	GESTIÓN DE SERVICIOS ACADÉMICOS Y BIBLIOTECARIOS		CÓDIGO	FO-GS-15	
			VERSIÓN	02	
	<b>ESQUEMA HOJA DE RESUMEN</b>			FECHA	03/04/2017
				PÁGINA	1 de 1
<b>ELABORÓ</b>		<b>REVISÓ</b>		<b>APROBÓ</b>	
Jefe División de Biblioteca		Equipo Operativo de Calidad		Líder de Calidad	

## RESUMEN TRABAJO DE GRADO

AUTOR(ES): NOMBRES Y APELLIDOS COMPLETOS

NOMBRE(S): LUIS ANDRES APELLIDOS: JAIMES ARCINIEGAS

FACULTAD: INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA ELECTRÓNICA

DIRECTOR:

NOMBRE(S): DINAELE APELLIDOS: GUEVARA IBARRA

CODIRECTOR:

NOMBRE(S): LUIS FERNANDO APELLIDOS: BUSTOS MÁRQUEZ

TÍTULO DEL TRABAJO (TESIS): DISEÑO DE UN CONTROLADOR DE CARGA MPPT PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS DESCONECTADOS DE LA RED ELÉCTRICA

En el trabajo de investigación se diseñó tres controladores de carga del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para sistemas solares fotovoltaicos (SSFV) desconectado de la red eléctrica, donde uno de ellos se basa en lógica difusa. La simulación fue realizada en la herramienta computacional Simulink del software Matlab, en la que se implementan todos los elementos del SSFV. La investigación comprobó que la eficiencia obtenida por el controlador fuzzy es de un 95.43% y comparada con los algoritmos de perturbación y observación, y el de conductancia incremental, presentó una eficiencia mayor de 3.69% respecto a los controladores MPPT de lógica clásica.

PALABRAS CLAVES: Controlador de carga, Lógica difusa, MPPT, SSFV, Eficiencia.

CARACTERÍSTICAS:

PÁGINAS: 84      PLANOS: 0      ILUSTRACIONES: 25      CD ROOM:   

\*\*Copia No Controlada\*\*

DISEÑO DE UN CONTROLADOR DE CARGA MPPT PARA SISTEMAS SOLARES  
FOTOVOLTAICOS DESCONECTADOS DE LA RED ELÉCTRICA

LUIS ANDRES JAIMES ARCINIEGAS

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2021

DISEÑO DE UN CONTROLADOR DE CARGA MPPT PARA SISTEMAS SOLARES  
FOTOVOLTAICOS DESCONECTADOS DE LA RED ELÉCTRICA

LUIS ANDRES JAIMES ARCINIEGAS

Director

DINAELE GUEVARA IBARRA  
PhD en Ingeniería

Codirector

LUIS FERNANDO BUSTOS MÁRQUEZ  
Esp. Ingeniero Electrónico

Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA

PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

SAN JOSÉ DE CÚCUTA

2021

## ACTA DE SUSTENTACIÓN DE UN TRABAJO DE GRADO

Fecha: CÚCUTA, 05 DE NOVIEMBRE DE 2021  
Hora: 15:00  
Lugar: MODALIDAD REMOTA SINCRÓNICO  
Plan de Estudios: INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
Título de la Tesis: "DISEÑO DE UN CONTROLADOR DE CARGA MPPT PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS DESCONECTADOS DE LA RED ELÉCTRICA"  
Jurados: IT. ESp WILLIAM CARLOS GUTIÉRREZ MEJÍA  
IE. MSc SERGIO ALEXANDER CASTRO CASADIEGO  
Director: IE. PhD DINAEL GUEVARA IBARRA  
Codirector: IE. ESp LUIS FERNANDO BUSTOS MÁRQUEZ  
Nombre del Estudiante Código Calificación  
LUIS ANDRÉS JAIMES ARCINIEGAS 1161020 Cuatro, cinco (4,5)

### MERITORIA

  
SERGIO ALEXANDER CASTRO CASADIEGO

  
WILLIAM CARLOS GUTIERREZ MEJÍA

  
ANGELO JOSEPH SOTO VERGEL  
Coordinador Comité Curricular  
Ingeniería Electrónica

## **Agradecimientos**

Primero que todo a DIOS, por permitirme culminar mi proyecto de grado.

Quiero agradecer a mi director el PhD. Dinael Guevara Ibarra por su apoyo  
durante este trabajo.

A mi codirector el Esp. Luis Fernando Bustos Márquez quien durante esta investigación  
siempre estuvo atento al desarrollo y resultados obtenidos.

A mis padres y hermanos por todo su apoyo y confianza durante este proceso.

A mi familia en general por todo su cariño, aprecio y apoyo.

A mi compañera de vida Viviana Villegas por siempre estar ahí, dándome la motivación en  
los momentos más difíciles, sin olvidar a su familia que me aceptaron con los brazos  
abiertos.

A mis amigos Juan Camilo Trujillo y Brian Andrés Araque por todos sus aportes en el  
proceso de resultados.

## **Dedicatoria**

Este trabajo está dedicado a esa personita que vino al mundo a ser mi motor de vida, dándome la energía suficiente para culminar esta investigación, no olvides que aun vives dentro de mí.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Problema	15
1.1. Descripción del problema	15
1.2. Formulación del problema	16
1.3. Justificación	16
1.4. Alcances	17
1.4.1. Tipo de proyecto.	17
1.4.2. Resultados esperados.	17
1.5. Limitaciones y delimitaciones	18
1.5.1. Limitaciones.	18
1.5.2. Delimitaciones.	18
1.6. Objetivos	19
1.6.1. Objetivo general.	19
1.6.2. Objetivos específicos.	19
2. Marco referencial	20
2.1. Antecedentes	20
2.2. Marco Teórico	21
2.2.1. Sistemas fotovoltaicos.	21

2.2.2.	Sistemas de almacenamiento con energía solar.	21
2.2.3.	Baterías.	22
2.2.4.	Controladores de carga.	23
2.2.5.	Inteligencia artificial.	24
2.3.	Marco Legal	29
3.	Diseño Metodológico	31
3.1.	Definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga	31
3.2.	Diseñar la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico	31
3.3.	Implementar computacionalmente en simulink el controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica	31
3.4.	Evaluar el desempeño del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica logrando la máxima transferencia de potencia	32
4.	Desarrollo metodológico	33
4.1.	Definición las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga	33
4.1.1.	Niveles de radiación y brillo solar de Norte de Santander.	33
4.1.2.	Temperatura de las seis sub-regiones de Norte de Santander.	36
4.1.3.	Estaciones climatológicas y meteorológicas en Norte de Santander.	38



4.1.4.	Demanda energética por subregión de Norte de Santander.	41
4.1.5.	Radiación solar por municipio y subregión.	42
4.1.6.	Dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV.	44
4.2.	Diseño de la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico	48
4.2.1.	Diseño del controlador MPPT a través de lógica difusa.	56
4.3.	Implementación computacional en SIMULINK del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica	59
5.	Resultados	62
5.1.	Resultados del controlador MPPT con el algoritmo de perturbación y observación	63
5.2.	Resultados del controlador MPPT con el algoritmo de conductancia incremental	65
5.3.	Resultados del controlador MPPT de lógica difusa	68
6.	Conclusiones	72
7.	Recomendaciones	74
	Bibliografía	75
	Anexos	80

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Meses con mayor Irradiación solar en Cúcuta, Norte de Santander.	34
Tabla 2. Municipios de las seis subregiones de Norte de Santander.	36
Tabla 3. Rango de temperatura promedio de los municipios de Norte de Santander.	37
Tabla 4. Estaciones climatológicas y meteorológicas en Norte de Santander.	38
Tabla 5. Características eléctricas.	39
Tabla 6. Demanda energética por Subregión y básico de subsistencia.	41
Tabla 7. Radiación solar por municipio y subregión.	42
Tabla 8. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según la demanda E. E. Voltaje 12V.	45
Tabla 9. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según la demanda E.E. Voltaje 24V.	46
Tabla 10. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según el B.S. Voltaje 12V.	46
Tabla 11. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según el B.S. Voltaje 24V.	47
Tabla 12. Parametros de entrada y salida del sistema solar fotovoltaico.	48
Tabla 13. Criterios de operación del algoritmo de conductancia incremental.	55
Tabla 14. Variables lingüísticas.	57
Tabla 15. Nombre de los bloques principales del sistema solar fotovoltaico.	60
Tabla 16. Intervalos de la función esacalon.	62
Tabla 17. Comparación de las eficiencias de los algoritmos P&O e IC.	67
Tabla 18. Comparación de las eficiencias de los algoritmos P&O, IC y del Fuzzy.	70

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Estados de carga y descarga de una batería de plomo.	23
Figura 2. Principales partes de las Neuronas.	27
Figura 3. Modelo de neurona artificial.	27
Figura 4. Información visual del nivel de Radiación Solar anual en Norte de Santander.	33
Figura 5. Brillo Solar Promedio anual de Norte de Santander.	34
Figura 6. Días sin brillo solar de Norte de Santander, promedio anual.	35
Figura 7. Panel solar policristalino.	40
Figura 8. Convertidor DC-DC tipo Buck.	40
Figura 9. Métodos directo de MPPT.	51
Figura 10. Ubicación del MPP en el método de perturbación y observación.	52
Figura 11. Diagrama de flujo del algoritmo de perturbación y observación.	53
Figura 12. Curva I-V y P-V para el algoritmo de conductancia incremental.	54
Figura 13. Diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental.	56
Figura 14. Función de membresía de $V_{pv}$ .	58
Figura 15. Función de membresía de $I_{pv}$ .	58
Figura 16. Función de membresía de Duty.	59
Figura 17. Implementación computacional en Simulink del sistema solar fotovoltaico.	60
Figura 18. Implementación computacional en Simulink del bloque DC-DC BUCK.	61
Figura 19. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (P&O).	63
Figura 20. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (P&O).	64
Figura 21. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (IC).	65
Figura 22. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (IC).	66

Figura 23. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (Fuzzy).	68
Figura 24. Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (Fuzzy).	69
Figura 25. Estado de carga de la batería del 0 al 100%.	71

## Lista de Anexos

	Pág.
Anexo 1. Datasheet de la batería BAE 2210Ah 24V.	81
Anexo 2. Datasheet del panel solar YL245P.	83

## Introducción

Este trabajo se hace con el fin de diseñar un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT, basado en inteligencia artificial, para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica. El diseño e implementación de este tipo de sistemas es una de las principales alternativas para hacer frente al daño ambiental que ocasiona la explotación de recursos para obtener energías fósiles. Sin olvidar, que también es una de las mejores opciones para energizar las zonas no interconectadas.

La metodología aplicada es experimental ya que es una investigación comparada con aplicación de conocimientos sobre un diseño experimental, utilizando el método científico y aplicando áreas académicas como la electrónica de potencia, energías renovables y la instrumentación electrónica. La aplicación de esta metodología permitió obtener como resultados directos el diseño de tres controladores de carga que realizan el seguimiento del punto de máxima potencia, diseñados a través de la lógica clásica y la lógica difusa.

Para finalizar, entre los resultados más significativos obtenidos en la investigación, es el diseño del controlador fuzzy para el sistema solar fotovoltaico autónomo, diseñado según la demanda energética que presenta una familia de las zonas no interconectadas de Norte de Santander, donde este controlador presentó una eficiencia mayor del 3% comparados con los controladores que funcionan con algoritmos de lógica clásica.

## 1. Problema

### 1.1. Descripción del problema

La implementación de los sistemas solares fotovoltaicos busca mitigar el daño producido por el uso de energías fósiles. Así mismo, el uso de este tipo de energéticos permite el acceso a la electricidad en determinadas zonas rurales, donde técnica y económicamente no es viable la conexión a la red eléctrica comercial debido a factores como las características geográficas de la zona, el mínimo número de beneficiarios y los altos costos de inversión.[1]

Por esta razón, la instalación de sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica, también considerados como autónomos, son una respuesta a las necesidades de energización eléctrica para lugares aislados[2], gracias a la facilidad que presenta implementar un sistema fotovoltaico respecto a las adecuaciones necesarias para llevar el conexionado de la red eléctrica a Zonas No Interconectadas (ZNI). Los sistemas solares fotovoltaicos autónomos se caracterizan por incluir un sistema de almacenamiento, que por lo general es de baterías recargables. [3]

En esta clase de sistemas es importante evaluar la autonomía del sistema, el rendimiento global del sistema y la potencia máxima de salida. Por la relación que existen entre estos parámetros; se puede decir que, la autonomía del sistema está dada por la capacidad del sistema de almacenamiento y la carga que se alimentará. Por lo tanto, un sistema solar fotovoltaico que se encuentre desconectado de la red eléctrica, requerirá de un controlador de carga para el almacenamiento, el consumo de energía y la eficiencia del sistema.[4]

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario diseñar un controlador de carga de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en Inglés, Maximum

Power Point Tracking) para garantizar una eficiencia superior o igual al 90%, [5] que permita controlar la transmisión de energía, la carga y descarga de la batería; garantizando el correcto funcionamiento del sistema solar fotovoltaico. [4] Todo esto, gracias a la integración de un algoritmo de inteligencia artificial en el diseño del controlador de carga, debido a que este podrá predecir comportamientos inusuales que se presenten en el SSFV y controlarlos de forma segura y eficiente, antes de que un problema afecte cualquier parte del sistema o evite su óptimo funcionamiento. [6]

## **1.2. Formulación del problema**

¿Cómo diseñar un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT, basado en inteligencia artificial, para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica?

## **1.3. Justificación**

El diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica es una de las mejores alternativas para implementar estos sistemas en ZNI por sus características geográficas, [1] debido a que un controlador de carga se encarga de controlar el flujo de energía entre el arreglo fotovoltaico y la batería.

Por esta razón, se busca que el diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT para Sistemas Solares Fotovoltaicos (SSFV) desconectados de la red eléctrica, permita una eficiencia superior o igual al 90% al extraer la potencia producida por los SSFV y adecuar los niveles de tensión y corriente para almacenar la energía en baterías; buscando prolongar la vida útil de las baterías. [4]

Además, el diseño del controlador de carga debe evitar la sobrecarga y descarga profunda de la batería, proporcionando a su vez el control del consumo que presente la carga; sin olvidar, que el régimen de carga de la batería consta de 4 etapas (carga bruta,



absorción, flotación y ecualización); gracias a esto, monitorean a cada instante la radiación solar y permiten mantener al sistema automáticamente en el punto de máxima potencia. [4]

Por lo tanto, lograr el diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT; siendo el controlador una de las etapas con las que cuenta los SSFV; significa contar con avances para su implementación. los SSFV desconectados de la red eléctrica representan una solución económicamente viable comparado al costo de llevar el cableado de la red comercial eléctrica; [1] y un beneficio social al energizar poblaciones rurales que actualmente no cuenta con energía eléctrica.

#### **1.4. Alcances**

Esta investigación tendrá como alcance, el diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT, que contribuya a implementar SSFV desconectados de la red eléctrica, con esto se espera que esta tecnología conduzca a la energización de zonas rurales que no cuentan con energía eléctrica, y a su vez demostrar que la implementación de estos sistemas solares autónomos es un método viable y amigable con el ambiente.

##### **1.4.1. Tipo de proyecto.**

El diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica comercial, es una investigación comparada con aplicación de conocimientos sobre un diseño experimental, utilizando el método científico y aplicando áreas académicas como la electrónica de potencia, energías renovables y la instrumentación electrónica.

##### **1.4.2. Resultados esperados.**

Al llevar a este proyecto de investigación se espera obtener diferentes resultados que cumplan con los objetivos del proyecto; en este caso, se obtendrán resultados directos e indirectos tras la ejecución de la investigación:

***Resultados directos.***

- Diseño de Controlador de Carga MPPT para SSFV
- Algoritmo MPPT
- Simulación del Controlador de Carga

***Resultados indirectos***

- Contribución a la mitigación del cambio climático
- Confiabilidad en los sistemas de energías renovables

**1.5. Limitaciones y delimitaciones****1.5.1. Limitaciones.**

La codificación de la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico está restringida al uso de la licencia de Matlab de los laboratorios de electricidad y electrónica de la universidad.

Además, esta investigación presenta como limitaciones técnicas los siguientes parámetros: Potencia estándar del SSFV de 250 W; uso de algoritmo MPPT y las características técnicas de los diferentes componentes que hagan parte del SSFV.

**1.5.2. Delimitaciones.**

**Delimitación temporal:** Esta investigación se llevará a cabo en un periodo de 6 a 12 meses, a partir de la aprobación del anteproyecto de grado, para logra el diseño de un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica comercial.

**Delimitación contextual:** El diseño del controlador de carga se implementará computacionalmente en los laboratorios de electrónica de la Universidad Francisco de Paula

Santander, donde se encuentra el software licenciado necesario para el desarrollo de esta investigación.

**Delimitación conceptual:** Sistema solar fotovoltaico, Controlador de carga, Algoritmo MPPT, Convertidor DC/DC, Eficiencia, Potencia Máxima, Transmisión de energía, Carga de la batería, Descarga de la batería.

## **1.6. Objetivos**

### **1.6.1. Objetivo general.**

Diseñar un controlador de carga que utilice un algoritmo de MPPT, basado en inteligencia artificial, para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica.

### **1.6.2. Objetivos específicos.**

Definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga.

Diseñar la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico.

Implementar computacionalmente en SIMULINK el controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica.

Evaluar el desempeño del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica logrando la máxima transferencia de potencia.

## 2. Marco referencial

### 2.1. Antecedentes

Como antecedente de este proyecto se encuentra la investigación de Alejandro Ugena Ortiz, titulada como *Diseño de un circuito cargador de baterías para panel solar con seguimiento del punto óptimo de carga*, realizada en el año 2014 en Madrid España. La cual tiene como único fin la realización de un convertidor DC/DC destinado a la carga de unas baterías con un panel solar. Gracias a una metodología aplicada el autor diseño, simulo e implemento el circuito propuesto utilizando un algoritmo MPPT, dando una característica distintiva al diseño, lo cual permite que se le conecte un panel solar de cualquier tensión nominal; gracias a que el circuito está dotado de un convertidor por conmutación que utiliza un transistor MOS de alta potencia y un circuito con microprocesador que mide la corriente y tensión de las baterías para optimizar su carga. [7]

Otro antecedente, es el trabajo de grado Fabio de Jesús Acevedo Garcés, titulado como *Diseño de una instalación solar fotovoltaica con capacidad para 3 Kilovatios*, realizado en el año 2016 en Bogotá Colombia. Tiene como objetivo general Diseñar un sistema solar fotovoltaico de energía limpia y renovable con capacidad para 3 kW en ambientes rurales para suplir necesidades de energía eléctrica en hogares del municipio de Tauramena. Gracias a la aplicación del método científico y aspectos metodológicos descriptivos y explicativo logró concluir que, los cálculos necesarios para dimensionar el sistema solar fotovoltaico, caracterizando e identificando parámetros como radiación solar sobre los paneles a instalar, demanda energética de la zona a energizar y los diferentes componentes del SSFV. Donde se evidenció la necesidad de implementar un algoritmo MPPT para garantizar la eficiencia necesaria del sistema y así suplir la demanda de potencia exigida por la zona de estudio. [8]

## **2.2. Marco teórico**

### **2.2.1. Sistemas fotovoltaicos.**

Los sistemas fotovoltaicos son los encargados en convertir la energía solar a energía eléctrica. Existe tres tipos de sistemas, los cuales son los que están conectados a la red eléctrica comercial sin batería; los que están conectados a la red eléctrica comercial con batería; y los que no están conectados a la red eléctrica comercial y cuenta con un sistema de almacenamiento (Baterías);[9] el cual es denominado como sistema fotovoltaico autónomo.[3]

**Sistemas fotovoltaicos autónomos:** Es un sistema que incluye un mecanismo de almacenamiento, en este caso de energía eléctrica, normalmente está compuesto por baterías de ciclo profundo.[9] Los paneles solares acumulan la energía en baterías para ser utilizadas las 24 horas, por lo general, se establece los parámetros de carga durante el día y descarga durante la noche. Además, provee independencia total de energía. Es eficiente en conversión de energía y ahorro energético.[9] También, es una respuesta ante problemáticas relacionadas con la energización en zonas rurales. [1]

### **2.2.2. Sistemas de almacenamiento con energía solar.**

La energía solar presenta un desfase de tiempo entre los periodos disponibilidad y los de consumo [10]; de ahí la necesidad que un sistema solar fotovoltaico tenga un sistema de almacenamiento. Por lo general, el almacenamiento de la energía solar se debe considera factores como, el tipo de colector solar, unidades de almacenamiento, cargas, sistemas de control y dependiendo del sistema solar fotovoltaico, suministros auxiliares de energía. [10]

Con base a lo anterior, la elección de los medios de almacenamiento de energía depende de la naturaleza del proceso, por lo tanto, los sistemas solares fotovoltaicos

autónomos dependen de un proceso químico por el uso de baterías para almacenar la energía solar. [10]

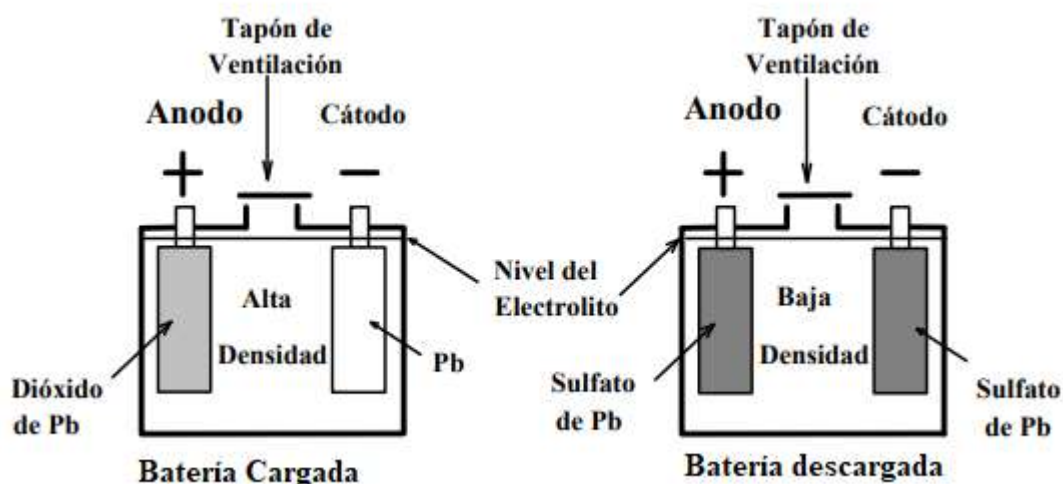
Además, cuando se desea implementar un sistema de almacenamiento para energía solar, es importante tener en cuenta que estos sistemas sean de alta densidad de energía y alta densidad de potencia. Estos factores son fundamentales para la elección del tipo de baterías que hagan parte del sistema solar fotovoltaico.

### **2.2.3. Baterías.**

Las baterías son una colección de una o más celdas cuyas reacciones químicas crean un flujo de electrones (corriente) en un circuito.[11] Todas las baterías se componen de tres componentes básicos: Ánodo, Cátodo y el Electrolito. El funcionamiento de las baterías se resume en, cuando el ánodo y el cátodo de una batería están conectados a un circuito eléctrico, se produce una reacción química entre el ánodo y el electrolito. Esta hace que los electrones fluyan a través del circuito y vuelvan al cátodo, donde tiene lugar otra reacción química. Las baterías posibilitan el almacenado de energía potencial eléctrica en un contenedor portátil.[11]

Las baterías se clasifican por su tensión y capacidad; donde la capacidad se define como la cantidad de carga que puede llegar a suministrar la batería, conectada a un circuito brindando la tensión correspondiente (tensión nominal).

**Baterías de ácido de plomo.** Las baterías de ácido plomo son las más utilizadas por su bajo costo. Se caracteriza, porqué sus dos electrodos están hechos de plomo, con una solución de agua destilada y ácido sulfúrico como electrolito.[12] Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química que se presenta, ocasiona un depósito de sulfato de plomo, tanto en la placa positiva y negativa, como se muestra en la Figura 1.



**Figura 1.** Estados de carga y descarga de una batería de plomo.  
**Fuente:** Website Yumpo. La batería de Plomo-Acido. Capítulo 5; p. 40.

#### 2.2.4. Controladores de carga.

En los SSFV autónomos, son independientes de la red eléctrica, es por esta razón, que cuentan con un banco de baterías que almacena la energía eléctrica, siendo esto, una de las principales causas el uso de un controlador de carga.[13] Además, una de las principales necesidades es el control de la energía que se transmite desde el arreglo fotovoltaico hacia el banco baterías y de éstas hacia la carga; debido a que, es necesario transmitir la máxima potencia generada, protegiendo al mismo tiempo el sistema de almacenamiento y los diferentes dispositivos que hagan parte del sistema. Lo anterior, también fundamenta la necesidad de implementar un controlador de carga.

En el mercado se pueden encontrar diversos tipos de controladores de carga. En especial, los controladores de modulación de ancho de pulso (PWM) y los controladores de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). La diferencia que se presenta entre ambos tipos de reguladores se encuentra en el rendimiento que consiguen obtener de la producción de los paneles solares.

Un controlador de carga PWM utiliza solo el voltaje que necesita la batería o el grupo de baterías para su carga o descarga. Por ejemplo, que un módulo fotovoltaico esté en un determinado momento produciendo 18 voltios de energía solar fotovoltaica, si la tensión de la batería es de 15 voltios para su carga el controlador suministrará esa cantidad, y los 3 voltios de diferencia serían desechados;[14] por lo tanto, no se aprovecha el rendimiento total del módulo, siendo esto una la principal desventaja de un controlador de carga PWM.

Los controladores de carga MPPT utilizan toda la intensidad que produzca el panel solar independientemente del voltaje. Continuando con el ejemplo anterior, el controlador de carga MPPT utilizaría los 15 voltios para el suministro y los otros 3 para la carga del banco de baterías.[14]

#### **2.2.5. Inteligencia artificial.**

La Inteligencia Artificial (IA) es la combinación de algoritmos planteados [15] con el propósito de crear sistemas que puedan hacer frente a problemas a través de ordenes lógicas. No solo se busca que el sistema reconozca lo posibles problemas que se puedan presentar; también que este en la capacidad de adaptarse ante situaciones no estudiadas que a través del análisis de variables puedan presentar datos desconocidos en el paso del tiempo; que requieran reajustar el funcionamiento del sistema. La IA busca que la maquina este en la capacidad de razonar como lo hace una persona. [15]

**Lógica Difusa.** El concepto de Lógica Difusa abarca un análisis donde las variables a estudiar o a controlar presenta valores de pertenencia. Donde los únicos valores absolutos será 1 y 0; si el análisis se interpreta de forma binaria; por lo tanto, hay que determinar que pasan con las variables de estudio que no representa un 1 o un 0. A lo anterior, se le denomina conjuntos difusos, los cuales dan grados de flexibilidad a los valores limites



absolutos y establece un modelo matemático continuo (Función de pertenencia), con límites inferiores  $\pm 1$  y  $\pm 0$ . [16]

Según Lofti A. Zadeh en su artículo de 1965 titulado “Fuzzy Sets”. Se establece el siguiente fundamento de la Lógica Difusa, donde  $X$  es un conjunto clásico. Un conjunto difuso,  $A$ , en  $X$  viene caracterizado por la función de pertenencia  $f_A(x)$ , que asocia a cada punto  $x \in X$  un número real del intervalo  $[0,1]$ , donde los valores de  $f_A(x)$  representan el “grado de pertenencia” de  $x$  en  $A$ , de forma que, cuanto más cerca esté el valor de  $f_A(x)$  a 1, mayor es el grado de pertenencia de  $x$  a  $A$ . [17]

**Algoritmos genéticos.** Entre los métodos de optimización que existen, están los algoritmos genéticos. Se encuentran fundamentados en los principios básicos de la genética humana y un proceso de selección natural.[18] Por lo tanto, los algoritmos genéticos son técnicas modernas comparado al modelo tradicional de programación matemática. Entre las características más significativas que presenta los algoritmos genéticos, está el uso de valores de la función objetivo, sin derivación de procesos en la búsqueda de soluciones; la inmersión de datos variables para generar cadenas de caracteres, para que su aplicación sea factible en casos de dominio continuo o discreto; y el empleo de técnicas aleatorias para la búsqueda de información, con el fin de hallar el mínimo de la función objetivo.

Para aplicar los algoritmos genéticos, es necesario representar la población, que en otras palabras es la definición de las variables a tratar en un proceso de optimización. Para esto, se aplica la combinación de valores y la codificación binaria; sin olvidar que existe otras técnicas que permiten representar la población.[18]

La combinación de valores consiste, en la asignación de un valor numérico que pertenezca al conjunto de los reales; a esta asignación se le denomina genes.[19] La

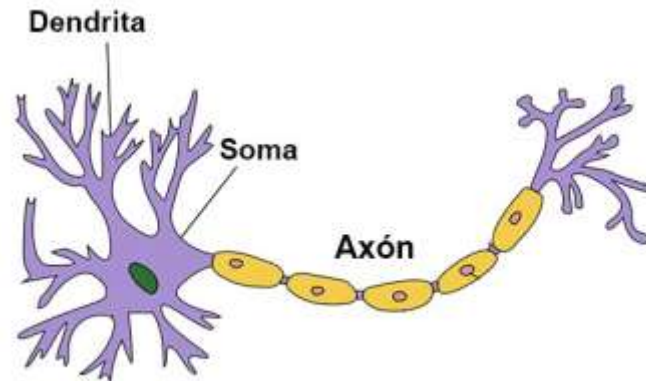
codificación binaria, es la asignación de valores lógicos, en este caso, 1 y 0. Estos valores también serán denominados genes.

Conociendo ya, la cantidad de genes que tenga el problema de estudio o el caso de optimización, se prosigue a identificar el número de cromosomas existentes; siendo un cromosoma la combinación de genes.[18], [19] Ahora, para identificar cuantos genes componen un cromosoma, se debe saber cuántas variables de estudio tiene el caso; debido a que, si existe 6 variables, los cromosomas estarán conformados de 6 genes. Teniendo en cuenta lo anterior, se puede definir el tamaño de la población como el doble o el cuádruple de genes que conforman el cromosoma.[18]

Además, para que se pueda lograr la mayor optimización es necesario el uso de operadores genéticos, para tratar la información asignada. Gracias a la aplicación de operadores genéticos, es que es posible la creación del algoritmo.

**Redes neuronales artificiales.** Las redes neuronales, están basadas en el comportamiento del cerebro, esencialmente en cómo están formadas las neuronas y cómo se conectan entre sí. Las redes neuronales son aplicadas para la búsqueda de soluciones de problemas que no se resuelven fácilmente por técnicas algorítmicas convencionales.

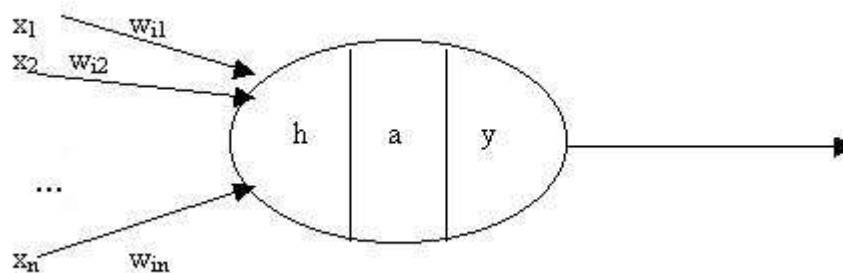
Para comprender, cómo es la comunicación entre las neuronas, es importante saber que una neurona consta de un cuerpo celular, denominado soma, del cual nacen varias ramificaciones, llamadas dendritas, y un axón. Ver Figura 2.



**Figura 2.** Principales partes de las Neuronas.  
**Fuente.** Web site “Portafolio de biología” editada por el autor

La neurona es un procesador de información gracias a sus partes, en este caso las dendritas son el canal de entrada, el soma es el procesador y el axón cumpliría con la función de ser el canal de salida. Es importante aclarar que no todas las neuronas son iguales, aun así, todas si operan de el mismo principio básico.[20]

Gracias a lo anterior, se establece el modelo de una neurona artificial. Este modelo de Rumelhart y McClelland, establecido en 1986, define a la neurona artificial como un dispositivo que, a partir de un conjunto de entradas,  $x_i$  ( $i=1\dots n$ ) o vector  $x$ , genera una única salida  $y$ .[20]



**Figura 3.** Modelo de neurona artificial.  
**Fuente.** Web site Redes Neuronales

Una neurona artificial está compuesta por:

- Conjunto de entradas o vector de entradas  $x$ , de  $n$  componentes.
- Conjunto de pesos sinápticos  $w_{ij}$ . Representan la interacción entre la neurona presináptica  $j$  y la postsináptica  $i$ .
- Regla de propagación  $d(w_{ij}, x_j(t))$ : proporciona el potencial postsináptico,  $h_i(t)$ .
- Función de activación  $a_i(t) = f(a_i(t-1), h_i(t))$ : proporciona el estado de activación de la neurona en función del estado anterior y del valor postsináptico.
- Función de salida  $F_i(t)$ : proporciona la salida  $y_i(t)$ , en función del estado de activación.

Las señales de entrada y salida pueden ser señales binarias (0,1 – neuronas de McCulloch y Pitts), bipolares (-1,1), números enteros o continuos, variables borrosas, entre otras.

Entonces, una Red neuronal artificial está conformada por las conexiones de neuronas artificiales. Este tipo de inteligencia artificial, tiene la capacidad de actualizarse para llevar a cabo las todas las tareas que se le asignen. Para cumplir este objetivo las redes neuronales tienen un paradigma de aprendizaje que es la información actual que tiene la red, la regla de aprendizaje que son los criterios en como adquiere nueva información y algoritmo de aprendizaje que reajusta los pesos de la red.

### 2.3 Marco legal

La elaboración de este documento se realizó dando conformidad a las siguientes políticas nacionales:

**Ley 143 de 1994 Artículo 11.** [21] Establece la definición del consumo básico de subsistencia como la cantidad de electricidad mínima utilizada por un usuario al mes para suplir sus necesidades básicas relacionadas con el accionamiento de equipos que usan energía eléctrica.

**Ley 0855. Diciembre 18 del 2003.** [22] Por la cual se definen las Zonas No Interconectadas. Esta ley entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN. Sin embargo, excluye de esta denominación a aquellas zonas que cuentan con condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles para conectarse al SIN.

**Conpes 3453. Diciembre 11 del 2006.** [23] Esquemas de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Por medio del cual se recomienda al Ministerio de Minas y Energía (MME) que, en coordinación con el IPSE y el Departamento Nacional Planeación (DNP), diseñe e implemente un esquema de gestión que permita a gestores calificados la prestación del servicio de energía eléctrica con los suficientes incentivos.

**Conpes 3108. Abril 3 del 2001.** [24] Por el cual se aprueba el Programa de Energización para Zonas No Interconectadas establecido en este documento, y realizar las acciones necesarias para su implementación y operatividad.

**Resolución CREG 355 de 2004 MME.** [25] Consumo de subsistencia para municipios con base en su altura sobre el nivel del mar. Se define como consumo de

subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas. Se establece el consumo de subsistencia en 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y en 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

***Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).*** [26] Normas de instalaciones eléctricas. En este reglamento se establecen los requisitos en instalaciones eléctricas que garantizan la protección de la vida contra riesgos de origen eléctrico.

***Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050).*** [27] Normas de instalaciones eléctricas y metodología para proyección de demanda energética. Es la materialización de las necesidades nacionales en aspectos de seguridad para las instalaciones eléctricas en construcciones, basadas en parámetros aplicados y validados mundialmente, los cuales garantizan al usuario una utilización segura y confiable de las instalaciones eléctricas.

***Norma CENS.*** [28], [29] Normas de instalaciones eléctricas y metodología para proyección de demanda energética. Es la norma creada por la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., basándose en la RETIE, con el fin de establecer requerimientos para toda instalación eléctrica del sistema de distribución, transformación y uso final de la energía eléctrica relacionada con CENS.

### **3. Diseño Metodológico**

#### **3.1. Definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga**

Para definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico, se utilizaron los registros históricos, de los últimos 10 años, de las variables ambientales provistas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), la UPME y el IPSE. Con estos datos, se calculará y determinará la capacidad de producción de energía solar fotovoltaica en las ZNI de Norte de Santander. Con base a estos registros y el consumo energético por parte de los usuarios, se determinó: la capacidad del campo fotovoltaico, la capacidad del banco de baterías y la potencia de trabajo del controlador de carga y del inversor.

#### **3.2. Diseñar la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico**

El diseño del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico, está basado en la topología de un convertidor DC/DC (reductor, elevador, o un reductor-elevador). Además, el controlador de carga diseñado cuenta con las características de un controlador de carga MPPT, para esto, se integró algoritmos basados en inteligencia artificial para garantizar la mayor eficiencia y la máxima transferencia de potencia.

#### **3.3. Implementar computacionalmente en Simulink el controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica**

Después de haber establecido el diseño de la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico, se implementó computacionalmente en Simulink el sistema solar fotovoltaico con la carga, teniendo en cuenta todas sus características eléctricas. Además, al simular el controlador de carga, basado en la configuración electrónica de un convertidor DC/DC se integró el algoritmo de inteligencia artificial seleccionado, para evaluar el sistema.

### **3.4. Evaluar el desempeño del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica logrando la máxima transferencia de potencia**

Al simular el controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica en Simulink, se evaluó el desempeño del controlador de carga simulando diferentes niveles de irradiación que se presentan en las zonas no interconectadas, con el fin de comprobar que el diseño realizado garantizando la máxima transferencia de potencia. Además, que se comparó la eficiencia del controlador MPPT basado en inteligencia artificial, con dos controladores diseñados a través de la lógica clásica.

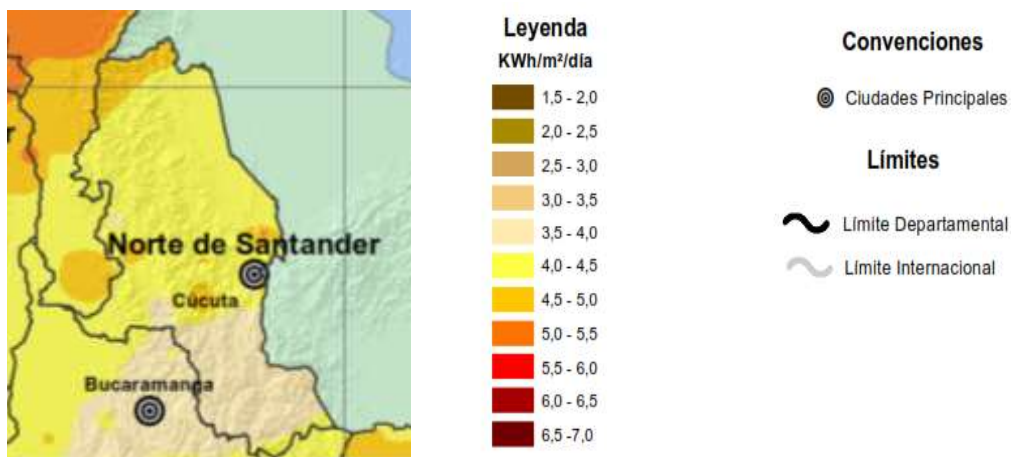


## 4. Desarrollo metodológico

### 4.1. Definición las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga

#### 4.1.1. Niveles de radiación y brillo solar de Norte de Santander.

Para definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico, uno de los factores a considerar es la radiación solar anual en Norte de Santander, información que se encuentra disponible en el atlas de radiación solar, gracias a los datos brindados por el IDEAM.



**Figura 4.** Información visual del nivel de radiación solar anual en Norte de Santander.

**Fuente.** IDEAM 2020.

Con base a la Figura 4, se puede determinar que la radiación solar anual en el departamento de Norte de Santander está entre los  $3.5 \text{ KWh}/\text{m}^2$  hasta  $5.0 \text{ KWh}/\text{m}^2$ , además, se puede resaltar que más del 60% del departamento presenta una radiación solar entre  $4.0 \text{ KWh}/\text{m}^2$  hasta  $4.5 \text{ KWh}/\text{m}^2$ . Aclarando, que este rango de radiación aumenta en los meses de julio, agosto, septiembre y octubre entre  $4.5 \text{ KWh}/\text{m}^2$  hasta  $5.0 \text{ KWh}/\text{m}^2$ , como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1. Meses con mayor Irradiación solar en Cúcuta, Norte de Santander.

Irradiación media en Cúcuta, Norte de Santander $KWh/m^2$			
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
4.632	4.747	4.932	4.757

**Fuente.** Estación Apto. Camilo Daza con código 0016015010 del IDEAM

La información de la tabla anterior, es el promedio de 12 años de mediciones, de la estación Aeropuerto Camilo Daza con código 0016015010 del IDEAM, ubicada en la ciudad de Cúcuta. Además, en el informe completo se resalta que el promedio anual equivale a  $4.443 KWh/m^2$ .

Por otra parte, el brillo solar que se presenta en el departamento es una de las variables de interés para definir las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico. A continuación, en la Figura 2, se puede observar el Brillo Solar Promedio anual de Norte de Santander.

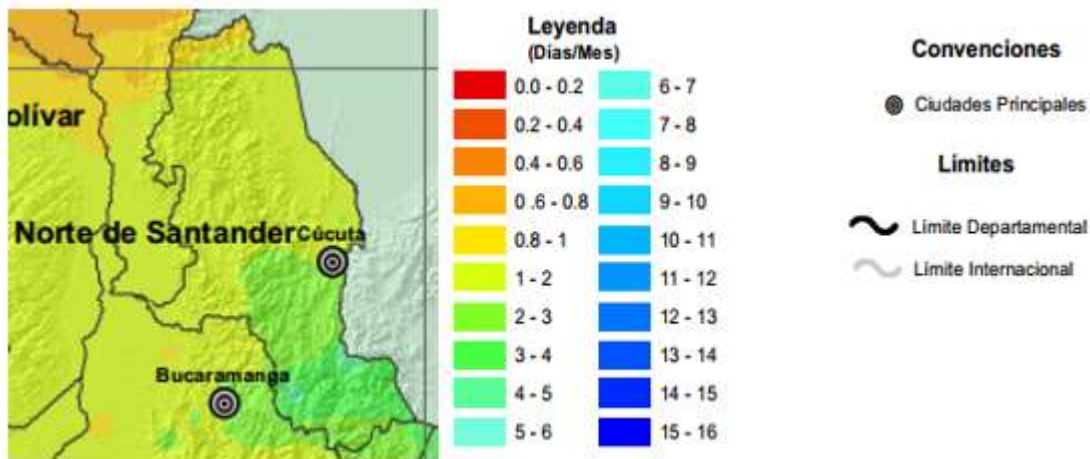


Figura 5. Brillo Solar Promedio anual de Norte de Santander.

**Fuente.** IDEAM 2020.

Con base en el Atlas nacional multianual de brillo solar, se puede observar en la anterior figura que más del 80% del departamento cuenta con un promedio de brillo solar de 4 a 7 horas por día. Resaltando que este rango se presenta en más del 90% en los meses de en los meses de julio, agosto, septiembre y octubre.

Además, se puede resaltar que Norte de Santander se caracteriza, por tener mínimo 27 días del mes con brillo solar en todo su territorio, como se muestra en el Atlas, días sin brillo solar mapa nacional multianual y en la Figura 3.



**Figura 6.** Días sin brillo solar de Norte de Santander, promedio anual.  
**Fuente.** IDEAM 2020.

En la Figura 6, se puede observar que en Norte de Santander se presenta un rango de 0.8 a 3 días del mes sin brillo solar, lo que demuestra que el departamento cuenta con características meteorológicas favorables para la implementación de un sistema solar fotovoltaico.

#### 4.1.2. Temperatura de las seis sub-regiones de Norte de Santander.

Norte de Santander es uno de los 32 departamentos de Colombia. Está ubicado en la zona nororiental del país, sobre la frontera con Venezuela. Se localiza geográficamente entre los 06°56'42" y 09°18'01" de latitud norte y los 72°01'13" y 73°38'25" de longitud oeste.[30]

Tiene una extensión de 22.130 Km<sup>2</sup>, que equivalen al 1.91% del millón ciento cincuenta y nueve mil ochocientos setenta y un kilómetros cuadrados (1.159.871,41 Km<sup>2</sup>) del territorio nacional. Limita al norte y al este con Venezuela, al sur con los departamentos de Boyacá y Santander, y al oeste con Santander y Cesar. [30] Y está dividido en seis subregiones: centro, norte, occidente, oriente, suroccidente y suroriente. En estas regiones están divididos los 40 municipios de Norte de Santander, como se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 2. Municipios de las seis subregiones de Norte de Santander.*

Centro	Norte	Occidente	Oriente	Suroccidente	Suroriente
Arboledas	Bucarasica	Ábrego	Cúcuta	Cácota	Bochalema
Cucutilla	El Tarra	Cáchira	El Zulia	Chitagá	Chinácota
Gramalote	Sardinata	Convención	Los Patios	Mutiscua	Durania
Lourdes	Tibú	El Carmen	Puerto Santander	Pamplona	Herrán
Salazar		La Esperanza	San Cayetano	Pamplonita	Labateca
Santiago		Hacarí	Villa del Rosario	Silos	Ragonvalia
Villa Caro		La Playa de Belén Ocaña San Calixto Teorama			Toledo

**Fuente:** Website Municipios de la comunidad Norte de Santander

Respecto al rango de temperatura de cada municipio se visualiza en la Tabla 3; donde la temperatura esta expresada en grado Celsius (°C).

Tabla 3. Rango de temperatura promedio de los municipios de Norte de Santander.

Subregión	Municipio	T Min. (°C)	T Max. (°C)
Centro	Arboledas	19	28
	Cucutilla	18	27
	Gramalote	18	26
	Lourdes	18	19
	Salazar	17	28
	Santiago	23	34
	Villa Caro	11	20
Norte	Bucarasica	17	27
	El Tarra	21	33
	Sardinata	23	34
	Tibú	25	36
Occidente	Ábrego	15	27
	Cáchira	10	22
	Convención	16	28
	El Carmen	16	26
	La Esperanza	25	34
	Hacarí	16	27
	La Playa de Belén	16	28
	Ocaña	17	29
	San Calixto	13	24
Teorama	20	31	
Oriente	Cúcuta	22	34
	El Zulia	22	34
	Los Patios	22	32
	Puerto Santander	23	35
	San Cayetano	21	34
	Villa del Rosario	22	32
Suroccidente	Cácota	10	18
	Chitagá	11	19
	Mutiscua	9	17
	Pamplona	11	19
	Pamplonita	16	23
	Silos	7	15
Suroriente	Bochalema	18	29
	Chinácota	17	27
	Durania	19	29
	Herrán	14	23
	Labateca	15	24

Subregión	Municipio	T Min. (°C)	T Max. (°C)
	Ragonvalia	13	21
	Toledo	8	16

**Fuente:** IDEAM 2020

La anterior tabla, tiene los rangos de temperatura promedio que tiene cada uno de los municipios de Norte de Santander; donde se resalta que las temperaturas más altas en grados Celsius, se presenta en Tibú, Cúcuta, El Zulia y Sardinata; con temperaturas de 36°C y 34°C.

#### 4.1.3. Estaciones climatológicas y meteorológicas en Norte de Santander.

El departamento cuenta con pocas estaciones meteorológicas, dado a que hay varios municipios que no tiene una de ellas. Por ejemplo, los municipios que tiene estaciones meteorológicas-climatológicas, como se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 4. Estaciones climatológicas y meteorológicas en Norte de Santander.*

Nº	Municipio	Código de la Estación	Nombre de la Estación
1	Cúcuta	16015110	Univ Francisco De
2	Abrego	16055040	Abrego Centro Admo
3	Cáchira	21395180	Esc Agr CÁCHIRA
4	Convención	16055090	Ins Agr Convención
5	Cucutilla	16027300	Pte Capira Automatica
6	El Tarra	16045020	Tarra
7	Herran	16015130	Alcaldía de Herran
8	La Playa de Belen	16055060	Playa La
9	Ocaña	16055100	Univ Fco P Santander
10	Pamplona	16015120	Univ De Pamplona
11	Ragonvalia	16015100	Ragonvalia
	Salazar de las		
12	Palmas	16025030	Salazar
13	Sardinata	16035030	Sardinata
14	Tibú	16035010	Tibú

Gracias a las estaciones climatológicas y meteorológicas en Norte de Santander e informes del PERS se pudieron definir las características del sistema solar fotovoltaico, las cuales se mencionan de forma general en la Tabla 5.

*Tabla 5. Características eléctricas.*

<b>Elemento</b>	<b>Características</b>
Arreglo FV	Paneles solares (policristalinos)
Controlador de carga	MPPT
Sistemas de almacenamiento de energía	Banco de baterías de ácido de plomo
Carga	Resistiva

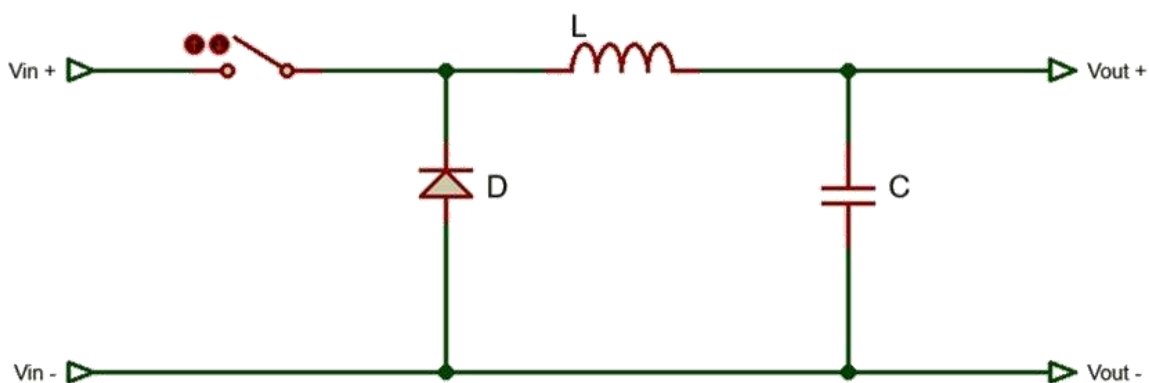
El arreglo FV, consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseados, además, los módulos FV se encuentran encapsulados como medida de protección contra los agentes atmosféricos que puedan afectar su funcionamiento óptimo en la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándole eléctricamente del exterior.[31] Para esta investigación, el arreglo FV son paneles solares policristalinos, con una potencia de 245 W, debido a las características meteorológicas como, temperatura, brillo solar y radiación solar.

Este tipo de paneles se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado.[32] Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que, con los monocristalinos, pero mayor accesibilidad en costos. (Ver Figura 7)



**Figura 7.** Panel solar Policristalino.  
Fuente: Website Intelbras

Un regulador MPPT o maximizador solar dispone, además del diodo de protección, de un convertidor de tensión DC-DC, tipo Buck (Ver Figura 5), y de un seguidor del punto de máxima potencia; Donde el convertidor le permite al controlador de carga trabajar a tensiones diferentes en el campo fotovoltaico y en las baterías; y el seguidor del punto de máxima potencia adapta la tensión de funcionamiento en el campo fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia.



**Figura 8.** Convertidor DC-DC tipo Buck.

Por otra parte, el sistema de almacenamiento energía, está constituido por baterías de ácido de plomo, debido a que son las más comerciales y las que mejor se adaptan a los



sistemas de generación fotovoltaica. Asumiendo una carga típica, el rango de voltaje se encuentra en 14.2 V a 14.5 V, con un corriente aproximadamente de 5 A.

La carga para el SSFV será resistiva, en este caso valor depende de los valores de voltaje y corriente, según las especificaciones de las baterías, por lo tanto:

$$R = \frac{V_{BAT}}{I_{BAT}} \quad (4.1)$$

$$R = \frac{14.5 V}{5 A} = 2.9 \Omega \cong 3.0 \Omega$$

#### 4.1.4. Demanda energética por subregión de Norte de Santander.

En la siguiente tabla se puede observar la demanda de energía eléctrica (Demanda E.E.) y el básico de subsistencia en las seis subregiones de Norte de Santander:

*Tabla 6. Demanda energética por Subregión y básico de subsistencia.*

<b>Subregión</b>	<b>Demanda E.E. (KWh/d)</b>	<b>Básico de Subsistencia (KWh/d)</b>
<b>Norte</b>	8,283	3,796
<b>Oriental</b>	12,606	3,956
<b>Occidental</b>	6,893	4,900
<b>Centro</b>	7,716	5,920
<b>Suroriental</b>	10,230	4,526
<b>Suroccidental</b>	5,156	3,970
<b>Total</b>	<u>50,884</u>	<u>27,068</u>

**Fuente:** Elaborada por el autor con los datos obtenidos del PERS.

En la tabla anterior, se puede observar que la subregión de Norte de Santander con mayor demanda E.E. es la oriental, con una demanda E.E. de  $12.606 \frac{KWh}{d}$ . Aun así, la mayor demanda básica de subsistencia se presenta en la subregión centra, con un valor de  $5,92 \frac{KWh}{d}$ .

#### 4.1.5. Radiación solar por municipio y subregión.

En la Tabla 7 se observa las diferentes radiaciones solares que se presentan el departamento de Norte de Santander, especificando la radiación por municipio y subregión del departamento.

*Tabla 7. Radiación solar por municipio y subregión.*

<b>Centro</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Arboledas</b>	4565,2	
<b>Cucutilla</b>	4422	
<b>Gramalote</b>	4790	
<b>Lourdes</b>	4546,2	4627,171
<b>Salazar</b>	4483,5	
<b>Santiago</b>	5101,8	
<b>Villa Caro</b>	4481,5	
<b>Norte</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Bucarasica</b>	4769,7	
<b>El Tarra</b>	5021,8	4976,025
<b>Sardinata</b>	4762,1	
<b>Tibú</b>	5350,5	
<b>Occidente</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Ábrego</b>	5190,9	
<b>Cáchira</b>	5111,7	
<b>Convención</b>	5075,8	
<b>El Carmen</b>	4790,5	
<b>La Esperanza</b>	5013,4	4989,580
<b>Hacarí</b>	4906,1	
<b>La Playa de Belén</b>	5213,1	
<b>Ocaña</b>	4944,9	
<b>San Calixto</b>	4727,9	

<b>Centro</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Teorama</b>	4921,5	
<b>Oriente</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Cúcuta</b>	5184,3	
<b>El Zulia</b>	5271,9	
<b>Los Patios</b>	4917,7	
<b>Puerto Santander</b>	5127,5	5100,983
<b>San Cayetano</b>	5132,4	
<b>Villa del Rosario</b>	4972,1	
<b>Suroccidente</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Cácota</b>	4825,4	4557,700
<b>Chitagá</b>	4172	
<b>Mutiscua</b>	4390,2	
<b>Pamplona</b>	4545,3	
<b>Pamplonita</b>	4595,7	
<b>Silos</b>	4817,6	
<b>Suroriente</b>		
<b>Municipio</b>	<b>Radiación (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación promedio (Wh/m<sup>2</sup>)</b>
<b>Bochalema</b>	4579,3	
<b>Chinácota</b>	4686,7	
<b>Durania</b>	4750,9	
<b>Herrán</b>	4289,9	4520,786
<b>Labateca</b>	4438,4	
<b>Ragonvalia</b>	4484,1	
<b>Toledo</b>	4416,2	

#### 4.1.6. Dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV

Para establecer la dimensión del banco de baterías, se tendrá en cuenta los siguientes parámetros de diseño:

Demanda diaria de energía:  $DemEn = \text{Datos de la Tabla 6}$

Horas pico de Sol:  $HPS = 4h$

Días de autonomía:  $da = 3$

Profundidad de descarga:  $DoD = 80\%$

Voltaje del sistema:  $V_{sist} = 12 - 24 V$

Eficiencia del inversor:  $\eta_{inv} = 90\%$

Eficiencia de las baterías:  $\eta_{bat} = 80\%$

Eficiencia del controlador de carga:  $\eta_{cont} = 98\%$

Factor de pérdidas:  $f_{perd} = 0.8$  (sombras, resistencias, etc)

Factor de pérdidas por temperatura:  $f_{temp} = 0.88$

Establecidos los parámetros de diseño anteriormente, se utilizarán las siguientes ecuaciones para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV.

Para el banco de baterías:

Capacidad diaria.

$$\left( \frac{DemEn_{AC}}{\eta_{inv}} + DenEn_{DC} \right) * \frac{1}{V_{sist}} \quad (4.2)$$

Capacidad banco de baterías.

$$\frac{capacidad\ diaria * da}{DoD} \quad (4.3)$$

Para el Arreglo FV:

Potencia del arreglo.

$$\frac{DemEn}{\eta_{cont} \cdot HPS \cdot \eta_{bat} \cdot f_{perd} \cdot f_{temp}} \quad (4.4)$$

Numero de módulos

$$\frac{Potencia\ del\ arreglo}{Potencia\ del\ panel} \quad (4.5)$$

Utilizando las ecuaciones 4.2 a la 4.5 se obtuvieron los siguientes resultados para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV, los cuales se encuentran registrados en las tablas que se muestran a continuación

*Tabla 8. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según la demanda E. E. Voltaje 12V.*

Voltaje del sistema: 12 V						
Subregión	Demandad E.E. (KWh/d)	Radiación (Wh/m2)	Cap. Diaria	Cap. Banco de baterías (Ah/d)	Potencia del arreglo FV (W)	Número de módulos
Centro	7,72	4627,17	714,44	2679	3021,26	12
Norte	8,28	4976,03	766,94	2876	3015,90	12
Occidente	6,89	4989,58	638,24	2393	2502,97	10
Oriente	12,61	5100,98	1167,22	4377	4477,49	18
Suroccidente	5,16	4557,70	477,41	1790	2049,64	8
Suroriente	10,23	4520,79	947,22	3552	4099,90	17

En la Tabla 8, se puede observar que la capacidad del banco de baterías tiene un valor 4377Ah/d, por lo tanto, el número de módulos requeridos son 18 a 245 W. Estos datos fueron obtenidos con un voltaje del sistema de 12 V.

Tabla 9. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según la demanda E.E. Voltaje 24V.

Voltaje del sistema: 24 V						
Subregión	Demandad E.E. (KWh/d)	Radiación (Wh/m2)	Cap. Diaria	Cap. Banco de baterías (Ah/d)	Potencia del arreglo FV (W)	Número de módulos
Centro	7,72	4627,17	357,22	1340	3021,26	12
Norte	8,28	4976,03	383,47	1438	3015,90	12
Occidente	6,89	4989,58	319,12	1197	2502,97	10
Oriente	12,61	5100,98	583,61	2189	4477,49	18
Suroccidente	5,16	4557,70	238,70	895	2049,64	8
Suroriente	10,23	4520,79	473,61	1776	4099,90	17

En la Tabla 9, se registraron los mismos datos de diseño que en la Tabla 8, variando el voltaje del sistema a 24V, por lo tanto, se obtuvo un banco de baterías con un valor de 2189Ah/d. El número de módulos requeridos son 18 a 245 W, igual que en el caso anterior.

Tabla 10. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según el B.S. Voltaje 12V.

Voltaje del sistema: 12 V						
Subregión	Básico de subsistencia (KWh/d)	Radiación (Wh/m2)	Cap. Diaria	Cap. Banco de baterías (Ah/d)	Potencia del arreglo FV	Número de módulos
Centro	5,92	4627,17	548,15	2056	2318,02	9
Norte	3,80	4976,03	351,48	1318	1382,15	6
Occidente	4,90	4989,58	453,70	1701	1779,28	7
Oriente	3,96	5100,98	366,30	1374	1405,12	6
Suroccidente	3,97	4557,70	367,59	1378	1578,18	6
Suroriente	4,53	4520,79	419,07	1572	1813,89	7

En la Tabla 10, se utilizó los mismos parámetros de diseño, pero teniendo en cuenta el básico de subsistencia, en cambio de la demanda de E. E. Con base a los datos registrados, se obtuvo que el banco de baterías 2056 Ah/d y que el número módulos necesarios es 9; con las mismas características establecidas en el diseño. El voltaje del sistema fue de 12 V.

*Tabla 11. Datos para el dimensionamiento del banco de baterías y del arreglo FV según el B.S. Voltaje 24V.*

<b>Voltaje del sistema: 24 V</b>						
<b>Subregión</b>	<b>Básico de subsistencia (KWh/d)</b>	<b>Radiación (Wh/m2)</b>	<b>Cap. Diaria</b>	<b>Cap. Banco de baterías (Ah/d)</b>	<b>Potencia del arreglo FV</b>	<b>Número de módulos</b>
Centro	5,92	4627,17	274,07	1028	2318,02	9
Norte	3,80	4976,03	175,74	659	1382,15	6
Occidente	4,90	4989,58	226,85	851	1779,28	7
Oriente	3,96	5100,98	183,15	687	1405,12	6
Suroccidente	3,97	4557,70	183,80	689	1578,18	6
Suroriente	4,53	4520,79	209,54	786	1813,89	7

Los últimos datos obtenidos respecto al dimensionamiento del banco de baterías y el arreglo FV, se obtuvieron con los mismos parámetros definidos en la Tabla 9, variando únicamente el voltaje del sistema a 24 V. Con base a lo anterior, el banco de baterías es de 1028 Ah/d y el número de módulos es 9.

Teniendo en cuenta todos los resultados obtenidos, los datos a tener en cuenta para el dimensionamiento, son los de la Tabla 9, debido a que la capacidad del banco de baterías es de 2189 Ah/d, valor nominal asequible en el mercado de baterías. Se descartan los otros datos en las diferentes tablas debido al alto valor del banco de baterías en la Tabla 8 y que los resultados en las tablas 10 y 11, fueron calculado con el básico de subsistencia. En conclusión, el diseño del banco de baterías con una capacidad mayor o igual a 2189 Ah/d permite que el diseño del sistema solar fotovoltaico autónomo, cubra la demanda energética de las ZNI de Norte de Santander, hasta que el básico de subsistencia supere la demanda energética actual de la subregión oriental.

**Banco de baterías:** Para el diseño del sistema solar fotovoltaico autónomo, se escogió la batería estacionaria BAE 2210Ah 24V [33], utilizada en aplicaciones solares y sistemas híbridos. Las baterías estacionarias BAE están caracterizadas por una alta capacidad cíclica además de tener un comportamiento de recarga excelente.

Datos técnicos:

Voltaje de la Batería: 24V

Energía Útil Almacenada: 50%

Medidas de la Batería: 215 x 400 x 815 (alto x ancho x alto). Medida por vaso estacionario.

Posición de Trabajo de la Batería: Bornes en la parte superior

Amperios-Hora de la Batería: 2210Ah

Garantía de la Batería: 2 años (a partir de los 6 meses con peritaje industrial)

Para más especificaciones técnicas consultar el datasheet de la batería BAE 2210Ah 24V (Ver Anexo 1).

#### 4.2. Diseño de la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico

Para el diseño de la arquitectura del controlador de carga, se evalúan los parámetros de entrada y de salida que se esperan obtener en el sistema; los cuales están registrados en la tabla

*Tabla 12. Parametros de entrada y salida del sistema solar fotovoltaico.*

Parámetros de entrada	Parámetros de salida
V <sub>in</sub> : 60 V	V <sub>out</sub> = 24 V
P <sub>max<sub>in</sub></sub> 245 W	$\Delta I_L = 5\% * I_L$
F <sub>s</sub> =10 KHz	I <sub>oMax</sub> = 8 A



Los parámetros de entrada están relacionados directamente con el modelo del panel solar escogido para esta investigación, el Yingli Solar YL245P-29b (245W) Solar Panel [34] y los parámetros de salida según la características técnicas del banco de baterías escogido [33] con base a los cálculos realizados en la sección 4.1.6.

Establecido los datos registrados en la tabla 12 se procede a calcular los diferentes elementos del convertidor Buck, teniendo en cuenta los referentes teóricos para el diseño de este tipo de convertidor se utilizó como fuente bibliográfica el libro de Power Electronics de Daniel Hart [35].

Para el diseño del Buck, es necesario calcular la relación de trabajo (Duty, en inglés), para esto se utiliza la ecuación 4.6:

$$D = \frac{V_{out} + V_f}{V_{in_{m\acute{a}x}}} \quad (4.6)$$

Reemplazando se obtiene:

$$D = \frac{24}{60}$$

$$D = 0.4$$

Ahora, se procede a calcular el inductor (L) del convertidor, utilizando la ecuación 4.7 y 4.8:

$$L_{min} = \frac{V_{in_{m\acute{a}x}} - V_{sat} - V_o}{\Delta I_L * f_s} * D \quad (4.7)$$

Reemplazando se obtiene:

$$L_{min} = \frac{60V - 1,5V - 24V}{5\% * 8A * 10 KHz} * 0,4$$

$$L_{min} = 3,45 \text{ mH}$$

Calculado  $L_{min}$ , reemplazamos ese valor en la ecuación 4.8:

$$L = 1.25 L_{min} \quad (4.8)$$

Reemplazando se obtiene el valor del inductor:

$$L = 4,3125 \text{ mH}$$

Ahora, para calcular el valor del capacitor © se utiliza la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1 - D}{8L \left( \Delta V_o / V_o \right) F^2} \quad (4.9)$$

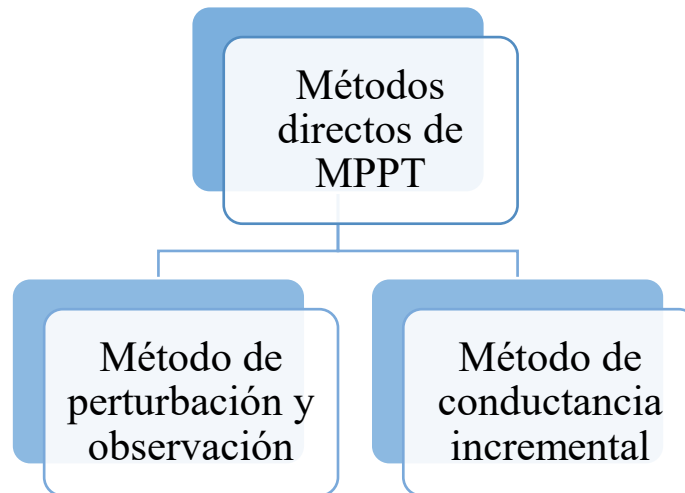
Reemplazando se obtiene el valor del capacitor

$$C = \frac{1 - 0,4}{8 * 4,3125 \text{ mH} * (0.005) * 10000^2}$$

$$C = 34,782 \text{ uF}$$

Calculados los valores de C y L se procede a establecer los criterios para el diseño del MPPT teniendo en cuenta el uso de inteligencia artificial. Es importante resaltar que determinar el punto de máxima potencia es la función principal de un controlador MPPT. Por lo tanto, para el diseño del mismo, se aplicarán los métodos directos que consisten principalmente en el muestreo de medidas actuales en tiempo t, teniendo en cuenta medidas en un tiempo t-1. Estas medidas son de los valores de entrada de corriente y voltaje para calcular y conocer la potencia del arreglo FV, y rastrear el punto máxima potencia.

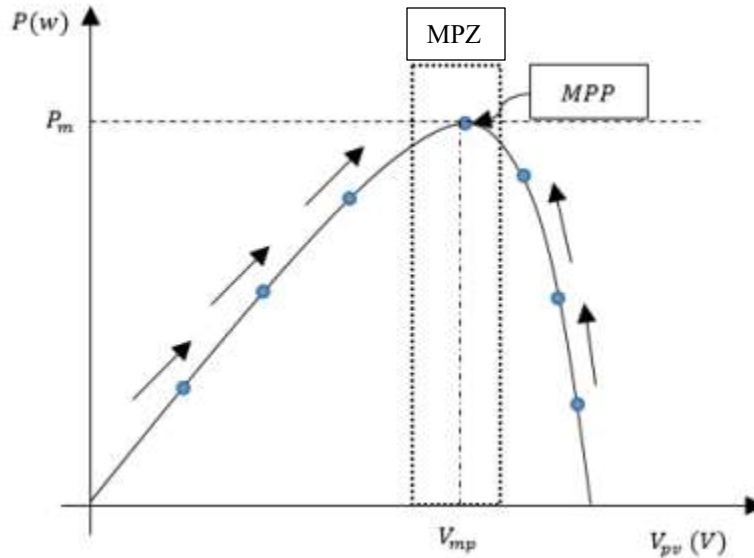
Para calcular el MPPT se utilizarán los métodos de perturbación y observación, y el de conductancia incremental, los cuales pertenecen a los métodos directos para rastre el punto de máxima potencia.



**Figura 9.** Métodos directo de MPPT.

Para el Método de Perturbación y Observación (P&O), se busca aumentar o disminuir el voltaje para lograr un cambio en la potencia, y realizar el rastreo del MPP. Por lo tanto, si al aumentar el voltaje la potencia aumenta, quiere decir que el punto de máxima potencia se encuentra a la derecha y que a su vez se debe seguir aumentando el voltaje hasta acercarse lo más posible al MPP, como se muestra en la Figura 10. [36]–[39],

En el caso, de que el aumento de voltaje ocasione que una disminución de, indica que el MPP está a la izquierda y se requiere disminuir el voltaje para alcanzarlo. Por consiguiente, se busca que el algoritmo de perturbación y observación realice variaciones en el voltaje de forma constante en una zona de máxima potencia (MPZ, por sus siglas en inglés “Maximum Power Zone”) [39] en la que se encontrará el MPP, como se muestra en la Figura 10.

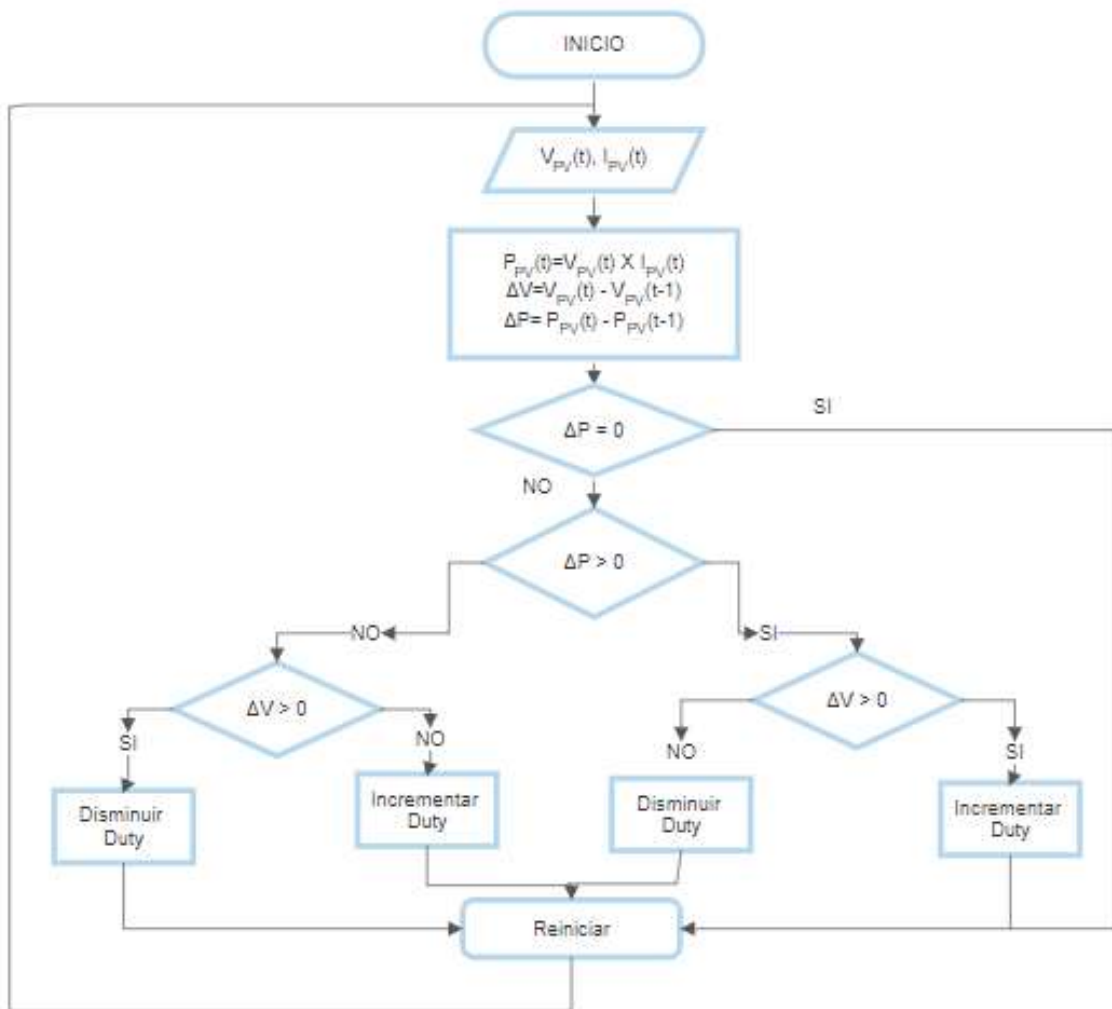


**Figura 10.** Ubicación del MPP en el método de perturbación y observación.

**Fuente:** Figura 19 [40].

Con base a la descripción anterior y la Figura 10, se establece un el algoritmo de perturbación en el siguiente diagrama de flujo (Ver Figura 11), teniendo en cuenta todos los criterios mencionados en la descripción del método y la variación del voltaje ilustrada en la figura anterior.

Es necesario aclarar, que el algoritmo de perturbación y observación se ajusta a través de la variación del voltaje y la incidencia que tiene este respecto a la potencia.[39] Por lo tanto, para esta investigación el algoritmo permitirá el incremento y decremento del duty (Variación del voltaje de salida respecto al voltaje de entrada), procedimiento igual de valido que utilizar un voltaje de referencia.

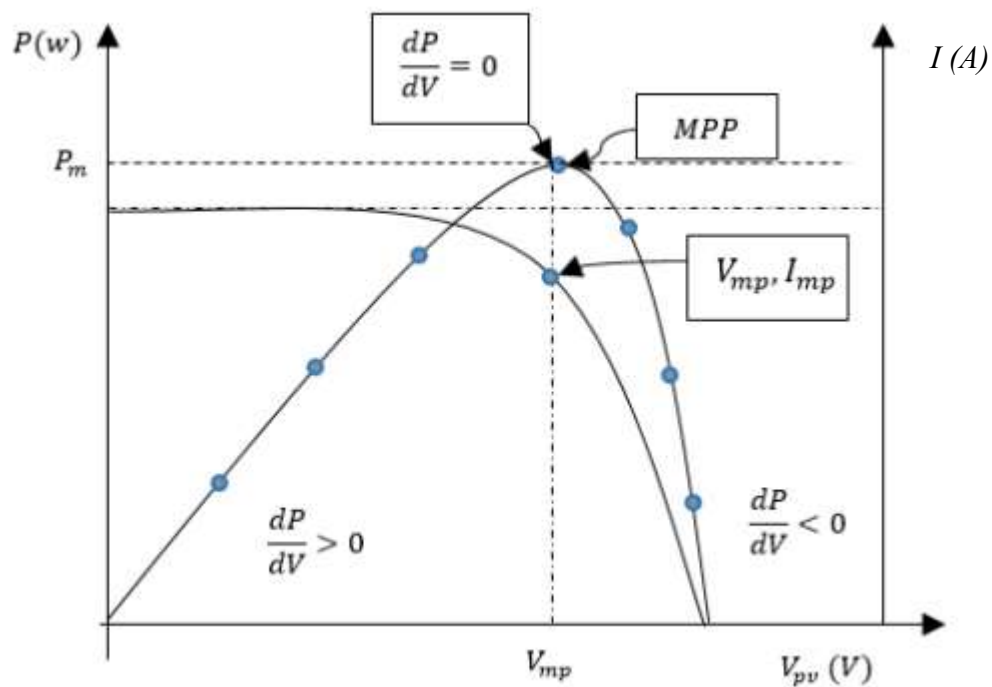


**Figura 11.** Diagrama de flujo del algoritmo de perturbación y observación.

Como se puede observar en el diagrama de flujo, el algoritmo de perturbación y observación permitirá ajustar el duty, por lo tanto, el controlador MPPT siempre garantizará que el sistema solar fotovoltaico este trabajando en la zona de máxima potencia, ya que se encontrará buscando el punto de máxima potencia.

Por otra parte, el segundo método directo utilizado es el de conductancia incremental. Este método consiste en el análisis de la conductancia del sistema fotovoltaico,

el cual está definido como la razón entre la corriente y el voltaje; sin olvidar, que, al graficar el comportamiento de la corriente contra voltaje del sistema, y sin descartar el análisis anterior de la gráfica de potencia contra voltaje, se puede cualificar que este método establece dos zonas, antes y después del MPP, y un eje central vertical ubicado exactamente en el MPP y en el voltaje de máxima potencia. Como se muestra en la Figura 12.



**Figura 12.** Curva I-V y P-V para el algoritmo de conductancia incremental.

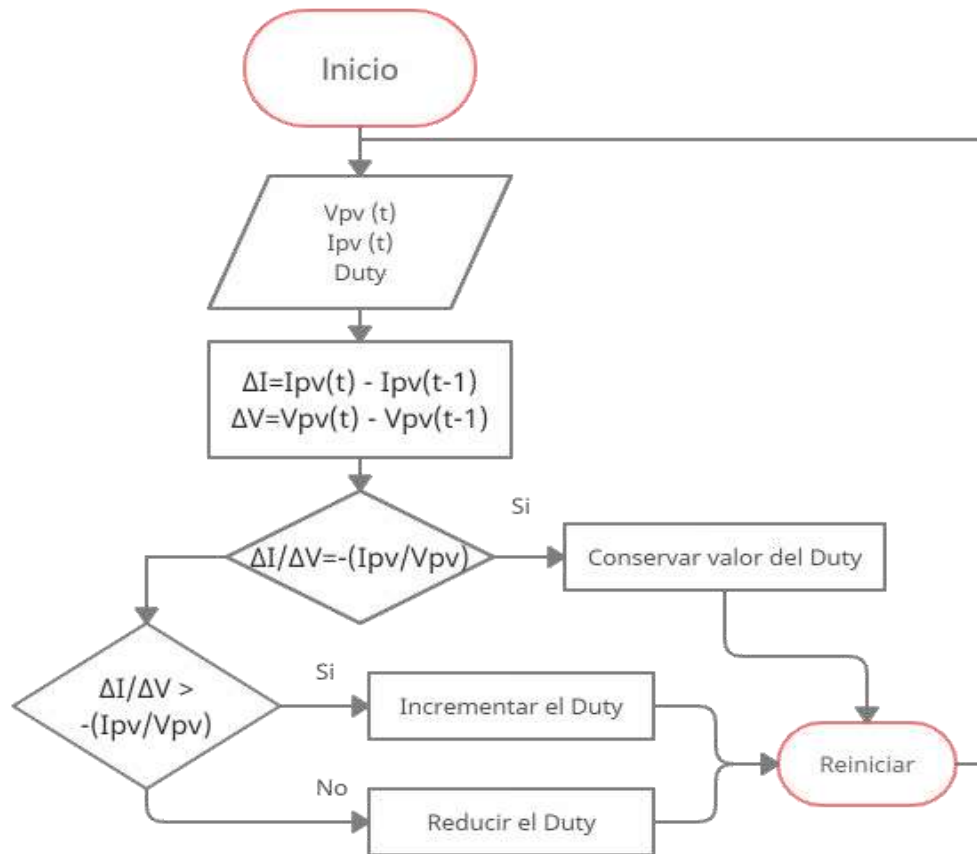
**Fuente:** Figura 20 [40].

Con base a la figura anterior, se puede observar dos regiones donde se resalta que el comportamiento de la curva de corriente contra voltaje varía de forma decreciente y que estas condiciones están relacionadas con el punto de máxima potencia.[37], [40] Por lo tanto, el algoritmo de conductancia incremental para determinar el MPP, estará definido según los criterios de la siguiente tabla.

Tabla 13. Criterios de operación del algoritmo de conductancia incremental.

Criterios	Posición del punto de operación
$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$	En MPP
$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$	A la izquierda del MPP
$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$	A la derecha del del MPP

Con base a los criterios de la Tabla 13, el algoritmo de conductancia incremental cumpliría con el proceso ilustrado en la Figura 13, que a igual que el de perturbación y observación se encargará de realizar la variación del duty para garantizar la máxima potencia.



**Figura 13.** Diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental.

Es necesario resaltar que este tipo de algoritmo es más preciso que el algoritmo de perturbación y observación, debido a que los criterios de operación, los cuales especifican mantener un valor constante del duty cuando  $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ , lo que permite que se más preciso que el primer método para que el sistema fotovoltaico opere en el punto de máxima potencia.

#### 4.2.1. Diseño del controlador MPPT a través de lógica difusa.

Como tercera propuesta para el diseño del controlador MPPT se plantea el uso de la lógica difusa, que a diferencia de la lógica tradicional permite diferentes valores de verdad. [17], [41]. Por lo tanto, este tipo de lógica va permitir considerar de forma más rápida y



precisa el punto de máxima potencia del sistema solar fotovoltaico, ya que considerará varios valores de veracidad según el cambio de comportamiento de la radiación solar.

Por otra parte, debido al comportamiento del clima, es muy complicado linealizar matemáticamente la potencia del sistema ya que se obtendría diferentes curvas según la radiación del momento de medición, siendo lo anterior un factor clave para considerar el uso de la lógica difusa como el método de rastreo del punto de máxima potencia, ya que ella no requiere conocer el modelo dinámico del sistema a controlar, en otras palabras, el control difuso no requiere identificar el sistema, ni aproximar el modelo y mucho menos linealizarlo, lo cual facilita ampliamente el diseño del controlador.

Para el diseño del controlador difuso se plantean dos entradas y una salida. Como entradas se define el voltaje y la corriente del sistema, y como salida el duty. Establecidas las entradas y las salidas se asignan las variables lingüísticas para cada una de ellas, como se muestra en la tabla 12.

*Tabla 14. Variables lingüísticas.*

<b>V<sub>pv</sub></b>	<b>I<sub>pv</sub></b>	<b>Duty</b>
NB	NB	NB
NS	NS	NS
ZE	ZE	ZE
PS	PS	PS
PB	PB	PB

Se escogieron las etiquetas anteriores para las variables lingüísticas según los universos discurso de cada una de las entradas y salidas, donde las etiquetas tienen el siguiente significado:

NB: Negative Big

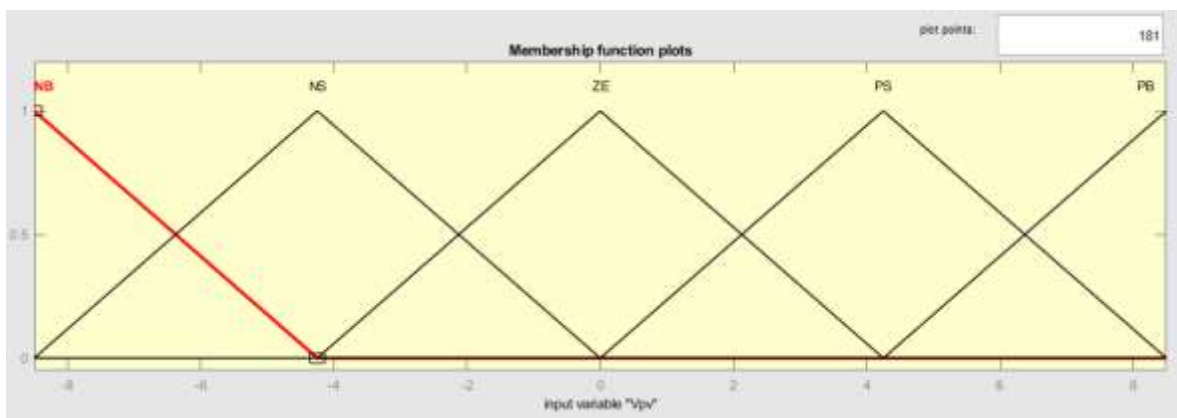
NS: Negative Small

ZE: Zero

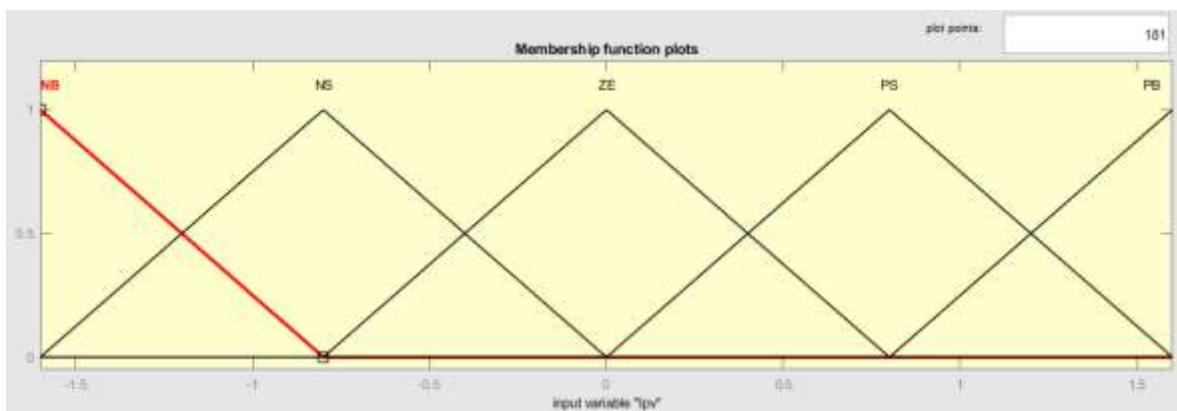
PS: Positive Small

PB: Positive Big

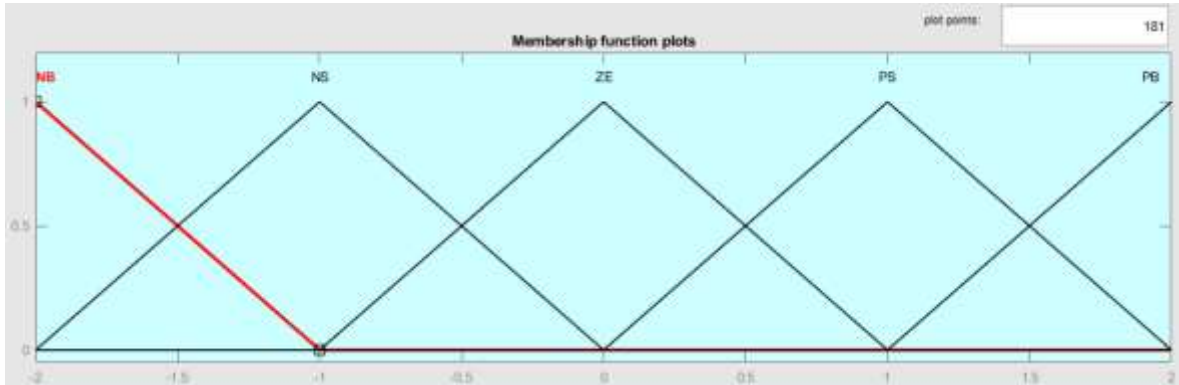
Además, el diseño del controlador difuso se realiza con base a las reglas de Mandani, por lo tanto, las etiquetas de las variables lingüísticas son las mismas para las dos entradas y para la salida. Aclarado lo anterior, las funciones de membresía quedarían definidas de la siguiente forma:



**Figura 14.** Función de membresía de Vpv.



**Figura 15.** Función de membresía de Ipv.



**Figura 16.** Función de membresía de Duty.

De la figura 14 a la 16 se utilizaron únicamente funciones triangulares para facilitar el proceso de defuzzificación, aprovechando a su vez, que las entradas y salida son simétricas respecto a las variables lingüísticas. Todo esto facilita establecer las reglas de control del controlador fuzzy para conseguir el punto de máxima potencia.

#### **4.3. Implementación computacional en SIMULINK del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica**

Para simulación del sistema solar fotovoltaico autónomo se utilizó la versión de Matlab R2019a el cual cuenta con las librerías necesarias para las diferentes simulaciones necesarias de esta investigación. Los nombres de los bloques utilizados para la simulación están en la Tabla 15.

Tabla 15. Nombre de los bloques principales del sistema solar fotovoltaico.

Elementos del diseño del sistema	Nombre del bloque en Simulink
Paneles Solares	PV Array
Resistor	Series RLC Branch
Capacitor	Series RLC Branch
Inductor	Series RLC Branch
Switch	IGBT
Controlador MPPT	MATLAB Function (P&O y IC) Fuzzy Logic Controlle (Fuzzy)
Módulo de baterías	Battery

Es importante resaltar que los elementos electrónicos necesarios en la simulación del sistema solar fotovoltaico autónomo deben pertenecer a la librería *power electronics* debido a que son elementos de potencia. Por otra parte, también se utilizaron elementos más comunes en la simulación, como medidores, rectificadores, constantes, entre otros. En la figura 17 se puede observar la simulación del sistema.

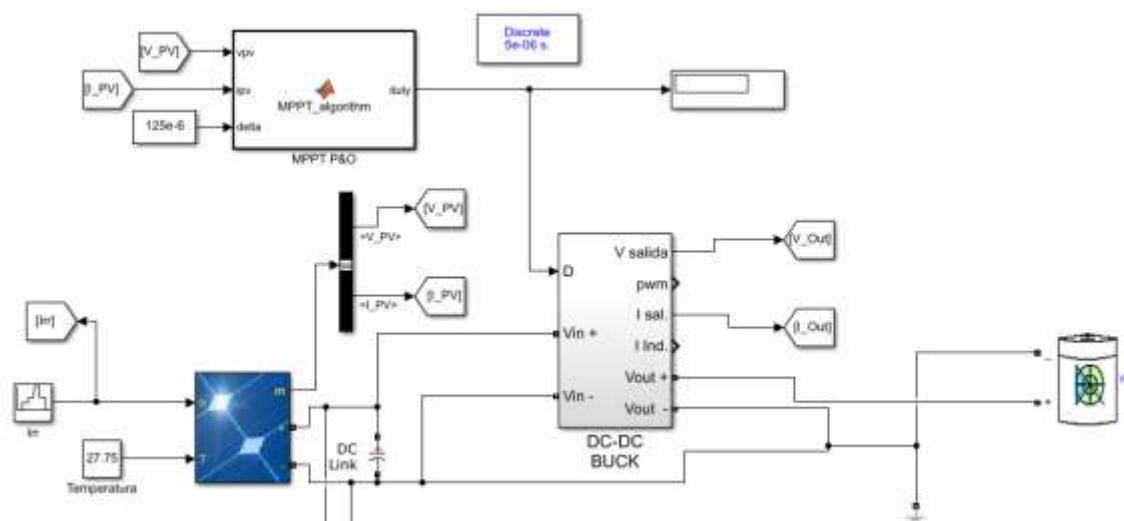
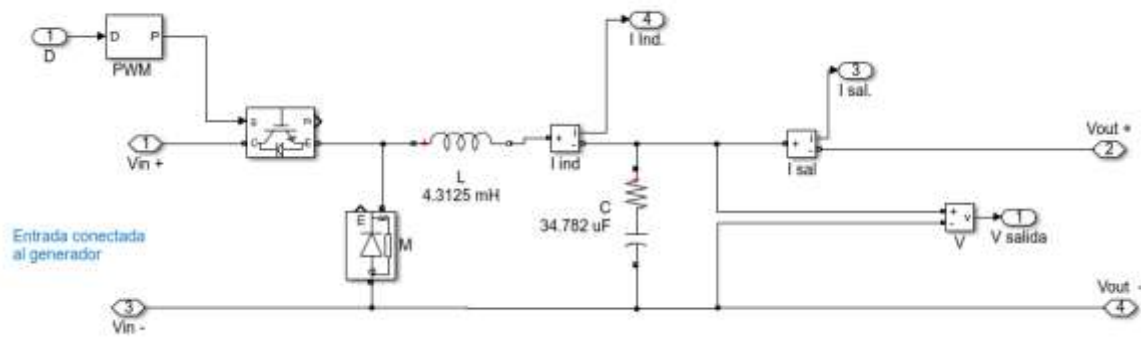


Figura 17. Implementación computacional en Simulink del sistema solar fotovoltaico.

El bloque DC-DC BUCK, es un sub sistema que contiene los elementos del convertidor DC-DC, creado por estética y orden en la implementación computacional. Se puede observar en la Figura 18 los elementos que contiene y sus diferentes conexiones.



**Figura 18.** Implementación computacional en Simulink del bloque DC-DC BUCK.

## 5. Resultados

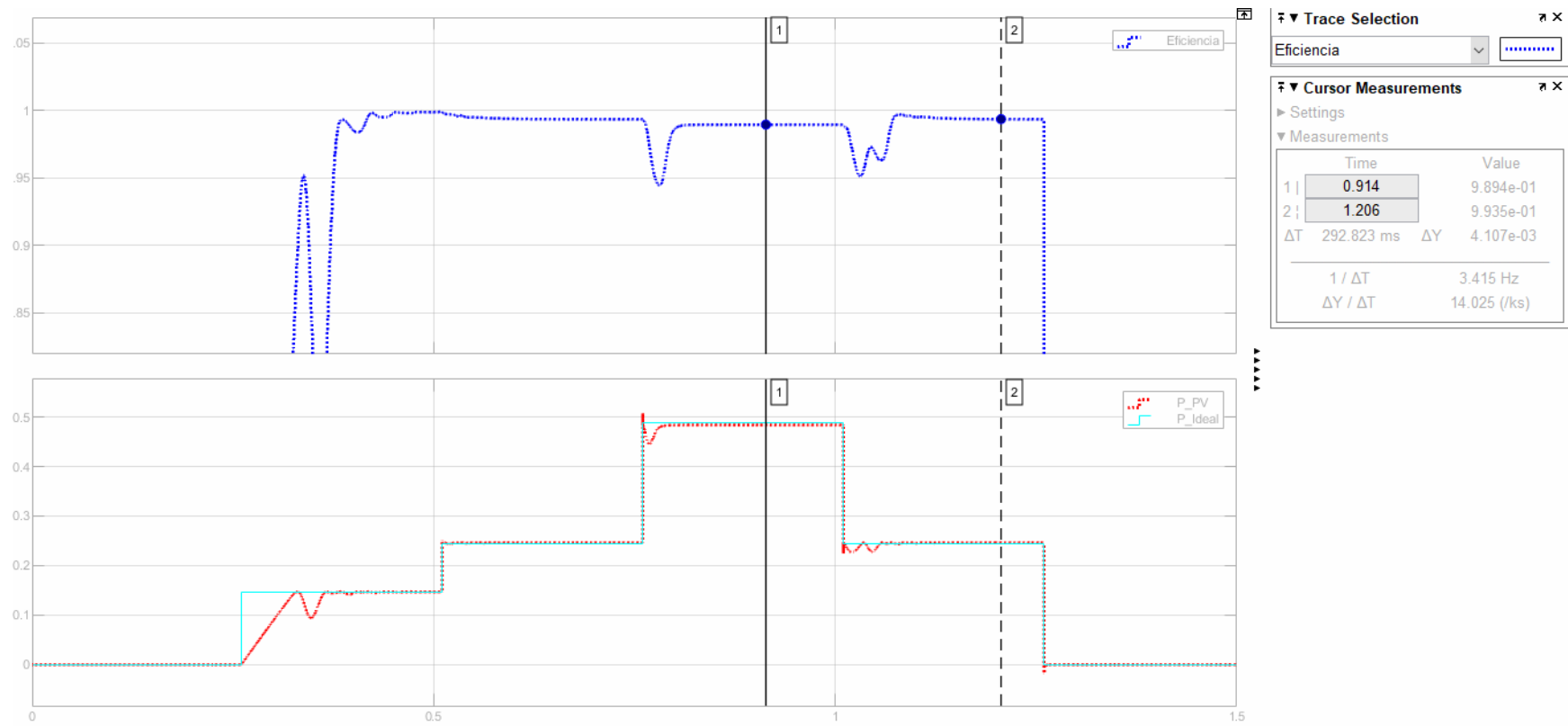
En el desarrollo de este capítulo se analizarán las gráficas resultantes al simular el sistema solar fotovoltaico mostrado en la figura 17. Para esto, se tendrá en cuenta una temperatura constante de 27.75 grados Celsius, la cual es congruente con la temperatura promedio calculada de la sub región con mayor demanda energética.

Por lo tanto, se diseñó una función escalón para la irradiación, la cual es un dato de entrada para el funcionamiento de los paneles solares. La función escalón presenta intervalos los intervalos irradiación registrado en la tabla 16.

*Tabla 16. Intervalos de la función escalon.*

Función escalón (Irradiación)	
Irradiación (W/m <sup>2</sup> )	Tiempo (s)
0	0
0	0.25
300	0.2501
300	0.5
500	0.501
500	0.75
1000	0.7501
1000	1
500	1.01
500	1.25
0	1.2501
0	1.5

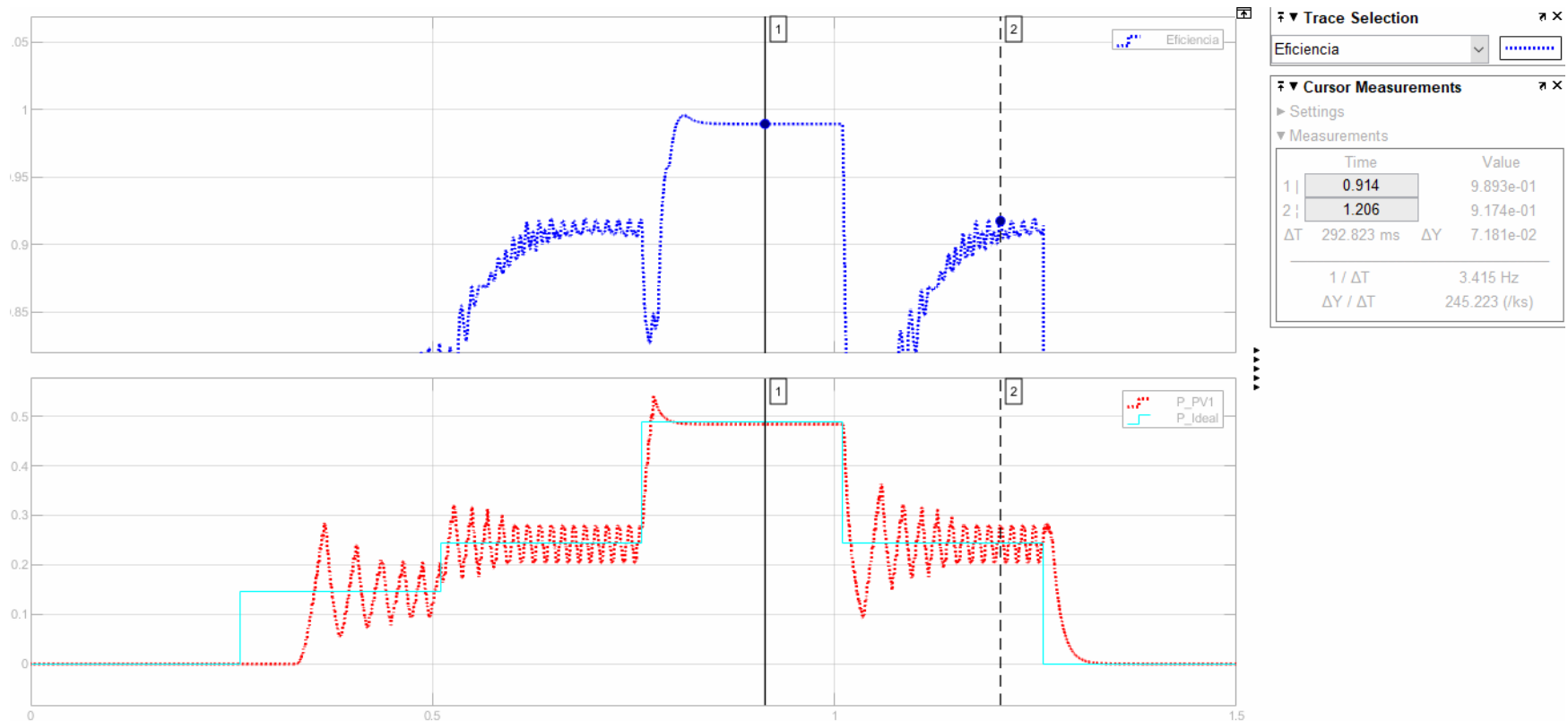
### 5.1. Resultados del controlador MPPT con el algoritmo de perturbación y observación



**Figura 19.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (P&O).

En la figura 19, se puede observar con claridad que la potencia del panel ( $P_{PV}$ ) realiza un seguimiento de la potencia ideal, demostrando que el algoritmo de perturbación y observación está funcionando, con una primera eficiencia 0.989 equivalente al 98.9 %

en su máxima potencia, con un valor de irradiación  $1000 \text{ W/m}^2$ ; y una segunda eficiencia de 99.35% cuando la irradiación es igual a  $500 \text{ W/m}^2$ .



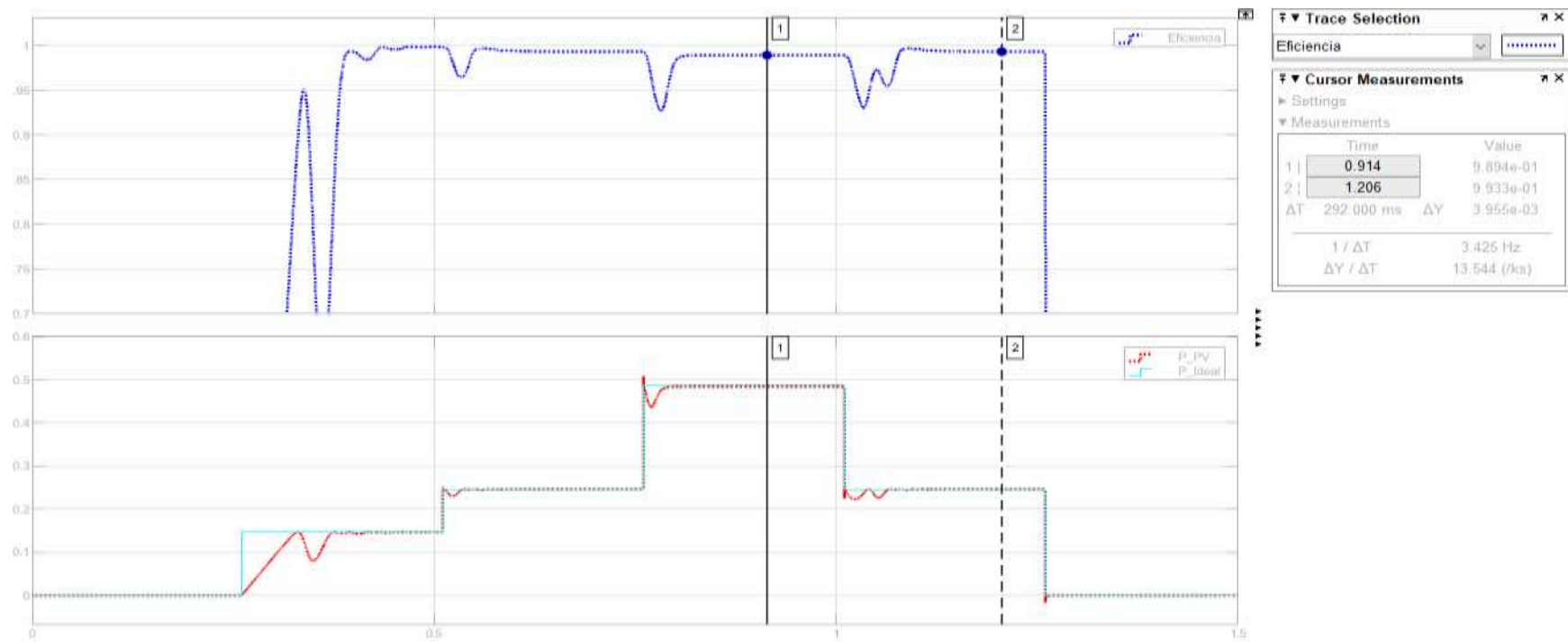
**Figura 20.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (P&O).

Ahora, en la figura 20 se puede observar que la potencia de salida ( $P_{PV1}$ ) realiza un seguimiento de la potencia ideal rectificándose cada vez más gracias al algoritmo de perturbación y observación. Respecto a la eficiencia, se realiza el cálculo en el



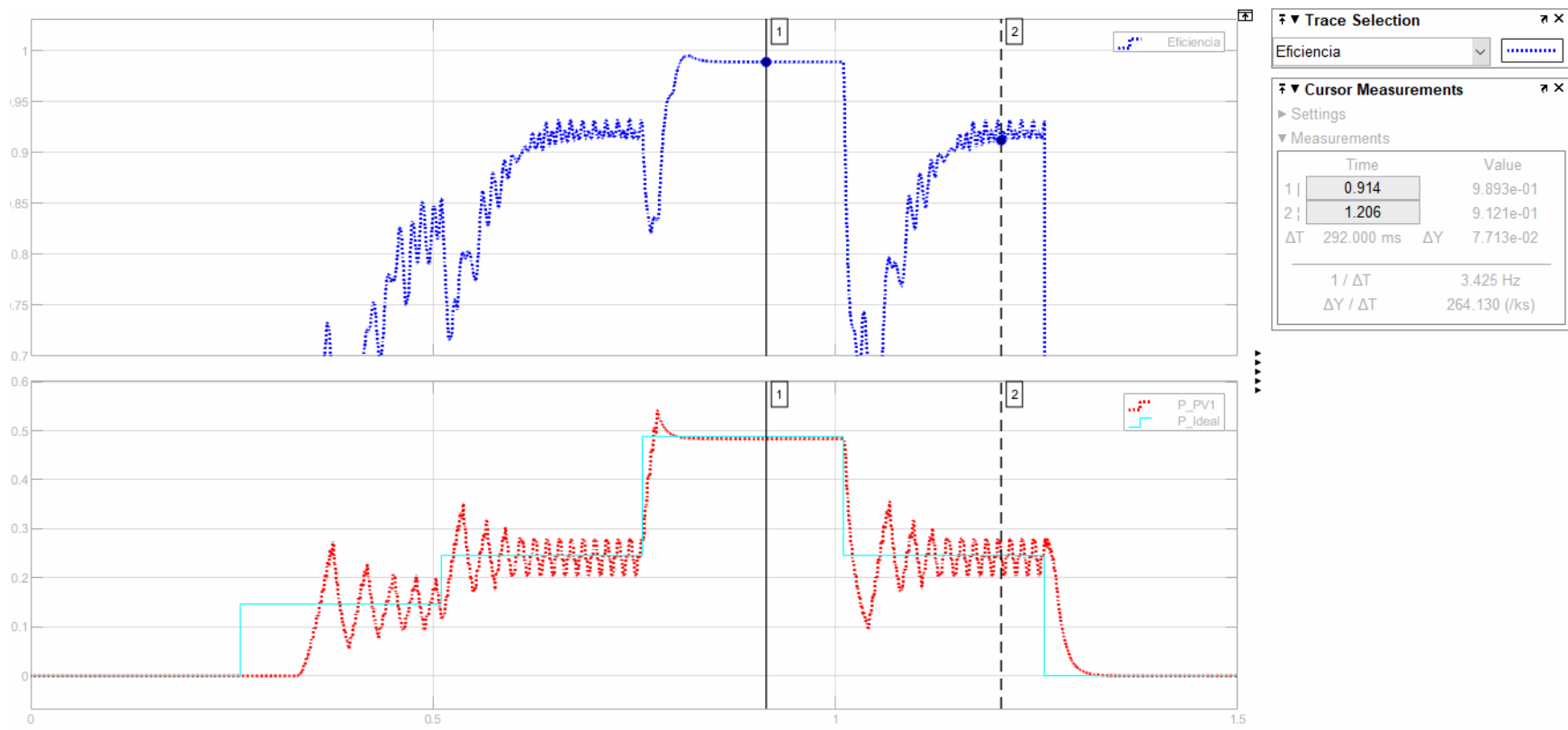
mismo tiempo que en la figura 19, donde la primera eficiencia 0.9893 equivalente al 98.93 % en su máxima potencia, con un valor de irradiación  $1000 \text{ W/m}^2$ ; y una segunda eficiencia de 91.74% cuando la irradiación es igual a  $500 \text{ W/m}^2$ . Las gráficas y valores obtenidos indica un excelente rastreo del punto de máxima potencia.

## 5.2. Resultados del controlador MPPT con el algoritmo de conductancia incremental



**Figura 21.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (IC).

Respectos a los resultados obtenidos del algoritmo de conductancia incremental, en la figura 21 se muestra que la potencia de entrada ( $P_{PV}$ ) realiza un seguimiento de la potencia ideal rectificándose en los cambios bruscos de irradiación establecidos. A nivel de eficiencia, se respetan los mismos tiempos, donde la primera eficiencia 0.9894 equivalente al 98.94 % en su máxima potencia, con un valor de irradiación  $1000 \text{ W/m}^2$ ; y una segunda eficiencia de 99.33% cuando la irradiación es igual a  $500 \text{ W/m}^2$ .



**Figura 22.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (IC).

En la figura 22 se puede observar un excelente rastreo del punto de máxima potencia ya que la potencia de salida (P\_PV1) realiza un seguimiento de la potencia ideal rectificándose gracias al algoritmo de conductancia incremental, con una primera eficiencia 0.9893 equivalente al 98.93 % en su máxima potencia, con un valor de irradiación 1000 W/m<sup>2</sup>; y una segunda eficiencia de 91.21% cuando la irradiación es igual a 500 W/m<sup>2</sup>. Ahora, comparando los resultados obtenidos de los dos controladores de carga simulados con los algoritmos de perturbación y observación, y de conductancia incremental se obtiene los datos de la siguiente tabla:

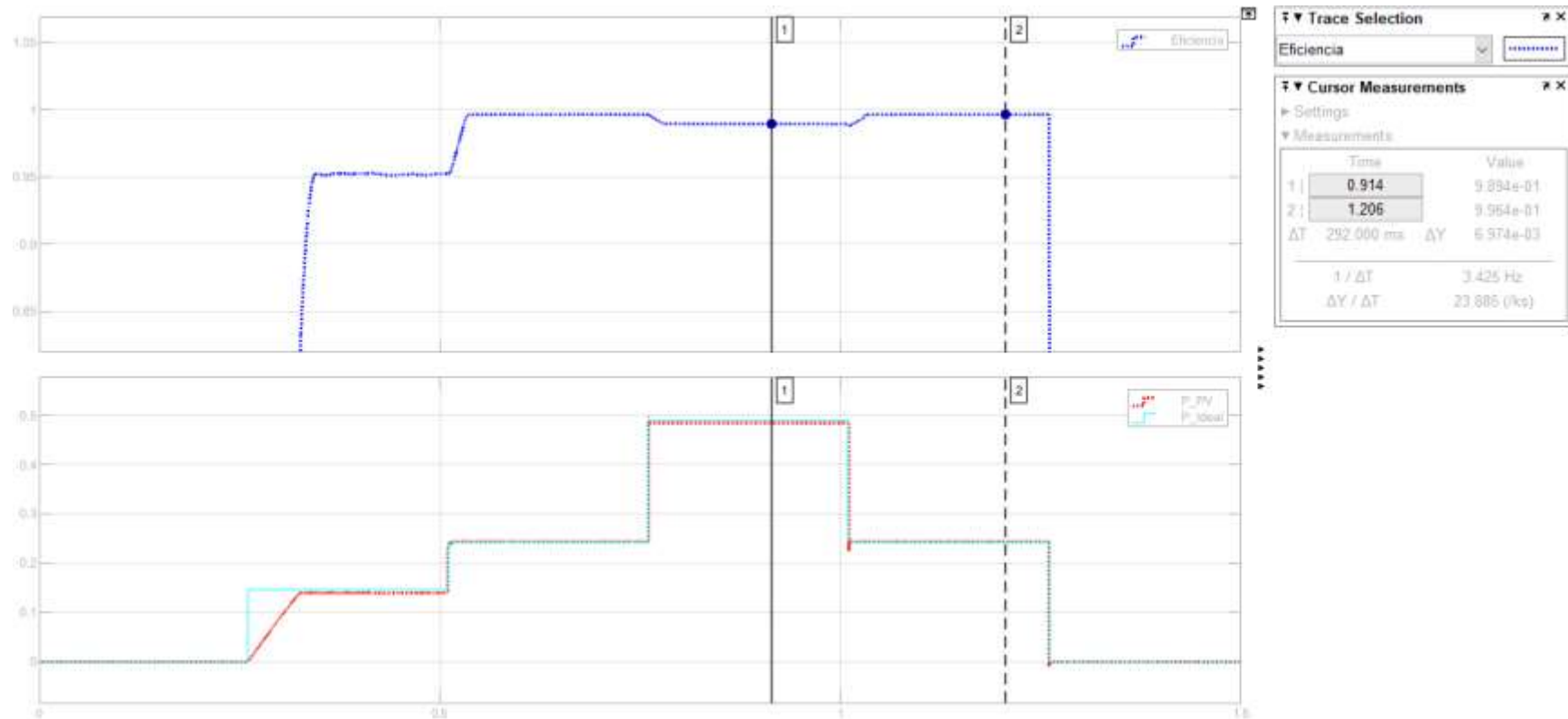
*Tabla 17. Comparación de las eficiencias de los algoritmos P&O e IC.*

Tiempo (s)	Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada		Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida	
	P&O (%)	IC (%)	P&O (%)	IC (%)
<b>0,914</b>	98.94	98.94	98.93	98.93
<b>1,206</b>	99.35	99.33	91.74	91.21

En la tabla 17, se registran los valores obtenidos de la eficiencia de los algoritmos simulados hasta el momento, los cuales tienen un funcionamiento definido a través de la lógica clásica. En este caso los resultados obtenidos son muy similares en el tiempo 1,206 segundos la diferencia porcentual entre la eficiencia de los dos algoritmos es de centésimas, con una irradiación de 500 W/m<sup>2</sup>. En el tiempo 0.914 segundos las eficiencias son iguales con una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Por otra parte, es necesario resaltar que el algoritmo de conductancia incremental estabiliza la potencia del sistema de forma más rápida, sin fluctuaciones tan amplias como el algoritmo de perturbación y observación. Aun así, los algoritmos cumplen el objetivo.

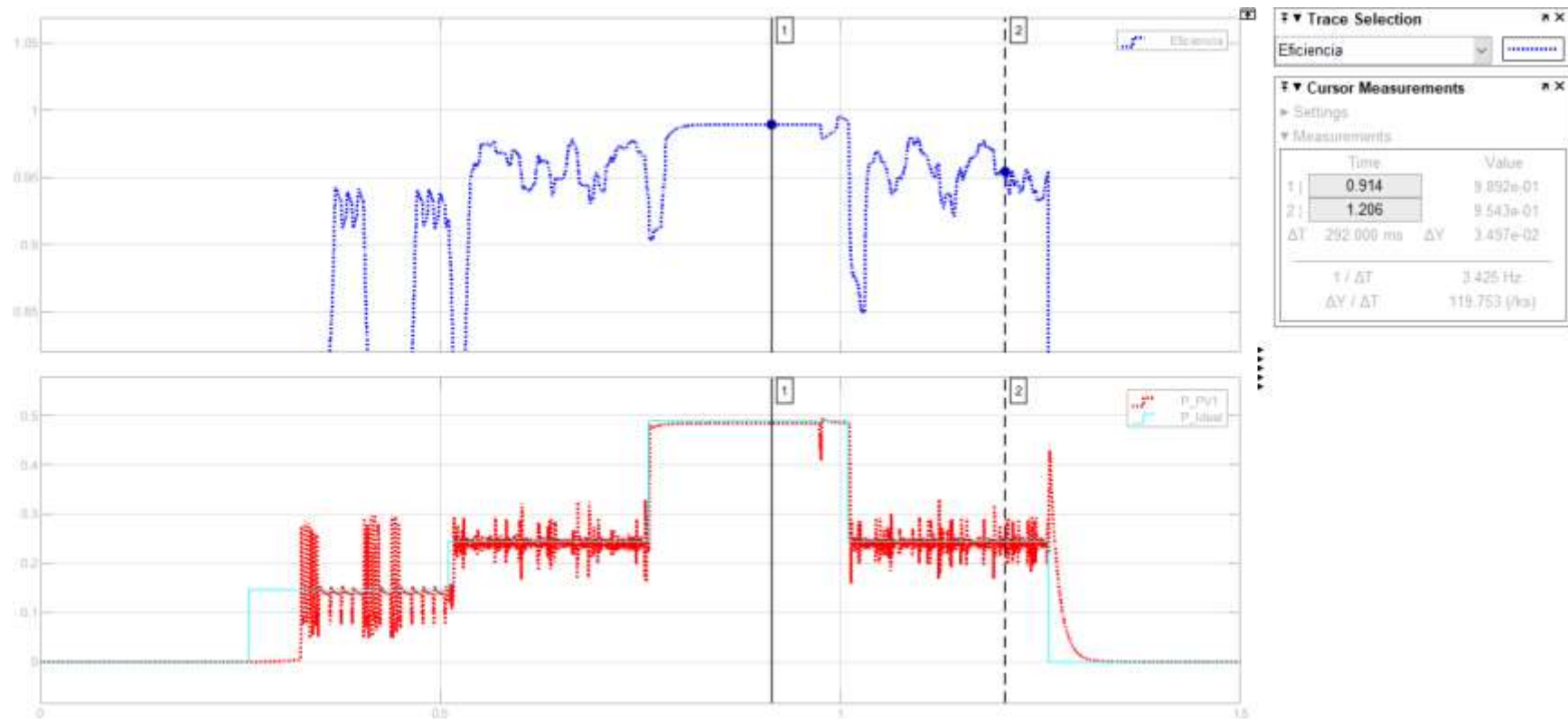
### 5.3. Resultados del controlador MPPT de lógica difusa



**Figura 23.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada (Fuzzy).

En la figura 23 se muestra que la potencia de entrada ( $P_{PV}$ ) realiza un seguimiento más preciso de la potencia ideal sin presentar fluctuaciones fuertes en el rastreo del punto de máxima potencia por los cambios de la irradiación. A nivel de eficiencia,

conservando los tiempos; la primera eficiencia 0.9894 equivalente al 98.94 % en su máxima potencia, con un valor de irradiación 1000  $W/m^2$ ; y una segunda eficiencia de 99.64% cuando la irradiación es igual a 500  $W/m^2$ .



**Figura 24.** Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida (Fuzzy).

En la figura 24 se puede observar el comportamiento de la potencia de salida (P\_PV1) realizando un seguimiento de la potencia ideal rectificándose rápidamente gracias a las reglas de control del fuzzy, con una primera eficiencia 0.9892 equivalente al 98.92 % en su máxima potencia, con un valor de irradiación 1000 W/m<sup>2</sup>; y una segunda eficiencia de 95.43% cuando la irradiación es igual a 500 W/m<sup>2</sup>.

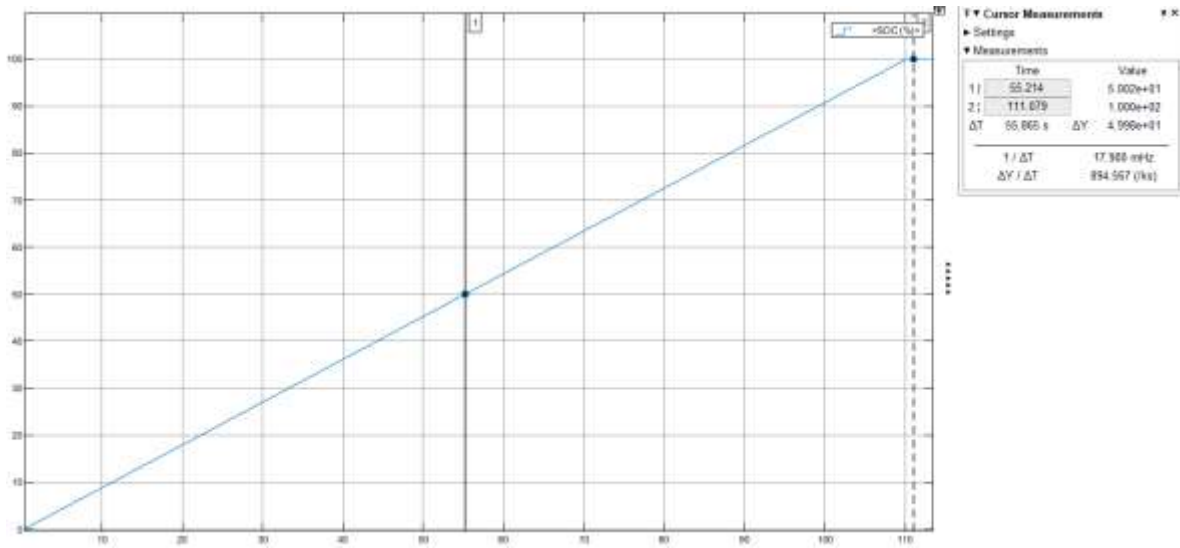
Ahora, comparando los resultados obtenidos de los tres controladores de carga diseñados y simulados con los algoritmos de perturbación y observación, de conductancia incremental, y lógica difusa, se obtiene los datos de la siguiente tabla:

*Tabla 18. Comparación de las eficiencias de los algoritmos P&O, IC y del Fuzzy.*

Tiempo (s)	Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de entrada			Eficiencia de la potencia ideal vs la potencia de salida		
	P&O (%)	IC (%)	Fuzzy (%)	P&O (%)	IC (%)	Fuzzy (%)
<b>0.914</b>	98.94	98.94	98.94	98.93	98.93	98.92
<b>1.206</b>	99.35	99.33	99.64	91.74	91.21	95.43

En la tabla 18, se registran los valores obtenidos de la eficiencia de los algoritmos diseñados y simulados. Se puede resaltar que según los resultados obtenidos en la simulación el controlador MPPT fuzzy es mucho más rápido y eficiente que los otros dos controladores anteriores; el fuzzy presenta 3 unidades con 69 centésimas de mayor eficiencia porcentual en el tiempo 1,206 segundos comparado al de perturbación y observación que era el más eficiente comparado con el de conductancia incremental. Se afirma que el fuzzy es mucho más rápido por el comportamiento de la señal de la potencia de salida que se visualiza en la figura 24.

Establecido el algoritmo MPPT fuzzy, se ejecuta la simulación con una irradiación constante de  $1000 \text{ W/m}^2$  con la batería completamente descargada para demostrar como el estado de carga aumenta de 0 hasta el 100%.



**Figura 25.** Estado de carga de la batería del 0 al 100%.

Como se muestra en la figura 25, el controlador de carga garantiza la carga total del banco de baterías. En este caso el gráfico obtenido es una pendiente debido a que la irradiación y temperatura se establecieron con valores constantes.

## 6. Conclusiones

El diseño del controlador de carga con un algoritmo de MPPT, basado en inteligencia artificial, en este caso de lógica difusa, para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica, logró una eficiencia que varía del 95.43% hasta el 98.92%, un valor superior a los otros dos controladores de carga MPPT diseñados a través de la lógica clásica con una eficiencia mayor en un 3.69 %, superando a su vez a investigaciones realizadas como [42] que implementa también la lógica difusa para el controlador de carga obteniendo resultados inferiores en un 3% comparados a los de esta investigación.

Las características eléctricas del sistema solar fotovoltaico y de la carga, se definieron con base a los resultados obtenidos de las 14 estaciones climatológicas y meteorológicas de Norte Santander, sin olvidar los datos de interés seleccionados del PERS y del Atlas de radiación solar del IDEAM. Por lo tanto, el sistema solar fotovoltaico diseñado e implementado de forma computacional responde a las necesidades eléctricas que presenta el departamento en sus zonas no interconectadas; siendo una solución a una problemática social sin causar daños al ambiente.

El diseño de la arquitectura del controlador de carga para el sistema solar fotovoltaico está basado en la topología de un convertidor DC/DC tipo reductor. Sin olvidar, que el controlador de carga diseñado cuenta con las características de un controlador de carga MPPT a través de diferentes algoritmos que rastrean el punto de máxima potencia, garantizando la mayor eficiencia y la máxima transferencia de potencia.

La implementación computacional en Simulink del sistema solar fotovoltaico con la carga, teniendo en cuenta todas sus características eléctricas definidas en la investigación, demostró que el sistema realiza el respectivo seguimiento del punto de máxima potencia teniendo en cuenta los cambios de irradiación solar que se presente, siendo estos



decrecientes o crecientes; resaltando que el sistema simulado está basado en la configuración electrónica de un convertidor DC/DC con la integración de tres diferentes algoritmos MPPT, siendo uno de inteligencia artificial.

El desempeño del controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica se evaluó a través de la implementación de tres diferentes algoritmos; el de perturbación y observación, el de conductancia incremental y el de lógica difusa, donde se demostró y comprobó que el algoritmo más eficiente es el de lógica difusa, en especial cuando el arreglo fotovoltaico recibe una irradiación solar no tan alta, en la cual el controlador sigue garantizando una eficiencia mayor al 95%.

## 7. Recomendaciones

Para mejorar los resultados obtenidos en la potencia de salida, se puede diseñar e implementar un controlador para la batería, de esta manera se corregiría con mayor precisión las pequeñas fluctuaciones que se presentaron en las diferentes simulaciones de la lógica clásica y la de la lógica difusa.

Comparar el diseño del controlador MPPT con otro algoritmo inteligente diferente al de lógica difusa y así poder analizar la eficiencia que se presenta en este tipo de tecnología que permite el rastreo del punto máxima de potencia en controladores carga de sistemas solares fotovoltaicos.

Implementar el controlador de carga MPPT para sistemas solares fotovoltaicos desconectados de la red eléctrica diseñado en esta investigación para el desarrollo de trabajos futuros, ya que la universidad Francisco de Paula Santander cuenta con una estación dentro de sus instalaciones.

## Bibliografía

- [1] T. Gonzalez and J. Valencia, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, Componente. Bogotá, 2015.
- [2] R. Escobar, P. Gamio, A. Moreno, A. Castro, V. Cordero, and U. Vazquez, “Energización rural mediante el uso de energías renovables para fomentar un desarrollo integral y sostenible,” Primera Ed., Lima, Perú, 2016, p. 68.
- [3] O. Perpiñán, “Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. Conceptos Generales y Componentes.” p. 52, 2012, [Online]. Available: [https://oscarperpinan.github.io/esf/SFA\\_Componentes.pdf%0A](https://oscarperpinan.github.io/esf/SFA_Componentes.pdf%0A).
- [4] V. Needhu and R. Pezher, “Battery Charge Controller for Hybrid Stand Alone System Using Adaptive Neuro Fuzzy Inference System,” *Govt. Engg. Coll. Thrissur*, vol. 16, no. IEEE, pp. 171–175, 2016, doi: 978-1-4673-9925-8.
- [5] Inti, “Controladores de carga MPPT,” 2016.
- [6] Omron, “Inteligencia Artificial en controladores Omron,” *Inteligencia Artificial en controladores*, 2017. <http://www.infopl.net/noticias/item/104315-omron-inteligencia-artificial-machine-automation-controller> (accessed Oct. 23, 2018).
- [7] A. Ugena, “Diseño de un circuito cargador de baterías para panel solar con seguimiento del punto óptimo de carga,” Universidad Carlos III de Madrid, 2014.
- [8] F. Acevedo, “DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON CAPACIDAD PARA 3 KILOVATIOS,” Universidad Nacional Abierta y a Distancia, 2016.
- [9] MaximoSolar, “Maximo Solar Industries,” *Sistemas. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos*, 2018. <http://www.maximosolar.com/es/aprende/sistemas> (accessed

- Aug. 29, 2018).
- [10] “Almacenamiento de energía solar,” in *Almacenamiento de energía en los procesos solares*, Portugal, 2008, p. 116.
- [11] Q. Son and T. Ingala, “¿Qué son las baterías?” *Baterías. Componentes y tecnología*, Robdos team underwater robotics, España, pp. 3–4, 2016, [Online]. Available: [www.robdosteam.com/wp-content/uploads/2016/11/05.BATERÍAS.pdf](http://www.robdosteam.com/wp-content/uploads/2016/11/05.BATERÍAS.pdf).
- [12] “La batería DE Plomo-Acido,” 2013, pp. 39–48.
- [13] “SUNCOLOMBIA,” *¿QUÉ HACE EL CONTROLADOR DE CARGA EN UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO?*, 2017. <http://www.suncolombia.com/que-hace-el-controlador-de-carga-en-un-sistema-solar-fotovoltaico/> (accessed Oct. 18, 2018).
- [14] “Teknosolar.com,” *Reguladores de carga PWM o MPPT*, 2017. <https://www.teknosolar.com/community/discussion/7/reguladores-de-carga-pwm-o-mppt> (accessed Oct. 05, 2018).
- [15] Iberdrola, “¿Qué es la Inteligencia Artificial?,” *Tecnología*, 2018. <https://www.iberdrola.com/te-interesa/tecnologia/que-es-inteligencia-artificial> (accessed Oct. 23, 2018).
- [16] S. Kouro R. and R. Musalem M., “Control Mediante Lógica Difusa,” *Técnicas Mod. en Automática*, pp. 1–7, 2002, doi: 10.1111/j.1471-0528.2011.02964.x.
- [17] F. Sancho, “Introducción a la Lógica Difusa,” *Definición Matemática de Conjuntos Difusos*, 2017. <http://www.cs.us.es/~fsancho/?e=97> (accessed Oct. 26, 2018).
- [18] J. C. López, “Sistemas de control basados en algoritmos genéticos y lógica difusa para la aplicación en procesos industriales,” Pontificia Universidad Javeriana, 2014.
- [19] I. Ruge and M. Alvis, “Aplicación de los algoritmos genéticos para el diseño de un

- controlador PID adaptivo,” *Con-Ciencias*, pp. 83–89, 2010.
- [20] Avellano, “Redes Neuronales.” <http://avellano.fis.usal.es/~lalonso/RNA/index.htm> (accessed Nov. 30, 2018).
- [21] U. de P. M. E. UPME and O. Estella, “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2016-2020,” 2016, pp. 0–48.
- [22] GOBIERNO DE COLOMBIA, “LEY 855 DE 2003,” 2003.  
[http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0855\\_2003.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0855_2003.html) (accessed Nov. 09, 2017).
- [23] Republica de Colombia and Consejo Nacional de Política Económica y Social, “Conpes 3453,” Bogotá, 2006.
- [24] Republica de Colombia and Departamento Nacional de Planeación, “Conpes 3108,” Bogotá, 2001.
- [25] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución CREG 355*, Ministerio. Bogotá, 2004.
- [26] Ministerio de Minas y Energía, “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE,” Bogotá, 2013.
- [27] Ministerio Económico y Desarrollo, *NTC 2050*. Bogotá, 1998.
- [28] Centrales Eléctricas de Norte de Santander, *Norma CENS Tomo I*. Cúcuta, 2004.
- [29] Centrales Eléctricas de Norte de Santander, *Capítulo 2 Parámetros de Diseño CENS-Norma Técnica -Cns-Nt-02*. Cúcuta, 2007.
- [30] Gobernación de Norte de Santander, “Información General Norte de Santander,” 2019. <http://www.nortedesantander.gov.co/Gobernación/Nuestro-Departamento/Información-General-Norte-de-Santander> (accessed Feb. 10, 2019).
- [31] P. J. Débora and J. F. Ferichola, “Caracterización de módulos fotovoltaicos con

- dispositivo portátil,” Madrid, España.
- [32] “Los paneles solares fotovoltaicos | sitiosolar.” <http://www.sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos/> (accessed Apr. 25, 2021).
- [33] BAE Secura PVS Solar, “Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA),” España. Accessed: Apr. 25, 2021. [Online]. Available: [www.bae-berlin.de](http://www.bae-berlin.de).
- [34] Yingli Green Energy, “Yingli Solar YL245P-29b (245W) Solar Panel Data Sheet,” 2008.
- [35] D. Hart, “Power Electronics,” in *Power Electronics*, New York: McGraw-Hill, 2011, pp. 198–205.
- [36] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Primera Ed., vol. 129. West Sussex, England: Wiley, 2003.
- [37] J. Klaus, I. Olindo, S. Arno, A. C. M. . Rene, S. Van, and Z. Miro, *Solar Energy. Fundamentals, Technology, and Systems*, Primera Edición., vol. 1. The Netherlands, 2014.
- [38] K. Saha, “Planning and installing photovoltaic system: a guide for installers, architects and engineer,” *Environ. Stud.*, p. 16, 2014, doi: <http://www.tandfonline.com/action/showCitFormats?doi=10.1080/00207233.2014.951543>.
- [39] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, V. Spataru, and R. Teodorescu, “On the perturb-and-observe and incremental conductance mppt methods for PV systems,” *IEEE Photovoltaics*, vol. 3, pp. 1070–1078, 2013.
- [40] L. Bustos, “Sistema fotovoltaico modular autónomo con controlador de carga basado en microcontrolador,” Universidad Francisco de Paula Santander, 2016.
- [41] E. Zamora, *Lógica Difusa - Introducción al Curso y Aplicaciones* . 2015.

- [42] D. Cardozo, M. Pardo, and C. Algarin, "Fuzzy Logic Controller for Maximum Power Point Tracking Based on Voltage Error Measurement in Isolated Photovoltaic Systems," *IEEE*, vol. 1, p. 6, 2018, doi: 978-1-5386-8372-9.

**Anexos**



## Anexo 1. Datasheet de la batería BAE 2210Ah 24V.

### BAE SECURA PVS SOLAR

#### Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

##### 1. Application

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are the optimal solution for a reliable and robust storage of regenerative energy under extreme conditions in the industrial sector.

The special electrode design with tubular electrodes distinguishes the BAE SECURA PVS SOLAR batteries leading to high security and reliability as well as high cycle life time.



Similar to the illustration

##### 2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	$C_{7h}$ Ah	$C_{20h}$ Ah	$C_{30h}$ Ah	$C_{72h}$ Ah	$C_{100h}$ Ah	$C_{120h}$ Ah	$C_{240h}$ Ah	$R_i$ 1)	$I_s$ 2)	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
$U_d$ V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	mΩ	kA					
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	287	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,580	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

1, 2) Internal resistance  $R_i$  and short circuit current  $I_s$  according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

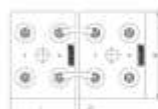
BAE SECURA PVS SOLAR batteries are also available as dry pre-charged version. They are fitted with additional "TG", e.g. 4 PVS 280 TG.

All values published in the table correspond to 100 % discharge of current depending capacity without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

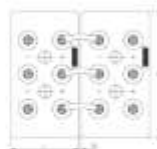
##### 3. Terminal positions



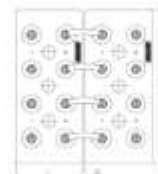
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm<sup>2</sup> or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm<sup>2</sup>.

## Technical Specification for BAE *SECURA PVS SOLAR*



### 4. Design

Positive electrode	Tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	Grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	Microporous separator
Electrolyte	Sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	High impact, transparent SAN (Styrene acrylonitrile), UL-94 rating: HB
Lid	High impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	on request also in ABS (Acrylonitrile butadiene styrene), UL-94 rating: V-0 Labyrinth plugs for arresting aerosols, BAE ceramic funnel plugs according to DIN 40740 or BAE ceramic plugs are recommended
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to BGV A3

### 5. Installation

BAE *SECURA PVS SOLAR* batteries are designed for indoor applications.  
For outdoor applications please contact BAE.

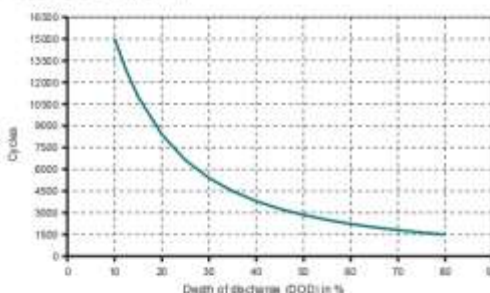
### 6. Maintenance

Every 6 months	Check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	Check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	Average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

### 7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	Max. 80 % ( $U_g = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided Unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah $C_{10}$
Initial charge current (I or bulk phase)	
Charge voltage at cyclic operation	Restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	No adjustment necessary if battery temperature is kept between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K Within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Battery temperature	Approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F) 3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F) >1,500 at 20 °C (68 °F)
Self-discharge	
IEC 61427 cycles	
IEC 60896-11 cycles	

### 8. Number of cycles as function of Depth of discharge



### 9. Transport

Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed.  
These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

### 10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	IEC 62485-2

BAE Batterien GmbH  
Wilhelmshofstraße 69/70  
12459 Berlin  
Germany

Tel.: +49 (0)30 53001-661  
Fax: +49 (0)30 53001-667  
E-Mail: info@bae-berlin.de  
www.bae-berlin.de



Anexo 2. Datasheet del panel solar YL245P.

**YGE 60  
CELL SERIES**

- YL260P-29b
- YL255P-29b
- YL250P-29b
- YL245P-29b
- YL240P-29b



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar

**YINGLI SOLAR YGE SERIES** Our signature product line is a top performer in every application, from rooftop systems to utility-scale power plants.



**BUILT TO PERFORM**

- High performance, multicrystalline solar cells deliver a module series efficiency of up to 15.9%, reducing installation costs and maximizing the kWh output per unit area.
- Tight positive power tolerance of 0 / +3% ensures modules are delivered at or above rated power, improving system performance through the reduction of module mismatch loss.
- With proven experience in over 7 GW of projects worldwide, Yingli modules deliver reliable performance in residential, commercial, and utility-scale applications.

**PROVEN QUALITY AND RELIABILITY**

- Robust, corrosion resistant aluminum frame independently tested to withstand wind and snow loads of up to 2400Pa and 5400Pa, respectively, ensuring mechanical stability.
- Independent labs certify that Yingli modules resist the highest levels of ammonia and salt mist, demonstrating their reliable performance in challenging environmental conditions.
- Manufacturing facility certified by TÜV Rheinland to the following standards: ISO9001 Quality Management System, ISO 14001 Environmental Management System, and BS OHSAS 18001 Occupational Health and Safety.

**WARRANTIES**

Leading limited power warranty\* ensures 91.2% of rated power for 10 years, and 80.7% of rated power for 25 years.

10-year limited product warranty.

\* In compliance with our warranty terms and conditions.

**QUALIFICATIONS & CERTIFICATES**

UL 1703 and ULC 1703, CEC, FSEC, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA8000



**U.S. TARIFF-COMPLIANT**



If you buy from Yingli Americas, Yingli Americas acts as the importer and complies with all applicable tariffs. Customers can buy from Yingli Americas with no worry that they will be liable for any import tariffs.

# YGE 60 CELL SERIES

Powered by **YINGLI**

## ELECTRICAL PERFORMANCE

### Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type		YL260P-29b	YL255P-29b	YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b
Power output	$P_{max}$ W	260	255	250	245	240
Power output tolerances	$\Delta P_{max}$ %	-0 / +3				
Module efficiency	$\eta$ %	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7
Voltage at $P_{max}$	$V_{mp}$ V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at $P_{max}$	$I_{mp}$ A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	$V_{oc}$ V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	$I_{sc}$ A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to IEC 60904-3  
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m<sup>2</sup> according to IEC 60904-7

### Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	$P_{max}$ W	169.7	166.0	162.4	158.7	155.1
Voltage at $P_{max}$	$V_{mp}$ V	27.6	27.4	27.2	27.0	26.8
Current at $P_{max}$	$I_{mp}$ A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Open-circuit voltage	$V_{oc}$ V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Short-circuit current	$I_{sc}$ A	7.25	7.28	7.21	7.14	7.07

NOCT: open-circuit operating cell temperature at 800W/m<sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed

## THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT °C	46 ± 2
Temperature coefficient of $P_{max}$	$\gamma$ %/°C	-0.42
Temperature coefficient of $V_{oc}$	$\beta_{oc}$ %/°C	-0.32
Temperature coefficient of $I_{sc}$	$\beta_{sc}$ %/°C	0.05
Temperature coefficient of $V_{mp}$	$\beta_{mp}$ %/°C	-0.42

## OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	600Vdc or 1000Vdc
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 185°F (-40 to 85°C)
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

## CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver or black / silicone or tape
Junction box (ingress protection rating)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1500mm / 4mm <sup>2</sup>
Connector (type / ingress protection rating)	MCA or Ampholink H / a IP67

The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice. This datasheet complies with EN 50380:2003 requirements.

## Yingli Green Energy Americas, Inc.

info@yingliamericas.com

Tel: +1 (888) 686-8820

[YINGLISOLAR.COM/US](http://YINGLISOLAR.COM/US) | NYSE:YGE

©Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | YGE60CellSeries2013\_EN\_201309\_V01

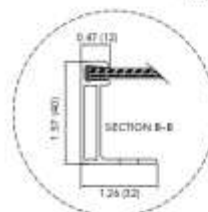
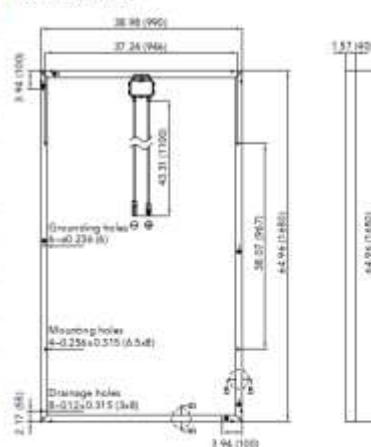
## GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions L / W / H	64.9in (1650mm) / 36.9in (930mm) / 1.57in (40mm)
Weight	40.48lb (18.5kg)

## PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions L / W / H	67.32in (1710mm) / 45.47in (1140mm) / 46.38in (1178mm)
Box weight	1133lb (514kg)

## Units: inch (mm)



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar