornes del panel solar, esto valida la funcionalidad del modelo frente a cambios en el valor de irradiancia. Al analizar la potencia de salida del panel respecto de aquella registrada a la salida del circuito extractor, como lo muestra la figura 8, se comprueba también la existencia de un pico superior de potencia entregada ante el cambio en la irradiancia inicial.

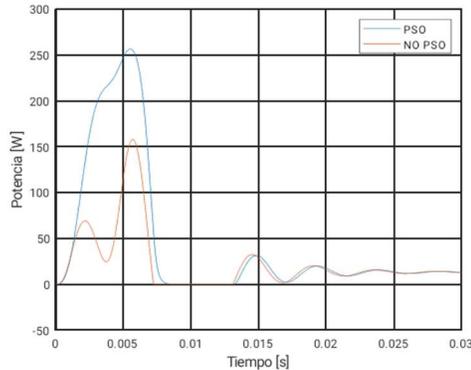


Figura 8. Potencia de panel vs. potencia de salida.
[Autor]

El pico de potencia de salida se sitúa cercano a los 250 W mientras que la potencia calculada a la salida del panel solar está en su punto más alto cercano a los 150W, consiguiendo una variación de 100W con la introducción del algoritmo propuesto esto representa una variación de generación del 54.5% al 90.9% de potencia nominal en condiciones de operación nominal con la introducción del algoritmo y el circuito extractor de potencia. Para el caso en específico el ciclo de trabajo de situó cercano a 0.9 lo cual corresponde al 90%.

Con el fin de estudiar el rendimiento inicial del algoritmo se procede a estudiar el sistema con la inclusión de 1 único panel bajo condiciones de trabajo con una irradiancia constante de 1000 W/m² y una temperatura de trabajo de 25°C con una carga constante de 100 ohmios, la señal para modulación por ancho de pulso trabaja a una frecuencia de 5 kHz y el algoritmo encargado de trabajar con PSO parte de condiciones iniciales con 4 partículas. La simulación avanzó durante el proceso de cálculo iterativo de las condiciones de operación del panel en donde una vez más se pudo comprobar que si bien es cierto los voltajes de salida del panel y el del circuito extractor no tienen una variación considerable, la potencia si se ve mejorada en todo momento por efecto del circuito de

extracción de potencia como se observa en la figura 9.

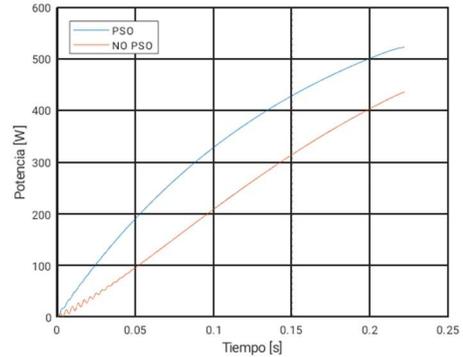


Figura 9. Potencia de salida panel a utilizar.
[Autor]

El duty cycle para el caso específico se estabilizó durante el proceso dado que las condiciones operativas del circuito no cambiaron en ningún momento, al principio en condiciones iniciales el algoritmo sufre oscilaciones típicas del método, pero pronto se estabiliza en valores estables de operación como lo muestra la figura 10.

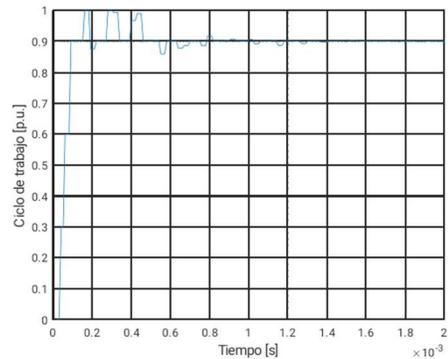


Figura 10. Ciclo de trabajo, 1000 W/m², 25 °C
[Autor]

La misma configuración ha sido ensayada con una irradiancia de 200 W/m² con lo cual consecuentemente se espera un rendimiento inferior, considerando que, el cálculo de los parámetros del panel responden a un proceso iterativo dada la complejidad de las ecuaciones las variables relacionadas con el modelo mostrarán un comportamiento de cierta manera oscilatorio dado que el panel busca un

punto de operación previo a estabilizar su señal, aun así es posible notar la validez del modelo al comprobar que la potencia no fluctúa con cada paso iterativo de búsqueda del punto de operación sino que por el contrario se mantiene con relativa estabilidad.

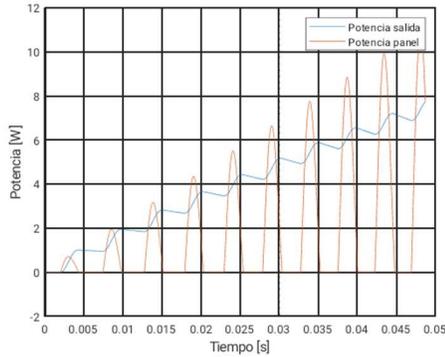


Figura 11. Panel a utilizar con 200 W/m^2 [Autor]

La figura 11 muestra un aumento en el rendimiento de la energía generada durante el corto tiempo de análisis dado que se reducen los valles existentes en la salida de potencia del panel, el comportamiento pulsante en la potencia del panel responde al cierre y apertura del interruptor que compone el circuito extractor de potencia y el comportamiento propio del inductor existente. En cuanto a voltaje se refiere el comportamiento oscilatorio también demuestra la búsqueda que realiza el algoritmo para un punto máximo de transferencia dado que el voltaje de salida se comporta de manera diferente al generado por el panel debido a la búsqueda de las partículas, lo expuesto se muestra en la figura 12, cabe mencionar que la figura 12 se muestra en segundos dado que se hace un detalle a la respuesta que tiene el sistema, como bien se ha explicado los cálculos son iterativos y es notorio este comportamiento en los primeros 50 milisegundos.

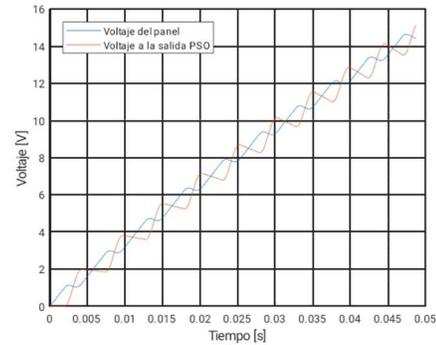


Figura 12. Oscilaciones de voltaje, panel a utilizar a 200 W/m^2 [Autor]

Una vez validado el método de optimización planteado en la presente investigación se procede a implementar un modelo de balance por medio de Vensim en donde se tiene un balance entre la potencia generada y la potencia de demanda el modelo implementado es el representado en la figura 13.

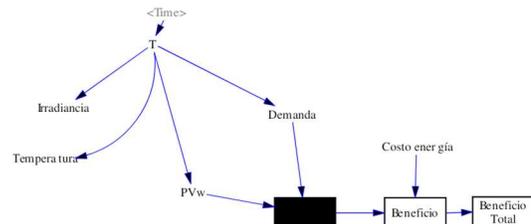


Figura 13. Modelo de Balance Vensim

Tanto la irradiancia, temperatura y demanda tienen una relación directa con el tiempo de análisis con lo cual se podría ejecutar un análisis horario, mientras Python ejecuta el algoritmo para el control del circuito extractor de potencia y obtiene el punto maximizado de potencia con lo cual finalmente se puede obtener un balance además de un beneficio o perjuicio económico en función de las condiciones dadas. Las variables descritas han sido desarrolladas a modo de look up, variables relacionadas a curvas con dependencia de una variable. La interfaz de usuario muestra estas variables de manera similar la figura 14.

— OP_nom

Current

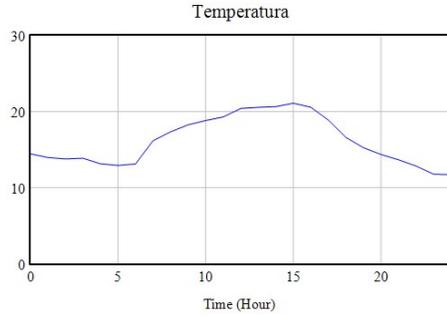


Figura 14. Temperatura, gráfica Vensim.

Con lo antes expuesto se encuentran pares de operación para temperatura e irradiancia en cada hora del día mismos pares que son insertados en el modelo generado en Python con el fin de obtener puntos de operación del sistema y la potencia a ser generada con el fin de generar el balance de potencia esperado. La tabla 9 muestra los datos ambientales utilizados para un lapso de 24 horas.

Tabla 9. Condiciones climáticas horarias.

Hora	Temperatura [°C]	Irradiancia [W/m ²]
0	14.46	0
1	13.98	0
2	13.78	0
3	13.88	0
4	13.15	0
5	12.93	0
6	13.13	33.29
7	16.17	253.45
8	17.35	512.87
9	18.26	748.96
10	18.83	951.95
11	19.3	991.36
12	20.41	1068.39
13	20.56	974.41
14	20.65	878.54
15	21.1	689.6
16	20.57	441.1
17	18.88	102.17
18	16.61	0
19	15.26	0
20	14.37	0
21	13.67	0
22	12.85	0
23	11.78	0
24	11.72	0

Como se mencionó con anterioridad existen franjas horarias en las que los valores de irradiancia son nulos con lo cual consistentemente el sistema no será capaz de generar potencia dichas condiciones no fueron ensayadas con el fin de reducir la cantidad de tiempo de procesamiento. La tabla 10 muestra los resultados obtenidos para la potencia generada en cada hora y tomando en consideración los datos de inversor, dado que por ejemplo en la hora 6 el nivel de irradiancia toma un valor de 6.07 W/m² valor insuficiente para producir el voltaje de arranque necesario que para el inversor en estudio corresponde a 200 V, por ello el inversor entrega potencia desde las 8 horas momento en el cual se satisfacen las necesidades operativas hasta las 16 horas dado que a las 17 horas el voltaje no es suficiente.

Tabla 10. Generación día en estudio

Hora	Ppso [W]	V [V]	Pinv [W]
0	0.00	0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00
6	20.25	26.78	0.00
7	942.57	163.98	0.00
8	3895.38	333.80	3817.47
9	7941.31	467.17	7782.48
10	13530.80	622.99	13260.19
11	14691.41	650.29	14397.58
12	16892.39	691.10	16554.54
13	14203.00	638.38	13918.94
14	11498.65	572.47	11268.67
15	6818.71	433.36	6682.34
16	2920.21	290.91	2861.81
17	166.79	71.68	0.00
18	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00

En cuanto se refiere a un análisis de costos se hace uso del pliego tarifario vigente para el año en curso y del cual se toman los datos, se asume que cada usuario es responsable por el pago de la demanda por lo que se toma el valor de diseño del transformador, 14.53 kVA y se divide para el total de usuarios, 8 en total y se determina el rango de consumo con lo cual el precio fijado es de 0.1285 \$/kWh.

La gráfica 15 muestra el balance obtenido para cada hora del día mientras que se puede obtener que el beneficio o perjuicio obtenido para el día en cuestión corresponde a \$9.43 que se debe pagar a la empresa distribuidora para el total de usuario en el día, sin la existencia del sistema fotovoltaico el costo real del sistema hubiese sido de \$21.07 representando un ahorro de \$11.64 para el día analizado lo cual representa un 55.2% de ahorro con la instalación del sistema fotovoltaico.

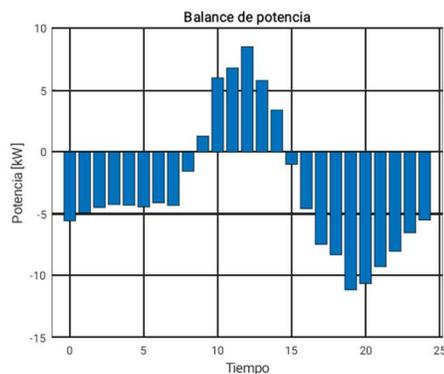


Figura 15. Balance de potencia horario.

Cabe aclarar que los valores negativos son valores correspondientes a déficit de potencia desde el sistema solar valor que debe ser pagado a la empresa distribuidora mientras que los valores positivos son excedentes de generación. Se considera que los excedentes son pagados al usuario al mismo costo que la demanda. La figura 16 ilustra de manera

análoga el beneficio o perjuicio económico en cada hora del día.

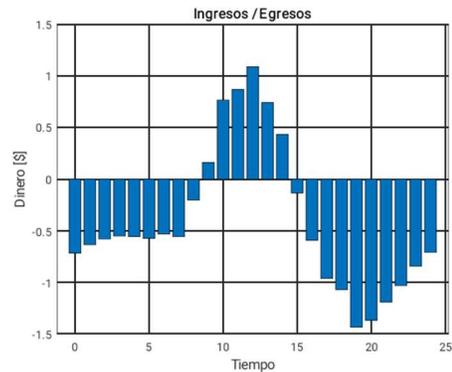


Figura 16. Ingresos / Egresos

Con el fin de estudiar el rendimiento del modelo implementado se procede a colocar el campo solar bajo las mismas condiciones ambientales que las ensayadas con el algoritmo de extracción de potencia. La tabla 11 muestra los resultados obtenidos sin el circuito extractor de potencia.

Tabla 11. Resultados sin circuito extractor de potencia

Hora	P [W]	V [V]	Pinv [W]
0	0.00	0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00
6	22.33	31.52	0.00
7	863.51	195.88	0.00
8	3446.75	421.04	3377.81
9	7248.83	567.60	7103.85
10	12345.57	740.72	12098.65
11	12409.63	742.64	12161.44
12	14924.11	814.43	14625.63
13	12444.31	743.70	12195.42
14	9752.20	658.36	9557.15
15	5400.99	489.95	5292.97
16	2171.33	310.65	2127.90
17	167.22	86.21	0.00
18	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00

Los resultados obtenidos permiten encontrar que el no usar el circuito de extracción permite obtener en promedio un 85% de la potencia obtenida con la inclusión del circuito extractor además de del algoritmo PSO para la búsqueda de la máxima transferencia de potencia. La figura 17 muestra los excedentes o déficits presentados para el primer caso, con uso de circuito extractor y PSO.

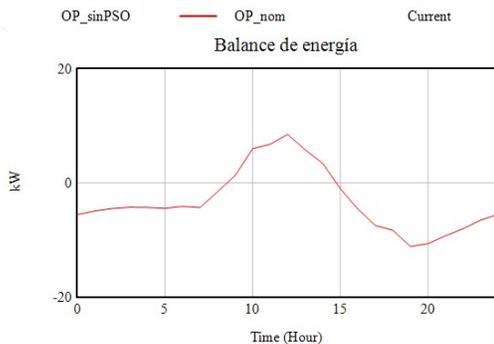


Figura 17. Balance de potencia horaria, gráfica Vensim.

Por otro lado, la figura 18 muestra el mismo balance, pero para el segundo caso en donde no se considera el uso del circuito extractor ni el algoritmo PSO, aunque si bien es cierto la tendencia de la curva es la similar a la obtenida por el primer caso.

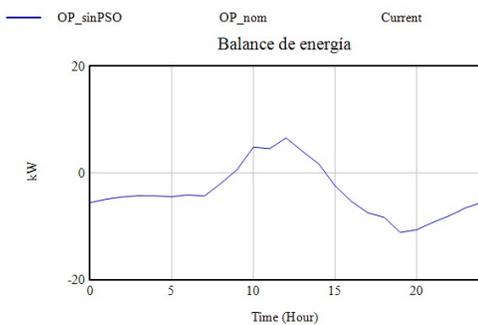


Figura 18. Balance de potencia horaria sin PSO, gráfica Vensim.

La figura 19 ilustra la comparación entre ambos casos en los que es posible notar que durante las horas de producción el déficit es más pronunciado cuando la demanda no puede ser cubierta y el excedente es inferior en aquello

momentos en que la generación excede la demanda de la edificación, esto por tanto traerá consigo una alteración en el beneficio o perjuicio económico.

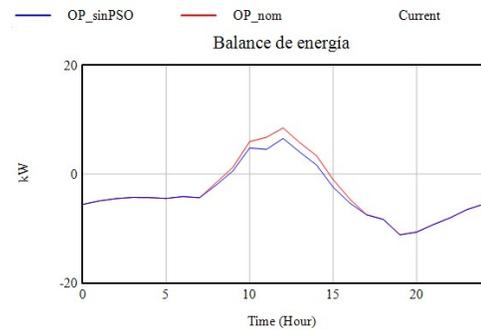


Figura 19. Comparación de balances, gráfica Vensim.

Finalmente, la figura 20 muestra la comparación en el beneficio o perjuicio económico con ambos casos estudiados, al igual que lo sucedido con las curvas de potencia y sus balances, la tendencia es similar y únicamente son los valores los que se notan alterados esto sucede dado que el beneficio o perjuicio económico tiene una tarifa plana o valor constante.

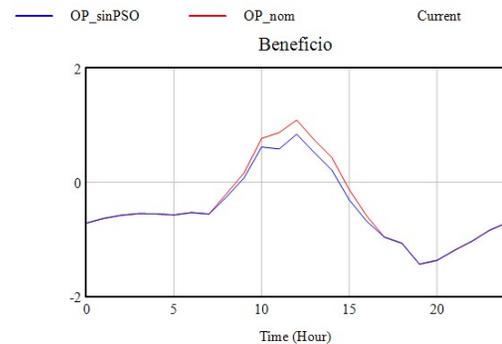


Figura 20. Beneficio / perjuicio comparativo, gráfica Vensim.

Al ejecutar la sumatoria de los valores antes graficados se obtiene que el valor a pagar a la distribuidora por el total del día para el segundo caso es de \$10.97 valor ligeramente superior al obtenido con el primer caso. La figura 21 ilustra la sumatoria acumulada en cada hora en el aspecto económico.



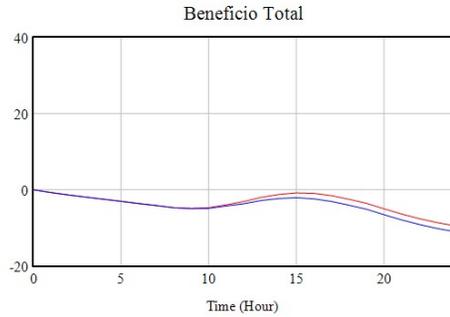


Figura 21. Suma acumulada beneficio / perjuicio, gráfica Vensim

Se puede apreciar que en todo momento la sumatoria acumulada muestra valores negativos sin embargo en las horas correspondientes a las de mayor generación el perjuicio disminuye con mayor pronunciamiento en aquel caso en donde se implementa el algoritmo y circuito propuesto en el presente trabajo investigativo.

Finalmente, con el fin de comparar el modelo implementado con otros métodos en literatura se considera el rendimiento promedio obtenido del método en cuestión con valores obtenidos para condiciones normales y dos métodos adicionales entre los que se mencionan P&O (Perturb and Observe) e InCond (Conductancia incremental). La tabla 12 muestra la comparación de rendimiento en donde se puede si bien es cierto la variación no es significativa, si existe una mejora de rendimiento ello sin tomar en cuenta que PSO es un método con menor variación en el punto de operación dado que encuentra un único punto máximo mientras que los métodos adicionales basan su funcionamiento en la variación constante del ciclo de trabajo hasta encontrarse oscilando cerca del punto de operación, los parámetros de operación de los métodos antes mencionados fueron obtenidos en [22] en donde se realiza un estudio de ambos métodos.

Tabla 12. Parámetros obtenidos

Irrad. [W/m ²]	Temp. [°C]	P[W] P&O MPPT [22]	P [W] InCond MPPT [22]	P [W] PSO MPPT
600	25	3040	3040	3058.6
1000	25	5000	5000	5030.6
1000	40	4690	4685	4718.7
800	40	3785	3788	3808.2

Para los datos mostrados se puede observar que la variación en promedio es de 100 W respecto a los otros 2 métodos comparados. En general la mejora promedio al implementar el método de control bajo PSO es de 1% respecto a la mejora que se puede obtener por medio de P&O al igual que InCond cuyo rendimiento es parecido.

Con el fin de conocer el rendimiento del algoritmo frente al tiempo en el que se encuentra un punto óptimo se ensaya el sistema propuesto bajo condiciones de operación similares en 3 corridas diferentes, se puede observar en la figura 22 que el algoritmo es capaz de encontrar un punto de operación estable en torno a los 0.35 segundos de simulación para los 3 ensayos realizados, si bien es cierto los puntos finales varían ligeramente, el tiempo siempre está cercano al mencionado.

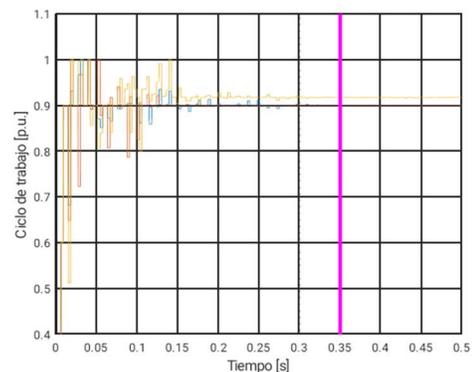


Figura 22. Tiempo de obtención de punto óptimo.

6 Conclusiones

El algoritmo que busca el punto de máxima transferencia de potencia es capaz de modificar sus resultados en

función de las diferentes condiciones de operación del sistema sean estas climáticas o referentes con los circuitos anexos.

El algoritmo de optimización PSO desarrollado por Python se muestra capaz de desarrollarse en diferentes condiciones de operación y sensible a los cambios relativos a la operación usual de un panel solar.

Al comparar el algoritmo implementado con la ausencia del mismo frente a la variación de irradiancia y carga se encuentra que sin el algoritmo solamente se puede extraer el 85% de la potencia que puede ser obtenida con el uso del algoritmo y circuito planteado.

El uso de Vensim se justifica dado su potencial en el análisis causal en procesos de conversión, además de que su versatilidad le permite ser interpretado por medio de Python de modo que los parámetros pueden ser modificados, leídos y simulados desde Python, para el caso presente se ha conseguido parametrizar variables temporales con alrededor de 700 valores además de la facilidad de manipular los intervalos de iteración por segundos, minutos, horas, días e incluso años.

El uso de nuevas metodologías como nuevos programas exigen la creación de complejos flujos de trabajo a lo que sumado el uso de métodos recursivos para la obtención de resultados incrementa el tiempo de máquina necesario para el procesamiento de datos.

6.1 Trabajos futuros

Se recomienda comparar el rendimiento del presente algoritmo con otros existentes con el fin de validar la rapidez al encontrar el punto de operación.

Partiendo de los resultados obtenidos se podría implementar un despliegue óptimo del campo solar en función de la

utilización de un circuito extractor de potencia.

7 Referencias

- [1] L. Tziiovani, P. Kolios, L. Hadjidemetriou, and E. Kyriakides, “Grid Friendly Operation of a PV-Storage System with Profit Maximization and Reliability Enhancement,” *SEST 2019 - 2nd Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol.*, 2019.
- [2] T. Wang, H. Kamath, and S. Willard, “Control and optimization of grid-tied photovoltaic storage systems using model predictive control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1010–1017, 2014.
- [3] G. Alvarez, H. Moradi, M. Smith, and A. Zilouchian, “Modeling a Grid-Connected PV/Battery Microgrid System with MPPT Controller,” in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017, pp. 2941–2946.
- [4] S. Sajadian and R. Ahmadi, “Distributed maximum power point tracking using model predictive control for solar photovoltaic applications,” in *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2017, pp. 1319–1325.
- [5] F. F. Yanine and E. E. Sauma, “Review of grid-tie micro-generation systems without energy storage: Towards a new approach to sustainable hybrid energy systems linked to energy efficiency,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 60–95, 2013.

- [6] V. Virupaksha, M. Harty, and K. McDonnell, "Microgeneration of electricity using a solar photovoltaic system in Ireland," *Energies*, vol. 12, no. 23, pp. 1–26, 2019.
- [7] J. M. F. Silva, R. Godina, E. M. G. Rodrigues, E. Pouresmaeil, and J. P. S. Catalao, "Residential MPC controller performance in a household with PV microgeneration," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [8] M. De Lima Pereira and J. Renato De Brito Sousa, "Monitoring Systems Used in Photovoltaic Microgeneration: A Review," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 9, pp. 1671–1676, 2017.
- [9] S. Sajadian and R. Ahmadi, "Model Predictive-Based Maximum Power Point Tracking for Grid-Tied Photovoltaic Applications Using a Z-Source Inverter," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 11, pp. 7611–7620, 2016.
- [10] L. Gil-Antonio, M. Belem Saldivar-Marquez, and O. Portillo-Rodriguez, "Maximum power point tracking techniques in photovoltaic systems: A brief review," *Int. Power Electron. Congr. - CIEP*, vol. 2016-Augus, pp. 317–322, 2016.
- [11] P. Karki, B. Adhikary, and K. Sherpa, "Comparative study of grid-tied photovoltaic (PV) system in Kathmandu and Berlin using PVsyst," in *2012 IEEE Third International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, 2012, pp. 196–199.
- [12] M. I. Munir, T. Aldhanhani, and K. H. Al Hosani, "Control of Grid Connected PV Array Using P&O MPPT Algorithm," *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 52–58, 2017.
- [13] F. M. de Oliveira, S. A. Oliveira da Silva, F. R. Durand, L. P. Sampaio, V. D. Bacon, and L. B. G. Campanhol, "Grid-tied photovoltaic system based on PSO MPPT technique with active power line conditioning," *IET Power Electron.*, vol. 9, no. 6, pp. 1180–1191, 2016.
- [14] J. Khazaei, Z. Miao, L. Piyasinghe, and L. Fan, "Real-time digital simulation-based modeling of a single-phase single-stage PV system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 123, pp. 85–91, 2015.
- [15] D. Reddy and S. Ramasamy, "A fuzzy logic MPPT controller based three phase grid-tied solar PV system with improved CPI voltage," *2017 Innov. Power Adv. Comput. Technol. i-PACT 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [16] B. Shalavadi, V. Ravindranadh, and R. Y. U. Kumar, "Modelling and analysis of a standalone PV/micro turbine hybrid system," in *2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)*, 2017, no. Icimia, pp. 774–779.
- [17] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*, vol. 1, no. 2. 2015.
- [18] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad, and S. Mekhilef, "An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with

- reduced steady-state oscillation,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 8, pp. 3627–3638, 2012.
- [19] F. M. Oliveira, S. A. O. Da Silva, F. R. Durand, and L. P. Sampaio, “Application of PSO method for maximum power point extraction in photovoltaic systems under partial shading conditions,” *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electron. Conf. 1st South. Power Electron. Conf. COBEP/SPEC 2016*, vol. 1000, no. 1, pp. 8–13, 2015.
- [20] S. Gavali and A. Deshpande, “Particle swarm based optimization algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic (PV) systems,” *RTEICT 2017 - 2nd IEEE Int. Conf. Recent Trends Electron. Inf. Commun. Technol. Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1583–1586, 2017.
- [21] L. P. Sivakumar, S. Sivakumar, A. Prabha, and A. Rajapandiyan, “Implementation of Particle Swarm Optimization for Maximum Power Absorption from Photovoltaic System Using Energy Extraction Circuit,” *IEEE Int. Conf. Intell. Tech. Control. Optim. Signal Process. INCOS 2019*, pp. 1–4, 2019.
- [22] A. A. Elbaset, S. A. M. Abdelwahab, H. A. Ibrahim, and M. A. E. Eid, *Performance Analysis of Photovoltaic Systems with Energy Storage Systems*. 2019.
- [23] B. C. Babu, T. Cermak, S. Gurjar, Z. M. Leonowicz, and L. Piegari, “Analysis of mathematical modeling of PV module with MPPT algorithm,” *2015 IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. EEEIC 2015 - Conf. Proc.*, pp. 1625–1630, 2015.
- [24] T. Gurupira and A. J. Rix, “Photovoltaic System Modelling using PVLlib-Python,” *Fourth South African Sol. Energy Conf. SASEC 2016, Univ. Stellenbosch, South Africa*, vol. 1, no. 1, pp. 1–10, 2016.
- [25] R. M. Antamba Rivas, “Metodología de Diseño para Centros de Transformación a funcionar en Edificios Residenciales dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.,” Escuela Politécnica del Ejército, 2003.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 13. Matriz de estado del arte

MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE CONTROL PREDICTIVO														
ITEM	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA	
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro generación	Sistemas de generación conectados a red	Penetración de la energía renovable	Sistemas fotovoltaicos	Seguimiento del punto de potencia	Utilización de convertidores de energía	Variación de PWM	Mejora de la potencia de salida	Perfil horario de potencia	Sistemas residenciales	Optimización de parámetros de dispersión
1	2019	Grid Friendly Operation of a PV-Storage System with Profit Maximization and Reliability Enhancement	0	▪	✗	✗	✗	▪	▪	✗	✗	▪	✗	▪
2	2014	Control and optimization of grid-tied photovoltaic storage systems using model predictive control	72	▪	▪	✗	✗	▪	▪	▪	✗	✗	▪	▪
3	2017	Modeling a Grid-Connected PV/Battery Microgrid System with MPPT Controller	7	▪	✗	✗	✗	✗	▪	✗	✗	▪	▪	▪
4	2017	Distributed maximum power point tracking using model predictive control for solar photovoltaic applications	6	✗	▪	✗	✗	▪	▪	✗	✗	▪	▪	✗
5	2013	Review of grid-tie micro-generation systems without energy storage: Towards a new approach to sustainable hybrid energy systems linked to energy efficiency	67	✗	✗	✗	▪	▪	▪	▪	✗	✗	✗	✗
6	2019	Microgeneration of electricity using a solar photovoltaic system in Ireland	1	✗	✗	▪	✗	▪	▪	✗	▪	✗	✗	▪

MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE CONTROL PREDICTIVO														
ITEM	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA	
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro generación	Sistemas de generación conectados a red	Penetración de la energía renovable	Sistemas fotovoltaicos	Seguimiento del punto de potencia	Utilización de convertidores de energía	Variación de PWM	Mejora de la potencia de salida	Perfil horario de potencia	Sistemas residenciales	Optimización de parámetros de dispersión

IT E M	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro generación	Sistemas de generación conectados a red	Penetración de la energía renovable	Sistemas fotovoltaicos	Seguimiento del punto de potencia	Utilización de convertidores de energía	Variación de PWM	Mejora de la potencia de salida	Perfil horario de potencia	Sistemas residenciales	Optimización de parámetros de dispersión	Perturbación y observación
7	2017	Residential MPC controller performance in a household with PV microgeneration	5	✗	▪	▪	✗	▪	▪	▪	▪	▪	✗	▪	▪
8	2017	Monitoring Systems Used in Photovoltaic Microgeneration: A Review	4	✗	▪	▪	✗	▪	✗	▪	▪	▪	✗	▪	▪
9	2016	Model Predictive-Based Maximum Power Point Tracking for Grid-Tied Photovoltaic Applications Using a Z-Source Inverter	63	▪	✗	▪	✗	✗	✗	✗	✗	▪	▪	▪	✗
10	2016	Maximum power point tracking techniques in photovoltaic systems: A brief review	39	✗	▪	▪	✗	✗	✗	✗	✗	▪	▪	▪	✗
11	2012	Comparative study of grid-tied photovoltaic (PV) system in Kathmandu and Berlin using PVsyst	41	▪	✗	▪	✗	▪	✗	▪	▪	▪	▪	▪	▪
12	2017	Control of Grid Connected PV Array Using P&O MPPT Algorithm	22	▪	✗	▪	✗	✗	✗	✗	✗	▪	✗	▪	✗
13	2016	Grid-tied photovoltaic system based on PSO MPPT technique with active power line conditioning	66	✗	✗	▪	✗	✗	✗	✗	▪	▪	▪	✗	▪
14	2015	Real-time digital simulation-based modeling of a single-phase single-stage PV system	22	▪	▪	▪	✗	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪

MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE PSO

DATOS	TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO	RESTRICCIONES DEL PROBLEMA	PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA
-------	----------	---	----------------------------	-------------------------------------

IT E M	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro generación	Sistemas de generación conectados a red	Penetración de la energía renovable	Sistemas fotovoltaicos	Seguimiento del punto de potencia	Utilización de convertidores de energía	Variación de PWM	Mejora de la potencia de salida	Perfil horario de potencia	Sistemas residenciales	Optimización de parámetros dispersos	Perturbación y observación
15	2017	A fuzzy logic MPPT controller based three phase grid-tied solar PV system with improved CPI voltage	5	▪	✗	▪	✗	✗	✗	✗	✗	▪	✗	✗	▪
16	2017	Modelling and analysis of a standalone PV/micro turbine hybrid system	1	✗	▪	✗	▪	▪	▪	▪	▪	▪	✗	▪	▪
17	2015	Optimization of Power System Operation	886	▪	✗	✗	▪	✗	▪	▪	✗	▪	▪	✗	▪
18	2012	An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation	730	▪	▪	▪	✗	✗	▪	▪	✗	▪	▪	✗	▪
19	2015	Application of PSO method for maximum power point extraction in photovoltaic systems under partial shading conditions	1	▪	▪	▪	✗	✗	▪	✗	✗	▪	▪	✗	▪
20	2017	Particle swarm-based optimization algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic (PV) systems	5	▪	✗	▪	✗	✗	▪	▪	✗	▪	▪	✗	▪
21	2019	Implementation of Particle Swarm Optimization for Maximum Power Absorption from Photovoltaic System Using Energy Extraction Circuit	0	▪	▪	✗	✗	✗	▪	▪	✗	▪	▪	✗	▪
22	2019	Performance Analysis of Photovoltaic Systems with Energy Storage Systems	4	✗	▪	✗	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	✗

MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE UN SISTEMA DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA POR MEDIO DE PSO Y MODELACIÓN DINÁMICA POR MEDIO DE PSO

DATOS	TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO	RESTRICCIONES DEL PROBLEMA	PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA
-------	----------	---	----------------------------	--------------------------------------

IT E M	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Micro generación	Sistemas de generación conectados a red	Penetración de la energía renovable	Sistemas fotovoltaicos	Seguimiento de punto de potencia	Utilización de convertidores de energía	Variación de PWM	Mejora de la potencia de salida	Perfil horario de potencia	Sistemas residenciales	Optimización de parámetros de dispersión	Perturbación y observación
23	2015	Analysis of mathematical modeling of PV module with MPPT algorithm	11	▪	▪	▪	▪	✘	✘	✘	✘	▪	▪	✘	▪
24	2016	Photovoltaic System Modelling using PVLlib-Python	1	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	✘	▪	▪	✘	✘
25	2003	Metodología de Diseño para Centros de Transformación a funcionar en Edificios Residenciales dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.,	0	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	▪	✘	✘	▪	▪
				9	11	9	18	12	9	11	16	4	9	11	7

7.2 Resumen de Indicadores

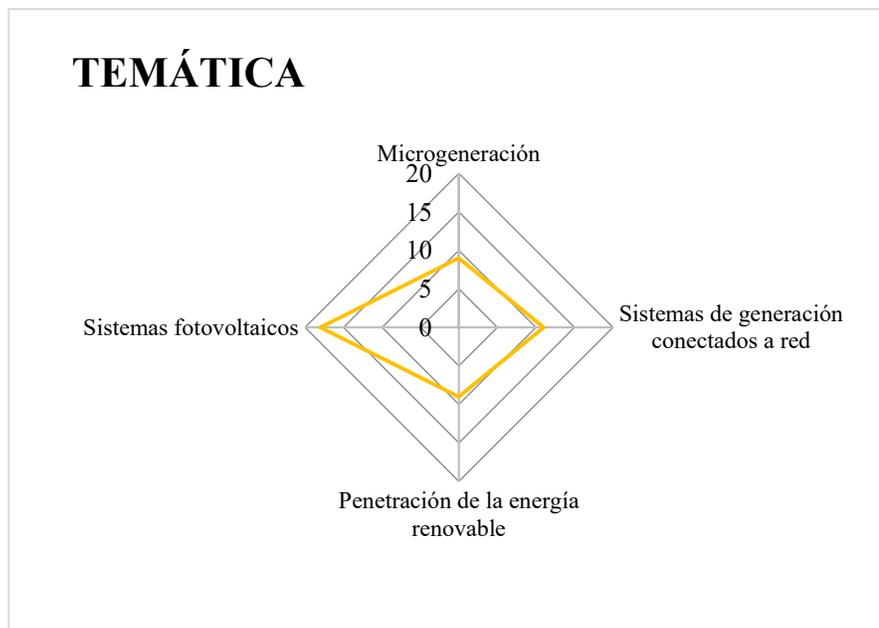


Figura 23. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

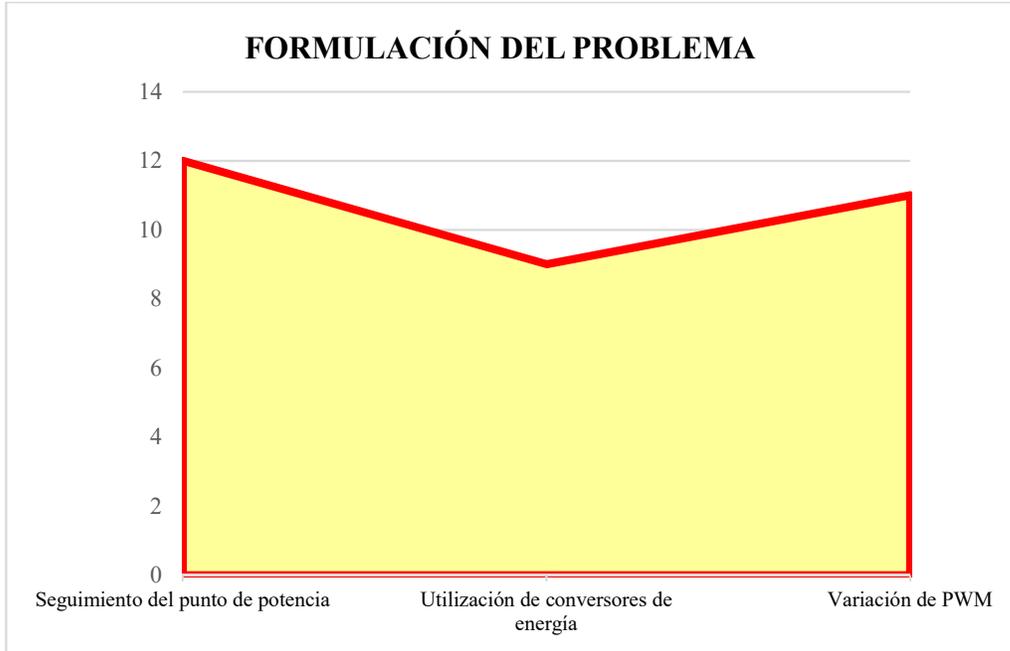


Figura 24. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

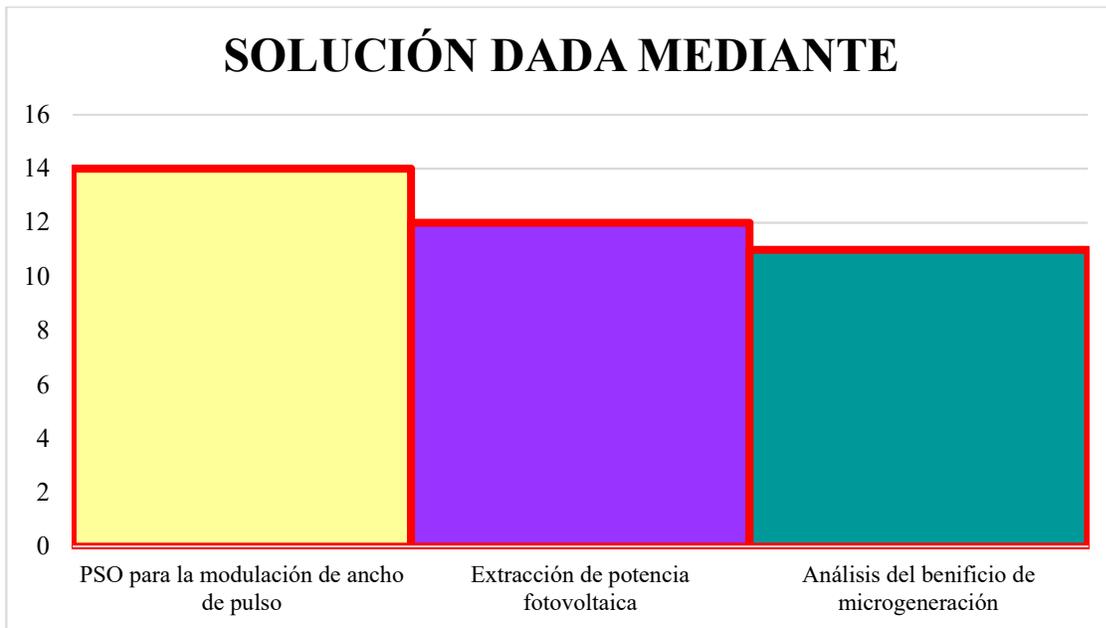


Figura 25. Indicador de solución - Estado del arte

8 Anexos

8.1 Anexo 1: cálculo campo solar

Datos del panel		
Potencia	450	Wp
Vmp	186.8	V
Imp	2.41	A
Voc	221.1	V
Isc	2.57	A
Coeficiente Isc	0.04%	/°C
Coeficiente Voc	-0.280%	/°C
Datos a	25	°C
	1000	W/m2
Tonc	45	°C

± 2

Datos emplazamiento		
Tamb	25	°C
T diurna min	10.82	°C
Irrmax	600	W/m2
Irrmin	112	W/m2

Potencia instalacion		
P	15	kW

Fabricante del inversor					
Lado de continua			Lado de Alterna		
Potcc	17	kW	Potca	15	kW
Vccmax	1000	V	Pot aparente	18.75	kVA
Imaxinv	23	A	Voac	230	V
Rango Vmp	350	800	Ioac	24	A
Vccmin	200	V	Eficiencia	98.0%	

Factores		
fseg	10%	

Campo Solar			Comentarios
Pcs	15.31	kW	
Pcs r	17	kW	*factor de seguridad

Temp panel		
T. max panel	43.75	°C
T. min panel	14.32	°C
ΔTmax	-1.25	°C
ΔV Tmax	0.3500%	
ΔVoc Tmax	0.774	V
Voc Tmax	221.874	V
ΔVmp Tmax	0.654	V
Vmp Tmax	187.454	V

Δtmin	-30.68	°C
ΔV Tmin	8.5904%	
ΔVoc Tmin	18.993	V
Voc Tmin	240.093	V
ΔVmp Tmin	16.047	V
Vmp Tmin	202.847	V

NÚMERO DE PANELES EN SERIE				
Nps (1)	<=	3.94386175	4	paneles
Nps (2)	>=	1.86712673	2	paneles
Vmax oc	960.373498	V	*Dato importante para diseño	
Vmax Vnom	884.4	V		

NÚMERO DE PANELES EN PARALELO				
Npp	<=	8.94941634	9	ramas paneles

8.2 Anexo 2

8.2.1 PSO, Python

```
# importación de librerías requeridas
import pickle
import math
import pandas as pd
import numpy as np
import csv
```

```
# lectura de datos desde archivos .csv
counter1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/counter.csv', header=None)
counter = np.squeeze(np.asarray(counter1))
```

```

dcurrent1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dcurrent.csv',
header=None)
dcurrent = np.squeeze(np.asarray(dcurrent1))

gbest1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/gbest.csv', header=None)
gbest = np.squeeze(np.asarray(gbest1))

p1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/p.csv', header=None)
p = np.squeeze(np.asarray(p1))

v1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/v.csv', header=None)
v = np.squeeze(np.asarray(v1))

pbest1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/pbest.csv', header=None)
pbest = np.squeeze(np.asarray(pbest1))

u1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/u.csv', header=None)
u = np.squeeze(np.asarray(u1))

D1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/D.csv', header=None)
D = np.squeeze(np.asarray(D1))

dc1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dc.csv', header=None)
dc = np.squeeze(np.asarray(dc1))

#####
#####
# pasos para actualización de la velocidad de las partículas
def actv(vel,pobest,d,gwbest):
    w = 0.4 #peso para inercia de la particula
    c1 = 1.2 #coeficiente personal
    c2 = 2 #coeficiente global

## phi1 = 2.05
## phi2 = 2.05
## phi = phi1+phi2
## chi = 2/(phi-2+math.sqrt(phi^2-4*phi))
## w = chi
## wdamp = 1
## c1 = chi*phi1
## c2 = chi*phi2
    rand1 = np.random.uniform(0,1)
    rand2 = np.random.uniform(0,1)
    vfinal = (w*vel)+(c1*rand1*(pobest-d))+(c2*rand2*(gwbest-d))
    return vfinal

```

```

# pasos para actualización de posición de las partículas
def actd(d, vel):
    dup = d+vel
    if dup>1:
        df = 1
    elif dup<0:
        df = 0
    else:
        df = dup
    return df

# actualización del registro de variables en archivos .csv (Persistencia de datos)
def actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D):
    counter=[[counter]]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/counter.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(counter)
    archivo.close()

    dcurrent=[[dcurrent]]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dcurrent.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(dcurrent)
    archivo.close()

    gbest=[[gbest]]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/gbest.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(gbest)
    archivo.close()

    p = [p]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/p.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(p)
    archivo.close()

    v = [v]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/v.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(v)
    archivo.close()

    pbest=[pbest]
    archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/pbest.csv', "w")
    archivo_csv = csv.writer(archivo)
    archivo_csv.writerow(pbest)

```

```

archivo.close()

u=[[u]]
archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/u.csv', "w")
archivo_csv = csv.writer(archivo)
archivo_csv.writerows(u)
archivo.close()

D=[[float(D)]]
archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/D.csv', "w")
archivo_csv = csv.writer(archivo)
archivo_csv.writerows(D)
archivo.close()

dc=[dc]
archivo = open('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dc.csv', "w")
archivo_csv = csv.writer(archivo)
archivo_csv.writerows(dc)
archivo.close()

#####
#####
# datos de operación del campo solar diseñado
Vol = Vpso*4.0
Cur = Ipso*9.0

print('Voltaje :', Vol)
print('Corriente :', Cur)

% lectura de variables persistentes desde archivos .csv
counter1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/counter.csv', header=None)
counter = np.squeeze(np.asarray(counter1))

dcurrent1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dcurrent.csv',
header=None)
dcurrent = np.squeeze(np.asarray(dcurrent1))
print(dcurrent)

gbest1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/gbest.csv', header=None)
gbest = np.squeeze(np.asarray(gbest1))

p1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/p.csv', header=None)
p = np.squeeze(np.asarray(p1))

v1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/v.csv', header=None)
v = np.squeeze(np.asarray(v1))

```

```
pbest1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/pbest.csv', header=None)
pbest = np.squeeze(np.asarray(pbest1))
```

```
u1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/u.csv', header=None)
u = np.squeeze(np.asarray(u1))
```

```
dc1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/dc.csv', header=None)
dc = np.squeeze(np.asarray(dc1))
```

```
    # pasos a esperar entre cada iteración del simulador
    if counter >= 1 and counter < 10:
        D = float(dcurrent)
        counter = counter + 1
        actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
    return
```

```
counter = 0
# actualización de valores y potencias
if u >= 1 and u <= 4:
    aux = Vol * Cur
    if aux > p[u-1]:
        p[u-1] = aux
        print(dcurrent)
        pbest[u-1] = dcurrent
        actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
```

```
u = u + 1
```

```
actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
```

```
# cálculo por cada partícula
if u == 6:
    u = 1
    actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
elif u == 1:
    D = float(dc[u-1])
    dcurrent = D
    counter = 1
    actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
    return
elif u == 2:
    D = float(dc[u-1])
    dcurrent = D
    counter = 1
    actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
    return
elif u == 3:
```

```

D = float(dc[u-1])
dcurrent = D
counter = 1
actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
return
elif u==4:
D = float(dc[u-1])
dcurrent = D
counter = 1
actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
return
# obtención del máximo global y actualización de posiciones y velocidades
elif u==5:
maxp = np.max(p)
i = np.where(p == maxp)
gbest = float(pbest[i])
D = float(gbest)
print(D)
dcurrent = D
counter = 1
v[0] = actv(v[0],pbest[0],dc[0],gbest)
v[1] = actv(v[1],pbest[1],dc[1],gbest)
v[2] = actv(v[2],pbest[2],dc[2],gbest)
v[3] = actv(v[3],pbest[3],dc[3],gbest)
dc[0] = actd(dc[0],v[0])
dc[1] = actd(dc[1],v[1])
dc[2] = actd(dc[2],v[2])
dc[3] = actd(dc[3],v[3])
actvar(counter, dcurrent, gbest, p, v, pbest, u, dc, D)
return

```

8.3 Modelo solar, Python

```

# importación de librerías requeridas
import math
import numpy as np

# elimina restricciones de cálculo
np.seterr(all='ignore')

# parametriza valores para el modelo del panel solar
Vpvmeas = Vpvmeas;
Ipvmeas = Ipvmeas;

dt_sample = 1.0e-6

q = 1.602e-19      # C - electronic charge

```

```

k = 1.3806503e-23    # J/K - Boltzmann's constant

n = 1.3              # Diode ideality factor - between 1 and 2 depending on the silicon

Gref = 1000.0        # W/m2 - solar irradiation at standard reference condition (SRC)
Tref = 298.0         # K - temperature at SRC

alphaT = 0.04 # %/deg C - relative temperature co-efficient of short circuit current
betaT = -0.28 # %/deg C - relative temperature co-efficient of open circuit voltage

Vpv_mppt_ref = 186.8    # V - from datasheet
Ipv_mppt_ref = 2.41     # A - from datasheet
Ppv_mppt_ref = 450.0    # W - from datasheet

N_cells = 72          # Number of cells in series - from datasheet

Rs = 0.015*Ppv_mppt_ref/(Ipv_mppt_ref*Ipv_mppt_ref)
Rp = (Vpv_mppt_ref + Ipv_mppt_ref*Rs)*(Vpv_mppt_ref +
Ipv_mppt_ref*Rs)/(0.015*Ppv_mppt_ref)

Isc_ref = 2.57        # A - from datasheet
Voc_ref = 221.1       # V - from datasheet

NOCT = 45.0           # Nominal operating condition

# Operating conditions (DATOS DE OPERACIÓN)
G = 102.17
Tamb = 18.88

# Calculate the cell temperature
Tcell = 273.0 + Tamb + ((NOCT - 20)/0.8)/G
# Use this cell temperature to generate test condition
#Tcell = 273.0 + Tamb

# at STC, when PV panel is short-circuited, parallel resistance and diode play negligible
part
# So entire current generated flows into short-circuit
Iirr_ref = Isc_ref

# The reference value of diode current at SC.
# This calculation is done at STC for Isc_ref
Io_ref = (Iirr_ref - (Voc_ref/Rp))*np.exp(-(q/k)*(Voc_ref/(N_cells*n*Tref)) - 1.0))

# CÁLCULO DEL PUNTO DE OPERACIÓN DEL PANEL SOLAR
if t_clock >= t1:
    Egref = 1.16 - 7.02e-4*(Tref*Tref/(Tref - 1108.0))
    Eg = 1.16 - 7.02e-4*(Tcell*Tcell/(Tcell - 1108.0))

```

```

#  $I_o = I_{o\_ref} \cdot (T_{cell}/T_{ref}) \cdot (T_{cell}/T_{ref}) \cdot (T_{cell}/T_{ref}) \cdot \exp(((E_{gref}/T_{ref}) - (E_g/T_{cell})) \cdot (1/k))$ 
#  $I_o = I_{o\_ref} \cdot \text{pow}((T_{cell}/T_{ref}), 3) \cdot \text{np.exp}(((E_{gref}/T_{ref}) - (E_g/T_{cell})) \cdot (q/k))$ 

# Actual irradiant current depends on temperature and radiation
Iirr = Iirr_ref*(G/Gref)*(1.0 + 0.01*alphaT*(Tcell - Tref))

# Actual open circuit voltage is dependent on temperature
Voc = Voc_ref + 0.01*betaT*Voc_ref*(Tcell-Tref)
# The PV current depends on the diode current which is temperature dependent
Ipv_des = Iirr - I_o*np.exp((q/k)*(Vpvmeas + Ipvmeas*Rs)/(N_cells*n*Tcell) - 1.0) - \
(Vpvmeas + Ipvmeas*Rs)/Rp

if (Vpvmeas>Voc):
    Vpv_gen = Voc + Ipv_des
else:
    Vpv_gen = Vpvmeas + Ipv_des

t1 += dt_sample

# Obtiene los valores a usar en el circuito equivalente del panel solar
vpv1_check = Vpv_gen
vpv1_power = Vpvmeas*Ipvmeas
vpv1_Isc = Iirr

```

8.4 Señal PWM, Python

```

# Importación de librerías requeridas
import pandas as pd
import numpy as np
import csv

# importación de variable persistente desde archivo .csv
D1 = pd.read_csv('E:\ppe_webapp_py3_4_3_0\Chavez_3/D.csv', header=None)
D = np.squeeze(np.asarray(D1))

# valor fijo de operación
sw_freq = 5000.0

# generación de modulación de pulso
dt = 1.0e-6

if t_clock > t2:

    carr_sig += (1/(1/sw_freq))*dt

```

```
if carr_sig > 1.0:
    carr_sig = 0.0

mod_sig = float(D)
print('Duty [%]: ',D)

if mod_sig > carr_sig:
    GateD = float(1.0)
    #GateD = float(0.0)
else:
    GateD = float(0.0)

t2 += dt
```

8.5 Circuito implementado

