



Desempeño De Un Controlador De Carga En Condiciones De Sombreado Parcial En La  
Ciudad De Manizales

CAMILO ESPINOSA RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MANIZALES

2021

DESEMPEÑO DE UN CONTROLADOR DE CARGA EN CONDICIONES DE  
SOMBRADO PARCIAL EN LA CIUDAD DE MANIZALES

CAMILO ESPINOSA RODRÍGUEZ

Proyecto de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería

Director

PhD. Luis Fernando Mulcue Nieto

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MANIZALES,

2021

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo investigativo lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darnos fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A nuestros padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. Ha sido el orgullo y el privilegio de ser su hijo, son excelentes padres.

A nuestro hermano por estar siempre presente, acompañándonos y por el apoyo moral, que nos brindaron a lo largo de esta etapa de nuestras vidas.

A todas las personas que nos han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios por bendecirnos la vida, por guiarnos a lo largo de nuestra existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a nuestros padres: Elvira y Jaime, por ser los principales promotores de nuestros sueños, por confiar y creer en nuestras expectativas, por los consejos, valores y principios que nos han inculcado.

Agradecemos a nuestros docentes de la Universidad Autónoma de Manizales, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación, de manera especial, al Doctor Luis Fernando Mulcúe Nieto Director de nuestro proyecto de investigación quien ha guiado con su paciencia, y su rectitud como docente, a los jurados que evalúan esta tesis, por sus críticas, aportes, sugerencias y tiempo empleado y especialmente al grupo de investigación de energías renovables quien a través de sus integrantes me ayudaron a la ejecución de la tesis.

## RESUMEN

En el uso de sistemas fotovoltaicos autónomos es de vital importancia la optimización de los mismos, para que en todo momento entreguen la máxima potencia disponible. Bajo condiciones de sombreado e irradiación solar no uniforme, la curva de potencia y corriente de estos sistemas resulta más compleja, con la aparición de múltiples puntos de potencia máxima local (LMPP). Bajo estas condiciones es importante conocer el comportamiento del controlador de carga, y determinar hasta qué punto puede identificar el punto de máxima potencia global (MPP) del sistema.

Esta investigación evaluó el funcionamiento y desempeño de un controlador de carga máxima potencia (MTTP) para dos tipos de tecnología fotovoltaica: silicio mono y policristalino, bajo diferentes condiciones de sombreado e irradiación solar en la ciudad de Manizales. Se encontró que el rendimiento del controlador varía dependiendo del porcentaje de sombreado, la forma de sombreado, el nivel de irradiación, y el tipo de tecnología de panel solar.

Durante la etapa de diseño de sistemas autónomos, es necesario estudiar las configuraciones de sombreado que sufrirá el sistema. Esto podría afectar la decisión del tipo de tecnología de paneles solares a instalar. Así mismo, también influirá en la orientación de las cadenas de series, y cómo están dispuestas espacialmente en el área de instalación. Se considera que esto es un aporte relevante al estado del arte, respecto al diseño e instalación de los sistemas fotovoltaicos autónomos.

**Palabras clave:** módulos fotovoltaicos, controladores de máxima potencia, irradiación solar, energías renovables

## ABSTRACT

In the use of autonomous photovoltaic systems, optimizing them is vitally important, so that they deliver the maximum available power at all times. Under shading conditions and non-uniform solar irradiation, the power and voltage curve of these systems is more complex, with the appearance of multiple points of local maximum power (LMPP). Under these conditions it is important to know the behavior of the charge controller, and to determine to what extent it can identify the point of maximum global power (MPP) of the system.

This research evaluated the operation and performance of a maximum power charge controller (MTTP) for two types of photovoltaic technology: mono and polycrystalline silicon, under different shading and solar irradiation conditions in the city of Manizales-Colombia. It was found that the controller performance varies depending on the shading percentage, the shading shape, the irradiation level, and the type of solar panel technology.

During the design stage of autonomous systems, it is necessary to study the shading configurations that the system will undergo. This could affect the decision on the type of solar panel technology to be installed. Likewise, it will also influence the orientation of the string, and how they are spatially arranged in the installation area. We consider this is a relevant contribution to the state of the art regarding the design and installation of stand-alone photovoltaic systems.

**Keywords:** photovoltaic modules, maximum power controllers, solar irradiation, renewable energies

## CONTENIDO

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | PRESENTACIÓN.....                                    | 21 |
| 2     | ANTECEDENTES.....                                    | 23 |
| 3     | ÁREA PROBLEMÁTICA Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN .....  | 34 |
| 4     | JUSTIFICACIÓN.....                                   | 36 |
| 5     | REFERENTE TEÓRICO.....                               | 40 |
| 5.1   | HISTORIA.....  | 40 |
| 5.2   | FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA SOLAR.....               | 41 |
| 5.3   | EFFECTO FOTOVOLTAICO .....                           | 42 |
| 5.3.1 | Circuito Equivalente De Una Celda Fotovoltaica. .... | 45 |
| 5.4   | MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....                           | 47 |
| 5.4.1 | Condiciones Patrones de Prueba .....                 | 47 |
| 5.4.2 | Radiación Solar .....                                | 47 |
| 5.4.3 | La Temperatura.....                                  | 48 |
| 5.5   | MASA DE AIRE .....                                   | 49 |
| 5.6   | CURVA CARACTERÍSTICA DE UN PANEL FOTOVOLTAICO .....  | 50 |
| 5.6.1 | Intensidad De Cortocircuito (ICC) .....              | 50 |
| 5.6.2 | Tensión En Circuito Abierto (VCA) .....              | 51 |
| 5.6.3 | Intensidad De Pico O Máxima (IP) .....               | 51 |
| 5.6.4 | Tensión De Pico O Máxima (VP) .....                  | 51 |
| 5.6.5 | Potencia Pico O Máxima (WP) .....                    | 51 |
| 5.6.6 | Factor De Forma (Ff).....                            | 53 |
| 5.6.7 | Rendimiento ( $\eta$ ).....                          | 53 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 5.6.8 | Punto De Máxima Potencia (PMP) .....                                  | 53 |
| 6     | ALGORITMOS RASTREADORES DE MÁXIMA POTENCIA .....                      | 54 |
| 6.1   | PRECISIÓN.....  | 55 |
| 6.2   | EFICACIA .....  | 55 |
| 6.3   | BAJA COMPLEJIDAD.....   | 55 |
| 6.4   | BAJO COSTE.....   | 55 |
| 6.5   | MÉTODO DE CICLO DE TRABAJO CONSTANTE (CDC - CONSTANT DUTY CYCLE)..... | 56 |
| 6.6   | MÉTODO CONDUCTANCIA INCREMENTAL (INC) (INCREMENTAL CONDUCTANCE).....  | 56 |
| 6.7   | ALGORITMO DE PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN CLÁSICO .....                 | 59 |
| 6.8   | TENSIÓN CONSTANTE (FRACTIONAL OPEN-CIRCUIT VOLTAGE).....              | 62 |
| 6.9   | CONVERSORES CONMUTADOS .....  | 63 |
| 6.10  | CONVERTIDOR BUCK.....   | 63 |
| 6.11  | CONVERTIDOR BUCK FUNCIONANDO COMO MPPT .....                          | 64 |
| 6.12  | CONVERTIDOR BOOST.....  | 65 |
| 6.13  | CONVERTIDOR BOOST FUNCIONANDO COMO MPPT .....                         | 66 |
| 6.14  | CONVERTIDOR BUCK-BOOST .....  | 67 |
| 6.15  | CONVERTIDOR BOOST FUNCIONANDO COMO MPPT .....                         | 68 |
| 7     | TÉCNICAS DE MODULACIÓN APLICADAS A LOS CONVERTIDORES CONMUTADOS.....  | 70 |
| 7.1   | MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSO PWM.....                                | 70 |
| 7.2   | MODULACIÓN VECTORIAL .....  | 72 |
| 7.3   | MODULACIÓN CONTROL DE UN CICLO OCC .....                              | 74 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 8      | REGULADOR MPPT COMO MODO DE CARGA .....   | 76 |
| 8.1    | CARGA BULK.....   | 76 |
| 8.2    | CARGA BOOST .....   | 77 |
| 8.3    | CARGA FLOAT.....  | 77 |
| 9      | REFERENTE NORMATIVA.....  | 78 |
| 9.1    | LEYES .....   | 78 |
| 9.1.1  | Ley 697 De 2001: Uso Racional Y Eficiente De Energía. ....  | 78 |
| 9.1.2  | La Ley No. 1715.....  | 79 |
| 9.1.3  | Normas Técnicas .....   | 79 |
| 9.1.4  | Definiciones.....   | 80 |
| 10     | OBJETIVOS.....  | 81 |
| 10.1   | OBJETIVO GENERAL.....   | 81 |
| 10.2   | OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....   | 81 |
| 11     | HIPÓTESIS.....  | 82 |
| 12     | METODOLOGÍA .....   | 83 |
| 12.1   | ESTRATEGIA METODOLÓGICA.....  | 83 |
| 12.1.1 | Clase .....   | 83 |
| 12.1.2 | Enfoque.....  | 83 |
| 12.1.3 | Tipo De Investigación Y Alcance .....   | 83 |
| 12.2   | Descripción Por Objetivos .....   | 83 |
| 12.2.1 | “Identificar Los Elementos De Diseño Más Apropriados Para La Operación<br>De Un Sistema Solar Fotovoltaico De Pequeña Escala Dentro Del Campus<br>Universitario”..... | 83 |

|         |  |     |
|---------|--|-----|
| 12.2.2  | “Realizar Un Diseño Experimental Que Permita Observar Las Condiciones De Funcionamiento Del Controlador De Carga En Condiciones De Sombra Parcial” | 84  |
| 12.2.3  | “Analizar Sistemáticamente La Variación De Desempeño Del Controlador De Carga, En Función De Las Condiciones De Trabajo Del Sistema”               | 87  |
| 13      | RESULTADOS   | 89  |
| 13.1    | DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL TRAZADOR DE CURVA  | 89  |
| 13.1.1  | Diseño, Construcción Y Control Del Circuito  | 89  |
| 13.1.2  | Partes Del Circuito  | 90  |
| 13.1.3  | Conector De Banana   | 94  |
| 13.1.4  | Diodos De Derivación   | 94  |
| 13.1.5  | Módulo De Relé Electromecánico Con Optoacoplador   | 96  |
| 13.1.6  | Condensadores De Carga   | 97  |
| 13.1.7  | Cálculo Matemático Del Tiempo Para Trazar La Curva   | 98  |
| 13.1.8  | Resistencia De Purga   | 105 |
| 13.1.9  | Convertidor De Analógico A Digital (ADC)   | 106 |
| 13.1.10 | Circuito Del Voltímetro  | 108 |
| 13.1.11 | Circuito Del Amperímetro   | 111 |
| 13.1.12 | IC de Amplificador Operacional   | 114 |
| 13.1.13 | Arduino  | 115 |
| 13.2    | CONTROLADOR DE CARGA   | 116 |
| 13.3    | BATERÍA TB PLUS TB 12-40   | 118 |
| 13.4    | PANEL SOLAR POLICRISTALINO MODELO RS6E150P   | 119 |
| 13.5    | PANEL SOLAR MONOCRISTALINO MODELO ODA150-18-M  | 121 |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 13.6    | TES-1333R (INTERFAZ DE RS-232), MEDIDOR DE ENERGÍA SOLAR DE ALMACENAMIENTO DE DATOS.....      | 123 |
| 13.7    | DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE COMPLETO .....  | 125 |
| 13.8    | EXPLICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO Y LA INTERFAZ DE USUARIO  | 127 |
| 13.9    | ANÁLISIS DE LUGAR DE TRABAJO DEL SISTEMA .....  | 129 |
| 13.10   | ELECCIÓN DEL TERRENO .....  | 129 |
| 13.11   | ESTRUCTURA FIJA .....   | 130 |
| 13.12   | DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR DE CARGA EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES DE TRABAJO DEL SISTEMA ..... | 131 |
| 13.13   | DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO HORIZONTAL.....                         | 133 |
| 13.13.1 | Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino .....   | 133 |
| 13.13.2 | Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino .....   | 139 |
| 13.14   | DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO VERTICAL.....                           | 145 |
| 13.14.1 | Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino .....   | 145 |
| 13.14.2 | Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino .....   | 151 |
| 13.15   | DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO DIAGONAL .....                          | 155 |
| 13.15.1 | Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino .....   | 155 |
| 13.15.2 | Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino .....   | 160 |
| 14      | DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....   | 164 |
| 14.1    | ESTUDIO EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE SOMBREADO .....   | 164 |
| 14.2    | ESTUDIO EN FUNCIÓN DEL NIVEL IRRADIACIÓN .....  | 169 |

|    |                                  |     |
|----|----------------------------------|-----|
| 15 | CONCLUSIONES. ....               | 174 |
| 16 | RECOMENDACIONES. ....            | 176 |
| 17 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. .... | 177 |
| 18 | ANEXOS.....                      | 185 |

## LISTA DE TABLAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 1 Reseña de antecedentes .....   | 26  |
| Tabla 2 Especificaciones técnicas regulador de voltaje bluesolar Mppt 75/15.....     | 117 |
| Tabla 3 Especificaciones Técnicas batería TB plus TB 12-40.....                      | 118 |
| Tabla 4 Especificaciones Técnicas Panel Solar Policristalino modelo RS6E150P.....    | 120 |
| Tabla 5 Especificaciones Técnicas Panel Solar Policristalino modelo ODA150-18-M .... | 122 |
| Tabla 6 Especificaciones Medidor de energía Solar de TES-1333R .....                 | 124 |
| Tabla 7 Valores en condiciones estándar (STC) conectados en serie. ....              | 132 |
| Tabla 8 Desempeño del controlador bajo sombreado horizontal .....                    | 164 |
| Tabla 9 Desempeño del controlador bajo sombreado horizontal .....                    | 166 |
| Tabla 10 Desempeño del controlador bajo sombreado Diagonal.....                      | 167 |
| Tabla 11 Desempeño del controlador bajo irradiación horizontal. ....                 | 169 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 Datos obtenidos, en estudio de Corriente continua.....   | 37 |
| Figura 2 Características I-V experimentales sin sombra y con diferentes situaciones de sombreado.....   | 38 |
| Figura 3 Estructura atómica del silicio dopado con boro semiconductor tipo p. ....  | 42 |
| Figura 4 Unión P-N y capa de depleción de una estructura de silicio.....  | 44 |
| Figura 5 Efecto Fotovoltaico en una célula solar. ....  | 45 |
| Figura 6 Circuito equivalente del panel solar.....  | 46 |
| Figura 7 Circuito equivalente del panel solar.....  | 47 |
| Figura 8 Gráfico de la V- I generado por un panel fotovoltaico. ....  | 48 |
| Figura 9 Gráfico de la potencia W frente voltaje V generada por un panel fotovoltaico.....  | 49 |
| Figura 10 Determinación de la masa de aire en función del ángulo de los rayos incidentes y de la posición Zenith del Sol .....  | 50 |
| Figura 11 Identificación de $I_{sc}$ , $V_{oc}$ , $I_{mpp}$ , $V_{mpp}$ y $P_{mpp}$ en las curvas I-V y P-V.....  | 51 |
| Figura 12 Curva I-V de un panel solar. ....   | 52 |
| Figura 13 Puntos de máxima potencia en un panel. ....   | 53 |
| Figura 14 Curvas I-V y P-V de un generador de seis módulos de 72 celdas en serie cuando (a) todos los módulos no están sombreados y (b) cuando uno de los módulos está 50% sombreado..... | 54 |
| Figura 15 Curva de potencia, en función derivada $dP/dV \times V_{pv}$ . Cuando la derivada es igual a cero, el sistema está operando en el punto de máxima potencia.....                 | 57 |
| Figura 16 Algoritmo de conductancia incremental. ....   | 58 |
| Figura 17 Curva de la potencia en condición de variar el punto de trabajo. ....   | 60 |
| Figura 18 Algoritmo de conductancia incremental. ....   | 61 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 19 Algoritmo del método de la tensión constante.....  | 62 |
| Figura 20 Diagrama del circuito convertidor Buck.....  | 64 |
| Figura 21 En la región 1, el convertidor Buck logra rastrear la máxima potencia, ya en la región 2 no puede operar dentro de esa región.....   | 65 |
| Figura 22 Diagrama del circuito convertidor Boost.....   | 66 |
| Figura 23 En la región 2, el convertidor Boost puede rastrear la potencia máxima, mientras que en la región 1 no puede operar dentro de esa región.....                              | 67 |
| Figura 24 Diagrama del circuito convertidor Buck-Boost.....  | 68 |
| Figura 25 La Región 1 cubre toda la región desde $0^\circ$ hasta $90^\circ$ , por lo que el convertidor Buck-Boost puede rastrear la máxima potencia en cualquier circunstancia..... | 69 |
| Figura 26 Esquema de modulación de ancho de pulso.....   | 70 |
| Figura 27 Formas de onda de un modulador PWM con señal de entrada constante.....   | 71 |
| Figura 28 Espectro de frecuencia de la señal de salida PWM.....  | 71 |
| Figura 29 Región de control de un convertidor monofásico de cinco niveles.....   | 72 |
| Figura 30 Voltaje de salida VAB para cada combinación lineal de voltajes.....  | 73 |
| Figura 31 Diferentes tipos de combinaciones en vectores de estado logran el mismo voltaje de salida.....   | 74 |
| Figura 32 Cuando se produce una perturbación en la entrada, la salida presenta un comportamiento transitorio en el convertidor Buck usando la modulación PWM.....                    | 75 |
| Figura 33 Adquisición de datos.....  | 85 |
| Figura 34 Comportamiento del controlador en los tres módulos bajo sombras.....   | 87 |
| Figura 35 Diseño del Circuito.....   | 90 |
| Figura 36 Circuito de Carga.....   | 91 |
| Figura 37 Circuito de Carga On.....  | 92 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 38 Circuito de Carga Off.....                            | 93  |
| Figura 39 Conector banana con cables fotovoltaicos. ....        | 94  |
| Figura 40 Diodos de derivación .....                            | 95  |
| Figura 41 Módulo de relé electromecánico con Optoacoplador..... | 96  |
| Figura 42 Condensadores de carga. ....                          | 97  |
| Figura 43 $\Delta t$ ejemplo de curva IV. ....                  | 100 |
| Figura 44 Inflexiones de sombreado con puntos dispersos. ....   | 103 |
| Figura 45 Inflexiones de sombreado con puntos densos .....      | 104 |
| Figura 46 Resistencia de purga.....                             | 105 |
| Figura 47 MCP3202 IC. ....                                      | 106 |
| Figura 48 MCP3202 conexiones. ....                              | 107 |
| Figura 49 Divisor de voltaje del circuito del voltímetro. ....  | 108 |
| Figura 50 Filtro y búfer del voltímetro.....                    | 110 |
| Figura 51 Resistencia Shunt .....                               | 111 |
| Figura 52 Filtro y multiplicador de amperímetro .....           | 112 |
| Figura 53 MC323202. ....  | 114 |
| Figura 54 Conexiones de energía y tierra del MC33202.....       | 115 |
| Figura 55 Arduino UNO R3 .....                                  | 116 |
| Figura 56 BlueSolar controlador de carga MPPT 75/15 .....       | 116 |
| Figura 57 Batería TB plus TB 12-40.....                         | 118 |
| Figura 58 Panel Solar Policristalino modelo RS6E150P .....      | 120 |
| Figura 59 Panel Solar Policristalino modelo ODA150-18-M .....   | 122 |
| Figura 60 Medidor de energía Solar TES-1333R.....               | 124 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 61 Diagrama de conexiones del montaje completo.....   | 126 |
| Figura 62 Diagrama Eléctrico del montaje completo.....       | 126 |
| Figura 63 Interface del usuario.....                         | 127 |
| Figura 64 Trazador de la Curva I/V .....                     | 128 |
| Figura 65 Ubicación del Terreno elegido. ....                | 130 |
| Figura 66 Diseño de la Estructura .....                      | 131 |
| Figura 67 Curva I/V al 15 % de sombra policristalino.....    | 134 |
| Figura 68 Controlador al 15 % de sombra policristalino ..... | 135 |
| Figura 69 Curva I/V al 25 % de sombra policristalino.....    | 136 |
| Figura 70 Controlador al 25 % de sombra policristalino ..... | 137 |
| Figura 71 Curva I/V al 35 % de sombra policristalino.....    | 138 |
| Figura 72 Controlador al 35 % de sombra policristalino ..... | 139 |
| Figura 73 Curva I/V al 15 % de sombra monocristalino.....    | 140 |
| Figura 74 Controlador al 15 % de sombra monocristalino.....  | 141 |
| Figura 75 Curva I/V al 25 % de sombra monocristalino.....    | 142 |
| Figura 76 Controlador al 25 % de sombra monocristalino.....  | 143 |
| Figura 77 Curva I/V al 35 % de sombra monocristalino .....   | 144 |
| Figura 78 Controlador al 35 % de sombra monocristalino.....  | 145 |
| Figura 79 Curva I/V al 45% de sombra policristalino.....     | 146 |
| Figura 80 Controlador al 45 % de sombra policristalino. .... | 147 |
| Figura 81 Curva I/V al 75 % de sombra policristalino.....    | 148 |
| Figura 82 Controlador al 75 % de sombra policristalino. .... | 149 |
| Figura 83 Curva I/V al 95 % de sombra policristalino.....    | 150 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 84 Controlador al 95 % de sombra policristalino. ....                                    | 151 |
| Figura 85 Curva I/V al 45 % de sombra monocristalino. ....                                      | 152 |
| Figura 86 Controlador al 45 % de sombra monocristalino. ....                                    | 152 |
| Figura 87 Curva I/V al 75 % de sombra monocristalino. ....                                      | 153 |
| Figura 88 Controlador al 75 % de sombra monocristalino. ....                                    | 153 |
| Figura 89 Curva I/V al 95 % de sombra monocristalino. ....                                      | 154 |
| Figura 90 Controlador al 95 % de sombra monocristalino. ....                                    | 155 |
| Figura 91 Curva I/V al 5 % de sombra policristalino. ....                                       | 156 |
| Figura 92 Controlador al 5 % de sombra policristalino. ....                                     | 156 |
| Figura 93 Curva I/V al 55 % de sombra policristalino. ....                                      | 157 |
| Figura 94 Controlador al 55 % de sombra policristalino. ....                                    | 158 |
| Figura 95 Curva I/V al 85 % de sombra policristalino. ....                                      | 159 |
| Figura 96 Controlador al 85 % de sombra policristalino. ....                                    | 159 |
| Figura 97 Curva I/V al 5 % de sombra monocristalino. ....                                       | 160 |
| Figura 98 Curva I/V al 5 % de sombra monocristalino. ....                                       | 161 |
| Figura 99 Curva I/V al 55 % de sombra monocristalino. ....                                      | 162 |
| Figura 100 Controlador al 55 % de sombra monocristalino. ....                                   | 162 |
| Figura 101 Curva I/V al 85 % de sombra monocristalino. ....                                     | 163 |
| Figura 102 Controlador al 85 % de sombra monocristalino. ....                                   | 163 |
| Figura 103 Rendimiento del controlador bajo sombreado horizontal VS nivel de sombreado<br>..... | 165 |
| Figura 104 Rendimiento del controlador bajo sombreado vertical VS nivel de sombreado.<br>.....  | 167 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 105 Rendimiento del controlador bajo sombreado Diagonal VS nivel de sombreado ..... | 168 |
| Figura 106 Rendimiento del controlador irradiación horizontal VS irradiación.....          | 170 |
| Figura 107 Rendimiento del controlador irradiación horizontal VS irradiación.....          | 172 |
| Figura 108 Rendimiento del controlador sombreado diagonal VS irradiación .....             | 173 |

### **LISTA DE ANEXOS**

|   |     |
|---|-----|
| Anexo 1 Sombra Horizontal al 55% Policristalino ..... | 185 |
|---|-----|

|  |     |
|--|-----|
| Anexo 2 Sombra Diagonal al 55% Policristalino..... | 185 |
| Anexo 3 Posición medidor de energía solar .....    | 186 |
| Anexo 4 Ensayos trazador de curva I-V.....         | 186 |
| Anexo 5 Diseño del Trazador final.....             | 187 |
| Anexo 6 Conexión trazador y controlador .....      | 187 |

## 1 PRESENTACIÓN

La energía solar se ha convertido en una fuente de gran importancia en el mundo; impulsada por la necesidad de satisfacer una demanda de energía creciente y la presión social de proteger al medio ambiente. Los continuos cambios climáticos, las limitadas energías tradicionales, la contaminación, entre otros factores; han llevado a la humanidad a realizar procesos investigativos enfocados hacia las energías renovables. La energía solar fotovoltaica se ha convertido en una alternativa viable dentro de las energías renovables.

La energía solar es aquella que se obtiene de la radiación solar que llega a la tierra en forma de luz, calor o rayos ultravioleta. Es un tipo de energía limpia y renovable, pues su fuente, el sol, es un recurso ilimitado. Para transformar la energía solar en energía eléctrica, la radiación electromagnética que proviene del sol es recolectada por distintos medios (colectores térmicos, células fotovoltaicas, etc.). La conversión fotovoltaica es el proceso por el cual la energía solar se transforma directamente en electricidad. El dispositivo o elemento que media en el proceso es la célula solar o célula fotovoltaica. Los sistemas fotovoltaicos permiten la transformación de la luz solar en energía eléctrica, es decir, la conversión de una partícula con energía lumínica (fotón) en energía electromotriz (voltaica).

La eficiencia de un sistema fotovoltaico como generador de energía eléctrica, está determinada por variables que influyen en el mismo. La radiación solar que incide en los módulos fotovoltaicos tiene un carácter muy variable según las condiciones específicas del entorno. Por ejemplo, algunas sombras durante el día que pueden ser previsibles, el caso de un edificio situado en las cercanías de la instalación del panel. Otras sombras son más difíciles de prever, por ejemplo, las producidas por las nubes. Estas condiciones requieren determinar constantemente, momento a momento, el punto sobre la característica del voltaje y la corriente del generador fotovoltaico, en el que resulte máxima la potencia generada.

Por estas razones, se propone desarrollar la presente investigación del funcionamiento y desempeño de un controlador de máxima potencia para módulos fotovoltaicos de dos tipos de materiales: monocristalino, policristalino. Se trabajó en diferentes condiciones de sombreado e irradiación en la ciudad de Manizales. Para lograr el objetivo se hace necesario analizar minuciosamente los factores que inciden en la captación y transformación de la energía solar y comprender el comportamiento de los controladores de punto de máxima potencia (MPPT).

El presente documento se inició con la descripción del planteamiento del problema, seguidamente se realizó una recopilación de antecedentes basado en estudios de la afectación de las sombras sobre un sistema fotovoltaico. Posteriormente, se presentó el referente contextual normativo. La metodología que se utilizó para el desarrollo de esta investigación es del tipo teórico - práctico; relacionando las siguientes variables: voltaje, corriente, potencia, temperatura módulo, temperatura ambiente e irradiación. Posteriormente se enunció cada uno de los objetivos, y por último se evaluaron los resultados y se presentaron las principales conclusiones del trabajo.

## 2 ANTECEDENTES

A continuación, se consideraron algunos estudios y artículos, referentes a diversos métodos aplicados para la optimización a sistemas fotovoltaicos, y que sirvieron de base para el desarrollo de este proyecto.

La predicción de la potencia de salida de un edificio fotovoltaico siempre es complicada debido a diferentes razones, especialmente condiciones de sombra parcial. En [23] propusieron un modelo matemático simplificado para describir la relación entre la proporción del área de la celda sombreada y las características de voltaje-corriente de módulos fotovoltaicos en condiciones de sombreado parcial. El rendimiento eléctrico del módulo fotovoltaico bajo diferentes escenarios de sombreado se predice usando el modelo matemático simplificado, y los resultados pronosticados tienen una alta consistencia con los experimentos que usan el módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Además, la potencia de salida de una cadena fotovoltaica protegida por un diodo bypass depende de la proporción de área sombreada de celda. Cuando la proporción de área sombreada de celda es de alrededor del 45%, la cadena no contribuye a la salida de potencia del módulo.

En [24] se presenta una técnica que ejecuta un proceso de comparación previo de la potencia generada, para determinar la región de la curva donde se encuentra la potencia máxima global. Por tanto, esta técnica evita la convergencia hacia máximos locales y reduce las iteraciones previas realizadas. Esto también reduce el tiempo requerido para encontrar el punto máximo global. Este tiempo no depende de la irradiancia, la temperatura o las condiciones de sombreado parcial en la matriz.

En [25] se muestra un método de seguimiento de potencia máxima para aplicaciones fotovoltaicas utilizando el algoritmo MPPT de voltaje constante y la técnica OCC en convertidores DC-DC. Las simulaciones y las pruebas experimentales ilustraron las ventajas del uso combinado de un algoritmo MPPT y un modulador OCC. Las formas de ondas portadoras y la señal de control del modulador OCC también se analizaron y se concluyó que, para radiaciones más grandes, el ancho de la señal portadora y de control

modulada es mayor que en radiaciones más pequeñas. Adicionalmente el OCC mostró un gran rendimiento en el seguimiento de referencia, asegurando una buena estabilidad en el seguimiento de MPP de forma rápida y precisa.

Por otra parte, [26] facilita una información a este problema ejecutando el algoritmo de equilibrio para identificar el punto de máxima potencia global (GMPP). En los resultados de la simulación evidenciaron que, en bajo sombreado parcial, el algoritmo GMPPT propuesto identifica el punto de máxima potencia global dentro de un tiempo razonable con menor número de iteraciones y de oscilaciones. Por tanto, el tiempo de búsqueda, así como la magnitud de las oscilaciones alrededor del MPP global son reducidos significativamente, mejorando así el seguimiento y eficiencia general del sistema.

En [27] se da una revisión de los diversos algoritmos MPPT de un sistema de panel solar en condiciones de sombreado parcial. Concluye que el mejor tipo de convertidor para el sistema es el convertidor boost, por sus características de alta frecuencia de conmutación. Entre varias técnicas de algoritmos, los métodos de computación de bajo nivel de programación aseguran una mejor operación MPPT para cualquier irradiación solar, temperatura de la celda y diferentes condiciones de carga. El análisis de las características manifiesta la necesidad de técnicas MPPT para mejorar la eficiencia general del sistema.

La Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina, realizó un estudio de análisis de sistemas fotovoltaicos operando bajo condiciones de sombra parcial [28]. A partir de una simulación en Matlab y Simulink se programan los parámetros del arreglo fotovoltaico bajo condiciones de sombras parciales. Los resultados suponen que para cada sombreado  $\Delta S$  corresponde igual nivel de irradiación sobre toda el área de cada panel individual.

La Universidad Autónoma del Occidente, en Cali, desarrolló un trabajo llamado comparación de algoritmos MPPT aplicados a un conversor SEPIC en sistemas fotovoltaicos [29]. En éste, se evalúan diferentes técnicas de MPPT a los sistemas DC/DC que utilicen convertidores S.E.P.I.C para controlar el aumento o disminución de la tensión producida por los mismos. Se validaron las diferentes técnicas de control MPPT para la extracción de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, mediante análisis teóricos y

computacionales para determinar las características de rendimiento en las técnicas de MPPT. Los resultados muestran la presencia de oscilaciones alrededor del punto de máxima de potencia.

Obando-Paredes y Vargas-Cañas de la Universidad del Cauca [30], evaluaron un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales, mediante un procedimiento de modelado y simulación. El modelo está apoyado en un circuito equivalente al panel fotovoltaico; sabiendo la interacción de éste con los elementos que conforman el sistema y con los parámetros medioambientales (radiación del sol, agilidad del viento y temperatura ambiente). Este circuito semejante está descrito en relación a fotocorriente, un diodo, una resistencia en serie y una resistencia en paralelo. En este trabajo se tuvo presente tres variantes medioambientales, excepto la humedad relativa en el territorio donde se desarrolló el estudio.

Pallejà Cabré [31], realizó un estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico, variando los escenarios de conexión de las celdas fotovoltaicos y sus esquemas eléctricos. No se analizaron todas las variedades de sombreados parciales y se desarrollaron medianamente en direcciones no recurrentes.

En la Universidad Nacional de Mar del Plata [32] se desarrolló un trabajo sobre el funcionamiento de un panel solar utilizando un método de conductancia incremental. Se analiza cómo afecta la elección del paso de ciclo de trabajo ( $\Delta d$ ) y el período de actualización de datos ( $\Delta T$ ), al desempeño de los algoritmos MPPT. No mencionan la actualización de los datos y en qué periodo lo realizan, además no se concluye si afecta o no el desempeño del algoritmo.

Un artículo muy interesante sobre gestión de sombras [33], concluye para que no se vea afectada la rentabilidad de una instalación fotovoltaica, hay que reducir las pérdidas de desempeño condicionadas por el sombreado, desde la misma etapa de idealización. A este respecto, la disposición de los módulos fotovoltaicos, su interconexión y, fundamentalmente, la selección del inversor acertado, ejercen un considerable papel. La toma en consideración de algunas reglas de idealización importantes facilita adaptar estos

causantes a la instalación fotovoltaica, de manera que la oferta energética se logre cumplir completamente.

A continuación, en la tabla 1 se resumen otras investigaciones, con sus principales aspectos que contribuyeron a la investigación.

*Tabla 1 Reseña de antecedentes*

|   | <b>Título del artículo</b>  | <b>Aportes al estudio</b>  | <b>Referencia</b> |
|---|---|--|-------------------|
| 1 | Técnicas de optimización en paneles solares: seguimiento del punto de máxima potencia | Se muestra el diseño y utilización de un sistema fotovoltaico de 50 W llevado a cabo en microcontroladores Arduino, detallando la lógica del desempeño del algoritmo P&O, la generación del PWM y la conexión entre dispositivos. Y por último, se muestra la comparación de resultados que se consiguieron por simulación y resultados experimentales, simple de comparar y creíble pudo saber que el rizado de las señales está relacionado a la impedancia que se utilice a la salida. Para impedancias subjetivamente altas el sistema se ve forzado a trabajar en un período de trabajo alto, perdiendo seguridad dado que el sistema es más desequilibrado cuanto más cerca está del 100 % del período de trabajo. | [34]              |
| 2 | Analysis of power factor correction of PV-Grid interconnected system                  | En este documento se construye un modelo de simulación de un sistema fotovoltaico monofásico. Se combina con el control de circuitos cerrados de tensión y corriente y presenta un método de seguimiento de  | [35]              |

|   |  |  |      |
|---|--|--|------|
|   |  | <p>interpolación rápida de máxima potencia.</p> <p>Reconoce dos tareas principales: (1) logra MPPT del sistema fotovoltaico. (2) envía a la red una corriente de onda sinusoidal con la misma frecuencia, fase y amplitud que la tensión de la red</p>   |      |
| 3 | MATLAB-Based Modeling of Shading Effects in Photovoltaic arrays  | <p>Se propone una metodología de simulación para células solares y módulos fotovoltaicos que funcionan parcialmente sombreados utilizando los modelos desarrollados en el entorno Matlab. Los resultados muestran que la influencia del sombreado no puede descuidarse y es necesario considerarla en la instalación de los sistemas fotovoltaicos.</p>  | [36] |
| 4 | Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method | <p>Se descubrió que las técnicas MPPT basadas en inteligencia artificial eran superiores a los métodos clásicos, especialmente para rastrear la potencia en condiciones de sombreado parcial. La introducción del chip controlador como FPGA permitió a los investigadores implementar técnicas MPPT basadas en inteligencia artificial mucho más fácilmente, pero se encontró que el rendimiento bajo condiciones atmosféricas cambiantes y sombreado parcial fue superior.</p> | [37] |
| 5 | Maximum Power Point Tracking in  | <p>La complejidad del algoritmo depende de la cantidad de parámetros que deben ajustarse.</p>  | [38] |

|   |  |   |      |
|---|--|---|------|
|   | Solar PV Under Partial Shading Conditions Using Stochastic Optimization Techniques   | Menos parámetros significa un algoritmo más simple. Desde este punto de vista, se puede decir que FA es más simple y generalmente un poco más efectivo que PSO ya que requiere solo dos parámetros ( $\alpha$ y $\gamma$ ) para sintonizar, mientras que PSO requiere tres parámetros ( $w$ , $c1$ y $c2$ ) para sintonizar.  |      |
| 6 | A new MPPT controller based on the Ant Colony Optimization Algorithm for Photovoltaic Systems under Partial Shading Conditions | El controlador llamado ACO_NPU_MPPT puede considerarse como uno de los algoritmos más competitivos para rastrear el punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico bajo variaciones rápidas de clima (radiación solar y temperatura) donde es capaz de adaptarse rápidamente a estas variaciones, ofrece las mejores prestaciones en términos de velocidad de convergencia, precisión, estabilidad y robustez. Cero oscilaciones alrededor del MPP en estado estacionario. | [39] |
| 7 | Improved Global Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic System via Cuckoo Search under Partial Shaded Conditions         | La simulación y el experimento confirman que, ICS puede rastrear el MPP global con alta precisión bajo diferentes condiciones, incluida la condición de sombreado parcial. Los resultados también confirman el rendimiento superior de ICS.   | [40] |
| 8 | A New MPPT Design Using Grey Wolf Optimization   | Se evaluó la efectividad de este nuevo MPPT (MPPT basado en Grey-Wolf-Based), su rendimiento se comparó con dos MPPT  | [41] |

|    |  |  |      |
|----|--|--|------|
|    | Technique for Photovoltaic System Under Partial Shading Conditions   | existentes, a saber, los métodos MPPT basados en P&O e IPSO y, a partir de los resultados obtenidos, se descubrió que el MPPT basado en GWO presenta un rendimiento superior en comparación con otros dos MPPT.  |      |
| 9  | Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions       | En los resultados de la simulación han demostrado que el algoritmo MPPT propuesto basado en ABC proporciona un mejor rendimiento de seguimiento para encontrar el MPP global en condiciones climáticas parcialmente sombreadas y dinámicas que el algoritmo MPPT basado en PSO. Además, el algoritmo propuesto requiere solo dos controles parámetros y su convergencia no depende de la condición inicial. Adicional, no requiere conocimiento sobre las características de la matriz PV. | [42] |
| 10 | Application of a combined particle swarm optimization and perturb and observe method for MPPT in PV systems under partial shading conditions | El método propuesto ha sido verificado mediante simulaciones numéricas y probado experimentalmente en dos configuraciones de PV diferentes bajo diferentes condiciones de sombreado. Los resultados muestran un buen rendimiento en términos de velocidad de convergencia, convergencia garantizada a GMPP y respuesta transitoria mejorada.   | [43] |

|    |  |  |      |
|----|--|--|------|
| 11 | Study of the Effects of Partial Shading on PV Array                                | Los sistemas fotovoltaicos son altamente susceptibles a sombreado. La potencia máxima de una fotovoltaica. El sistema puede reducir drásticamente cuando sombreado parcial tiene lugar. La susceptibilidad de sombreado parcial puede variar según los patrones de sombreado parcial y la configuración empleada conectado a todos los módulos fotovoltaicos en el sistema. El diodo de derivación juega un papel muy importante en mejorando la función del sistema solar bajo diferentes condiciones de sombra.  | [44] |
| 12 | A MATLAB based PV Module Models analysis under Conditions of Nonuniform Irradiance | El modelo se propone no solo para conocer el rendimiento de la matriz FV, sino que también valida las estrategias de seguimiento de potencia máxima. Se pueden emplear diferentes técnicas de MPPT para validar los modelos propuestos en el futuro. Además el modelo de simulación de matriz FV permite investigar las características de una matriz FV bajo la irradiancia de inconsistencia, se discuten cuatro resultados de examen diferentes en los módulos FV, cuando estos módulos están sujetos a formar una serie y configuraciones paralelas. | [45] |
| 13 | Impact of Partial Shading on the P-V Characteristics and the Maximum               | En el estudio incluye la formulación de la ecuación para determinar el punto crítico que es aplicable a diferentes tamaños de sistemas fotovoltaicos y números de módulos sombreados en un sistema fotovoltaico. El punto crítico varía  | [46] |

|    |   |  |      |
|----|---|--|------|
|    | Power of a Photovoltaic String  | a medida que cambia el número de módulos sombreados. El cálculo del punto crítico propuesto puede contribuir al mecanismo dinámico de reconfiguración del sistema fotovoltaico. Si se conoce el punto crítico, se puede reducir una conmutación de configuración innecesaria a medida que el sistema fotovoltaico se vuelve insensible a la densidad de sombreado cuando se alcanza el punto crítico.  |      |
| 14 | Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow | Se propone un algoritmo que combina la estrategia de control SMVS y el método P&O basado en el análisis de las ventajas y desventajas respectivas de los dos métodos anteriores, y aplica el controlador PI para reducir la vibración del sistema causada por el cambio de la superficie deslizante. Al comparar la forma de onda MPPT con los dos algoritmos de control, el método SMVSPP es superior al método P&O tradicional desde la velocidad de seguimiento, la fluctuación de MPP y el valor de la potencia de salida. | [47] |
| 15 | Photovoltaic panels characteristics under shadows                               | Se presenta características de PV eléctrica cuando el panel está sin sombreado y cuando está sombreado bajo diferentes condiciones de pruebas meteorológicas. Los resultados obtenidos confirman que el efecto de sombreado sobre la eficiencia fotovoltaica, por lo que será  | [48] |

|    |   |   |      |
|----|---|---|------|
|    |   | interesante optimizar la potencia mediante el uso de técnicas MPPT durante el sombreado.  |      |
| 16 | Effect of Shadow on the Performance of Solar Photovoltaic   | Los experimentos muestran que la mayor disminución en el voltaje de salida del PV multicristalino ocurre cuando las combinaciones paralelas de la celda PV se cubren con la sombra. Es importante comparar el efecto de la sombra según las combinaciones de celdas que cubre, la sombra que cubre la celda PV tiene un impacto adverso en el voltaje de salida PV.   | [49] |
| 17 | Effect of Shading on PV Panel Technology  | La reducción en la corriente de cortocircuito para paneles fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos con una resistencia de sombreado del 25% se encontró en 47.72% y 60.86%, respectivamente. Del mismo modo, la reducción en la potencia máxima fue del 41,40% y 61,80% para paneles monocristalinos y policristalinos. Además, para el mismo nivel de sombreado, el panel monocristalino funciona mejor que el panel policristalino. | [50] |
| 18 | Maximum power point tracking of PV system under partial shading conditions through flower pollination algorithm | El algoritmo FP propuesto se comparó con dos métodos MPPT bien establecidos, es decir, algoritmos P&O y PSO. El algoritmo FP requiere menos parámetros para ser ajustado, lo que simplifica la complejidad del método, reduce la pérdida de energía causada al reconocer erróneamente el punto local y mejorar el eficiencia de la generación de energía  | [51] |

|    |   |  |      |
|----|---|--|------|
|    |   | fotovoltaica, se requiere menos parámetros para ser ajustado, lo que simplifica la complejidad de el método.   |      |
| 19 | A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions | El método propuesto en este documento tiene la ventaja de que puede aplicarse en matrices PV con características eléctricas desconocidas y no requiere conocimiento de la configuración de los módulos PV dentro de la matriz PV, esto garantiza la convergencia al MPP global en cualquier condición de sombreado parcial. Se lleva a cabo con pasos significativamente menores de perturbación de la energía de la matriz FV que los obtenidos utilizando técnicas propuestas anteriormente. | [52] |
| 20 | Development of Optimum Controller based on MPPT for Photovoltaic System during Shading Condition                    | Los controladores se analizan en estas cuatro condiciones: con irradiación y temperatura constantes. irradiación y temperatura variable, temperatura constante e irradiación variable y temperatura variable y variable irradiación, se simula utilizando MATLAB-SIMULINK. El controlador PID ha mostrado el mejor rendimiento que el controlador FL cuando está sombreado parcialmente.   | [53] |

*Fuente: Elaborado por el autor.*

### 3 ÁREA PROBLEMÁTICA Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

En la última década se han desarrollado investigaciones para identificar los factores que afectan el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos [1], con el fin de mitigar sus efectos y lograr mejoras significativas en términos de eficiencia. Las diferencias en las características eléctricas de las células solares conducen a pérdidas de desajuste dentro del módulo [2], [3], mientras que los módulos con diferentes características eléctricas conducen a desajustes en toda la planta fotovoltaica [4]. Ambos problemas pueden verse influenciados por factores que son internos o externos al módulo. Los factores internos incluyen características no homogéneas de las células solares, causadas por defectos de fabricación, células solares defectuosas y mal funcionamiento de un módulo fotovoltaico [5]. Los factores externos incluyen la degradación de los materiales utilizados para encapsular las células, la suciedad depositada en la superficie de la célula, las diferentes temperaturas [6] y el sombreado [7]. En particular, el sombreado parcial de los módulos fotovoltaicos se produce cuando estos están sujetos a nubes que pasan, o elementos urbanos comunes como chimeneas, torres de electricidad, edificios circundantes y suciedad [8]. El ángulo de inclinación del panel influye en la radiación del sol que llega al área de las células [9]. Cuando el panel se coloca perpendicularmente en dirección al sol recibe la máxima radiación por intervalo de tiempo, considerándose éste el ángulo de inclinación óptimo [10]. Este ángulo está afectado por componentes como la latitud, las propiedades de la radiación del sol y el lapso de utilización [11]. La naturaleza de la tierra también está estrictamente relacionada con la ubicación donde se instala la planta fotovoltaica, por ejemplo, las cenizas pueden estar presentes cerca de áreas volcánicas y los depósitos de sal pueden encontrarse en la costa. Todos estos factores conducen a una reducción de los rendimientos del módulo, lo que implica que la potencia generada de una planta fotovoltaica es menor que la suma de la potencia generada de cada módulo solar cuando se trabaja de forma independiente.

La cantidad de la energía generada por una instalación fotovoltaica depende de la temperatura e irradiancia. Es favorable operar en el punto de máxima capacidad (MPP), que cambia con la irradiancia, o con la carga utilizada en el sistema. Varias técnicas de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT) se han creado para los sistemas fotovoltaicos. El inconveniente es cómo conseguir los puntos óptimos de operación (voltaje y corriente) de manera automática, en la mayoría de las condiciones que va a estar expuesto el sistema. Dadas las propiedades cambiantes según las condiciones atmosféricas, las técnicas de control MPPT determinan la actividad de los paneles fotovoltaicos en el preciso momento. Dado que la mitigación de las pérdidas de desajuste en una matriz solar siempre es necesaria, la mayoría de los módulos fotovoltaicos comerciales incorporan uno o más diodos de bypass, insertados en paralelo a un grupo de celdas conectadas en serie [12], [13]. La presencia de diodos de derivación afecta significativamente a las curvas eléctricas del generador fotovoltaico, y crea uno o más puntos de potencia máxima local (MPP) en la característica P-V.

En la ciudad de Manizales, se han realizado estudios sobre el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos instalados. Uno de los principales factores que afectan la conversión fotovoltaica es la baja irradiancia (magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida, como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/M<sup>2</sup> o unidades equivalentes) [14], según el tiempo de funcionamiento. Debido a las condiciones descritas anteriormente, la baja irradiancia hace que el funcionamiento de un sistema fotovoltaico sea limitado y poco eficiente. Esto conlleva a presentar fluctuaciones en la potencia entregada, ocasionando afectaciones a los componentes del sistema fotovoltaico.

De lo expuesto anteriormente se plantea la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuál es el desempeño de un controlador de carga (MTPP) para panel solar, que opera bajo diferentes condiciones de sombreado parcial, ubicado la ciudad de Manizales?

## 4 JUSTIFICACIÓN

Las energías renovables son el futuro energético de nuestro planeta. Es claro para las naciones que el petróleo, entre otras fuentes energéticas, tiene fecha de caducidad. Por tanto, se está en la necesidad de continuar el camino de la investigación sobre las diferentes energías renovables que existen hoy en día. Una de éstas, la energía proveniente de nuestra estrella principal, la energía solar, es una de las principales fuentes que se han trabajado e investigado. Actualmente existen un sin número de equipos, redes, artefactos, vehículos terrestres, vehículos aéreos, que están siendo impulsados por la energía solar.

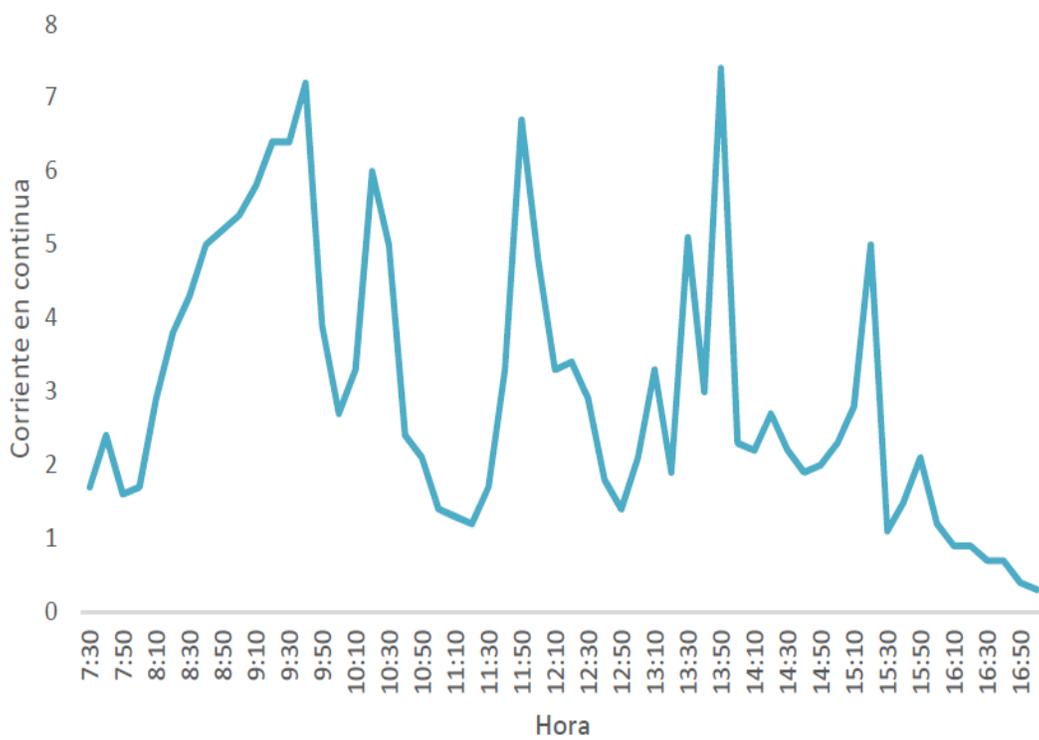
La implementación y utilización de paneles solares que generen energía a partir de la radiación solar implica un gran avance para nuestra sociedad. Es ir dejando atrás la generación del exceso de gases de invernadero que afectan directamente a la atmósfera, e indirectamente a todos los seres vivos del planeta.

Existen diferentes iniciativas para fomentar la implementación de energías renovables en Colombia. Recientemente, el gobierno de Colombia sancionó la Ley 1715 de 2014, para incorporar el uso de energías renovables al sistema energético que usa el país, proyectando así la creación de un Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente. La nueva Ley establece el marco legal y los instrumentos necesarios para la promoción y aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía. También para aumentar la inversión, la investigación y desarrollo de tecnologías limpias para la producción de energía; la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en el marco de la política energética nacional.

La Universidad Autónoma de Manizales actualmente viene desarrollando estudios a cerca de la temática, entre cuyos objetivos está medir la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos con los que se cuenta. En uno de ellos, se ha evidenciado que en los días donde hay mayor nubosidad el ingreso de energía al sistema se reduce sustancialmente, afectando la producción de energía solar y por consiguiente perjudicando los equipos que dependen de esta fuente de energía.

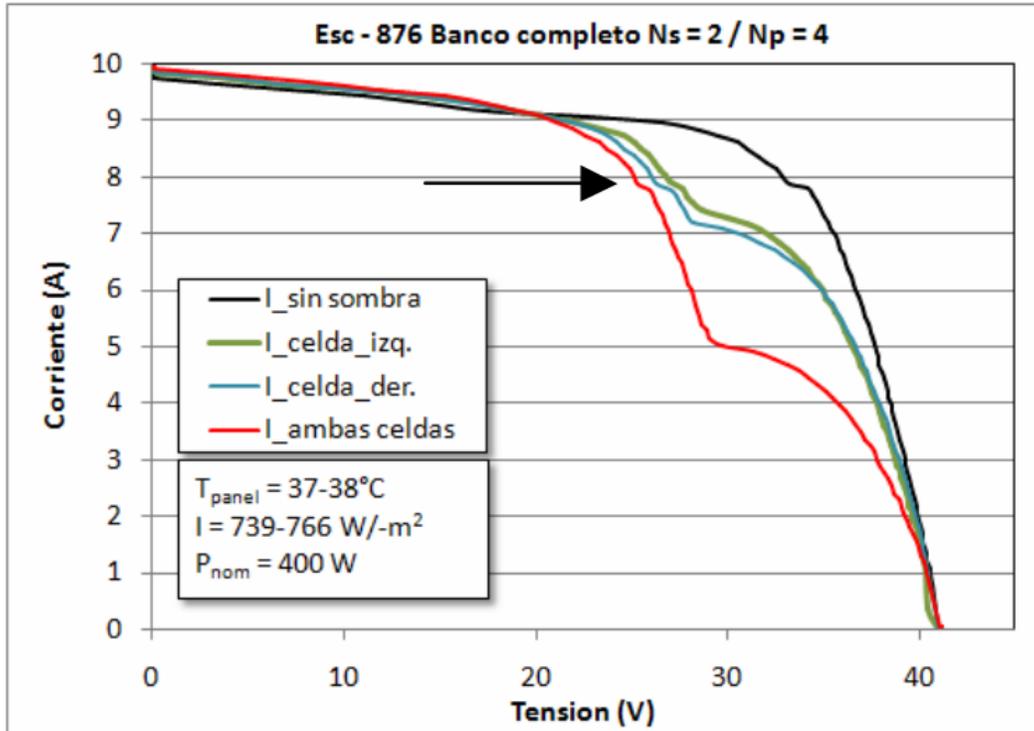
En un estudio realizado el día 19 de abril de 2018 [15], a un sistema monocristalino, la figura 1, muestra claramente que el comportamiento del generador tiene unos picos altos y bajos muy pronunciados en diferentes horas del día como por ejemplo a las 9:30 am se obtuvo 7 amperios ya a las 9:50 am se obtuvo 2.7 amperios ahí una gran diferencia en producción de corriente en menos de 20 minutos, esto debido a los factores como sombras parciales por nubosidad, la temperatura o la suciedad, en este estudio [67] se muestra claramente que la curva I-V tiene un comportamiento asimétrico de color verde y es allí donde el controlador de carga trata de buscar el punto máxima de potencia y en ocasiones no alcanza a encontrar dicho punto, es por ello que se quiso saber que, pasa con el controlador de carga cuando se da dicho comportamiento antes mencionado.

*Figura 1 Datos obtenidos, en estudio de Corriente continua.*



*Fuente: Diagnóstico, perspectivas y desempeño de la Energía solar fotovoltaica en el departamento de Caldas (2018)*

Figura 2 Características I-V experimentales sin sombra y con diferentes situaciones de sombreado.



Fuente: Relevador portátil de curvas i-v de paneles fotovoltaico como herramienta de diagnóstico IN SITU de sistemas de generación fotovoltaica (2009)

El funcionamiento de generadores fotovoltaicos se ve afectado por la baja eficiencia de los dispositivos de conversión [16], [17]. Como se detalló en los siguientes apartados, las diferencias en las características eléctricas entre las células solares que componen un único módulo fotovoltaico y entre los módulos fotovoltaicos que componen una cadena fotovoltaica, conducen a una fuerte reducción de la potencia de salida de toda la planta fotovoltaica [4], [18].

Todos los factores anteriores crean una brecha entre la producción potencial de energía y la energía real extraída. Hoy en día, la comunidad científica está mejorando la eficiencia de conversión de los módulos fotovoltaicos [19], [20]. Esto para reducir los costos por kW, e implementar nuevos y eficientes algoritmos para los dispositivos electrónicos de conversión

de potencia que interconectan el generador fotovoltaico con la sección AC [21], [22]. Estos algoritmos se implementan en el controlador, y permiten que la matriz fotovoltaica genere la potencia máxima, forzando la impedancia de entrada del grupo de conversión a que coincida con el punto máxima potencia.

Dadas estas circunstancias, se planteó realizar un estudio del comportamiento de un controlador de punto máxima de potencia, para paneles solares en condiciones de sombreado parcial, irradiancia alta (800-1200  $W/m^2$ ), irradiancia media (400-800  $W/m^2$ ), e irradiancia baja (0-400  $W/m^2$ ).

## **5 REFERENTE TEÓRICO.**

El presente capítulo trae una visión general de los conceptos indispensables para la justificación de cada uno de los objetivos planteados, contiene una visión general de los paneles fotovoltaicos, principio de funcionamiento, efectos causados por la temperatura y radiación, tipos de paneles y aplicaciones de la energía fotovoltaica.

### **5.1 HISTORIA**

La energía solar fotovoltaica es la energía obtenida con la conversión directa de la luz en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Fue descubierto por el físico francés Edmond Becquerel en 1839 en experimentos en que surgió una diferencia de potencial en los extremos de una estructura semiconductor producida por la absorción de la luz. La unidad fundamental de la conversión es la célula fotovoltaica.

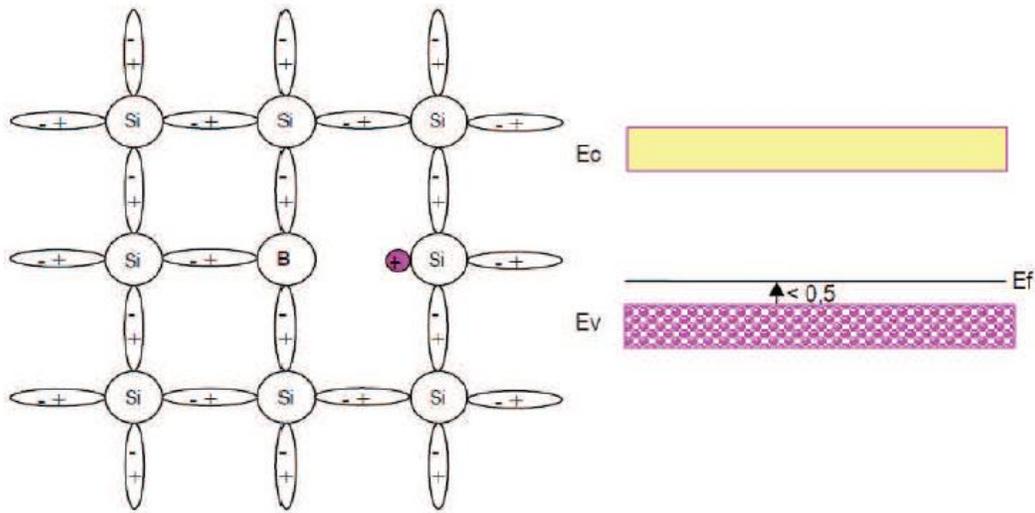
Inicialmente, el desarrollo de esa tecnología fue objeto para uso en el sector de telecomunicaciones como fuente de energía para sistemas instalados en lugares remotos. Otro sector que impulsó el desarrollo de esta tecnología fue el sector aeroespacial, pues la célula fotovoltaica continúa siendo el medio más adecuado para suministrarse energía eléctrica por largos periodos en el espacio, además de la necesidad de energía para uso de los satélites. Actualmente, existe la necesidad de suplir la creciente demanda por energía eléctrica utilizando menos recursos posibles y los sistemas fotovoltaicos se destacan por hacer la conversión de luz en electricidad directamente y sin generar residuos en el medio ambiente. Ese tipo de energía aún no consigue ser la principal fuente energética con la actual tecnología, siendo utilizada de forma complementaria para reducir el uso de termoeléctricas y plantas hidráulicas.

## 5.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA SOLAR

Las células fotovoltaicas consisten, esencialmente, en una unión entre dos capas finas de materiales semiconductores diferentes, conocidos respectivamente como semiconductores del tipo P (tipo positivos), y semiconductores del tipo N (tipo negativo). Estos semiconductores son generalmente hechos de silicio, por eso, para simplificar, se consideró solo semiconductores basados en silicio, aunque las células fotovoltaicas pueden ser hechas a partir de otros materiales. Los semiconductores del tipo N son hechos de silicio cristalino que fue dopado con pequeñas cantidades de una impureza (generalmente fósforo) de así forma que el material dopado posee un exceso de electrones libres. Los electrones son partículas subatómicas con carga eléctrica negativa, de modo que el silicio dopado de esa forma es conocido como un semiconductor de tipo N (negativo).

Los semiconductores de tipo P son hechos a partir de silicio cristalino, pero son dopados con cantidades muy pequeñas de una impureza diferente, generalmente boro, lo que hace que el material tenga un déficit de electrones libres. Esta ausencia de electrones puede ser considerado como equivalente a una partícula cargada positivamente, por lo que el silicio dopado es conocido como un semiconductor de tipo P (positivo). Se puede crear una unión P-N combinando estos semiconductores y establece un campo eléctrico en la región de la unión. Las partículas negativas irán a moverse en una dirección, mientras las partículas positivas irán en el sentido opuesto. Sin embargo, una unión P-N, en la práctica, no es una unión mecánica simple: las características cambian gradualmente de P para N, y no bruscamente a través de la unión.

Figura 3 Estructura atómica del silicio dopado con boro semiconductor tipo p.



Fuente: Energías renovables: conceptos y aplicaciones (2003)

### 5.3 EFECTO FOTOVOLTAICO

En la emisión termiónica de electrones de los metales, la energía necesaria para el electrón desprenderse de la superficie del conductor es suministrada por la energía de agitación térmica (calor), pero también, los electrones pueden adquirir energía suficiente para desprenderse de un semiconductor, incluso en temperaturas bajas, si se ilumina por una luz de longitud de onda suficientemente pequeña.

Según la teoría de la dualidad onda-partícula, la luz puede comportarse como partícula y como onda. Del punto de vista de la ondulatoria, la luz es una radiación electromagnética que viaja en el vacío a la velocidad aproximadamente igual al de la luz,  $c = 3 \times 10^8$  m/s. Del punto de vista corpuscular, la luz es constituida por un flujo de minúsculas partículas de energía, llamadas fotones, cuya energía puede ser definida de acuerdo con 2.1, en que  $h = 4,138 \times 10^{-15}$  eV que es la constante de Planck y  $\nu$  la frecuencia de vibración. Entonces la energía del fotón  $E_g$  es dada por:

$$E_g = h\nu \quad (1)$$

Donde:

$E = h\nu$ , es la energía de un fotón.

$E_g = 1.12$  eV, es la energía de separación entre bandas del semiconductor.

Cuando los fotones de luz de una longitud de onda adecuado penetran dentro de la unión P-N, ellos pueden transferir su energía para algunos de los electrones en el material, así llegan a un nivel de energía más alto. Normalmente, esos electrones ayudan a mantener el material unido formando las llamadas conexiones covalentes con átomos adyacentes, y no pueden moverse. En su estado excitado, sin embargo, los electrones se hacen libres para conducir la corriente eléctrica moviéndose a través del material. Además, cuando los electrones se mueven, ellos dejan atrás huecos en el material, que también pueden moverse. Esa condición se satisface si:

$$\lambda = h * \nu > E_g \quad (2)$$

Sabiendo que la energía EG mantiene los electrones presos a los átomos de Silicio es igual a 1.12 eV, tenemos que:

$$\lambda > \frac{1.12}{4.138 * 10^{-15}} \quad (3)$$

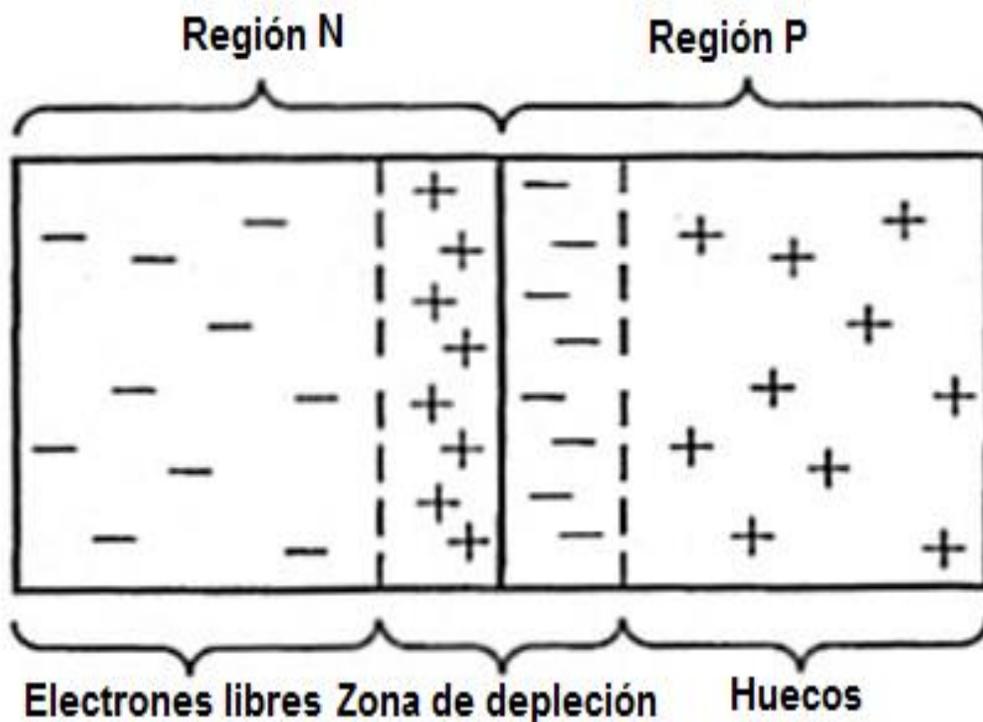
$$\lambda = 270.66 * 10^2 \text{ Hz} \quad (4)$$

El resultado obtenido en la ecuación 2 muestra que cuando una radiación a partir de la frecuencia de  $270.66 \times 10^2$  Hz incide sobre el panel fotovoltaico, ocurre el efecto fotovoltaico. Es decir, esto hace surgir una corriente eléctrica en la unión para esa frecuencia dentro del espectro infrarrojo.

Cuando la unión P-N está formada, alguno de los electrones se aproxima en la unión son atraídos a partir del lado N para conocida con el hueco al lado P próximo. De la misma forma, los huecos en el lado P próximo de la unión se atraen para combinar con electrones próximos del lado N. El efecto de esto es establecer alrededor de la unión una capa en el

lado N que es más positivamente cargada de lo que sería normalmente y en el lado P, una capa que es más cargada negativamente que normalmente. En la realidad, esto significa que un campo eléctrico inverso es configurado en torno a la unión: negativo en el lado P y positivo en el lado N. La región alrededor de la unión es portadores de carga (electrones y huecos) y es conocida como región de depleción, como puede ser observado en la figura 3.

*Figura 4 Unión P-N y capa de depleción de una estructura de silicio.*

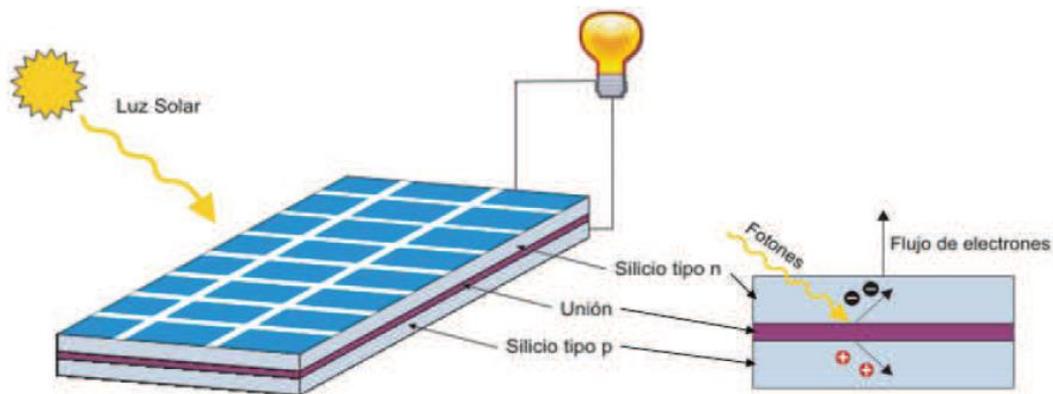


*Fuente: Energías renovables: conceptos y aplicaciones (2003)*

El proceso de la generación de la energía eléctrica en un panel fotovoltaico puede ser considerado en términos de los niveles de energía en el material. El flujo de electrones de la región P para la región N es, por definición, una corriente eléctrica. Si hubiera un circuito externo para la corriente fluir, los electrones en movimiento acabarían por salir del semiconductor a través de uno de los contactos metálicos en la parte superior de la célula. Los huecos fluirán en la dirección opuesta a través del material hasta que ellos alcancen otro contacto metálico en la parte inferior de la célula, donde son entonces llenados por

electrones que entran de la otra mitad del circuito externo. Para producir energía, la célula fotovoltaica debe generar tensión, así como la corriente suministrada por el flujo de electrones. Esta tensión es suministrada por el campo eléctrico interno de la unión P-N. Como veremos, una única célula fotovoltaica de silicio cristalino produce típicamente una tensión en torno a 0,5 V y una corriente de hasta 3 A, es decir, una potencia de pico igual a 1,5 W.

*Figura 5 Efecto Fotovoltaico en una célula solar.*

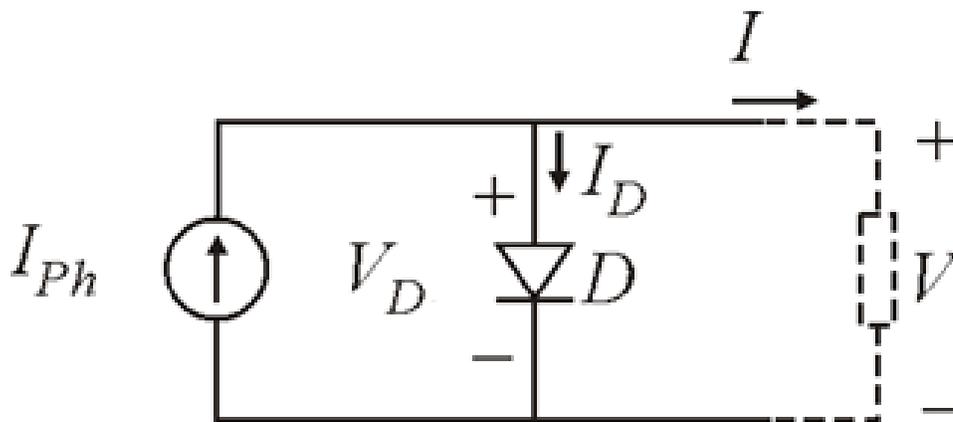


*Fuente: Energías renovables: conceptos y aplicaciones (2003)*

### **5.3.1 Circuito Equivalente De Una Celda Fotovoltaica.**

Una célula fotovoltaica puede ser entendida como una unión P-N que genera una corriente eléctrica cuando expuesto la luz, de esa forma, se puede reproducir las características que ya fueron presentadas en la figura 5.

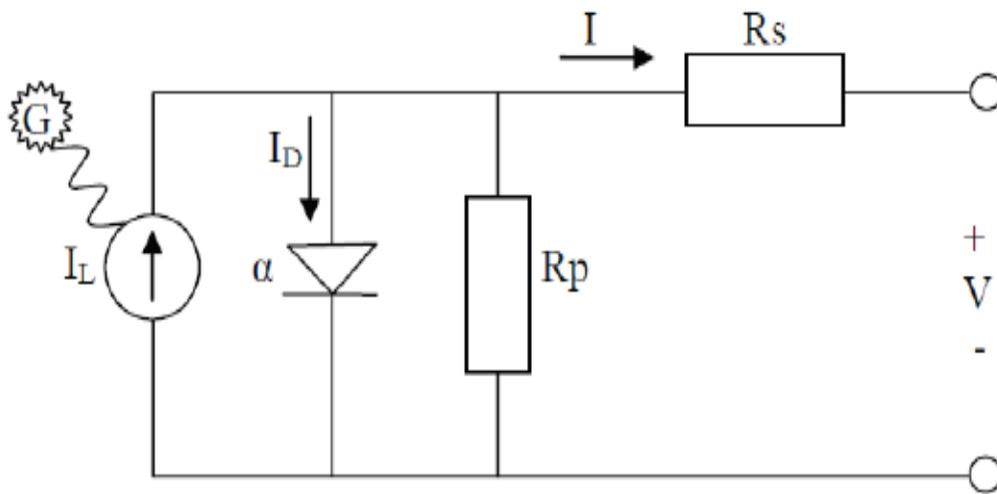
Figura 6 Circuito equivalente del panel solar.



Fuente: *Energías renovables: conceptos y aplicaciones* (2003)

El efecto fotoeléctrico, que produce una corriente eléctrica es representado por una fuente de corriente constante  $I_{Ph}$  la Figura 6. La unión P-N es modelado con un diodo  $D$  en el circuito eléctrico. Las magnitudes  $I$  y  $V$  representan, respectivamente la corriente y la tensión en las terminales de la célula fotovoltaica  $I_D$  y  $V_D$  son la corriente y la tensión aplicadas en el diodo  $D$ . Para representar las pérdidas asociadas a la célula fotovoltaica real son adicionados resistencias  $R_P$  y  $R_S$ .  $R_P$  representa las pérdidas internas o por corrientes de fuga, ya que la resistencia  $R_S$  representa las pérdidas causadas en la caída de tensión en los terminales. El circuito real de la célula fotovoltaica está mostrado en la figura 7.

Figura 7 Circuito equivalente del panel solar.



Fuente: *Energías renovables: conceptos y aplicaciones (2003)*

## 5.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

### 5.4.1 Condiciones Patrones de Prueba

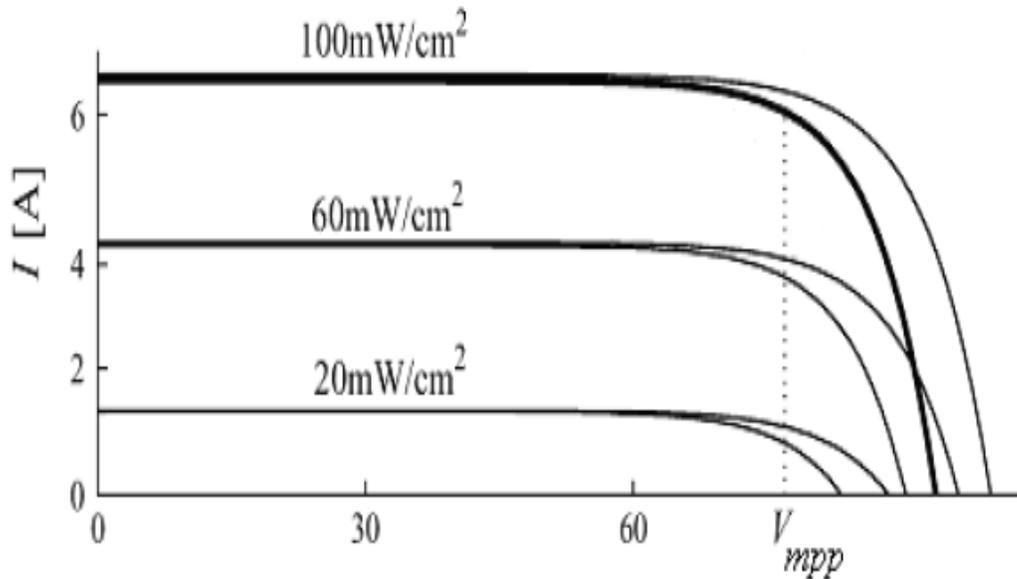
Las condiciones estándar de prueba, o del inglés Standard Test Conditions - STC, son patrones definidos para pruebas en laboratorio de los paneles fotovoltaicos. Las condiciones STC relacionan la temperatura, radiación y la masa de aire sobre el panel. También existen las condiciones de temperatura de operación nominal de la célula, o del inglés Nominal Operating Cell Temperature - NOCT, que apuntan simular condiciones más cercanas de la realidad del clima. A continuación, será presentará más sobre la influencia de la Radiación Solar, Temperatura y Masa de Aire en la producción de electricidad.

### 5.4.2 Radiación Solar

La energía proveniente del Sol llega en la superficie terrestre a través de ondas electromagnéticas que se propagan en el vacío cerca a la velocidad de la luz. La parte externa de la atmósfera está expuesta a una radiación media de  $1367 \text{ W/m}^2\text{s}$ . Sin embargo, solamente cerca de  $1000 \text{ W/m}^2\text{s}$  llegan a la superficie de la Tierra debido a los fenómenos de refracción y reflexión en la atmósfera terrestre. Esa radiación aún puede variar de acuerdo con la latitud, nubes y otros fenómenos meteorológicos.

Las condiciones STC para estandarización de la radiación es de  $1000 \text{ W/m}^2$ , siendo así, los fabricantes suministran datos de tensión y corriente de salida basados en ese valor. Ya la condición NOCT de radiación solar es de  $800 \text{ W/m}^2$ . Cuando la radiación solar cae, la cantidad de fotones por segundo penetrando en la célula también decrece, implicando en la reducción del número de electrones libres. Este hecho resulta, principalmente, en una fuerte reducción del valor de la corriente de salida del módulo, que decrece en tasa proporcional. La tensión de salida, por otro lado, sufre solo una leve reducción, manteniéndose prácticamente inalterada, como puede ser observado en la figura 8. Ese aspecto será bastante relevante para la elección del método de rastreo de máxima potencia.

Figura 8 Gráfico de la V- I generado por un panel fotovoltaico.



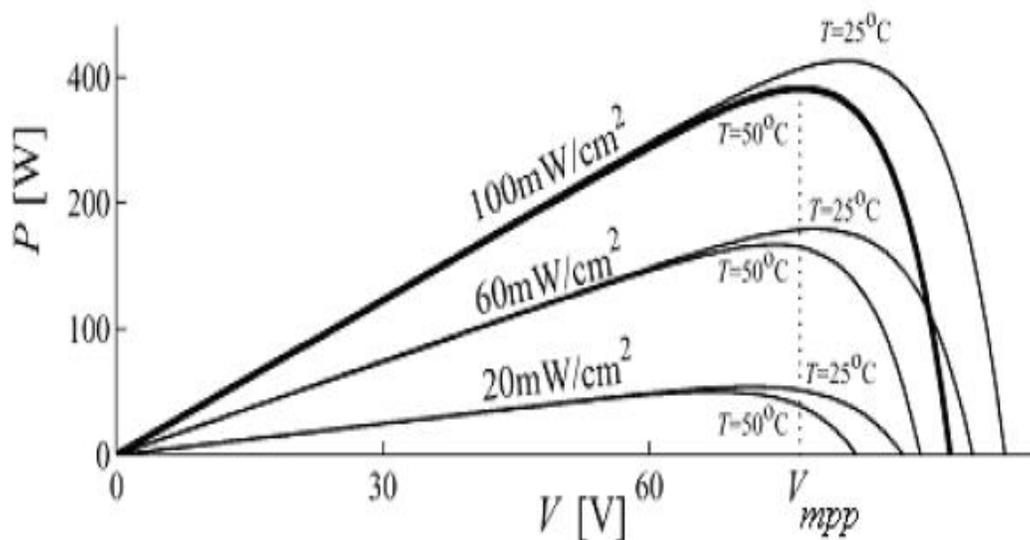
*Fuente: Sistemas de control de bajo costo para el seguimiento del punto máxima potencia en sistemas fotovoltaicos (2019)*

### 5.4.3 La Temperatura

Es una medida del grado de agitación de las moléculas y ella es bastante relevante para la potencia generada en los paneles fotovoltaicos. Su condición STC es que la temperatura del panel debe operar en  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y en las condiciones NOCT dice que la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , causando una temperatura en el panel alrededor de  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ . Cuando la temperatura

del módulo sube, ocurren dos procesos opuestos que afectan directamente su desempeño. Uno de ellos deriva del hecho de que cuando el cristal de Silicio calienta, la vibración de los átomos es más intensa y los choques con los fotones lo llevan a producir un valor de corriente un poco más alto, para una misma radiación. El otro, en contra partida, se refiere al hecho de que, con el aumento de la temperatura, los electrones libres y huecos poseerán exceso de energía térmica para moverse en el sentido contrario al impuesto por el campo eléctrico formado en la unión P-N, acarreando una gran disminución de la tensión de salida de la célula, conforme lo muestra la figura 9. Entonces, cuánto mayor la temperatura, más pequeño será la potencia generada por el módulo fotovoltaico.

Figura 9 Gráfico de la potencia W frente voltaje V generada por un panel fotovoltaico.



Fuente: *Sistemas de control de bajo costo para el seguimiento del punto máxima potencia en sistemas fotovoltaicos (2019)*

## 5.5 MASA DE AIRE

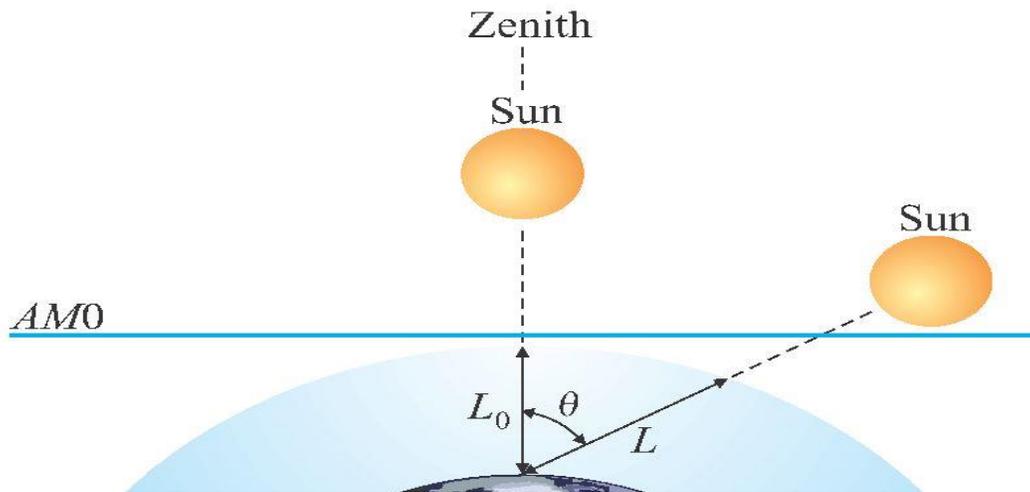
El índice AM - Air Mass (1), representa el espesor de la capa de aire en el trazado de la radiación solar normalizada en relación al menor camino posible a ser recorrido.

Matemáticamente, el índice de masa de aire puede ser determinado por:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (1)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo entre el rayo solar de penetración en la atmósfera y la posición zenith, donde los rayos solares recorren la menor distancia hasta alcanzar la superficie, conforme la figura 10. Tanto las condiciones STC como las NOCT informan que la masa de aire AM es igual a 1,5.

*Figura 10 Determinación de la masa de aire en función del ángulo de los rayos incidentes y de la posición Zenith del Sol*



*Fuente: An optimized maximum power point tracking method based on PV surface temperature measurement (2012)*

## **5.6 CURVA CARACTERÍSTICA DE UN PANEL FOTOVOLTAICO**

Los fabricantes proporcionan cierta información sobre las características de los modelos comercializados en forma de gráficos o de tablas. Las informaciones que son extremadamente necesarias para dimensionar un sistema fotovoltaico son:

### **5.6.1 Intensidad De Cortocircuito (ICC)**

Es la intensidad que circula por la célula, al cortocircuitarse sus bornes de salida (tensión cero). La podemos medir, conectando un amperímetro, directamente, en sus bornes de salida.

### 5.6.2 Tensión En Circuito Abierto (VCA)

Es la máxima tensión que nos entrega la célula, cuando no tiene conectada ninguna carga entre sus bornes (intensidad cero). Se mide, conectando un voltímetro entre sus bornes (0,5 V aproximadamente).

### 5.6.3 Intensidad De Pico O Máxima (IP)

Es la intensidad que circula por la célula para una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$  a  $25^\circ\text{C}$ .

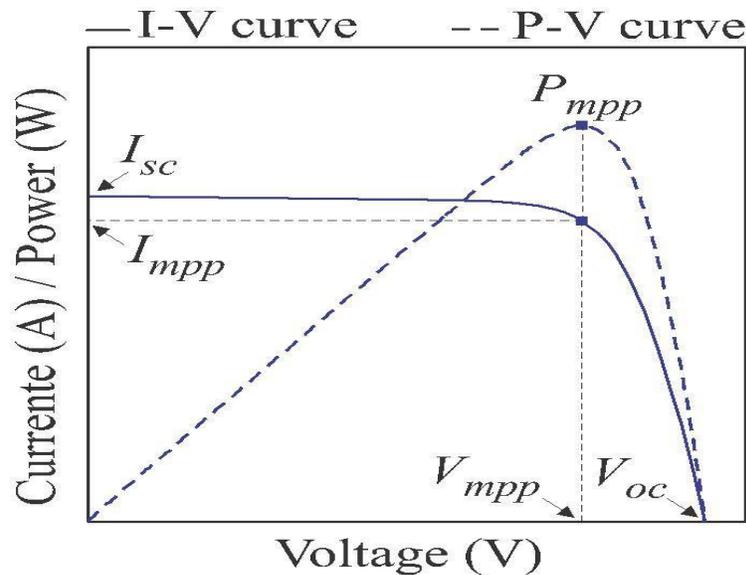
### 5.6.4 Tensión De Pico O Máxima (VP)

Es la máxima tensión que nos entrega la célula para una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$  a  $25^\circ\text{C}$ .

### 5.6.5 Potencia Pico O Máxima (WP)

Es el punto  $I_p - V_p$ , de máximo valor, que al ser multiplicado  $V_p \times I_p$  va hacer igual a la potencia pico máximo que se puede alcanzar en la curva I - V. Figura 11

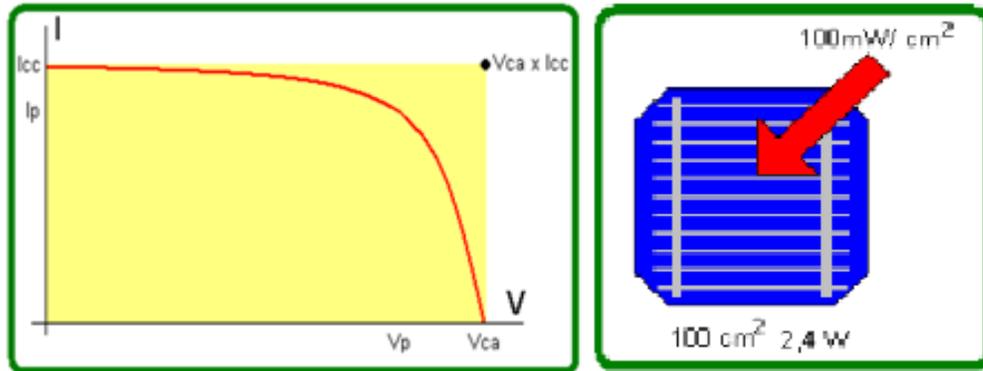
Figura 11 Identificación de  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$  y  $P_{mpp}$  en las curvas I-V y P-V.



Fuente: An optimized maximum power point tracking method based on PV surface temperature measurement (2012)

Tomando como base de la figura 12 como resultante de los parámetros intensidad – voltaje de una célula fotovoltaica, podemos deducir algunas de sus características técnicas. Estos parámetros se determinan a las condiciones estándares del fabricante, para una radiación solar de:  $1.000 \text{ W/m}^2$  o  $100 \text{ mW/cm}^2$ .

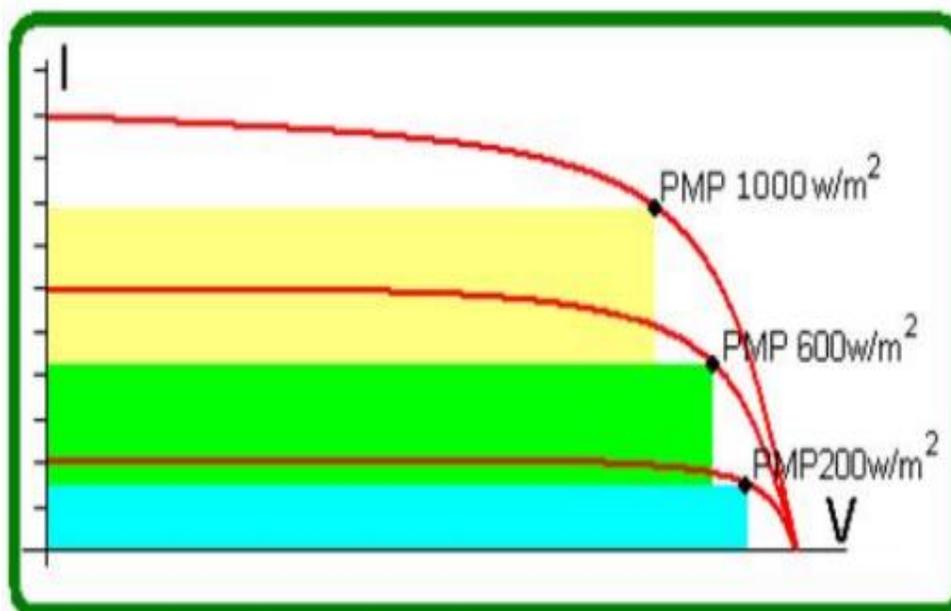
*Figura 12 Curva I-V de un panel solar.*



*Fuente: Instalación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos (2016)*

Existen otras figuras muy importantes para caracterizar a los paneles solares, una de ellas es la que muestra las curvas y los puntos de máxima potencia, PMP, para diferentes valores de radiación solar, figura 13

Figura 13 Puntos de máxima potencia en un panel.



Fuente: *Instalación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos (2016)*

### 5.6.6 Factor De Forma (Ff)

Es la relación  $(I_p \cdot V_p / I_{cc} \cdot V_{ca})$ . Es evidente que, su valor, es menor que la unidad, y nos sirve para determinar la calidad de las células. En las monas cristalinas, este valor suele estar comprendido entre 0,7 y 0,8.

### 5.6.7 Rendimiento ( $\eta$ )

Es la relación existente entre la potencia de pico  $W_p$  y la potencia de radiación, que recibe la célula,  $W_r$ . Se expresa como:  $\eta = W_p / W_r$

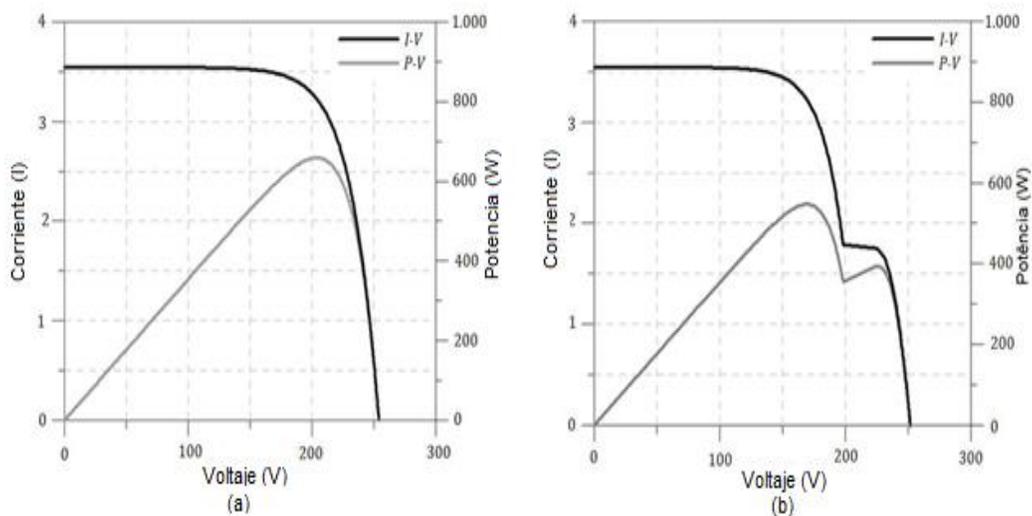
### 5.6.8 Punto De Máxima Potencia (PMP)

Es el punto de la gráfica en el que se consigue la máxima potencia para cualquier valor de radiación. Cuando ésta es de 1.000 W/m<sup>2</sup> el PMP =  $W_p$ . El PMP es el punto óptimo de trabajo de la célula.

## 6 ALGORITMOS RASTREADORES DE MÁXIMA POTENCIA.

Un panel fotovoltaico sometido a una radiación solar uniforme, sin sombreado, y sin células o módulos defectuosos tiene una curva semejante a la mostrada en la Figura 14 (a), sin embargo, ocurren sombras parciales provocadas por nubes, árboles, edificios y suciedad pueden acarrear en distorsiones en la corriente y en la potencia generada por el panel, como mostrada en la figura 14 (b).

Figura 14 Curvas I-V y P-V de un generador de seis módulos de 72 celdas en serie cuando (a) todos los módulos no están sombreados y (b) cuando uno de los módulos está 50% sombreado.



Fuente: *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos (2014)*

Por lo tanto, es necesario que haya un sistema de control que observe continuamente las modificaciones en la curva característica I-V y actúe en el convertidor CC-CC o inversor de frecuencia de modo a garantizar que el panel fotovoltaico opere en la tensión correspondiente al voltaje máxima potencia, maximizando la transferencia de la potencia. Ese proceso es llamado seguidor punto máxima de potencia (Maximum Power Point Tracker MPPT).

Un algoritmo MPPT debe presentar las siguientes características:

### **6.1 PRECISIÓN**

Haciendo que el panel opere con medidas de corriente y voltaje de calidad, con menores oscilaciones.

### **6.2 EFICACIA**

Necesita encontrar el punto de máxima potencia, incluso con el suceso de máximos locales, debe adaptarse a las variaciones bruscas de irradiación causadas por sombras.

### **6.3 BAJA COMPLEJIDAD**

De modo que el sistema pueda ser implementado en controladores más simples.

### **6.4 BAJO COSTE**

Haciendo que el sistema presente un bajo coste de confección de hardware y utilice un pequeño número de sensores.

El MPPT es responsable el ajuste del voltaje de polarización del panel fotovoltaico a través de algoritmos que actúan sobre el ciclo de trabajo del convertidor CC-CC o de un inversor. El algoritmo tiene como entrada datos instantáneos de voltaje y corriente de operación del panel, además de datos adicionales como temperatura y radiación solar. Su implementación se puede realizar de forma analógica, a través de circuitos electrónicos, o digital, a través de microcontroladores y procesadores digitales de señales o Digital Signal Processor (DSP). La ubicación del punto de máxima potencia (MPP), depende de las características de carga eléctrica, que podrá ser alimentada en corriente continua o en corriente alterna. De esa forma el control MPPT podrá actuar tanto en un conversor CC-CC como en un inversor.

## **6.5 MÉTODO DE CICLO DE TRABAJO CONSTANTE (CDC - CONSTANT DUTY CYCLE)**

Esta técnica es una de las más simples, pues consiste solamente en el pre ajuste, solo una vez, del ciclo de trabajo del convertidor, de modo que la curva de carga intercepte la curva de generación en el punto de máxima potencia deseado. Así, cuando el módulo opere en ese punto, la carga estará en la región de máxima potencia disponible. Se considera una técnica de malla abierta y off-line, pues no existe realimentación ni ajuste de la razón cíclica durante la operación. Por eso, esa técnica posee algunas restricciones como:

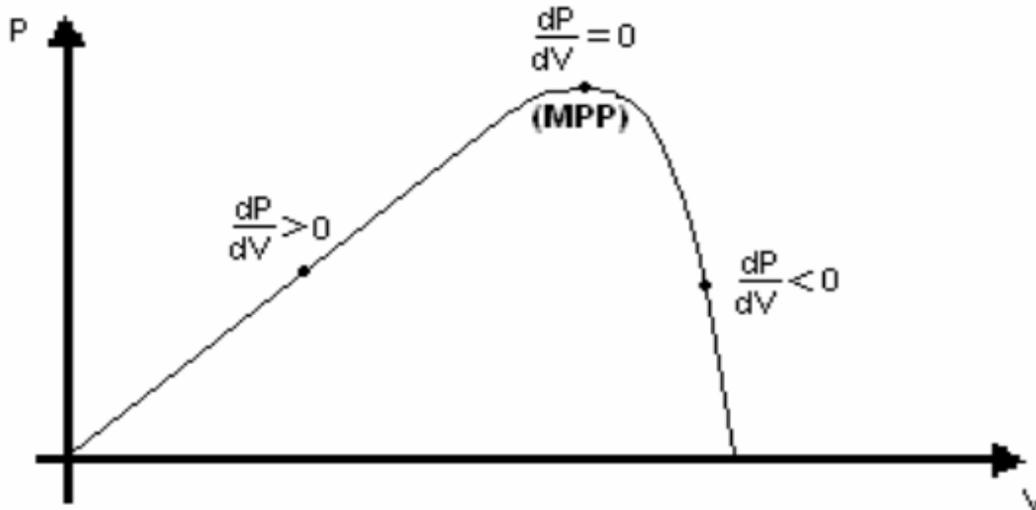
- No permite variaciones climáticas, cambios de carga y deterioro del módulo fotovoltaico.
- Depende de las condiciones climáticas medias, pues el ajuste del ciclo de trabajo se realiza considerando la potencia media generada a lo largo de un periodo.

Si la carga es un banco de baterías, la función de esta técnica tendrá mejor desempeño en relación a la una carga resistiva, pues la razón cíclica puede ser ajustada simplemente para reflejar la tensión del banco de baterías al módulo fotovoltaico, quedando cerca del punto de máxima potencia en condiciones STC.

## **6.6 MÉTODO CONDUCTANCIA INCREMENTAL (INC) (INCREMENTAL CONDUCTANCE)**

El método de la conductancia incremental fue desarrollado para evitar algunas limitaciones del método P&O como la velocidad de convergencia y error de régimen. El algoritmo de la conductancia incremental fue propuesto por (Hussein Murta, 1995), y presenta facilidad de implementación, buen desempeño y velocidad de respuesta durante variaciones rápidas de radiación solar. Este método se basa en la observación de la derivada  $dP$ , cuando el sistema está  $dV$  en el punto de máxima potencia la derivada será nula, como observado en la figura 15.

Figura 15 Curva de potencia, en función derivada  $dP/dV \times V_{pv}$ . Cuando la derivada es igual a cero, el sistema está operando en el punto de máxima potencia.



Fuente: *Estudo dos conversores Buck e Boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos (2008)*

Se observan dos regiones de operación del sistema: la derecha del MPP (región con derivada  $dP/dV < 0$ ) y la izquierda del MPP (región con derivada  $dP/dV > 0$ ). Cuando la  $dP/dV > 0$  el módulo fotovoltaico está trabajando en una tensión por debajo de la tensión de MPP  $V_{mp}$ , así el sistema de control debe alterar el ciclo de trabajo del convertidor para elevar la tensión de salida del módulo fotovoltaico  $V$  módulo. De la misma forma, si la  $dP/dV < 0$ , el sistema de control deberá alterar el ciclo de trabajo para disminuir la tensión del módulo. Así, la señal de la derivada define la posición del punto de operación en relación al punto de máxima potencia en cuánto su módulo define la cantidad de incremento o decremento en el ciclo de trabajo. Con eso, el sistema garantiza una excelente velocidad de rastreo y evita oscilaciones en régimen permanente.

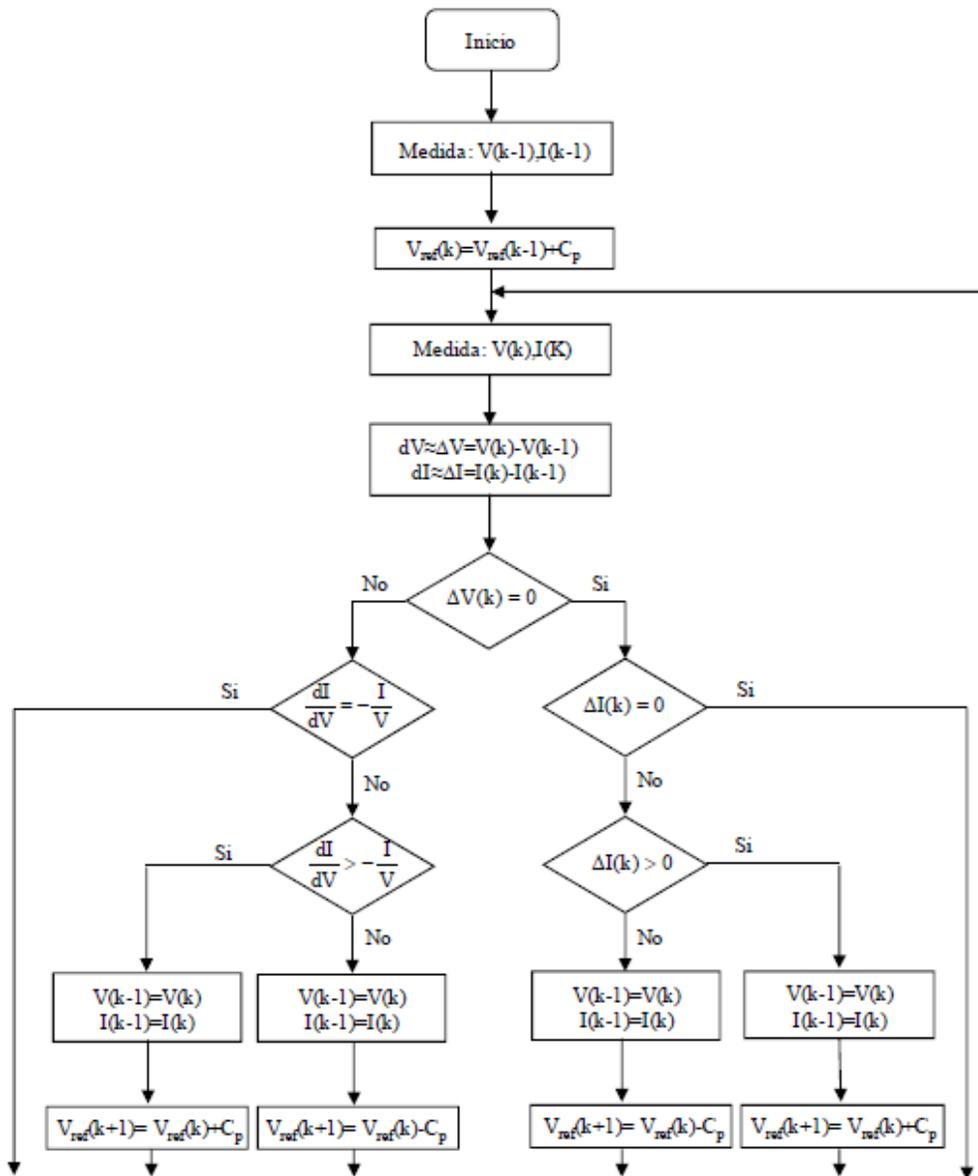
La realización digital del método requiere un gran esfuerzo computacional, pues exige el cálculo de la derivada de la potencia en tiempo real. Para facilitar ese cálculo, debe ser implementado de la siguiente manera.



$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I*V)}{dV} = I + V * \frac{dI}{dV} = 0 \quad \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$$

Podemos observar que, a pesar de utilizar sensores de voltaje y corriente, el método no calcula la potencia generada por el módulo. El flujograma del algoritmo de la conductancia incremental es encontrado en la figura 16.

Figura 16 Algoritmo de conductancia incremental.



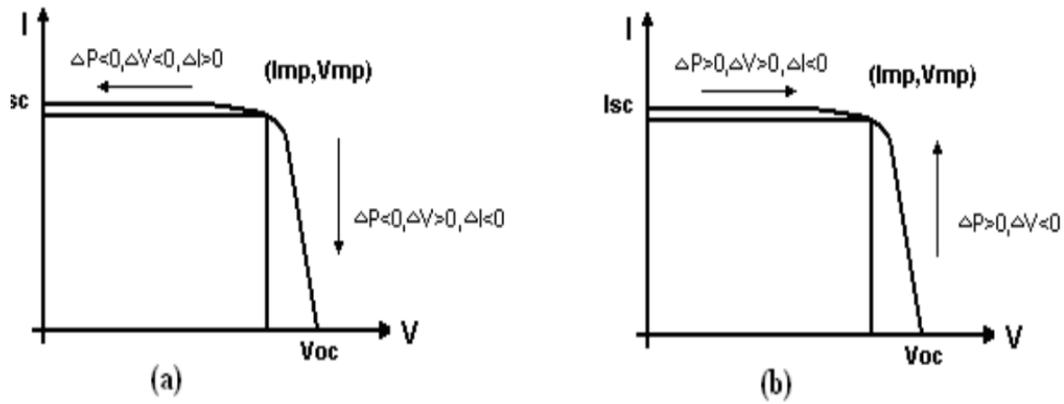
*Fuente: Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking tes bed (2000)*

En la figura anterior se muestra una variación del método de la conductancia incremental, combinando el mismo con el método de la tensión constante. En esta variación, si la radiación sea menor que 30% de la radiación nominal, el método de la tensión constante es utilizado, sino se utiliza el método de la conductancia incremental. Esta variación permite una mejora en el desempeño, pues el método de la conductancia incremental presenta una cierta inestabilidad en bajas radiaciones, sin embargo, es necesario la adición de un sensor de radiación solar. El trabajo de muestra que, a pesar de la P & O es fácil de implementar, la conductancia Incremental presenta mayor velocidad de convergencia en variaciones de radiación y temperatura, sin embargo, enfatiza que ambos métodos dependen fuertemente de la precisión de los sensores de tensión y corriente.

## **6.7 ALGORITMO DE PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN CLÁSICO**

El método perturbación y observación es un método iterativo que actúa periódicamente incrementando o decreciendo el ciclo de trabajo de acuerdo con la potencia. Es un método de rastreo que monitorea directamente la potencia a través de sensores de voltaje y corriente en las terminales del panel fotovoltaico. Los sensores de voltaje y corriente irán a medir los valores de  $V(n)$  e  $I(n)$ , respectivamente, y, a continuación, calcular la potencia del panel  $P(n) = V(n) * I(n)$ . La potencia en ese instante  $n$  es comparada con la potencia calculada en el instante anterior  $n-1$  y obtenemos la variación de la potencia  $\Delta P$ . Si la variación  $\Delta P$  es positivo, significa que la perturbación ha contribuido positivamente para el aumento de potencia, luego, en la próxima iteración de  $\Delta D$  o  $\Delta V_{pv}$  se hará con la misma señal. De lo contrario, la próxima iteración se hará con signos opuestos a los de la iteración anterior.

Figura 17 Curva de la potencia en condición de variar el punto de trabajo.

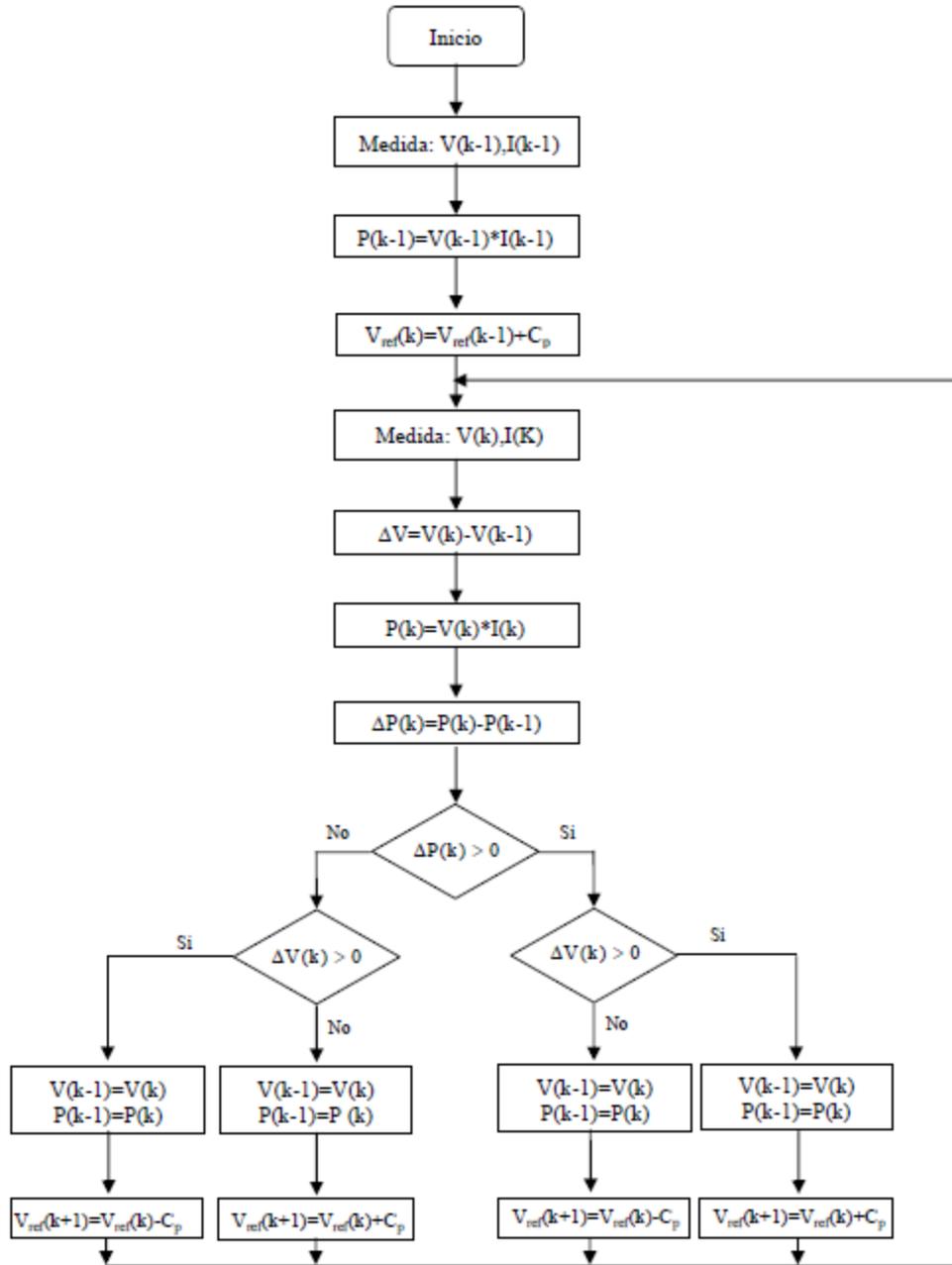


Fuente: Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed (2000)

A pesar de ser una técnica más compleja que las vistas anteriormente, presenta algunos problemas dinámicos como el tamaño del paso utilizado en las iteraciones. Si el paso de la iteración es muy grande, ganamos calidad en la respuesta transitoria, pero insertamos oscilaciones en el régimen permanente. Si el paso de la iteración es muy pequeño, tendremos un régimen permanente con una oscilación pequeña, pero el transitorio queda bastante lento.

El flujograma del algoritmo genérico se presenta en la figura 18.

Figura 18 Algoritmo de conductancia incremental.



Fuente: Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking tes bed (2000)

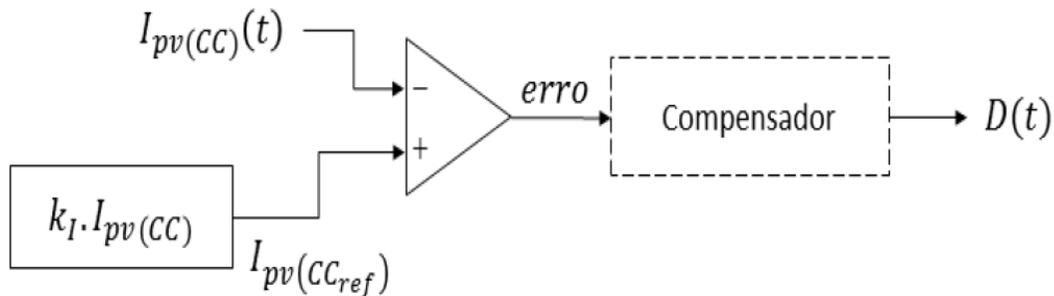
## 6.8 TENSIÓN CONSTANTE (FRACTIONAL OPEN-CIRCUIT VOLTAGE).

Este método es bastante similar al de la corriente de corto circuito, pues se basa en la lectura de la tensión de circuito abierto del panel. La tensión de máxima potencia es linealmente proporcional a la tensión de circuito abierto a través de un factor  $k_v$ . Con base en ello, podemos calcular la tensión de máxima potencia por la ecuación 1.

$$V_{ref} = k_v * V_{CA} \quad (1)$$

Siendo  $V_{ref}$  la tensión de referencia de la máxima potencia,  $k_v$  es la constante de proporcionalidad, cuyo valor sitúa en torno a 0,65 y 0,8,  $V_{CA}$  es la tensión de circuito abierto. La Figura 19 muestra el esquema de ese método, donde la tensión de circuito abierto del panel se compara con la referencia calculada. El error entra en un compensador que irá a calcular el ciclo de trabajo  $D(t)$  o se aplicará directamente en un circuito modulador.

Figura 19 Algoritmo del método de la tensión constante..



*Fuente: Estudio dos conversores Buck e Boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos (2008)*

Cabe señalar que este método también necesita un interruptor en serie en la salida del módulo para la medición de su tensión de circuito abierto. Cuando se utiliza con convertidores Buck, el propio convertidor permite obtener la tensión de circuito abierto. Sin embargo, durante la medición, como la corriente del panel  $I_{pv}$  es nula, la potencia transferida también es nula, habiendo una reducción en la energía suministrada.

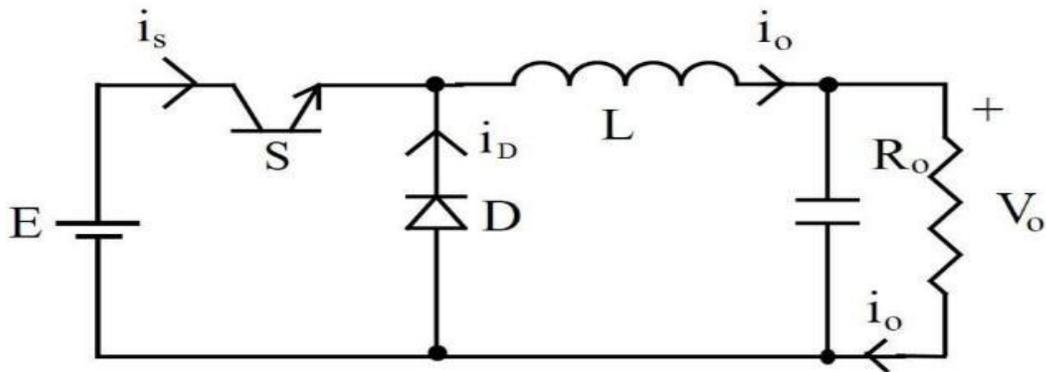
## **6.9 CONVERSORES CONMUTADOS**

En los módulos fotovoltaicos, la tensión y la corriente de salida varían en función de la temperatura y radiación, por lo que es prácticamente imposible asegurar la operación del sistema en un punto óptimo de operación. Ese punto, generalmente, es el punto de máxima potencia donde el módulo funciona de manera optimizada, suministrando la máxima potencia posible para las condiciones de temperatura y radiación solar. La elección del convertidor CC-CC es tan importante como el algoritmo de rastreo, pues una elección equivocada puede reducir la eficiencia por la búsqueda del MPP. El número de convertidores estáticos CC-CC es muy grande, sin embargo, tres conversores son más populares ellos son: Buck, Boost y Buck-Boost. Como lo anterior mencionado se habló sobre los algoritmos de rastreo del punto de máxima potencia, a continuación, serán presentados las etapas de potencia o circuitos convertidores que actúa en los módulos fotovoltaicos haciendo que ellos respondan de acuerdo con el algoritmo.

## **6.10 CONVERTIDOR BUCK**

El convertidor Buck produce un valor medio de tensión en la salida inferior al valor medio de la tensión en la entrada, mientras que la corriente media en la salida es mayor que en la entrada. Este comportamiento parte del principio de la conservación de la energía. Este tipo de convertidor debe suministrar una variación de la tensión media en la carga de cero hasta el valor de la fuente de alimentación. La operación de ese convertidor, mostrado en la figura 19, se puede dividir en dos modos: cuando el interruptor S está activado y desactivado. Cuando el interruptor S conduce la energía, la corriente  $I_S$  aumenta fluyendo a través del inductor L, capacitor C y por último la carga. Ya cuando el interruptor S bloquea la corriente, el diodo D del conversor conduce la corriente almacenada en el inductor para la carga. La corriente cae hasta que el interruptor S vuelva a conducir la corriente de la fuente en el próximo ciclo.

Figura 20 Diagrama del circuito convertidor Buck.



Fuente: Topologías básicas de conversores CC-CC

A continuación, se presenta la teoría sobre el uso de los convertidores Buck como rastreadores de máxima potencia.

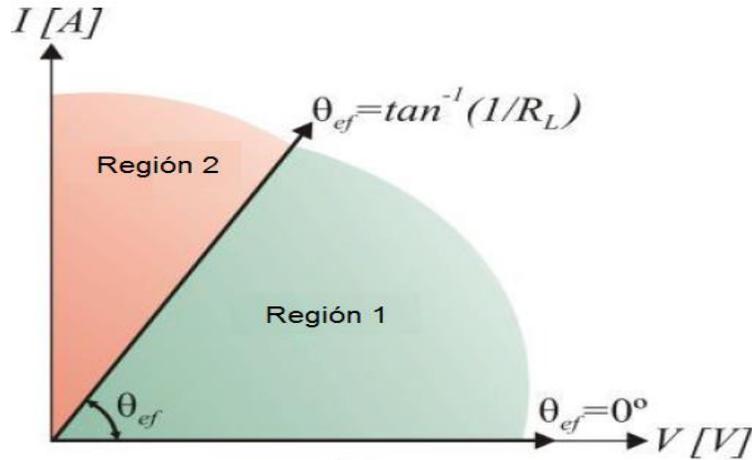
### 6.11 CONVERTIDOR BUCK FUNCIONANDO COMO MPPT

Ese tipo de convertidor es utilizado en aplicaciones en las que se desea disminuir la tensión en la salida del convertidor. De la relación del convertidor Buck, podemos decir que el ciclo de trabajo es el resultado entre la tensión en la carga  $V_{Carga}$  sobre la tensión en el módulo  $V_{Módulo}$ :

$$\frac{I_{Carga}}{I_{Modulo}} = \frac{1}{D}$$

Podemos decir que el convertidor Buck, a pesar de ser ampliamente utilizado en sistemas fotovoltaicos, presenta esa limitación de rastreo de la máxima potencia. El convertidor no puede operar con tensiones bajas y corrientes altas, haciendo que el convertidor opere en la región 2 de la figura 21.

Figura 21 En la región 1, el convertidor Buck logra rastrear la máxima potencia, ya en la región 2 no puede operar dentro de esa región.



Fuente: Apostila do Mini-curso técnicas de rastreamento de máxima potencia para sistemas fotovoltaicos (2011)

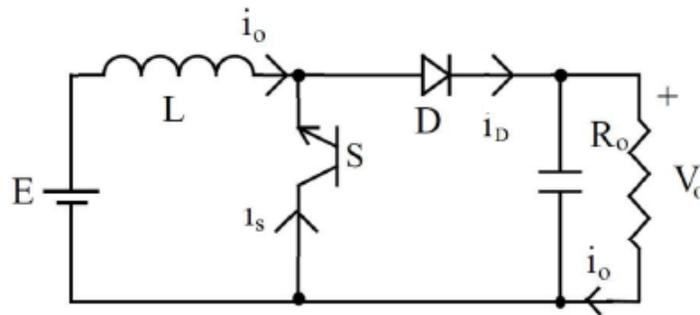
## 6.12 CONVERTIDOR BOOST

El convertidor Boost emplea un inductor, interruptor, diodo y capacitor. Cuando el interruptor está activado, el inductor se cortocircuita, y por lo tanto almacena una gran cantidad de carga, que luego se eleva a través del diodo a la carga a medida que se apaga el interruptor. El capacitor se conecta de forma paralela a la carga suministrada una corriente continua a través de ella. El dispositivo de conmutación utilizado puede ser un transistor de efecto de campo con semiconductor de óxido metálico (MOSFET), cualquier otro dispositivo de conmutación semiconductor, dependiendo del tipo de aplicación. Esto se denomina convertidor de impulso (DC a DC) cuando se utiliza un dispositivo auto conmutado como interruptor. En cambio, si se utiliza un tiristor en su lugar, esto se denomina step-up chopper. La variación del voltaje de salida puede calcularse fácilmente.

En este convertidor, la tensión media de salida es mayor que la tensión media de entrada. El convertidor Boost utiliza los mismos componentes que el Buck, pero con un esquema de conexión diferente.

En este convertidor, la tensión media de salida es mayor que la tensión media de entrada. El convertidor Boost utiliza los mismos componentes que el Buck, pero con un esquema de conexión diferente. En la figura 22 se muestra el diagrama eléctrico.

Figura 22 Diagrama del circuito convertidor Boost .



Fuente: Topologías básicas de conversores CC-CC (2016)

### 6.13 CONVERTIDOR BOOST FUNCIONANDO COMO MPPT

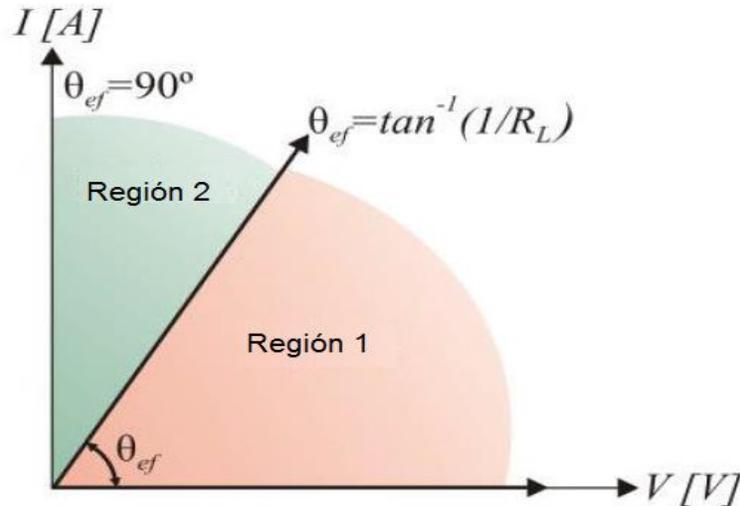
El convertidor Boost es utilizado cuando se desea aumentar la tensión de salida del convertidor. Para comprobar los problemas del convertidor Boost, partiremos del mismo principio que el análisis de la unidad Buck. Las ecuaciones que relaciona la tensión  $V$  módulo y a la corriente  $I_{Módulo}$ , en la entrada la tensión  $V_{Carga}$  y a la corriente  $I_{Carga}$  en la salida con el ciclo de trabajo se presentan en 1,2.

$$\frac{V_{Carga}}{V_{Módulo}} = \frac{1}{1-D} \quad (1)$$

$$\frac{I_{Carga}}{I_{Módulo}} = 1 - D \quad (2)$$

Esto muestra una vez más que la resistencia de la carga limita el ángulo mínimo en el que se puede seguir el punto de máxima potencia. La figura 23 muestra la región 2, donde el sistema puede rastrear el punto de máxima potencia, y la región 1, donde el convertidor Boost no puede rastrear.

Figura 23 En la región 2, el convertidor Boost puede rastrear la potencia máxima, mientras que en la región 1 no puede operar dentro de esa región.



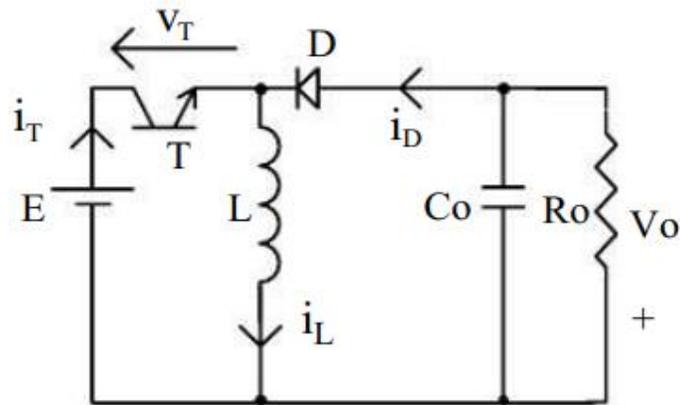
Fuente: Apostila do Mini-curso técnicas de rastreamento de máxima potencia para sistemas fotovoltaicos (2011)

Se puede observar que el convertidor Boost funciona bien en la región donde se requieren altas corrientes y bajos voltajes, pero si la resistencia de carga es muy baja, la región de operación queda bastante restringida.

#### 6.14 CONVERTIDOR BUCK-BOOST

En este convertidor Buck-Boost la tensión de salida tiene la polaridad opuesta a la tensión de entrada. La figura 24 muestra el circuito. Al conectar T, la energía se transfiere de la fuente al inductor. El diodo no conduce y el condensador alimenta la carga. Cuando T se apaga, la continuidad de la corriente del inductor se hace conduciendo por el diodo. La energía almacenada en L se entrega al condensador y a la carga. Tanto la corriente de entrada como la de salida son discontinuas. La tensión a soportar por el diodo y el transistor es la suma de las tensiones de entrada y salida,  $V_o + E$ .

Figura 24 Diagrama del circuito convertidor Buck-Boost .



Fuente: Topologías básicas de conversores CC-CC (2016)

### 6.15 CONVERTIDOR BOOST FUNCIONANDO COMO MPPT

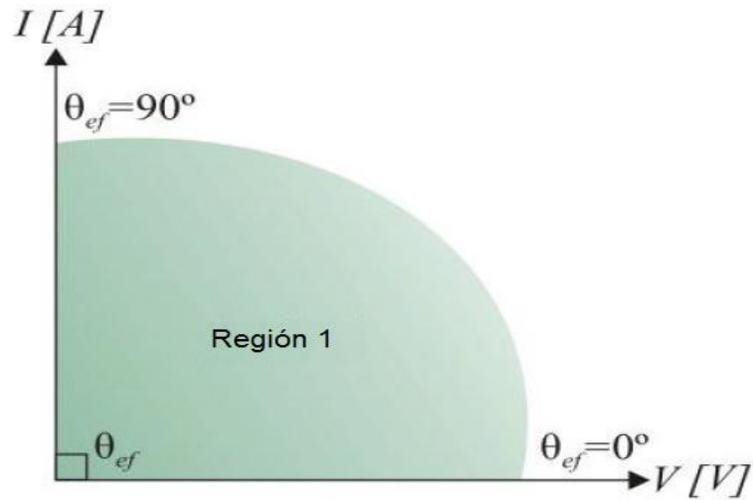
El convertidor Buck-Boost se utiliza en aplicaciones en las que se desea aumentar o disminuir la tensión de salida, para ello se definen las tensiones y corrientes respectivamente entrada y salida.

$$\frac{V_{Carga}}{V_{Módulo}} = \frac{D}{1-D} \quad (1)$$

$$\frac{I_{Carga}}{I_{Módulo}} = \frac{1-D}{D} \quad (2)$$

Podemos decir que el convertidor Buck-Boost puede seguir el punto de máxima potencia independientemente de la resistencia de carga, como se muestra en la figura 25. Los convertidores Cuk, Sepic y Zeta también tienen esta característica de poder seguir el punto de máxima potencia desde  $0^\circ$  hasta  $90^\circ$ .

Figura 25 La Región 1 cubre toda la región desde  $0^\circ$  hasta  $90^\circ$ , por lo que el convertidor Buck-Boost puede rastrear la máxima potencia en cualquier circunstancia.



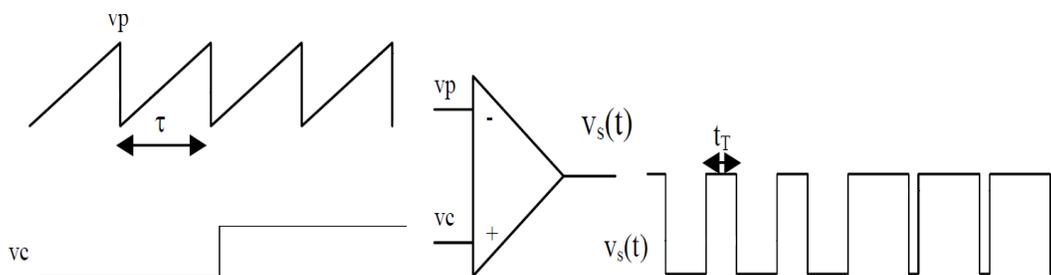
Fuente: Apostila do Mini-curso técnicas de rastreamento de máxima potencia para sistemas fotovoltaicos (2011)

## 7 TÉCNICAS DE MODULACIÓN APLICADAS A LOS CONVERTIDORES CONMUTADOS.

### 7.1 MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSO PWM

La técnica de ancho de pulso más utilizada es la modulación de ancho de pulso (PWM) debido a su simplicidad de construcción y alta eficiencia. El control PWM funciona en frecuencia portadora constante, generalmente en 10 kHz o 20 kHz y su ciclo de trabajo se calcula comparando la señal de control con una portadora de señal triangular o diente de sierra, como se muestra en la figura 26.

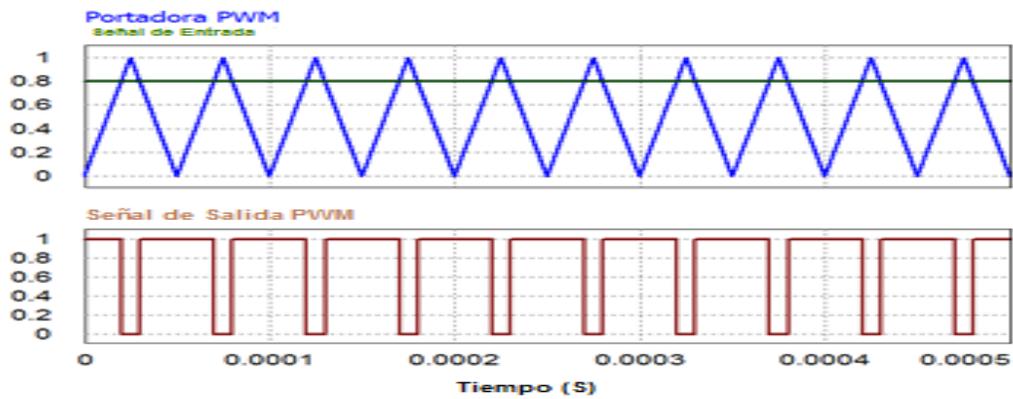
*Figura 26 Esquema de modulación de ancho de pulso.*



*Fuente: Topologías básicas de conversores CC-CC (2016)*

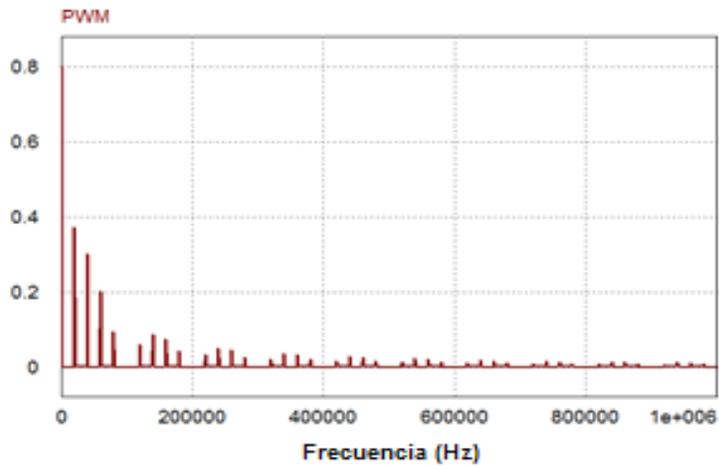
La frecuencia portadora debe ser al menos 10 veces mayor que la señal de entrada PWM para que la señal de salida se filtre fácilmente a su valor medio y pueda recuperar la señal de entrada. La Figura 27 muestra las formas de onda de un modulador PWM para una señal de entrada a un nivel continuo. La Figura 28 muestra el espectro de frecuencias de la señal PWM modulada, donde el componente fundamental reproduce la señal de entrada y los demás componentes de frecuencia se pueden filtrar fácilmente.

Figura 27 Formas de onda de un modulador PWM con señal de entrada constante.



Fuente: Rastreamento da máxima potência utilizando o método baseado na medição de temperatura com modulação OCC digital (2017)

Figura 28 Espectro de frecuencia de la señal de salida PWM.



Fuente: Rastreamento da máxima potência utilizando o método baseado na medição de temperatura com modulação OCC digital (2017)

## 7.2 MODULACIÓN VECTORIAL

El vector de referencia utiliza una estrategia de control externo, está representada en un diagrama vectorial y se compone como una combinación lineal de los posibles vectores de estado del convertidor de potencia. La técnica de vectores (NTV) se utiliza normalmente en tres fases sistemas que determinan los tres vectores más cercanos a la referencia. Estos vectores se utilizan en la secuencia de conmutación para componer el vector de referencia y los ciclos de trabajo son calculados utilizando expresiones geométricas.

La región de control de un convertidor de potencia puede representar la tensión de fase-0 para cada posible configuración de conmutación en cada fase. Por ejemplo, en el convertidor monofásico de cinco niveles, cada fase puede obtener tres diferentes niveles de salida. La región de control de un monofásico convertidor de cinco niveles se muestra en la figura 29, donde  $2E$  es la tensión DC-Link. Los posibles vectores de estado del convertidor de potencia están etiquetados usando un par de números SASB que denotan el estado de las fases A y B respectivamente. Este estado de fase es igual a cero si se alcanza la tensión de fase de salida más baja posible.

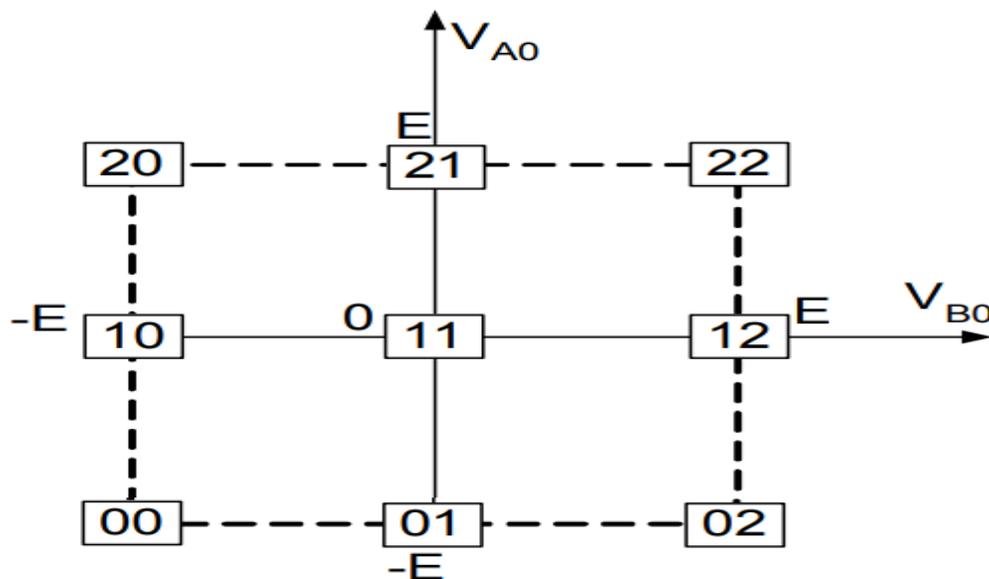
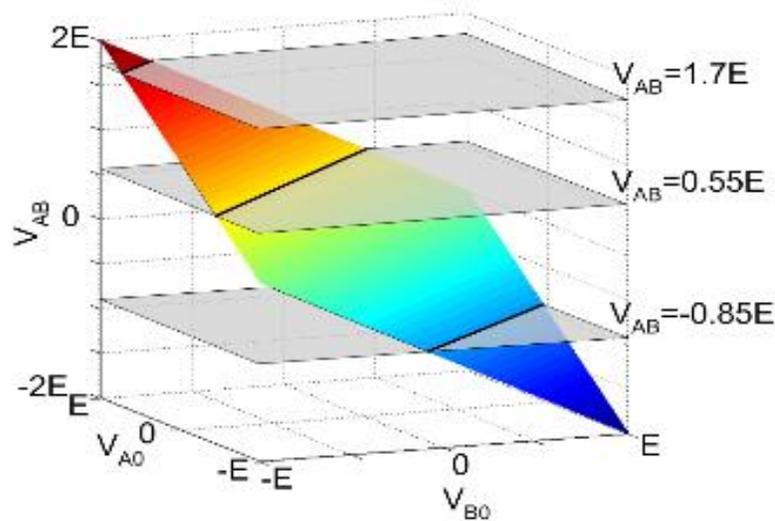


Figura 29 Región de control de un convertidor monofásico de cinco niveles.

*Fuente: New space vector modulation technique for single-phase multilevel converters (2007)*

En la región de control de convertidores monofásicos de cinco niveles, nueve posibles vectores de estado aparecen y estos son los únicos posibles tensiones que deben alcanzarse cuando el convertidor está funcionando. Otro las tensiones de salida deben obtenerse como combinaciones lineales utilizando un método SVM. Como la tensión de salida de un convertidor monofásico es de voltaje  $V_{AB}$ .

*Figura 30 Voltaje de salida  $V_{AB}$  para cada combinación lineal de voltajes.*

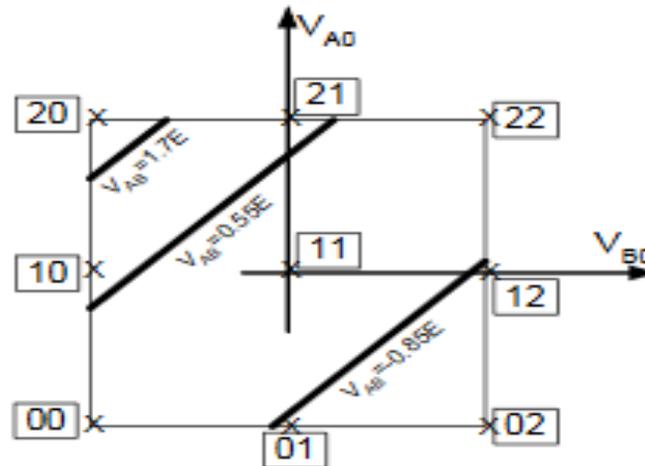


*Fuente: New space vector modulation technique for single-phase multilevel converters (2007)*

En la figura 30, se muestra el voltaje  $V_{AB}$  del convertidor monofásico de cinco niveles. Se representan  $V_{AB}$  igual a  $1.7E$ ,  $0.55E$  y  $-0.85E$ . Se puede ver que diferentes combinaciones de vectores de estado alcanzar la misma tensión de salida  $V_{AB}$ . De hecho, hay diferentes soluciones válidas para obtener el mismo voltaje de salida  $V_{AB}$  que forman líneas diagonales con pendiente de  $45^\circ$ . Esta importante propiedad se muestra en la figura 31, que representan una importante redundancia en el convertidor de potencia que se puede utilizar

para mejorar un poco de potencia convertidor como el balance de voltaje DC-Link, las pérdidas de conmutación, ondulación de corriente de carga, ..., etc.

*Figura 31 Diferentes tipos de combinaciones en vectores de estado logran el mismo voltaje de salida.*



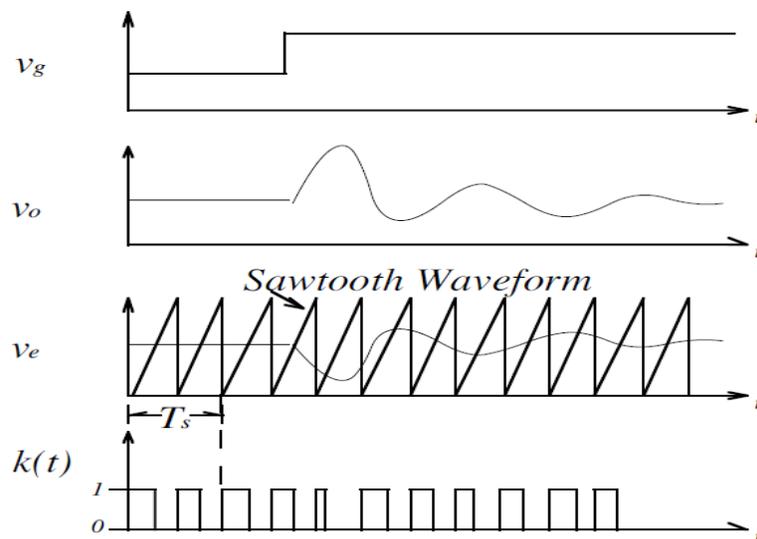
*Fuente: New space vector modulation technique for single-phase multilevel converters (2007)*

### 7.3 MODULACIÓN CONTROL DE UN CICLO OCC

Se han investigado otras formas de controlar los convertidores con el fin de mejorar la respuesta dinámica del sistema, rechazar las perturbaciones, aumentar su margen de estabilidad, etc. Para ello, la mayoría utiliza métodos no lineales, como los vistos hasta aquí, y buscan aprovechar al máximo de las características no lineales de los propios convertidores. Un ejemplo de técnica de control no lineal es la modulación del Control de un Ciclo (OCC), que permite el control, ciclo a ciclo, de la tensión de salida de los convertidores de conmutación. Esta técnica tiene la ventaja de ser constantemente pulsada y no lineal, con apenas un ciclo de reloj, el estado de control deseado de tensión y corriente. Esta técnica proporciona una respuesta dinámica rápida y un buen rechazo de la perturbación en la entrada y es una manera adecuada de ser utilizado en convertidores que utilizan modulación de ancho de pulso (PWM).

Se supone que existe una tensión de perturbación de paso positivo en la entrada del convertidor Buck, el control de ancho de pulso no puede ver ese cambio instantáneamente. Por lo tanto, la tensión de salida presenta un período transición entre el cambio de la entrada y el régimen permanente de la salida, esto se puede observar en la siguiente figura 32.

*Figura 32 Cuando se produce una perturbación en la entrada, la salida presenta un comportamiento transitorio en el convertidor Buck usando la modulación PWM.*



*Fuente: One-cycle control of switching converters (1991)*

## **8 REGULADOR MPPT COMO MODO DE CARGA**

Un regulador de carga básico controla la tensión de la batería, detiene la carga, cuando el voltaje alcanza un nivel determinado, empieza de nuevo cuando el nuevo voltaje cae por debajo de un cierto nivel. Como resultado, una forma de caracterizar el regulador de carga es la forma en que regula la corriente de carga de la batería. En un controlador de carga en derivación, la corriente de carga de la batería está limitada por un cortocircuito en el arreglo fotovoltaico. Un elemento de derivación dentro del regulador de carga se abre cuando la batería alcanza el estado de carga completa. Esto moverá el punto de operación en la curva I-V y limita la potencia de salida. Un diodo de bloqueo en serie entre la batería y el elemento de derivación se utiliza para evitar el cortocircuito de la batería. En un regulador de carga en serie, la carga de la corriente a la batería está limitada por el circuito abierto de los paneles fotovoltaicos. Un elemento de conmutación dentro del regulador de carga se abre cuando la batería alcanza un estado de carga completo. Esto moverá el punto de operación en la curva I-V a la condición del circuito abierto limitado. Los métodos de conmutación para regular la carga se basan en ciertos algoritmos que se seleccionan junto con los puntos de paso para optimizar la carga de la batería y el rendimiento general del sistema. La mayoría de los controladores de carga utilizan un elemento de conmutación de estado sólido, como un resistor que pasa la corriente en una dirección y evita la corriente inversa. Generalmente los controladores de carga modernos funcionan en un ciclo de carga de tres etapas, como se indica a continuación:

### **8.1 CARGA BULK**

Cuando se inicia la carga, el controlador de carga intenta aplicar el voltaje de carga bulk a la batería. El sistema cambiará a carga masiva si la batería está suficientemente descargada y/o la corriente de carga es insuficiente está disponible para conducir la batería hasta el punto de consigna de voltaje bulk. Durante la etapa de carga bulk, el suministra la mayor cantidad de corriente de carga posible para recargar rápidamente la batería. Una vez que el sistema de control de carga entra en Boost o Float, la unidad volverá a cambiar a carga Bulk si el voltaje de la batería cae por debajo del punto de consigna de voltaje de carga actual.

El controlador establece un punto para las tres etapas para la selección adecuada de cada tipo de batería y voltaje. En esta fase, el voltaje aumenta gradualmente a alrededor de 14.4–14.6V para un sistema de 12 V. Durante este tiempo, la batería extrae la corriente máxima, lo que resulta en un estado de carga de aproximadamente 80-90%. Una vez que la tensión sube a nivel a granel, comienza la etapa de absorción [66].

## **8.2 CARGA BOOST**

Durante esta etapa, la unidad cambia a un modo de voltaje constante donde se aplica el voltaje Boost a la batería. Cuando la corriente de carga disminuye a la configuración de la corriente de transición Float, la batería está completamente cargada y la unidad cambia a la etapa de Float puede durar de 1 a 3 horas.

## **8.3 CARGA FLOAT**

Durante esta etapa, el voltaje de flotación se aplica a la batería para mantenerla en un estado de carga completa. Cuando el voltaje de la batería desciende por debajo del valor de Float durante un período acumulativo, se activará un nuevo ciclo de volumen.

Una vez transcurre el tiempo de Boost, la tensión desciende gradualmente hasta el nivel del Float alrededor de 13.4-13.7 Voltios para un sistema de 12 V, que es casi el 100% del estado de la carga. La carga Float no debe exceder la velocidad de auto descarga o la batería se sobrecargará. En esta fase, la batería consume una pequeña corriente de mantenimiento hasta que se inicia el siguiente ciclo. Es fundamental mantener los niveles de Float óptimos de la tensión, ya que el gas producido por la batería tiende a subir a un nivel explosivo.

## 9 REFERENTE NORMATIVA

Referente a las disposiciones y normas legales relacionadas con las instalaciones solares fotovoltaicas en Colombia existen: Leyes que regulan, promueven el uso de las energías alternativas y que reglamentan la producción de energía eléctrica fotovoltaica y su conexión a las redes eléctricas públicas; y normas, que son del alcance de este trabajo.

### 9.1 LEYES

#### 9.1.1 Ley 697 De 2001: Uso Racional Y Eficiente De Energía.

Por medio de la cual se incentiva la utilización racional y eficaz de la energía, se apoya la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. Donde sobresalen los próximos artículos.

Artículo 1°. Declárase el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

Artículo 2°. El Estado debe establecer las normas e infraestructura necesarias para el cabal cumplimiento de la presente ley, creando la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos, URE, a corto, mediano y largo plazo, económica y ambientalmente viables asegurando el desarrollo sostenible, 37 al tiempo que generen la conciencia URE y el conocimiento y utilización de formas alternativas de energía

Artículo 4°. Entidad responsable. El Ministerio de Minas y Energía, será la entidad responsable de promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley, y cuyo objetivo es:

- Promover y asesorar los proyectos URE, presentados por personas naturales o jurídicas de derecho público o privado, de acuerdo con los lineamientos del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.
- Promover el uso de energías no convencionales dentro del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica...

Artículo 7°. Estímulos y sanciones.

- Para la investigación: El Gobierno Nacional propenderá por la creación de programas de investigación en el Uso Racional y Eficiente de la Energía a través de Colciencias, según lo establecido en la Ley 29 de 1990 y el Decreto 393 de 1991.

### **9.1.2 La Ley No. 1715**

El congreso de Colombia promulgó en mayo 14 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Esta es la ley más reciente de las relacionadas con las energías alternativas y tiene por objeto regular, promover, incentivar y reglamentar el uso, la aplicación y el desarrollo de las energías alternativas en Colombia. Sin embargo, no se profundizará referente a esta ley en este trabajo, ya que este es de orientación más técnica que legal.

### **9.1.3 Normas Técnicas**

El ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas) ha publicado varias normas que aplican en el diseño y construcción de instalaciones solares fotovoltaicas y que serán tenidas en cuenta en este diseño:

#### **9.1.4 Definiciones**

Las definiciones relacionadas con las instalaciones solares fotovoltaicas se tratan en las normas NTC 2775 y NTC 1736.

- Paneles solares

Las características y las especificaciones para los paneles solares fotovoltaicos se tratan en la norma NTC 2883.

- Baterías

Las características y las especificaciones para las baterías solares fotovoltaicas se tratan en las normas NTC 2959 y NTC 5287.

- Instalaciones

Las características y las especificaciones para las instalaciones solares fotovoltaicas se tratan en las normas GTC 114 y NTC 2050.

- Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC2050 - Código Eléctrico Colombiano).

Se consultará la sección 690, correspondiente a los sistemas solares fotovoltaicos.

## **10 OBJETIVOS**

### **10.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el desempeño de un controlador de carga, operando en paneles solares sometidos a condiciones de sombreado parcial en la ciudad de Manizales.

### **10.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar las variables, factores y elementos involucrados en el fenómeno de sombreado parcial de un sistema solar.
- Realizar un diseño experimental que permita observar el funcionamiento del controlador de carga bajo condiciones de sombra parcial.
- Analizar sistemáticamente la variación de desempeño del controlador de carga, en función de las condiciones de trabajo del sistema.

## **11 HIPÓTESIS**

Es posible evidenciar variaciones en el rendimiento de un controlador de carga de sistemas fotovoltaicos autónomos, sometido a diferentes condiciones sombreado parcial e irradiación solar incidente.

## 12 METODOLOGÍA

### 12.1 ESTRATEGIA METODOLÓGICA

#### 12.1.1 Clase

- Investigación aplicada tecnológica: genera conocimientos al sector productivo de bienes para mejorarlos y hacerlos más eficientes.

#### 12.1.2 Enfoque

- Investigación de carácter cuantitativo

#### 12.1.3 Tipo De Investigación Y Alcance

- Tipo: Cuasi-experimental, se escogieron los grupos de intervención de las variables.
- Alcance: Correlacional, Tiene como objetivo evaluar las variables irradiación, voltaje y corriente.

### 12.2 Descripción Por Objetivos

#### 12.2.1 “Identificar Los Elementos De Diseño Más Apropriados Para La Operación De Un Sistema Solar Fotovoltaico De Pequeña Escala Dentro Del Campus Universitario”.

Básicamente este ítem se centró en definir y determinar los parámetros técnicos generales a tener en cuenta, como punto de partida, para seleccionar y calcular la instalación solar fotovoltaica objeto de este proyecto.

En este punto quedó definida la topología de la instalación fotovoltaica, las características eléctricas de la instalación, la localización y condiciones ambientales del lugar de la instalación, los estándares comerciales de los equipos que se utilizaron, las normas que aplican y rigen este tipo de instalaciones, y los organismos o instituciones técnicas que regulan la fabricación y comercialización de los equipos que hacen parte de una instalación solar fotovoltaica.

Complementariamente se hizo consultas de información secundaria, es decir: la lectura de libros técnicos, de normas y de manuales y catálogos de fabricantes.

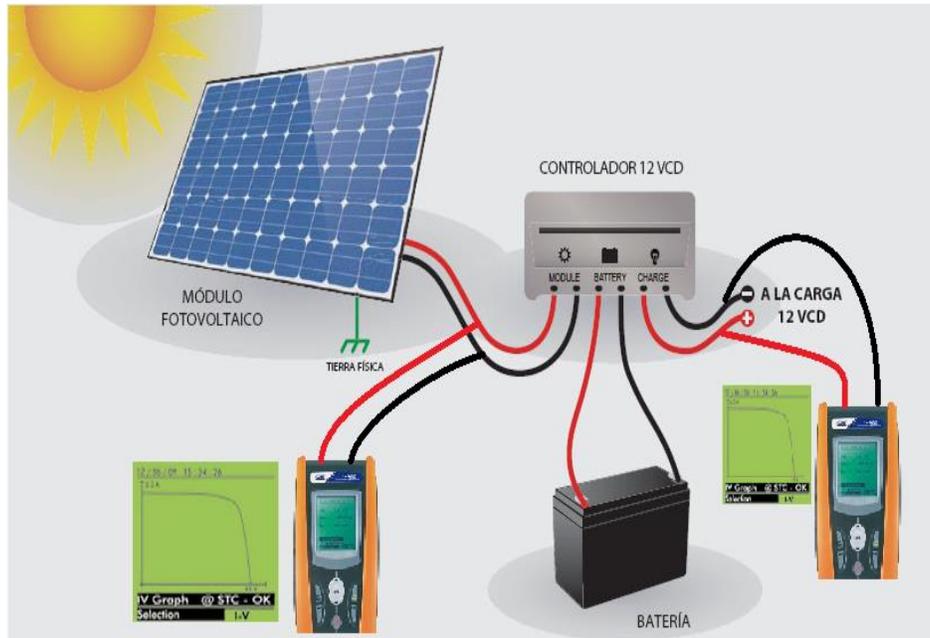
### **12.2.2 “Realizar Un Diseño Experimental Que Permita Observar Las Condiciones De Funcionamiento Del Controlador De Carga En Condiciones De Sombra Parcial”.**

Para el análisis del comportamiento de los componentes en el sistema, se utilizaron dos paneles conectados independientemente al controlador MPPT para una potencia de 200W.

La toma de medidas se estipuló cada 15 minutos durante un período de 6 horas en los horarios de 9:00am a 15:00pm, para un total de 24 datos en el día, a través de la recolección de los datos puede variar la hora o la cantidad de datos tomados. En este punto es importante notar que durante la mayoría de jornadas de trabajo no fue posible realizar las 24 medidas, debido a condiciones del clima variable en la ciudad de Manizales.

La medición se realizó con un instrumento trazador de curva I-V diseñado por el autor de esta tesis. Para la toma de medias se tuvo en cuenta la curva I-V del panel solar, identificando los puntos de potencia máxima, para posteriormente realizar el mismo proceso a la salida del controlador MPPT. El objetivo principal fue conocer el desempeño del algoritmo de control en el controlador, mientras actúa sometido a diferentes condiciones experimentales. En la figura 33 se realizó un diagrama del montaje experimental para la toma de datos.

Figura 33 Adquisición de datos



Fuente: Elaborado por el autor

#### 12.2.2.1 Experimento 1: Medición de la curva I-V sin sombreado

En la primera experimentación, se realizaron mediciones de la curva I-V de los módulos fotovoltaicos en ausencia de sombreado. Esto con el objetivo de obtener indicadores iniciales para posteriormente ser comparados con los resultados que se obtengan en experimentos con diferentes fracciones de sombreado parcial (Experimentos 2, 3 y 4). Por otra parte, se tomaron medidas bajo diferentes intensidades de irradiación solar incidente. Se consideraron tres condiciones básicas: alta irradiancia, media irradiancia y posteriormente baja irradiancia. Se definieron:

- Alta irradiancia: 800-1200  $W/m^2$ .
- Media irradiancia: 400-800  $W/m^2$ .
- Baja irradiancia: 0-400  $W/m^2$ .

De esta forma se pudo construir graficas de corriente y potencia en función de la tensión, presentándose como resultado la variabilidad en el punto de máxima potencia.

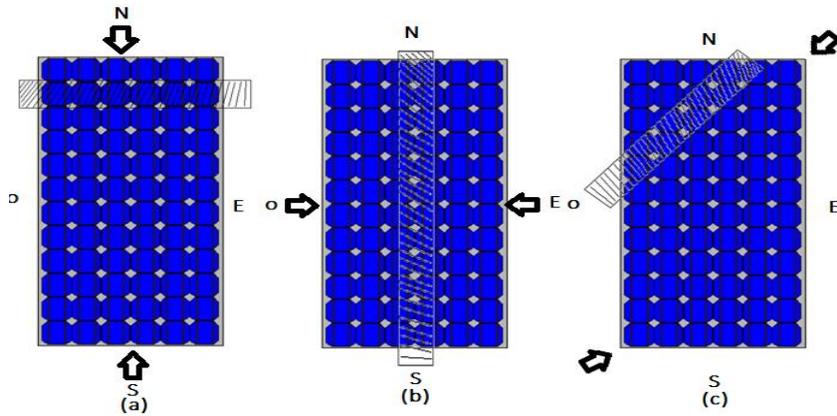
Los valores fueron tomados con el trazador de curva construido, través de conexión USB a la PC para posteriormente ser analizados en el software. Esto permitió evaluar el comportamiento energético del panel en ausencia de sombreado. Se obtuvo las gráficas de corriente en función de la tensión I-V, y potencia en función de la tensión P-V, a la salida del generador fotovoltaico. Algunos de los resultados obtenidos mediante el análisis de estas curvas fueron  $V_{oc}(V)$ ,  $V_{mpp}(V)$ ,  $I_{mpp}(I)$ ,  $I_{sc}(I)$ ,  $P_{max}(W)$ .

Para cada experimento realizado, según se explica a continuación, se aplicaron los tres rangos mencionados anteriormente: alta, media y baja irradiancia. Así mismo, para cada experimento se emplearon tipos de tecnologías de paneles solares (silicio monocristalino y poli cristalino), ya que los materiales son distintos y van a producir un comportamiento diferente.

#### *12.2.2.2 Experimento 2: Medición de la curva I-V bajo sombreado horizontal*

En el segundo experimento se realizó sombreado horizontal al panel solar: de norte a sur, N-S; y de sur a norte, S-N; ubicándolos geográficamente como se indica en la Figura 34-(a). Las sombras son provocadas, para conseguir porcentajes de sombreado objetivo. Para esto se realizó un cálculo matemático donde se determina el área del panel fotovoltaico, dado que por catálogo se logra conocer sus dimensiones para así conseguir los porcentajes. Para este experimento se tomaron los siguientes porcentajes: 15%, 25%, y 35%.

Figura 34 Comportamiento del controlador en los tres módulos bajo sombras.



Fuente: Elaborado por el autor

#### 12.2.2.3 Experimento 3: Medición de la curva I-V bajo sombreado vertical

En este tercer experimento se realizó sombreado vertical sobre el panel solar, en dirección este a oeste; E-O; y oeste a este; O-E. En la Figura 34-(b) se muestra la incidencia de este tipo de sombras provocadas al panel, con el fin de estudiar su comportamiento y la influencia que puede tener en la eficiencia energética del controlador MTPP. Para este experimento se tomaron los siguientes porcentajes: 45%, 75% y 95%.

#### 12.2.2.4 Experimento 4: Medición de la curva I-V bajo sombreado diagonal

El cuarto experimento se realizó sombreado diagonal sobre el panel solar en dirección sudoeste (SO) - nordeste (NE); nordeste (NE)- sudoeste (SO), sudeste (SE)-Noroeste(NO), y Noroeste (NO)- sudeste (SE), tal como se muestra en la Figura 34-c. De esta manera se sombreadó en tres niveles de áreas del panel, con los siguientes porcentajes 5%, 55% ,85%.

### 12.2.3 “Analizar Sistemáticamente La Variación De Desempeño Del Controlador De Carga, En Función De Las Condiciones De Trabajo Del Sistema”

Para el análisis sistemático de la variación del desempeño del controlador se consideró los siguientes pasos:

- Se obtuvo patrones de curva I-V para comprobar el comportamiento energético del panel fotovoltaico en función de diferentes áreas de sombreado, mediante el trazador de curva.
- Se procedió a clasificar los datos de acuerdo a los parámetros mencionados de alta, media y baja irradiación.
- Se realizó un análisis sobre el comportamiento del punto máximo de potencia detectado por el controlador de carga (MPPT) y así ser comparado con el punto máximo de potencia del panel solar.
- Se dedujo el algoritmo de control utilizado.
- Por último, se realizó el cálculo del porcentaje de potencia perdido en el controlador, para cuantificar el error de rastreo del punto de máxima potencia.

## **13 RESULTADOS**

### **13.1 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL TRAZADOR DE CURVA**

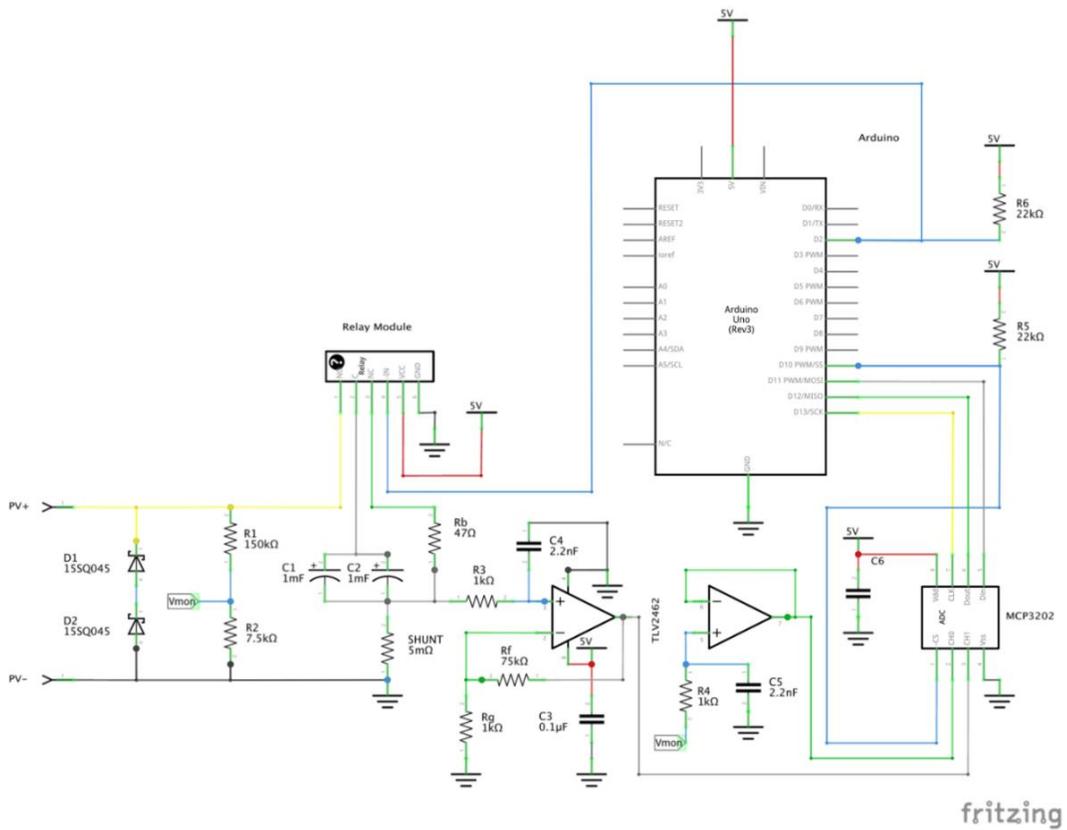
Con la finalidad de facilitar la toma de medidas bajo diferentes condiciones, se procedió a diseñar y construir un trazador de curva. Se desarrolló tanto el software como el hardware. Para el software se empleó la plataforma ARDUINO para realizar el control del circuito, y el lenguaje de programación PYTHON para el desarrollo de la interfaz de usuario.

La precisión es más importante cuando el trazador de curva se utiliza para investigación u otros fines, los valores son inexactos en un 5% o un 10% siempre que todas las mediciones tengan el mismo desfase de la realidad. Específicamente, es importante que los valores medidos en una ejecución se puedan comparar con los valores medidos en una ejecución diferente con una precisión bastante alta

#### **13.1.1 Diseño, Construcción Y Control Del Circuito**

A continuación, se detalla el esquema completo del circuito electrónico. El Circuito Completo implementado en el proyecto se muestra en la figura 35. Más adelante se explicarán todos los componentes, y cada etapa con sus respectivos cálculos matemáticos.

Figura 35 Diseño del Circuito

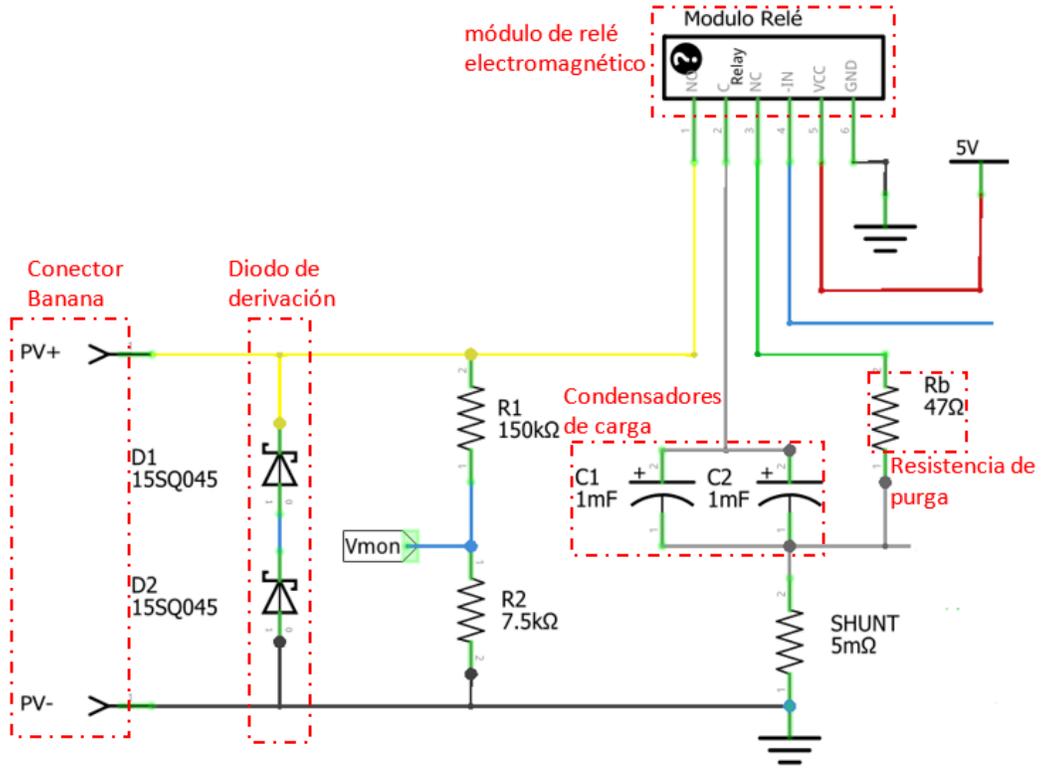


Fuente: Elaborado por el autor

### 13.1.2 Partes Del Circuito

En la figura 36 se ilustra en color rojo las partes principales del circuito. El circuito de carga que genera corriente a través del módulo fotovoltaico, comienza en el cuadrante rojo (PV +) y termina en el cuadrante negro (PV-). Los componentes principales del circuito son: las borneras de conexión, los diodos de derivación, el módulo de relé, los condensadores de carga y la resistencia de purga. Cada uno de estos componentes se discutirán en una sección de este capítulo. Es importante tener en cuenta que la resistencia de derivación y las resistencias R1 y R2 son parte del amperímetro y el voltímetro.

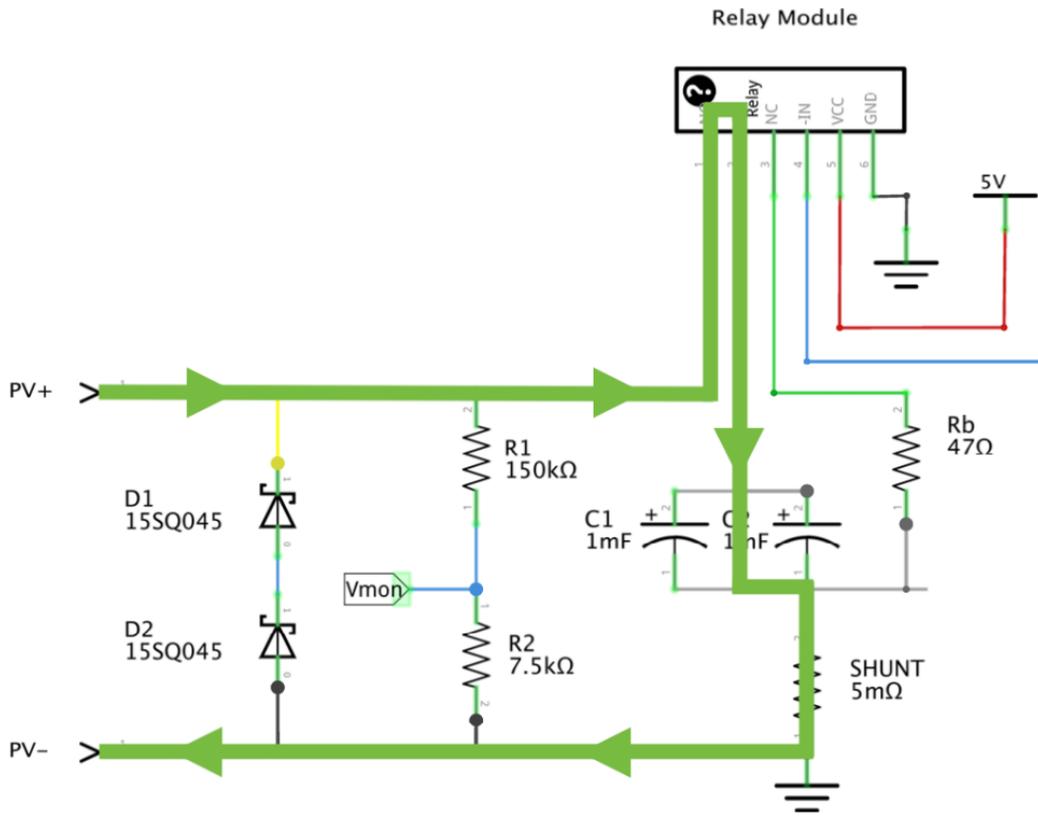
Figura 36 Circuito de Carga.



Fuente: Elaborado por el autor

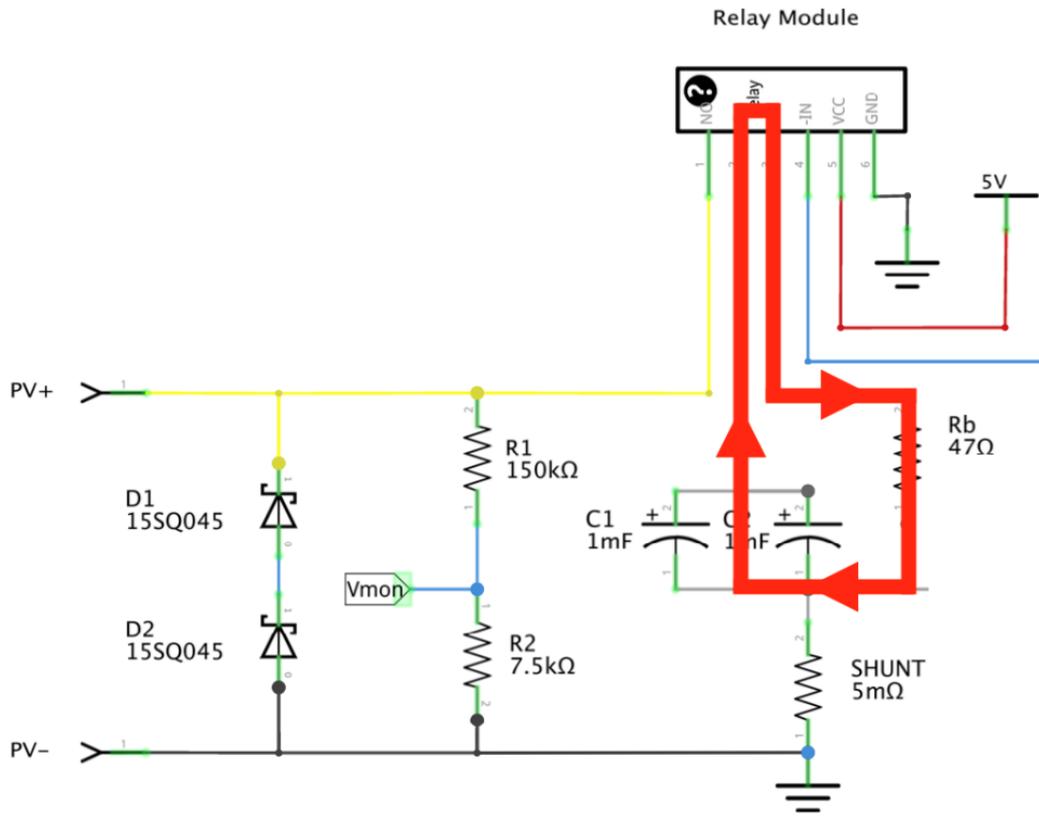
La figura 37 muestra la ruta del flujo de corriente cuando el relé está activo (ON). A demás, la figura 38 indica, la trayectoria del flujo de corriente cuando el relé está inactivo (OFF).

Figura 37 Circuito de Carga On



Fuente: Elaborado por el autor

Figura 38 Circuito de Carga Off

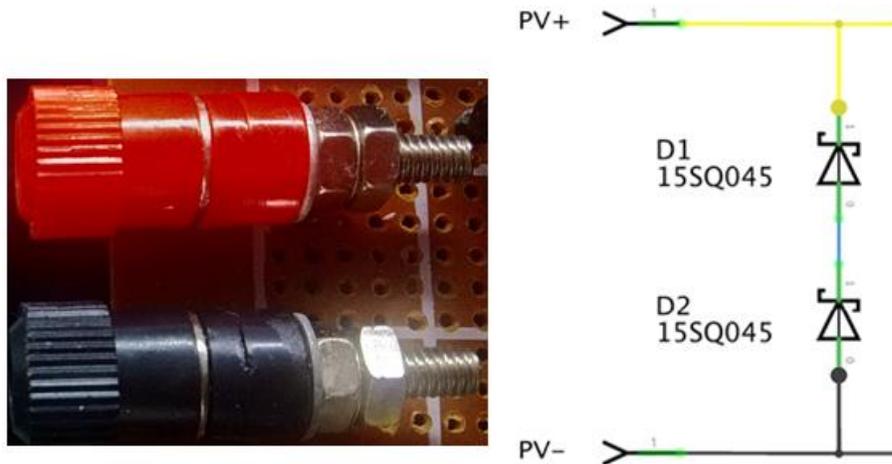


Fuente: Elaborado por el autor

### 13.1.3 Conector De Banana

Las conexiones al módulo fotovoltaico se realizaron mediante conector de banana. El borne de enlace rojo está conectado a la entrada PV + y el borne de enlace negro está conectado a la entrada PV-. Se conectaron a cables con conectores MC-4. Ver figura 39

*Figura 39 Conector banana con cables fotovoltaicos.*

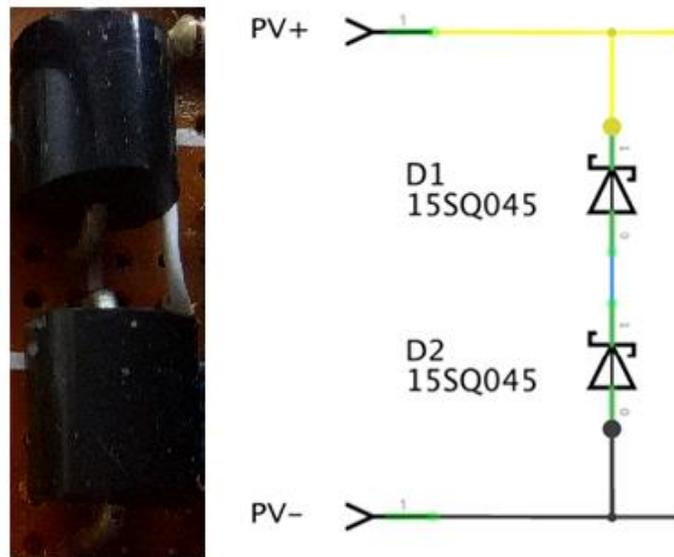


*Fuente: Elaborado por el autor*

### 13.1.4 Diodos De Derivación

Los diodos D1 y D2 son diodos Schottky del tipo que se usa internamente en módulos fotovoltaicos para desviar la corriente alrededor de un segmento sombreado del módulo. Su propósito es proteger los componentes internos (especialmente los condensadores de carga) contra la conexión inversa inadvertida del módulo fotovoltaico. Si se realiza dicha conexión, los diodos conducirán y el voltaje de entrada negativo se reducirá a un valor pequeño.

Figura 40 Diodos de derivación

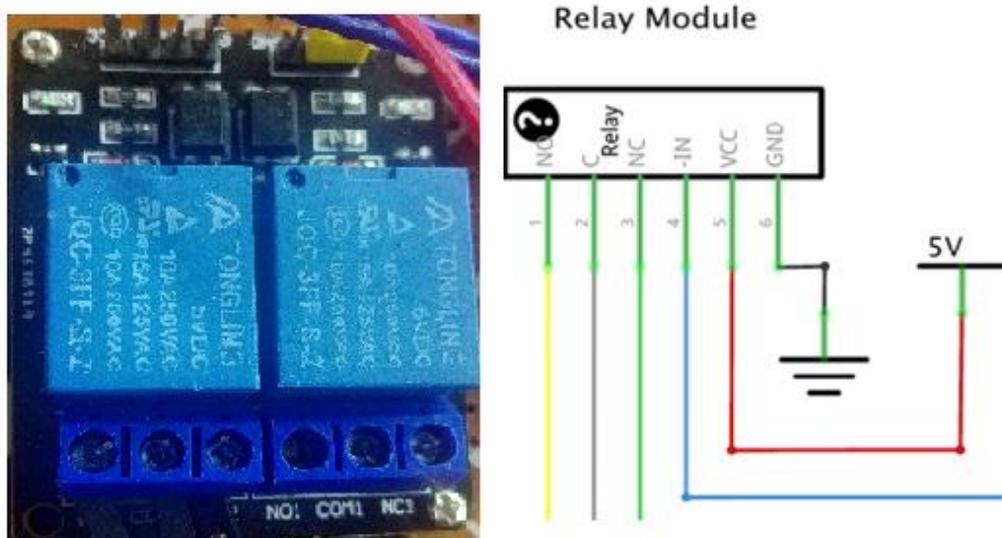


Fuente: Elaborado por el autor

Los diodos 15SQ045 tienen una potencia nominal de 15 A y 45 V. Esto significa que pueden pasar de forma segura 15 A de corriente de forma continua. Están diseñados para módulos fotovoltaicos que tienen un ISC de hasta 10 A, eso es suficiente para proteger las partes internas, incluso si el módulo fotovoltaico presenta dificultades de corriente. La clasificación de 45 V se refiere al voltaje más alto que se puede aplicar en la dirección de polarización inversa antes de que el diodo se descomponga y conduzca en esa dirección, una vez que esto suceda, el diodo se arruinará y conducirá en la dirección inversa incluso en niveles más bajos de voltaje. Cuando el módulo fotovoltaico está conectado correctamente, el par de diodos tiene polarización inversa en el VOC del módulo. Por lo tanto, un solo diodo sería adecuado para módulos fotovoltaicos hasta  $VOC = 45$  V. La intención de poner dos en serie era que se agregarían voltajes de ruptura, y sería adecuado para un VOC de 90 voltios.

### 13.1.5 Módulo De Relé Electromecánico Con Optoacoplador

Figura 41 Módulo de relé electromecánico con Optoacoplador



Fuente: Elaborado por el autor.

La conexión del medio es el terminal común (C). El de la parte superior es el terminal normalmente abierto (NO) y el de la parte inferior es el terminal normalmente cerrado (NC).

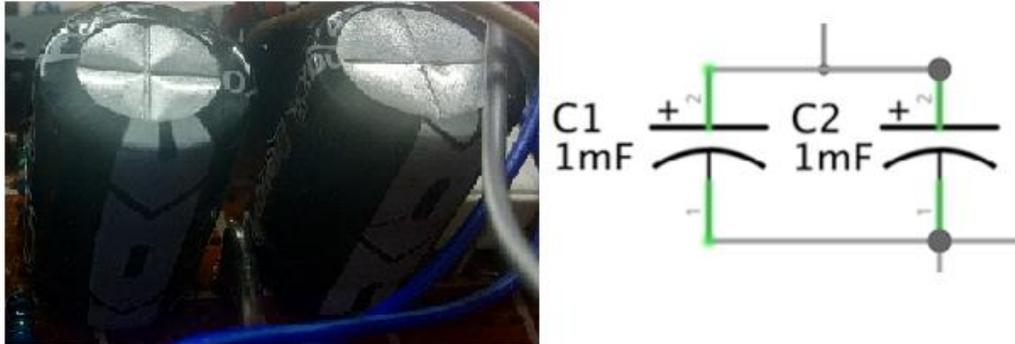
El LED verde que se enciende cuando el relé está activo está cerca de la parte inferior, en el extremo derecho de la placa. También hay un LED rojo en el borde superior que se enciende cuando se aplica energía, pero esto no se muestra en el diagrama del circuito. Los otros componentes de la placa son un opto acoplador, un transistor, resistencias y un diodo, que se muestran en el diagrama del circuito; figura 41

Los 3 pines en el extremo derecho de la placa son -IN, GND y VCC. El pin GND está conectado a la tierra común utilizada por todos los componentes (también vinculado al lado negativo del PV). VCC está conectado a + 5V desde Arduino. El pin -IN está conectado al pin D2 de Arduino para controlar si el relé está activado o desactivado. R6 es una

resistencia pull-up de 22 k $\Omega$  para mantener el relé en estado inactivo antes de que el software Arduino defina el pin D2 como una salida y comience a conducirlo alto (inactivo).

### 13.1.6 Condensadores De Carga

*Figura 42 Condensadores de carga.*



*Fuente: Elaborado por el autor*

Conceptualmente, la carga es de un solo condensador, pero por razones que se explicarán en breve, se utilizaron dos condensadores físicos, C1 y C2, en paralelo; figura 42

Los condensadores se clasifican principalmente por dos métricas: capacitancia y voltaje. Una métrica más que puede ser relevante es su resistencia en serie equivalente. El costo y el tamaño físico de un capacitor son generalmente proporcionales a su voltaje y capacitancia. Por tanto, para mantener el costo y el tamaño bajos, se quiere encontrar el voltaje más bajo que sea adecuado, la capacitancia más baja que sea adecuada y la resistencia equivalente más alta que sea adecuada.

La clasificación de voltaje de un capacitor especifica el voltaje más alto que se puede aplicar de manera segura entre sus dos terminales. Voltajes más altos que eso pueden destruir el condensador. En general, se acepta que los capacitores deben tener un valor nominal de aproximadamente un 20% más alto que el voltaje más alto que se espera que encuentren en la aplicación. Para la medición, 80 V es el VOC máximo nominal del módulo fotovoltaico, por lo que los condensadores de 100 V son adecuados.

### 13.1.7 Cálculo Matemático Del Tiempo Para Trazar La Curva

#### 13.1.7.1 Requisito de capacitancia

La capacitancia determina cuánto tiempo tarda el capacitor en cargarse. Si la capacitancia es demasiado baja, Arduino no podrá tomar medidas lo suficientemente rápido para que la curva tenga la resolución deseada.

Para elegir la capacitancia ideal, se necesita saber:

¿Qué tan rápido puede el Arduino tomar medidas?

¿Cuál es la resolución deseable?

Para responder a estas dos preguntas, se puede usar parte de física y matemáticas para determinar la capacitancia mínima requerida.

Las estimaciones iniciales fueron que el Arduino podría tomar un par de medidas (I, V) cada 100 microsegundos ( $\mu\text{s}$ ) utilizando el convertidor analógico-digital (ADC) MCP3202. El tiempo real es de aproximadamente  $65 \mu\text{s}$  por punto. Se usó  $100 \mu\text{s}$  para el análisis, ya que esa fue la base sobre la cual se tomaron las decisiones reales.

En otras palabras, las curvas IV se modelaron usando diferentes valores de capacitancia, y luego se usaron criterios objetivos para decidir qué capacitancia usar. Esos criterios se basaron no solo en el aspecto de la resolución, sino que también se tuvo en cuenta el tamaño físico, el costo y la disponibilidad de los condensadores reales. Otro factor a considerar fue cuánto tiempo tomaría trazar toda la curva; la resolución adicional tiene el costo de un tiempo de rastreo más largo.

Esto lleva a la relación entre capacitancia y tiempo. La resolución es la distancia entre puntos en la curva IV. Se necesita saber qué tan lejos a lo largo de la curva IV nos hemos movido en  $100 \mu\text{s}$ . La respuesta a esto no es una constante; depende de la corriente y el voltaje específicos de los dos puntos, es decir, depende de las características de la curva (ISC, VOC, sombreado) y qué parte de la curva se está trazando. La ecuación para la corriente a través de un capacitor viene dada por la siguiente ecuación:

$$i = C * \frac{dv}{dt} (1)$$

Esto indica que, en cualquier momento, la corriente es igual a la capacitancia (C) multiplicada por la rapidez con la que cambia el voltaje (dv / dt). La unidad de capacitancia es el faradio (F), por lo que las unidades del lado derecho de la ecuación son F \* V / s. Un F \* V / s es un amperio (A). Un momento en el tiempo es un punto en la curva IV. Para dos puntos cualesquiera en la curva IV que estén razonablemente cerca en el tiempo, su corriente promedio puede aproximarse mediante la siguiente modificación de la Ecuación (1):

$$I_{avg} \approx C * \frac{\Delta V}{\Delta t} (2)$$

Lo que indica que la corriente promedio entre dos puntos cercanos es aproximadamente igual a la capacitancia multiplicada por la diferencia en sus voltajes dividida por la diferencia de tiempo. Ahora podemos resolver para  $\Delta t$ ,  $\Delta V$  o C.

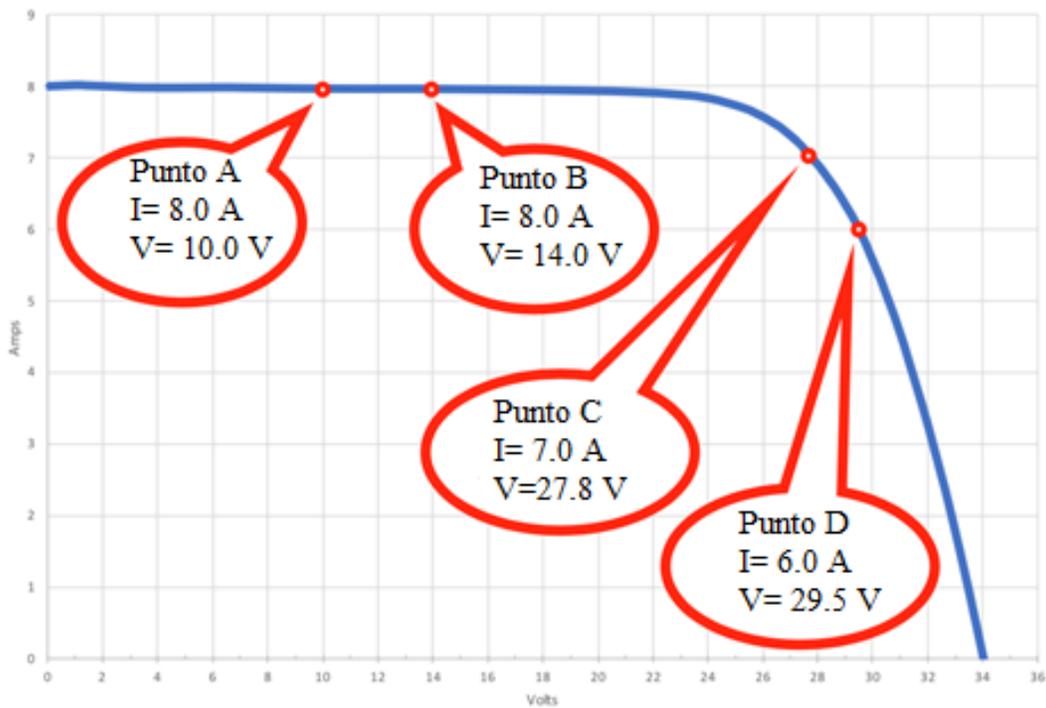
$$\Delta t \approx C * \frac{\Delta V}{I_{avg}} (3)$$

$$\Delta V \approx \frac{I_{avg} * \Delta t}{C} (4)$$

$$C \approx I_{avg} * \frac{\Delta t}{\Delta V} (5)$$

Consideremos un ejemplo: La ilustración a continuación muestra una curva IV típica con dos pares de puntos. Ver figura 43

Figura 43  $\Delta t$  ejemplo de curva IV.



Fuente: Elaborado por el autor

### 13.1.7.2 Cálculo de $\Delta t$

Primero, se toma el valor de capacitancia que terminamos eligiendo ( $2000 \mu\text{F}$ ) y se calcula cuánto tiempo pasa ( $\Delta t$ ) entre los dos puntos en cada uno de estos pares. Se aplicó la Ecuación (5) para esto.

- Punto A al Punto B:
  - $C = 2000 \mu\text{F} = 0.002 \text{ F}$
  - $\Delta V = 14.0\text{V} - 10.0\text{V} = 4.0\text{V}$
  - $I_{\text{avg}} = 8.0 \text{ A}$

$$\Delta t \approx 0.002 \text{ F} * \frac{4.0 \text{ V}}{8.0 \text{ A}}$$

$$\Delta t \approx 0.001 \text{ s} = 1 \text{ ms} = 1000 \mu\text{s}$$

Si el Arduino puede medir un punto cada  $100 \mu\text{s}$ , esto significa  $1000/100 = 10$  sub-segmentos en este segmento.

– Punto C al Punto D:

- $C = 2000 \mu\text{F} = 0.002 \text{ F}$
- $\Delta V = 29.0\text{V} - 27.8\text{V} = 1.7\text{V}$
- $I_{\text{avg}} = 6.5 \text{ A}$

$$\Delta t \approx 0.002 \text{ F} * \frac{1.7 \text{ V}}{6.5 \text{ A}}$$

$$\Delta t \approx 0.000523 \text{ s} = 523 \mu\text{s}$$

Aunque la distancia en el gráfico es aproximadamente igual a la distancia entre los puntos A y B, el tiempo entre los puntos C y D es aproximadamente la mitad. Solo se pueden medir  $523/100 \approx 5$  sub-segmentos.

– Cálculo de C:

Los descensos pronunciados con corrientes altas son los más difíciles de seguir, es decir, para una frecuencia de muestreo fija, la densidad de puntos será la más baja en estas partes de la curva.

Conociendo ese hecho, la capacitancia requerida podría determinarse usando la Ecuación (5) si podemos decidir cuántos puntos nos gustaría ver en dicho segmento. Por ejemplo, se supone que nos gustaría ver al menos tres puntos entre los puntos C y D (es decir, cuatro sub-segmentos).

- $\Delta t = \text{tiempo total entre C y D} = 4 * 100 \mu\text{s} = 0.0004 \text{ s}$
- $\Delta V = 29.5\text{V} - 27.8\text{V} = 1.7\text{V}$

- $I_{avg} = 6.5A$

$$C \approx 6.5 A * \frac{0.0004 s}{1.7 V}$$

$$C \approx 0.0015 F \approx 1500 \mu F$$

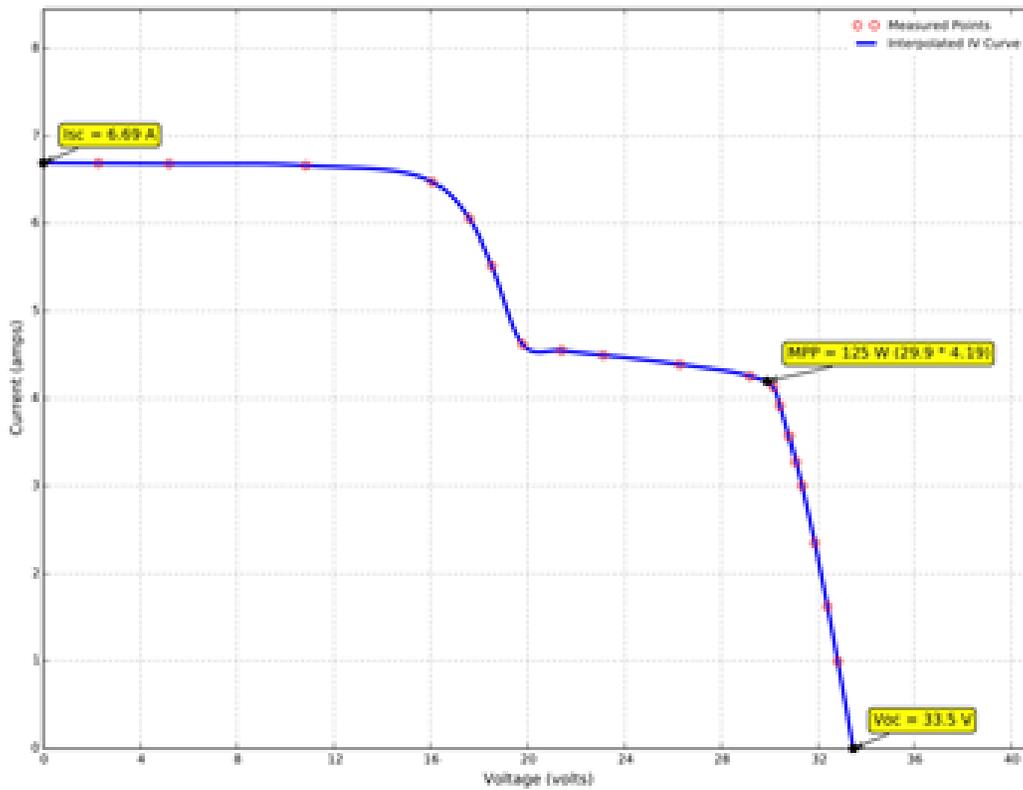
### 13.1.7.3 Resolución de inflexiones

En el anterior análisis, se concluyó que una capacitancia de 1500  $\mu F$  sería adecuada para dividir el segmento C a D en cuatro sub-segmentos. ¿Es suficiente? Quizás sea por esta curva de ejemplo. Sin embargo, este no es el peor de los casos. La ISC es de 8 A en este ejemplo, pero se admite valores de ISC de hasta 10 A. El segmento análogo para una curva IV con una ISC de 10 A tendrá una corriente promedio de aproximadamente 8.5 A, lo que requeriría una capacitancia de 1960  $\mu F$ . Un módulo fotovoltaico con una resistencia interna más baja y / o cables más cortos tendrá una curva IV con un descenso más pronunciado (es decir,  $\Delta V$  más pequeños), por lo que dictaría una capacitancia más alta.

### 13.1.7.4 Ajuste de la resolución en las curvas I-V

Con el fin de entender la motivación real para obtener una resolución más alta en las curvas se muestra la figura 43. Incluso con solo  $\sim 20$  puntos por curva, se puede producir curvas agradables para casos de pleno sol utilizando la interpolación Spline Catmull-Rom. Donde se quedó corto fue en los casos de sombreado para módulos fotovoltaicos con diodos de derivación. La figura 44, muestra un caso de sombreado trazado. El punto de inflexión después del primer descenso provocó que la interpolación se estropeará y se sobrepasara. Algunos casos, que se observaron, fueron mucho peores que este.

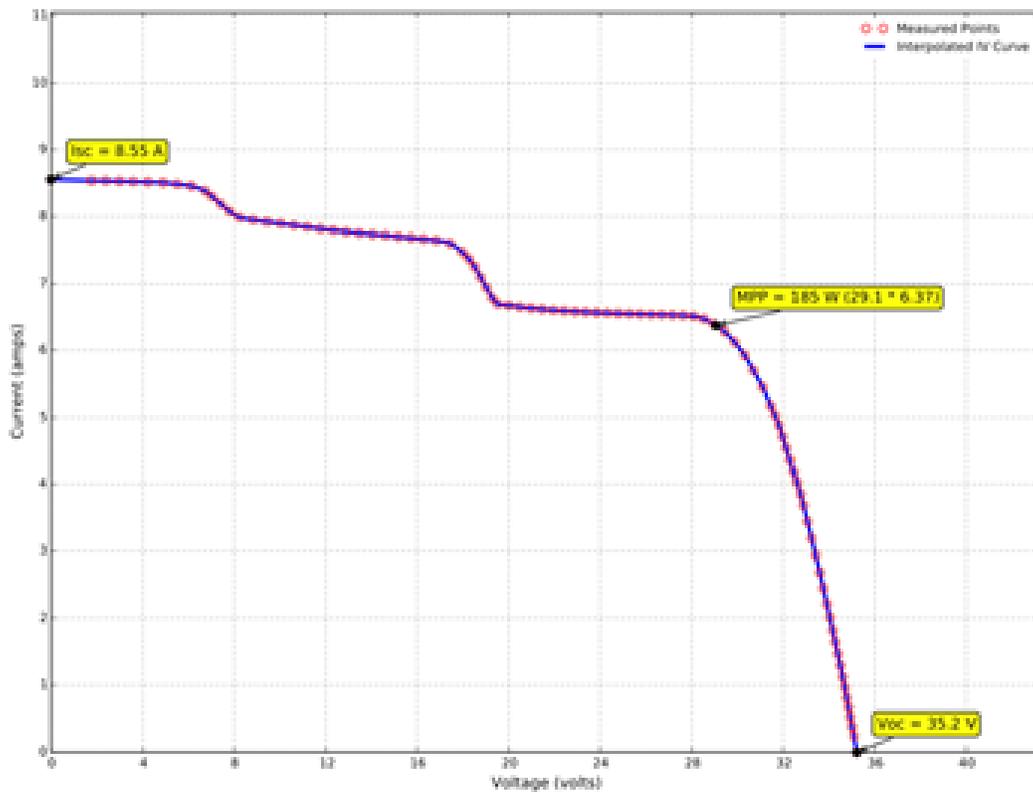
Figura 44 Inflexiones de sombreado con puntos dispersos.



Fuente: Elaborado por el autor.

La figura 45 muestra un caso muy similar con la resolución mucho más alta. El punto de inflexión después del primer descenso es nítido, lo que refleja la realidad.

Figura 45 Inflexiones de sombreado con puntos densos

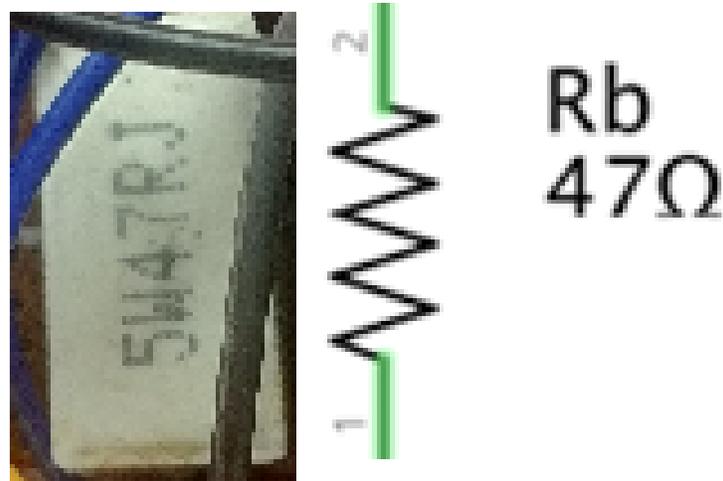


Fuente: Elaborado por el autor.

Por supuesto, la figura 44 es más real, luego de que se tomó la decisión sobre qué capacitancia utilizar. Pero durante la fase de diseño, se suponía que tales casos deberían manejarse bien, y no fue difícil aproximar cómo se vieron en los puntos de inflexión usando la Ecuación (3) con valores de capacitancia de los capacitores disponibles que cumplían con los otros criterios.

### 13.1.8 Resistencia De Purga

Figura 46 Resistencia de purga



Fuente: Elaborado por el autor

El propósito de la resistencia de purga,  $R_b$ , es disipar la energía de los condensadores de carga cuando se descarguen entre tomas de curvas IV oscilantes. Si la resistencia de purga fuera reemplazada por un cable, el drenaje se produciría muy rápidamente y la energía se disiparía principalmente por los propios condensadores, lo que podría dañarlos o acortar su vida útil. Ver figura 46

La resistencia de la resistencia de purga determina cuánto tiempo se tarda en drenar los condensadores de carga. Si la resistencia es demasiado alta, se requerirá un largo tiempo de espera entre curvas. Si la resistencia es demasiado baja, disipará menos energía y los condensadores disiparán más. Idealmente, la resistencia debería ser lo más grande posible sin requerir un tiempo de espera más largo del que ya se requiere por otras razones. La ecuación 6 a continuación da el voltaje después de drenar de un voltaje  $V_0$  para tiempo  $t$ .

$$V(t) = V_0 * e^{\frac{-t}{RC}} \quad (5)$$

Algo importante a tener en cuenta, es que el voltaje se acerca a cero, pero en realidad nunca llega a cero. En otras palabras, los condensadores de carga nunca se agotarán por completo,

incluso si esperamos para siempre. Pero el voltaje se acerca mucho a cero muy rápido, y qué tan rápido (y qué tan cerca) depende del valor de R (también del valor de C, pero eso ya se ha decidido).

Si asumimos que se quiere poder oscilar una curva IV por segundo (es decir,  $t = 1$ ) y se quiere que los capacitores de carga se descarguen al 0.002% de su voltaje cargado se tendría:

$$\frac{V(t)}{V_0} = 0.00002 \quad (6)$$

la única incógnita es R:

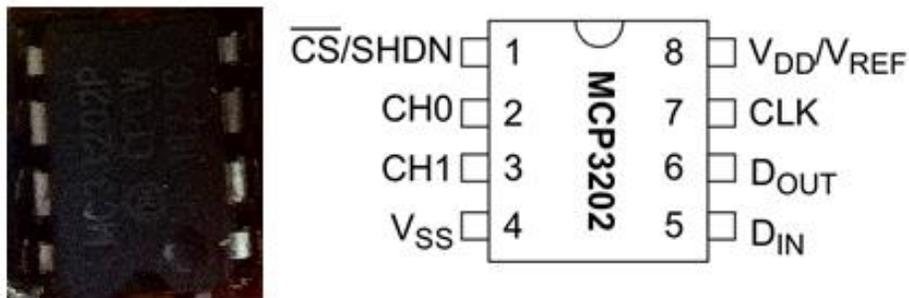
$$\ln(0.00002) = \frac{-1}{R \cdot 0.002} \quad (7)$$

Resolviendo en R:

$$R = \frac{-1}{\ln(0.00002) \cdot 0.002} \approx 46.2 \, \Omega \quad (8)$$

### 13.1.9 Convertidor De Analógico A Digital (ADC).

*Figura 47 MCP3202 IC.*

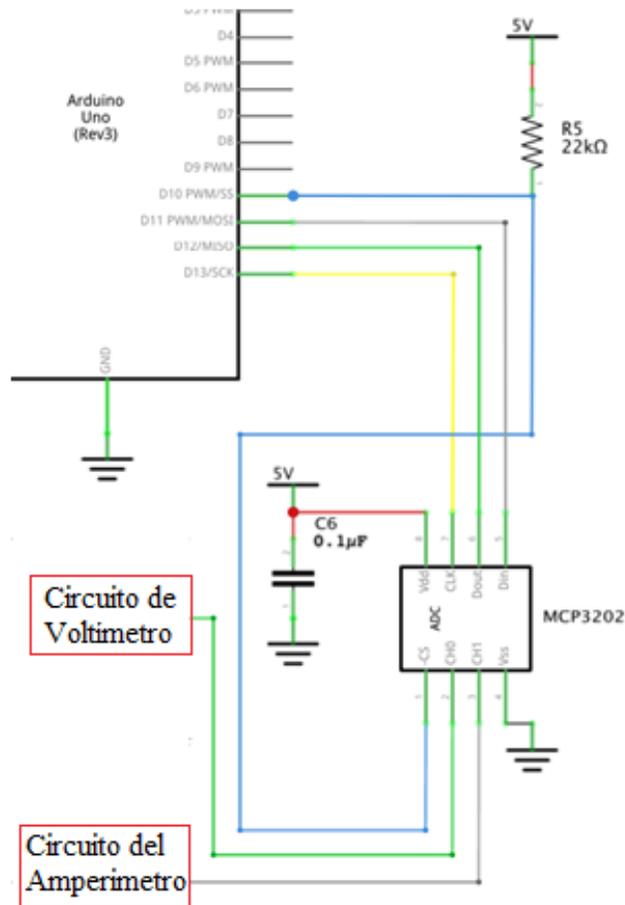


*Fuente: Elaboración del autor*

Un ADC es un circuito integrado (IC) que traduce un nivel de voltaje analógico medido a un valor digital que puede leerse mediante software. Aunque el amperímetro mide la corriente, lo hace midiendo el voltaje a través de una resistencia y aplicando la ley de Ohm.

Hay dos voltajes que deben medirse, uno para el voltímetro y otro para el amperímetro, por lo que los dos canales del MCP3202 son suficientes. Estos canales son de un solo extremo, por lo que no brindan el beneficio de rechazo de ruido de las entradas, figura 48

*Figura 48 MCP3202 conexiones.*

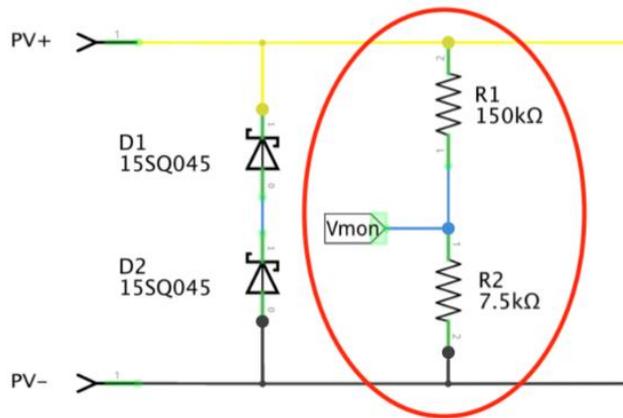


*Fuente: Elaboración del autor*

### 13.1.10 Circuito Del Voltímetro

El voltaje máximo que se midió es el valor máximo de VOC de 80 V. Esto es mucho más alto que el voltaje de referencia ADC de + 5V, por lo que es necesario reducirlo. Esto se logra con un circuito divisor de voltaje simple. Como se muestra a continuación en la figura 49, las resistencias R1 y R2 están en serie entre PV + y PV-.

Figura 49 Divisor de voltaje del circuito del voltímetro.



Fuente: Elaborado por el autor.

El punto entre R1 y R2, etiquetado como Vmon, es el voltaje reducido. Si el voltaje se divide por un número demasiado grande, se desperdiciaría parte de la resolución del ADC. Por ejemplo, suponga que se divide por 80: el valor máximo de VOC de 80 V se reduciría a 1 V en el punto Vmon. Eso es solo 1/5 del máximo de 5 V por lo que, en lugar de tener 4096 incrementos de medición de voltaje, solo habría 819.

Para tener voltajes entre 0 V y 80 V reducidos a voltajes entre 0 V y 5 V, se necesitaría una relación de 80: 5 o / 16. Para proporcionar un margen de seguridad, 100 V es una mejor suposición, por lo que 100: 5 o / 20 era el objetivo real. La Ecuación 6 a continuación es la ecuación genérica para un divisor de voltaje.

Ecuación 6: Ecuación del divisor de voltaje

$$V_{out} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} * V_{in} \quad (6)$$

En este caso,  $V_{in}$  es el voltaje del módulo fotovoltaico (PV + menos PV-) y  $V_{out}$  es el voltaje en  $V_{mon}$ .

$$\frac{7.5 \text{ k}}{150 \text{ k} + 7.5 \text{ k}} = \frac{1}{21}$$

Esto es lo más cercano posible a 1/20 con valores de resistencia comunes.

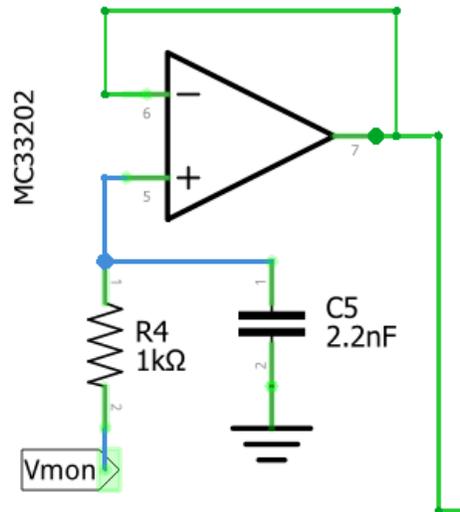
Se podría haber logrado la misma relación con  $R_1 = 150\Omega$  y  $R_2 = 7.5\Omega$ . Sin embargo, a 80 V, la corriente sería  $V / R = 80 \text{ V} / (150 \Omega + 7.5 \Omega) = 0.5 \text{ A}$ . Eso es demasiado. No solo es una parte significativa de la corriente generada por el módulo fotovoltaico, las resistencias tendrían que ser enormes para disipar toda esa potencia. El uso de resistencias 1000 veces más grandes evita ambos problemas. La corriente a 80 V es de solo 0.5 mA. Esto es insignificante en comparación con la corriente que genera el panel fotovoltaico, por lo que satisface el requisito de que los medidores no afecten lo que se está midiendo. También debe comprobarse la potencia nominal de las resistencias.

El poder es  $I^2R$ . La corriente máxima, como se indicó, es de 0.5 mA y  $R_1$  es la mayor de las resistencias.  $I^2R = (0.0005 \text{ A})^2 \cdot 150000 \Omega = 0.0375 \text{ W}$ . Entonces, las resistencias de 1/4 W son más que adecuadas. Las resistencias utilizadas tienen una tolerancia de  $\pm 1\%$ . En aras de la precisión, es bastante fácil medir su resistencia real con un multímetro antes de incorporarlos al circuito y usar los valores medidos en el software.

La salida del divisor de voltaje no se alimenta directamente a la entrada del canal 0 del ADC.

La figura 50 muestra el circuito que se encuentra entre estos dos puntos.

*Figura 50 Filtro y búfer del voltímetro*



*Fuente: Elaborado por el autor.*

La salida del amplificador operacional conectado a su entrada inversora (-), se convierte en un seguidor de voltaje, es decir, el voltaje en la salida del amplificador operacional es igual al voltaje en su entrada no inversora (+). Su propósito es aislar el divisor de voltaje de la entrada ADC. En otras palabras, prácticamente nada de la corriente que pasa a través del divisor de

voltaje “escapa” en el punto Vmon porque la entrada del amplificador operacional tiene una impedancia muy alta. Sin embargo, la entrada del ADC recibe toda la corriente que necesita para funcionar correctamente desde la salida del amplificador operacional. Un seguidor de voltaje también se conoce como búfer de voltaje.

La resistencia R4 y el condensador C5 forman un filtro de paso bajo. Esto reduce el ruido de la señal del divisor de voltaje. La frecuencia de corte de un filtro RC de paso bajo de primer orden simple se da en la Ecuación 7 a continuación.

$$f_c = \frac{1}{2\pi RC} \quad (7)$$

Para  $R = 1k\Omega$  y  $C = 2.2nF$ ,  $f_c = 72$  kHz. En otras palabras, se pasarán las frecuencias inferiores a 72 kHz y se atenuarán las frecuencias superiores a 72 kHz, aumentando la atenuación con la frecuencia, una vez más.

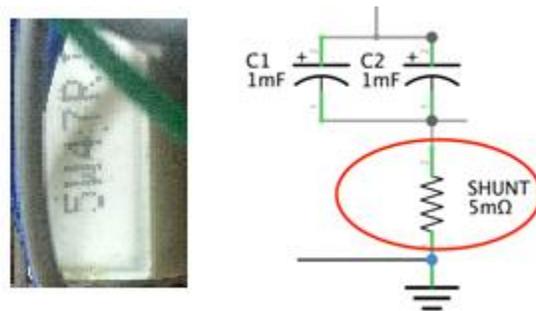
### 13.1.11 Circuito Del Amperímetro

Hay dos formas habituales de medir la corriente:

- Sensor de efecto Hall
- Resistencia de derivación

Un sensor de efecto Hall mide el campo magnético creado por la corriente y emite un voltaje proporcional a la corriente. Se aplica el método de resistencia en derivación. Una resistencia de derivación es simplemente una resistencia de alta precisión de muy baja resistencia. Al medir la caída de voltaje a través de la derivación, la corriente a través de ella se puede calcular usando la Ley de Ohm. Debido a su baja resistencia, disipa poca energía y por lo tanto tiene un efecto insignificante sobre los valores medidos. La figura 51 muestra la resistencia de derivación utilizada y su posición en el esquema.

*Figura 51 Resistencia Shunt*



*Fuente: Elaborado por el autor.*

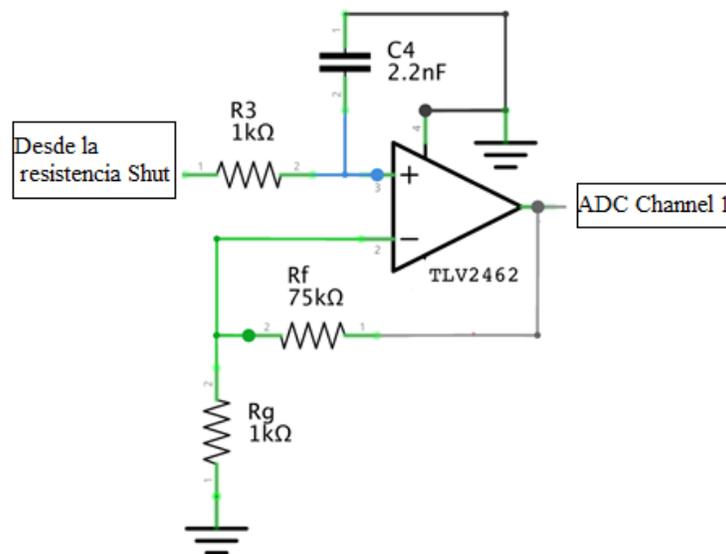
Esta resistencia está diseñada específicamente para detección de corriente. Su resistencia es de  $.005 \Omega$  (5 m $\Omega$ ). A la corriente máxima de 10 A, la potencia disipada por la resistencia de

derivación es  $I^2R = 0,5 \text{ W}$ . Tiene una potencia nominal de  $3 \text{ W}$ , por lo que hay mucho margen de maniobra. También es deseable mantener baja la disipación de energía para que no se caliente, lo que puede afectar su resistencia.

Para medir la corriente a través del circuito de carga, la resistencia en derivación debe ser parte de ese circuito. Pero, ¿a qué parte del circuito debería ir? Parece que no debería importar, ya que la corriente será la misma independientemente de dónde esté. Pero dado que queremos medir el voltaje a través de la derivación, simplifica las cosas si un extremo de la derivación está en el punto de tierra en el circuito. Esto se conoce como detección de corriente.

La corriente máxima de  $10 \text{ A}$ , el voltaje a través de la derivación es  $V = IR = 10 * 0,005 = 0,05 \text{ V}$ . Ahora se tiene el problema opuesto al que tenía con el voltímetro: esto es  $1/100$  del rango de entrada de ADC completo de  $5 \text{ V}$ , por lo que los incrementos de  $4096 \text{ ADC}$  se reducirían a solo  $41$ . El voltaje a través de la resistencia de derivación debe multiplicarse antes de alimentarlo a la entrada de ADC. Esto se hace con el circuito multiplicador de amplificador operacional no inversor que se muestra en la figura 52.

Figura 52 Filtro y multiplicador de amperímetro



Fuente: Elaborado por el autor.

La resistencia  $R_g$  es de  $1\text{ k}\Omega$  y está conectada desde la entrada inversora (-) del amplificador operacional a tierra (que también es el extremo inferior de la derivación). La resistencia  $R_f$  es de  $75\text{ k}\Omega$  y está conectada desde la salida del amplificador operacional a su entrada inversora (-). El extremo alto de la resistencia de derivación está conectado a la entrada (+) del amplificador operacional a través de la resistencia  $R_3$ . La salida del amplificador operacional está conectada a la entrada del canal 1 del ADC. La ganancia del amplificador es:

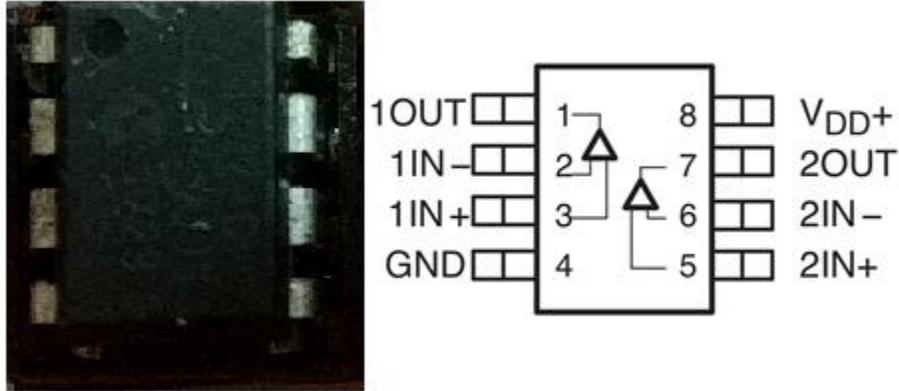
$$G = 1 + \frac{R_f}{R_g} \quad (8)$$

$$G = \frac{75}{1} = 76$$

Una corriente de  $10\text{ A}$  produce un voltaje a través de la derivación de  $50\text{ mV}$ , que se amplifica a  $0.05\text{ V} * 76 = 3.8\text{ V}$ . El amperímetro alcanza el máximo se satura en:  $(5\text{V} / 76) / 0.005\Omega = 13.16\text{ A}$ . Una ganancia de  $100$  habría alcanzado un máximo de exactamente  $10\text{ A}$ , pero el valor elegido da algo de margen. La resistencia  $R_3$  y el condensador  $C_4$  son el mismo circuito de filtro de paso bajo que se usa para el voltímetro.

### 13.1.12 IC de Amplificador Operacional

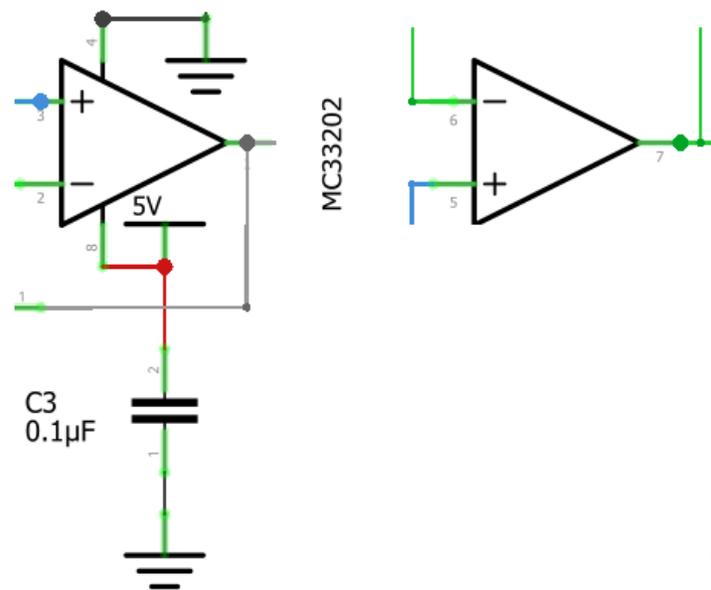
Figura 53 MC323202.



Fuente: Elaborado por el autor

El MC323202, figura 53, es un circuito integrado de amplificador operacional de "riel a riel", lo que significa que puede generar voltajes de salida muy cercanos a 0 V en el extremo inferior y + 5 V en el extremo superior. Otros amplificadores operacionales pueden tocar fondo en valores superiores a un voltio por encima del riel de tierra y pueden alcanzar valores máximos de más de un voltio por debajo del riel VDD. Esto causaría mediciones de voltaje y corriente inexactas. Se incluyen dos amplificadores operacionales en este IC. Ver figura 54.

Figura 54 Conexiones de energía y tierra del MC33202



Fuente: Elaboración del autor

### 13.1.13 Arduino

Un Arduino Uno R3, figura 55, se usa para lo siguiente:

- Recibir y procesar comandos desde la computadora portátil a través de USB
- Envío de información a la computadora portátil a través de USB
- Activación y desactivación del relé
- Lectura de los dos canales del convertidor analógico/digital (ADC)
- Almacenamiento o descarte selectivo de mediciones
- Almacenamiento permanente de ciertos valores de configuración / calibración en EEPROM

*Figura 55 Arduino UNO R3*



*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.2 CONTROLADOR DE CARGA**

El BlueSolar MPPT 75/15 es un controlador de carga MPPT de 15A 12V o 24V con una potencia nominal fotovoltaica de 145W a 12VDC y 290W a 24V, ver figura 56.

Especialmente en el caso de un cielo nublado, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recolección de energía hasta en un 30% en comparación con los controladores de carga PWM y hasta en un 10% en comparación con los controladores MPPT más lentos.

*Figura 56 BlueSolar controlador de carga MPPT 75/15*



*Fuente: Elaborado por el autor*

Tabla 2 Especificaciones técnicas regulador de voltaje bluesolar Mppt 75/15

| <b>REGULADOR DE VOLTAJE BLUESOLAR MPPT 75/15</b> |   |
|--|---|
| Tensión de la batería                            | Selección Automática 12/24V                       |
| Corriente de carga nominal                       | 15A   |
| Potencia FV nominal, 12V 1a, b)                  | 220W  |
| Potencia FV nominal, 24V 1a, b)                  | 440W  |
| Máxima corriente de corto circuito FV2)          | 15A   |
| Desconexión automática de la carga               | Sí, carga máxima 15A                              |
| Tensión máxima del circuito abierto              | 75V   |
| Eficiencia máxima                                | 15.5 V  |
| Protección de bajo voltaje:                      | 98%   |
| Autocomsumo                                      | 10mA  |
| Tensión de carga «absorción»                     | 14.4V / 28.8 (ajustable)                          |
| Tensión de carga «absorción»                     | 13.8 / 27.6 (ajustable)                           |
| Algoritmo de carga                               | Adaptativo multifase                              |
| Corriente de carga continua                      | 15A   |
| Desconexión de carga por baja tensión            | 11.1V/22.2V u 11.8V/23.6V o algoritmo BatteryLife |

|                                      |   |
|--------------------------------------|---|
| Reconexión de carga por baja tensión | 13.1V/26.2V u 14V/28V o algoritmo BatteryLife |
|--------------------------------------|---|

*Fuente: Elaborado por el autor*

### 13.3 BATERÍA TB PLUS TB 12-40

Se utilizó una batería de tipo AGM de 12 voltios a 40 amperios a continuación en la tabla están las especificaciones técnicas. Ver figura 57

*Figura 57 Batería TB plus TB 12-40*



*Fuente: Elaborado por el autor*

*Tabla 3 Especificaciones Técnicas batería TB plus TB 12-40*

|                                       |                  |      |      |
|---------------------------------------|------------------|------|------|
| Capacidad 25°C (77°F)                 | 10 Tasa de horas | 4A   | 40AH |
|                                       | 5 Tasa de horas  | 7.2A | 36AH |
|                                       | 1 Tasa de horas  | 26A  | 26AH |
| Capacidad afectada por la temperatura | 40 °C (104°F)    | 103% |      |
|                                       | 25°C (77°F)      | 100% |      |

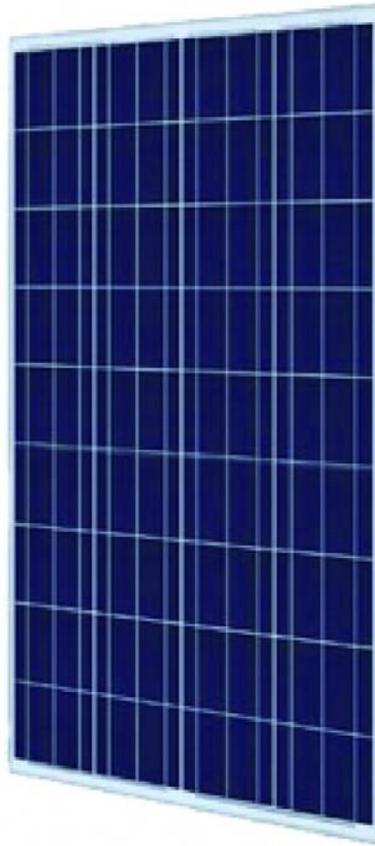
|  |                            |  |
|--|----------------------------|--|
|  | 0°C (32°F)                 | 86%  |
|  | -15°C (5°F)                | 65%  |
| Auto-descarga en 25 °C (77°F)<br>antes de recargar | Cap.después de 3<br>meses  | 91%  |
|  | Cap.después de 6<br>meses  | 82%  |
|  | Cap.después de 12<br>meses | 64%  |
| Carga de tensión constante                         | Ciclo                      | Corriente de<br>carga inicial<br><12A 14.4V ~ 15<br>at 25°C (77°F) |
|  | En espera                  | 13.5V ~ 13.8V at<br>25°C (77°F)                                    |
| Capacidad máxima de<br>descarga                    | 600A                       |  |

*Fuente: Elaborado por el autor*

#### **13.4 PANEL SOLAR POLICRISTALINO MODELO RS6E150P**

Es un módulo solar robusto con 36 células solares. Estos módulos se pueden utilizar para aplicaciones solares dentro y fuera de la red, ver figura 58

*Figura 58 Panel Solar Policristalino modelo RS6E150P*



*Fuente: Elaborado por el autor*

*Tabla 4 Especificaciones Técnicas Panel Solar Policristalino modelo RS6E150P*

|   |          |
|---|----------|
| No. De Modelo                                   | RS6E150P |
| <b>Características Eléctricas en STC</b>        |          |
| Potencia Máxima (Pmax)                          | 150Wp    |
| Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)   | 17.91V   |
| Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) | 8.38A    |

|   |           |
|---|-----------|
| Tensión en circuito abierto (Voc)               | 22.3V     |
| Corriente de cortocircuito (Isc)                | 8.82A     |
| Eficiencia                                      | 15,29%    |
| Tolerancia de potencia (+)                      | +3%       |
| <b>Características Eléctricas en NOCT</b>       |           |
| Potencia Máxima (Pmax)                          | 111.24 Wp |
| Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)   | 17.22V    |
| Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) | 6.46A     |
| Tensión en Circuito Abierto (Voc)               | 20.93V    |
| Corriente de cortocircuito (Isc)                | 6.93A     |
| Temperatura                                     | 45±2 °C   |

*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.5 PANEL SOLAR MONOCRISTALINO MODELO ODA150-18-M**

Es un módulo solar robusto con 36 células solares. Estos módulos se pueden utilizar para aplicaciones solares dentro y fuera de la red. Según el fabricante tiene propiedad de ser anti-reflectivo, mejora la absorción de luz solar en tiempos nublados. Figura 59.

*Figura 59 Panel Solar Policristalino modelo ODA150-18-M*



*Fuente: Elaborado por el autor*

*Tabla 5 Especificaciones Técnicas Panel Solar Policristalino modelo ODA150-18-M*

|   |             |
|---|-------------|
| No. De Modelo                                   | ODA150-18-M |
| <b>Características Eléctricas en STC</b>        |             |
| Potencia Máxima (Pmax)                          | 150Wp       |
| Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)   | 18.2V       |
| Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) | 8.25A       |
| Tensión en circuito abierto (Voc)               | 22.3V       |
| Corriente de cortocircuito (Isc)                | 9.03A       |
| Eficiencia                                      | 15,12%      |
| Tolerancia de potencia (+)                      | +3%         |
| <b>Características Eléctricas en NOCT</b>       |             |

|   |         |
|---|---------|
| Potencia Máxima (Pmax)                          | 111Wp   |
| Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)   | 17.02V  |
| Corriente en el punto de máxima potencia (Imax) | 6.53A   |
| Tensión en Circuito Abierto (Voc)               | 20.85V  |
| Corriente de cortocircuito (Isc)                | 7.15A   |
| Temperatura                                     | 45±2 °C |

*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.6 TES-1333R (INTERFAZ DE RS-232), MEDIDOR DE ENERGÍA SOLAR DE ALMACENAMIENTO DE DATOS.**

El medidor solar TES 1333R es un instrumento de precisión utilizado para medir la radiación solar en el campo, es totalmente cocina corregida para la incidencia angular del solar. El componente solar sensible utilizado en el medidor es un detector fotovoltaico de silicio muy estable y de larga duración. Ver figura 60

Figura 60 Medidor de energía Solar TES-1333R



Fuente: Elaborado por el autor

Tabla 6 Especificaciones Medidor de energía Solar de TES-1333R

|                     |   |
|---------------------|---|
| No. De Modelo       | TES 1333R   |
| Rango de            | 2000W/mk <sup>2</sup> 634Btu/(ft <sup>2</sup> *h)   |
| Resolución          | 1 W/m <sup>2</sup> 1Btu/(ft <sup>2</sup> *h)  |
| Respuesta espectral | 400-1100nm  |
| Precisión           | Normalmente en $\pm 10\text{W/m}^2$ [ $\pm 3 \text{ Btu} / (\text{ft}^2 * \text{h})$ ] O $\pm 5\%$ cualquiera que sea es mayor en la luz del sol; temperatura inducida por error $\pm 0,38 \text{ W/m}^2 / [ \pm 0,12 \text{ Btu} / (\text{ft}^2 * \text{h}) / ]$ de 25 |

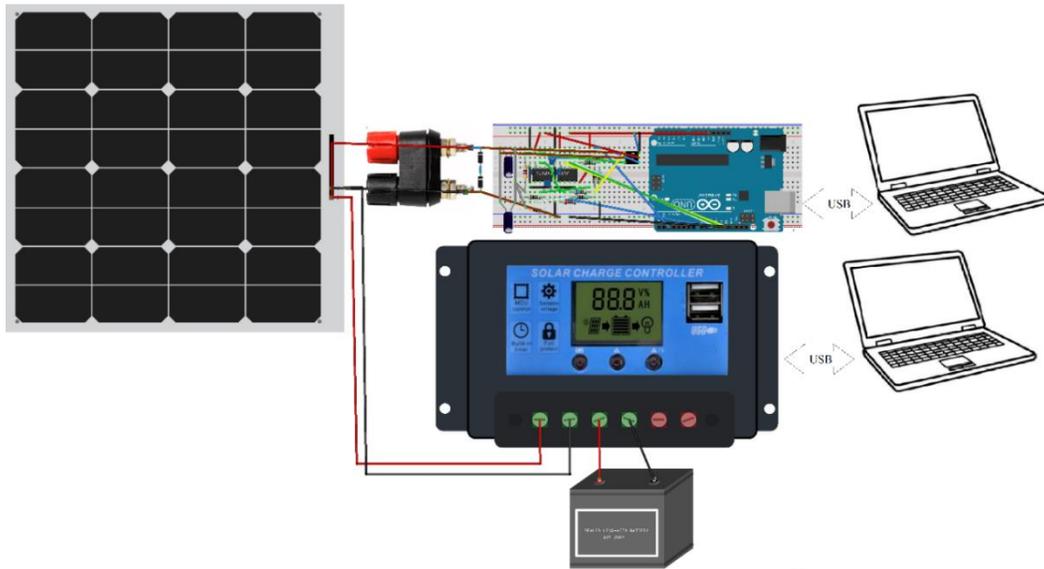
|                                    |   |
|------------------------------------|---|
| Precisión Angular                  | Coseno corregido <5% para ángulos <60 ° |
| Tiempo de muestreo                 | Aproximadamente 0,4 segundo             |
| Manu de la memoria de datos y leer | 99 conjuntos                            |
| Auto de la memoria de datos        | 32000 sets                              |
|                                    |   |

*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.7 DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE COMPLETO**

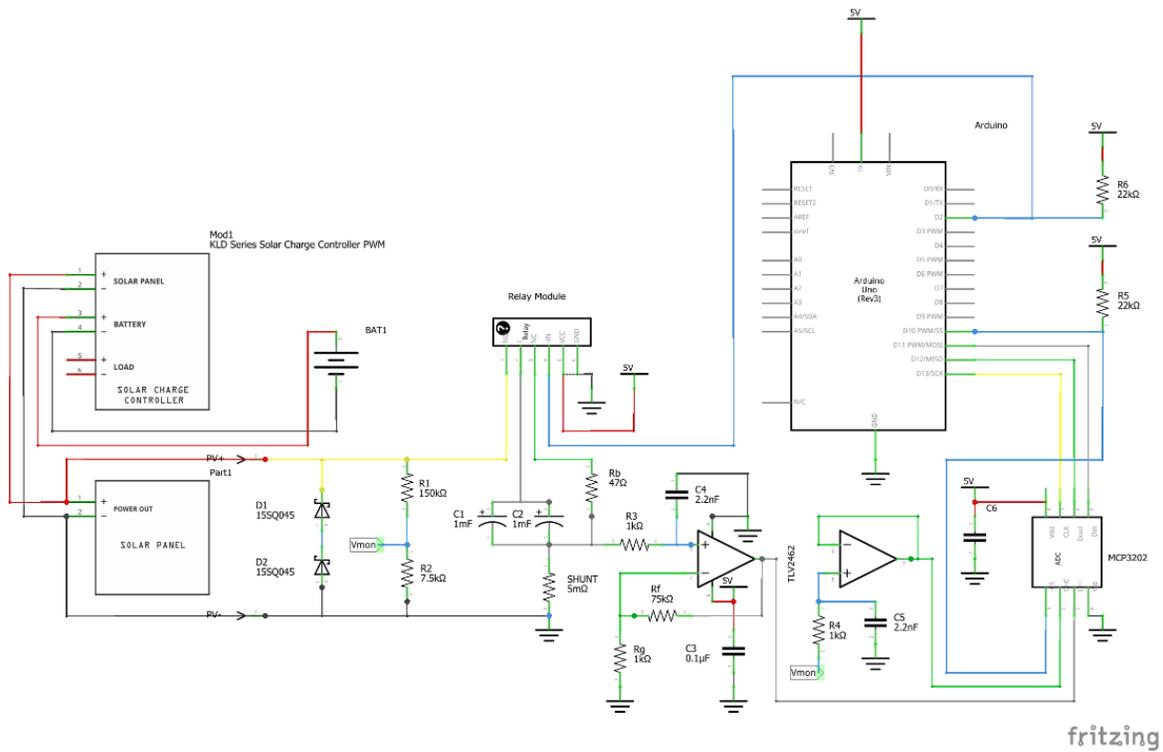
En la figura 61, puede observarse la manera detallada las conexiones de todos los componentes que lo conforman el montaje, el panel solar va conectado a las borneras con sus respectivo color rojo positivo negro negativo de allí de manera paralela se conecta el controlador de carga, en el controlador de carga conectamos las dos baterías de 12V en serie para un total de 24V, su funcionamiento es muy básico en el computador tenemos el programa del trazador I/V conectado vía USB se le da la orden de graficar, en un segundo computador se va registrando el comportamiento del controlador de carga y al final se compara los valores tomados. En la figura 62 se presenta el diagrama electrónico ya explicado anteriormente.

Figura 61 Diagrama de conexiones del montaje completo



Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 62 Diagrama Eléctrico del montaje completo



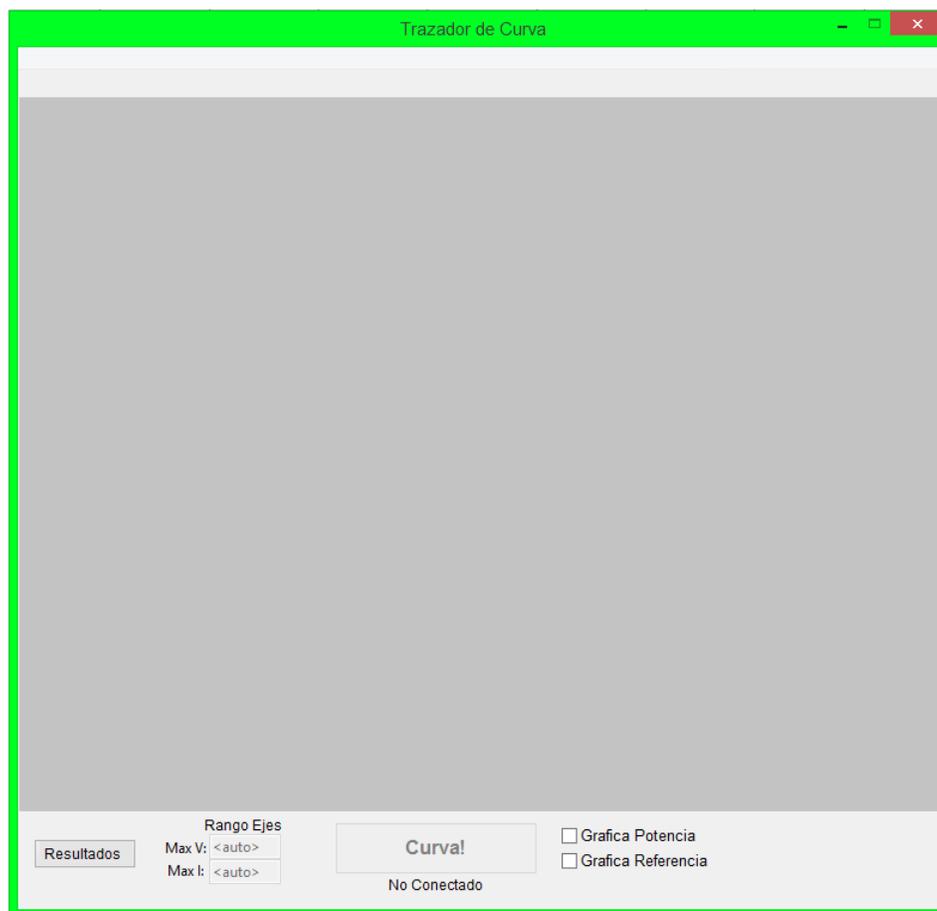
*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.8 EXPLICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO Y LA INTERFAZ DE USUARIO**

El trazado de curva I/V requiere que un computador portátil esté conectado a él mediante un cable USB. La energía que suministra al Arduino y otros circuitos proviene del cable USB. Un programa de aplicación que se ejecuta en el computador se comunica con el Arduino a través del cable USB y proporciona la interfaz al usuario.

Cuando se abre la aplicación por primera vez, se muestra una pantalla de presentación como lo muestra en la figura 63, la interface del usuario es muy básica ya que se diseñó para este estudio y queda en código abierto para futuros investigaciones.

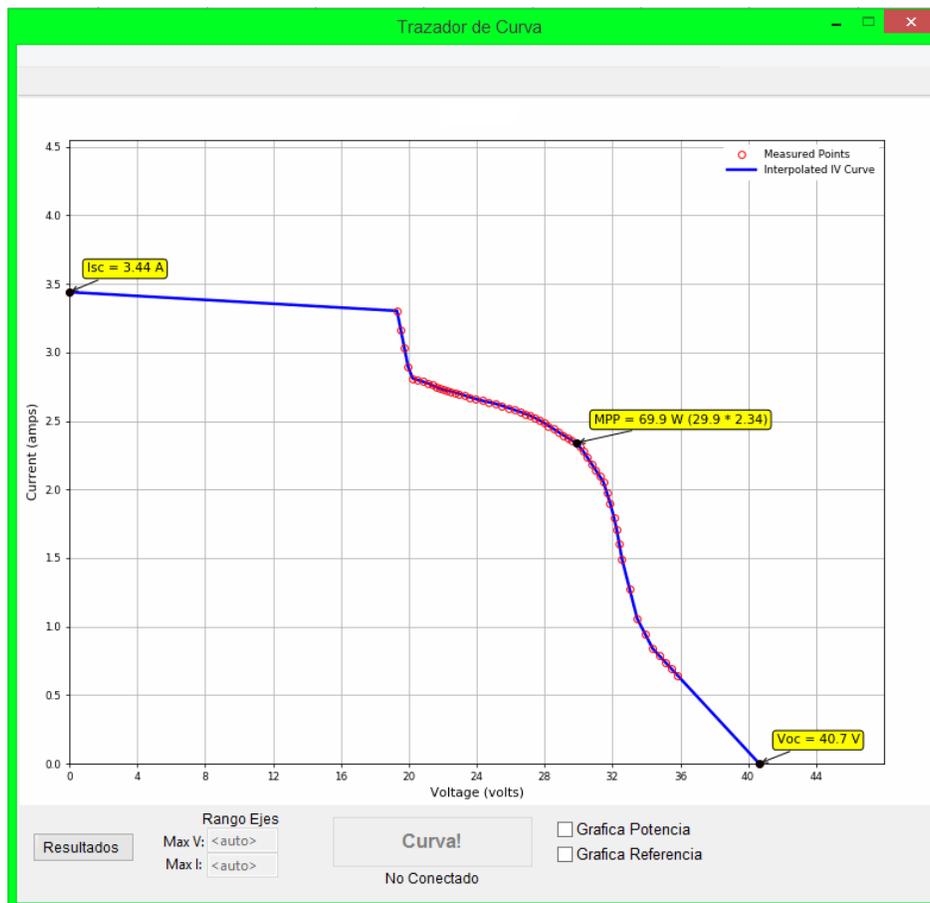
*Figura 63 Interface del usuario*



*Fuente: Elaborado por el autor*

El trazador de curva I/V utiliza un condensador como carga. Un condensador descargado “parece” un cortocircuito (resistencia cero). Pero a medida que se carga, su aparente resistencia aumenta. Cuando está completamente cargado, "parece" un circuito abierto (resistencia infinita). Un módulo fotovoltaico típico a pleno sol cargará el condensador hasta el voltaje Voc en cuestión de milisegundos. Se utiliza una placa de microcontrolador Arduino UNO para controlar un solo relé que cambia entre purgar la carga del condensador y conectar el módulo fotovoltaico a través de él. Después de cambiar el módulo fotovoltaico al circuito, el Arduino lee muy rápidamente el hardware del voltímetro y amperímetro repetidamente para registrar puntos en la curva I/V a medida que se carga el condensador. Figura 64

Figura 64 Trazador de la Curva I/V



Fuente: Elaborado por el autor

### **13.9 ANÁLISIS DE LUGAR DE TRABAJO DEL SISTEMA**

Para seleccionar el sitio dentro del campo de la Universidad Autónoma de Manizales se consideró varias variables para que no intervinieran con el desarrollo del trabajo.

Condiciones ambientales en la ciudad de Manizales

- Localización: 5°04'03.7"N 75°30'11.9"W.
- Temperatura: Máxima 23°C , mínima 14°C.
- Altura sobre el nivel del mar: 2.153 msnm
- Humedad Relativa: 80%
- Precipitaciones: 2168 mm
- Radiación solar:4.39KWh/m<sup>2</sup>
- Radiación solar año: 1556 KWh/año
- Incidencia rayos solares año:1863 horas año
- Máxima del viento: 8 km/h

### **13.10 ELECCIÓN DEL TERRENO**

Se determinó que lo más ideal para realizar las tomas dentro del campus universitario fue el parque de los estudiantes figura 65, porque a su alrededor no se encuentra algún obstáculo que pueda generar sombras adicionales y entorpezca el desarrollo del trabajo, como la salida del sol es por el este y se opone al oeste se puede aprovechar toda la trayectoria del sol en cualquier tiempo del día.

*Figura 65 Ubicación del Terreno elegido.*



*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.11 ESTRUCTURA FIJA**

Para los parámetros de diseño, la estructura fija presenta muchas opciones y parámetros vinculados. El único parámetro que se definió para el desarrollo del proyecto fue la inclinación de la estructura ( $\beta$ ) se busca mejorar la radiación incidente en el plano del panel solar para que genere una mayor producción energética. Como observación en este punto, no siempre a mayor irradiación en el plano inclinado significa mayor producción de energía. Como la ubicación es la ciudad de Manizales, geográficamente situada sobre la línea del Ecuador, para la orientación más productiva de los paneles se dirigen hacia el sur por su cantidad de horas de luz que recibe. La orientación e inclinación de los paneles solares es de  $10^\circ$  ( $\beta$ ) al sur para tener un rendimiento óptimo.

La figura 66, muestra cómo se diseñó al redor de los paneles una estructura con un soporte estilo mesa para realizar el tipo de sombra que necesite y con la misma distancia de sombra con esto se logró un estudio más exacto, la estructura se puede variar tanto la inclinación como la orientación para trabajos a futuro.

*Figura 66 Diseño de la Estructura*



*Fuente: Elaborado por el autor*

### **13.12 DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR DE CARGA EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES DE TRABAJO DEL SISTEMA**

Se obtuvo un total de 54 grupos, para cada experimento son 18 datos de estos 18 datos se escogen 6 datos donde se evidencia más el comportamiento de la afectación del rendimiento del controlador de carga aplicando el porcentaje de sombra en el panel solar, el resto de datos se analizó de manera estadística de dos variables en función de la irradiación y en función del porcentaje de sombreado. Las tomas se realizaron durante siete (7) meses (junio 2020 a noviembre 2020, y enero 2021 a febrero 2021), de lunes a sábado en el intervalo de las 7 am a 3 pm.; al final del día se clasifican y analizan los datos, descartando los datos que se ajustan a la realidad de las medidas, así por ejemplo, un día con irradiación alta se pueden tomar 160 datos pero estas varían dependiendo de las condiciones del día, éstos pueden ser más o pueden ser menos, es importante aclarar que durante los días donde el clima era lluvioso no podía realizarse ninguna toma, situación que afectó notablemente el

desarrollo normal de las experimentaciones, al igual, cuando no se lograban los rangos de baja media y alta irradiancia.

Se describen en la siguiente tabla las características del panel solar monocristalino y panel solar policristalino, conectados en serie, se dejó esta configuración debido a que si se tomará un solo panel solar no se muestra en la curva I/V el efecto de la sombra.

*Tabla 7 Valores en condiciones estándar (STC) conectados en serie.*

|  | <b>Monocristalino</b> | <b>Policristalino</b> |
|--|-----------------------|-----------------------|
| Tensión en Circuito Abierto Voc (STC)              | 44.6 Voltios          | 44.6 Voltios          |
| Tensión en el Punto de Máxima Potencia Vmp (STC)   | 36.4 Voltios          | 35.82 Voltios         |
| Corriente de cortocircuito Isc (STC)               | 9.03 Amperios         | 8.82 Amperios         |
| Corriente en el punto de máxima potencia Imp (STC) | 8.25 Amperios         | 8.38 Amperios         |
| # Celdas   | 72                    | 72                    |

*Fuente: Elaborado por el autor.*

Los parámetros que se determinaron en el controlador de carga fueron: carga inicial (Bulk) es donde allí el suministra tanta corriente de carga como le es posible recargar rápidamente las baterías se aprecia más la actuación del punto máxima MPPT (seguidor de máxima potencia), por defecto de fábrica el opta por el algoritmo BatteryLife que comprende los siguientes rangos de encendido entre 26.2 V y 28.4 V, el rango de apagado entre 21.6 V y 26.4 van en incrementos de 0.2 V.

Para la medición de la irradiancia se utilizó un dispositivo de referencia TES-1333R interfaz de RS-232, su utilización es colocarlo sobre la superficie del panel solar, el

dispositivo va guardando los datos con fecha y hora igualmente los demás instrumentos al terminar las mediciones se analizan los datos.

En la ejecución de las medias se trabajó de manera simultánea el software del controlador de carga y el software del trazador de curvas I/V, allí se demuestra una aproximación de los MPP del controlador, se analizó la configuración previa de las sombras y cómo afectan al rendimiento de las celdas para cada módulo. Para poder comparar los diferentes casos, se estimó la curva I/V que es punteada de color negro en condiciones STC.

### **13.13 DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO HORIZONTAL**

#### **13.13.1 Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino**

Los siguientes gráficos interpretan un análisis del nivel de irradiancia bajo ( $0-400 \text{ W/m}^2$ ), lo cual permitió formar comparaciones entre los resultados, saber los comportamientos de la corriente generada por el panel solar y la circulación de esta cuando existe algún tipo de sombra.

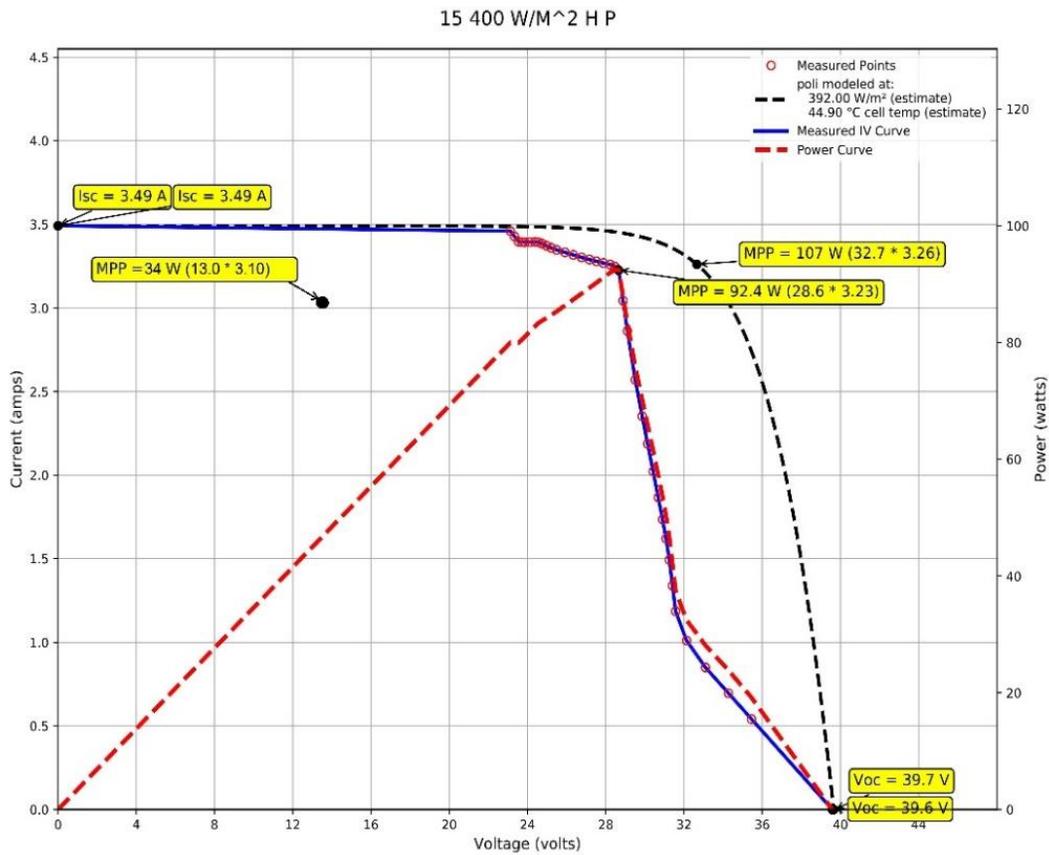
Se logró observar las diferentes curvas (I/V) de potencia obtenidas en gráficos de corrientes en función de la tensión, para un valor de tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ), la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) tiende a ser cero, pues no existe ninguna carga conectada, y para un valor de corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) la tensión alcanzara su máximo valor. El área bajo de esta curva, es la potencia que esta de color rojo punteada, además de los valores ya obtenidos el trazador de curvas da el punto de máxima potencia MPP global y los locales, la tensión a circuito abierto y su punto de máxima potencia.

Siendo en el experimento número dos (Sombreado N-S; S-N) a varios porcentajes 15% 25% y 35% utilizando la tecnología policristalino y monocristalino.

Analizando la ilustración donde se aprecia con estas condiciones de sombreado al 15% disminuye la tensión manteniendo la corriente, en la curva punteada de color negro se realiza la estimación en condiciones sin sombreado con una irradiación de  $392 \text{ W/M}^2$  (baja) generando 107 watts ahora si comparamos con la curva I/V medida se aprecia una

reducción de 14.6W, en este instante el controlador de carga busca el mpp óptimo que es de 34W, este punto óptimo se encuentra distante al ya encontrado 92.4W como lo muestra las figuras 67 y 68.

Figura 67 Curva I/V al 15 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

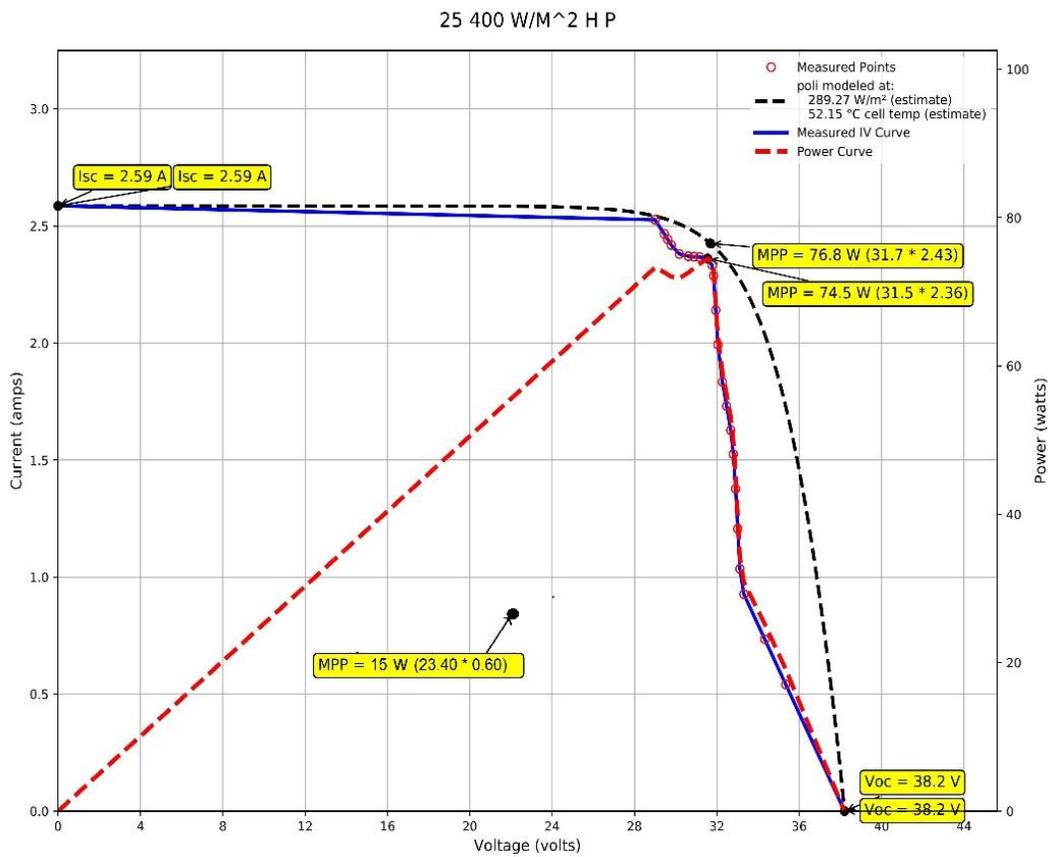
Figura 68 Controlador al 15 % de sombra policristalino



Fuente: Elaborado por el autor.

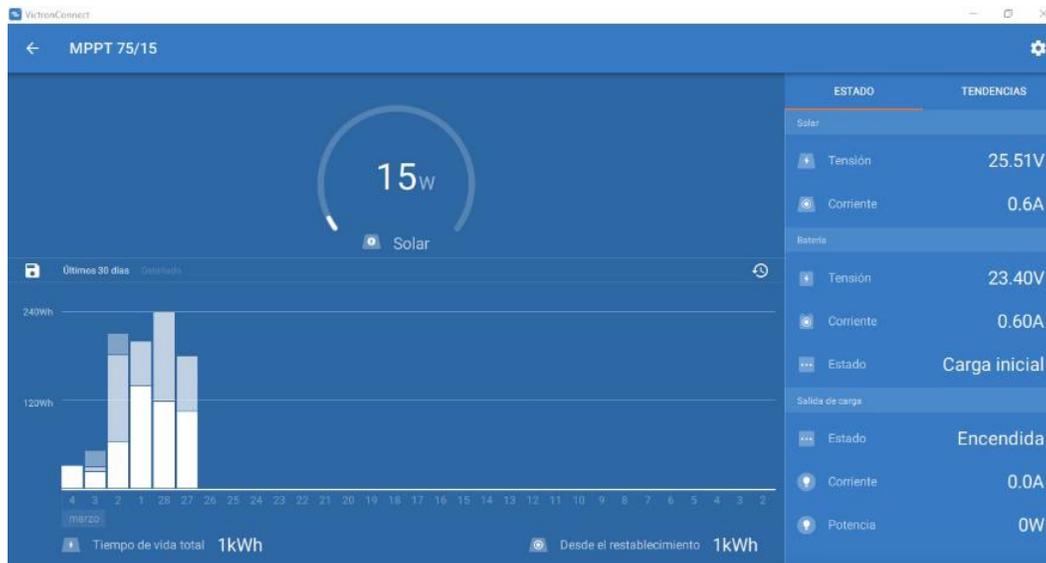
Para la figura 69 que corresponden a los porcentajes 25% de sombra y con una irradiación baja, se analiza un comportamiento muy similar se reduce la corriente y tensión, adicionalmente aparece un punto del controlador 15W puede ser un mpp local en estas condiciones se dificulta llegar al mpp optimo, en la estimación de 298 W/m<sup>2</sup> sin sombra se aproxima al punto mpp 74W, tal como aparece en la figura 70.

Figura 69 Curva IV al 25 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

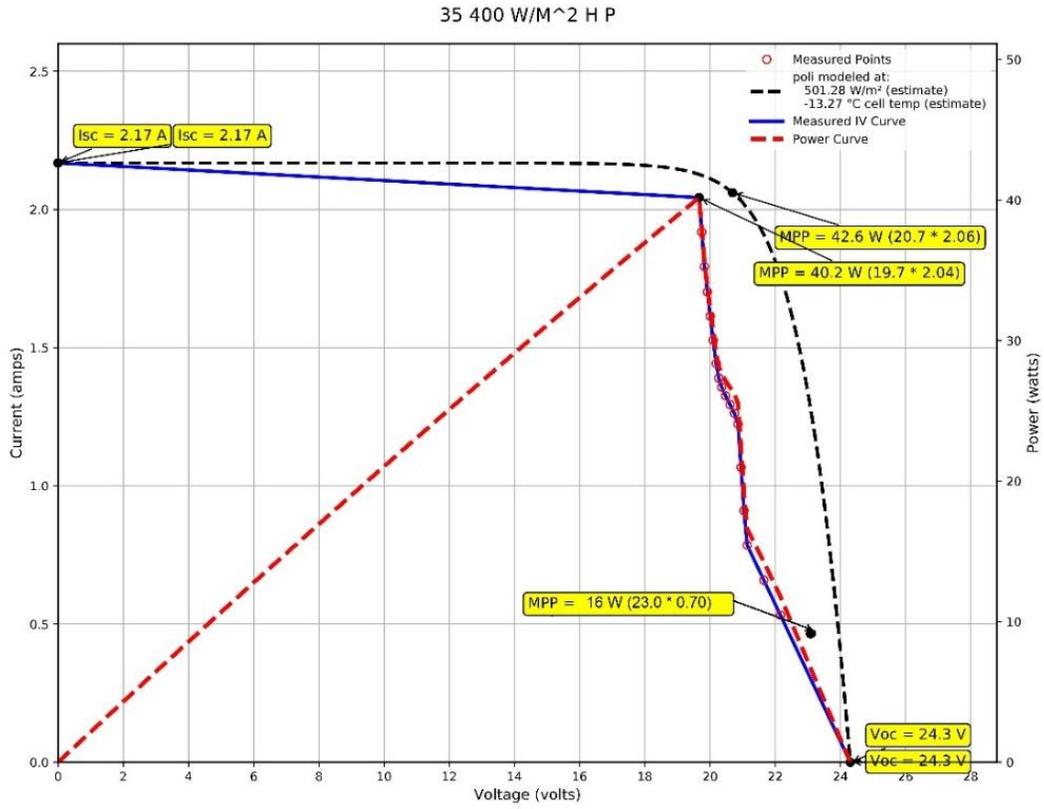
Figura 70 Controlador al 25 % de sombra policristalino



Fuente: Elaborado por el autor.

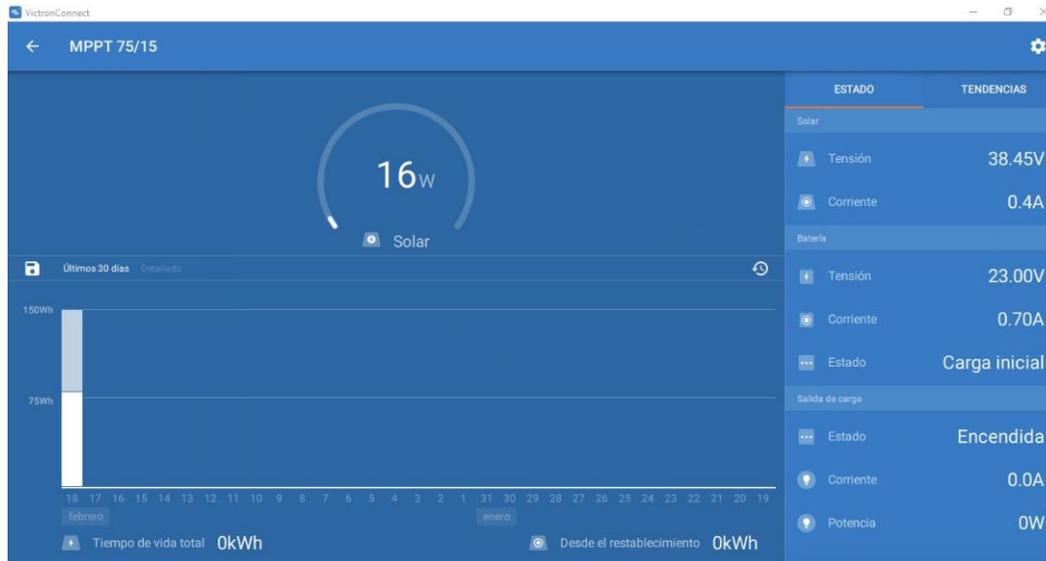
Y finalmente en la figura 71 para el porcentaje del 35% sombra y con una irradiación baja, es muy similar el comportamiento con respecto al 25% se reduce voltaje y tensión 40.2W, buscando el punto MPP 16W está muy ceñida a la curva I/V (color azul), allí el controlador de carga encuentra su MPP local como lo demostró la ilustración 72.

Figura 71 Curva IV al 35 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 72 Controlador al 35 % de sombra policristalino



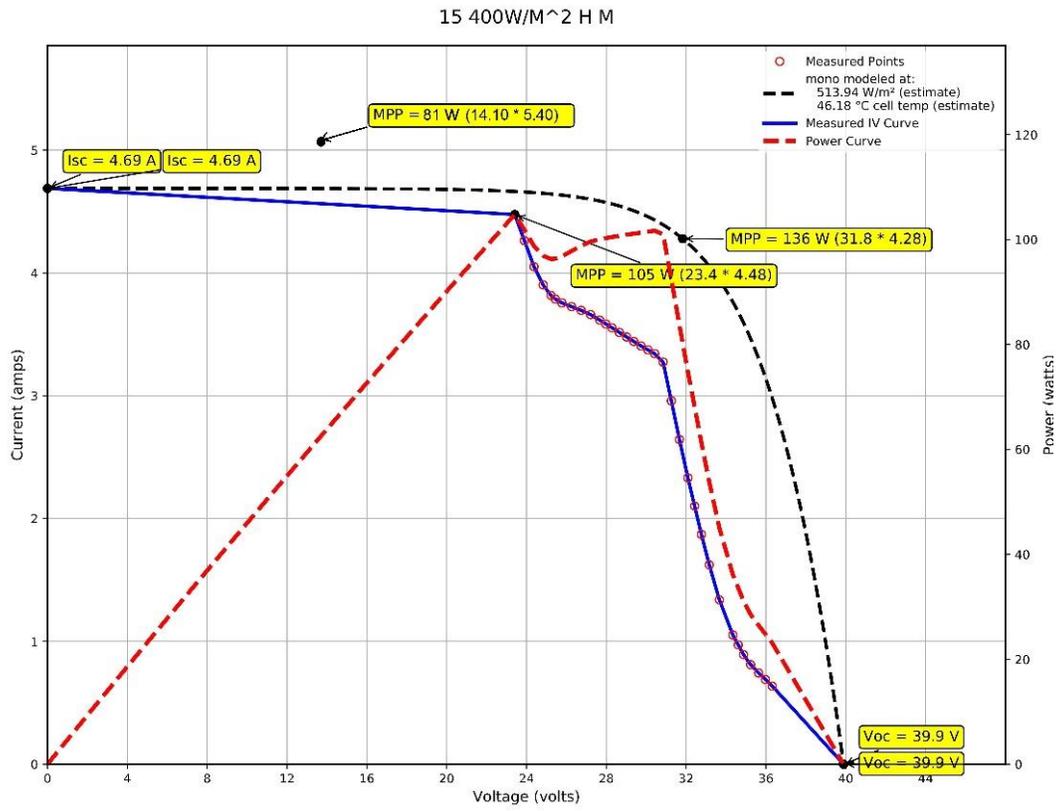
Fuente: Elaborado por el autor.

### 13.13.2 Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino

A continuación, se analizó las mismas condiciones, para los paneles monocristalinos, dado que los paneles monocristalinos absorben mejor la radiación por consiguiente el funcionamiento del controlador de carga trabaja de manera similar al anterior experimento 1.

En las figuras 73 y 74 con el 15% de sombra y con una irradiación baja, se nota claramente que se tiene dos MPP locales así como lo muestra la línea punteada roja que es la potencia tiene dos picos uno de esos picos esta aproximado a la estimación realizado con la irradiación al 513 W/M2 se acerca el MPP 105W a dicha curva esta denotada como línea negra punteada, en el controlador tomó el MPP 81W se interpreta que redujo la tensión y aumento la corriente para así ser igualada la tensión de la batería.

Figura 73 Curva I/V al 15 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 74 Controlador al 15 % de sombra monocristalino

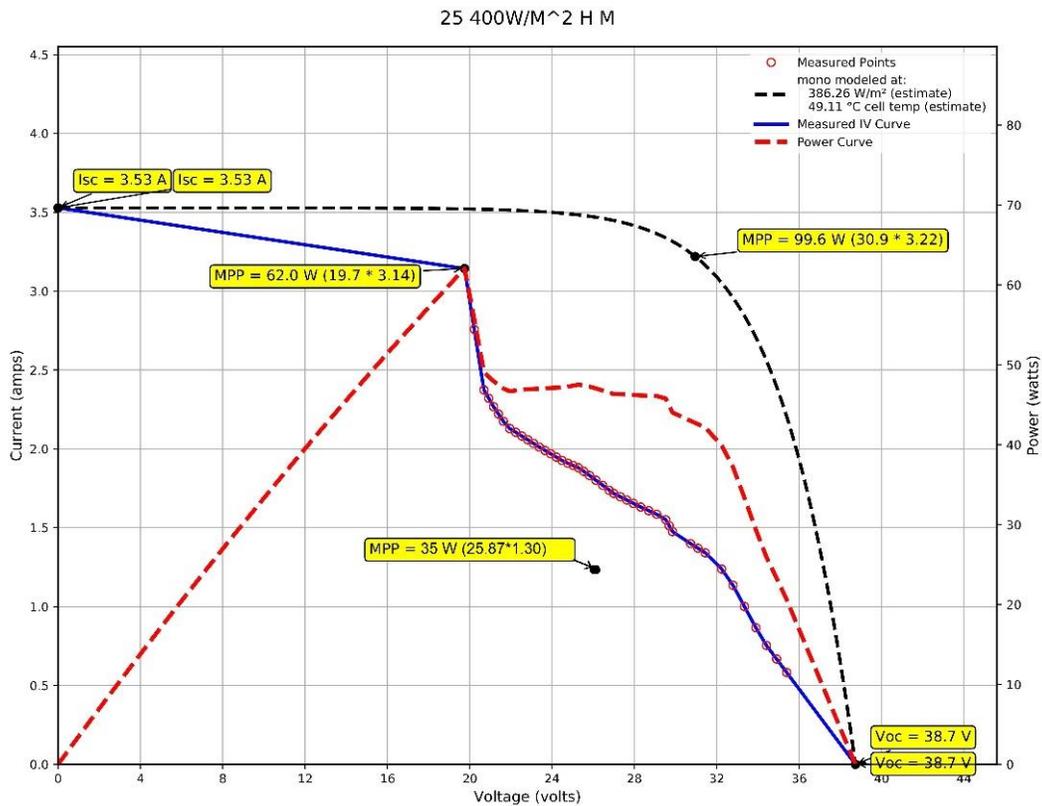


Fuente: Elaborado por el autor.

En las figuras 75 y 76 siguientes, con el 25% de sombreado y con una irradiación baja, con su punto mppt 35W y con el 35% el punto mppt 35W del controlador, se analizó que los puntos están muy distanciados de la curva I/V de color azul, sometido a estas sombras el controlador opta por igualar la tensión de 24V de la batería (Vbat) de carga por lo que el controlador de carga no puede transformar un voltaje más bajo a un voltaje más alto por lo cual funcionara como un controlador PWM conectándolo directamente a la batería cuando este estado cambie el controlador pasa a la etapa inicial (bulk), cuando la tensión nominal de voltaje máximo (Vm) es más alto que Vbat funcionará mucho mejor que un controlador PWM.

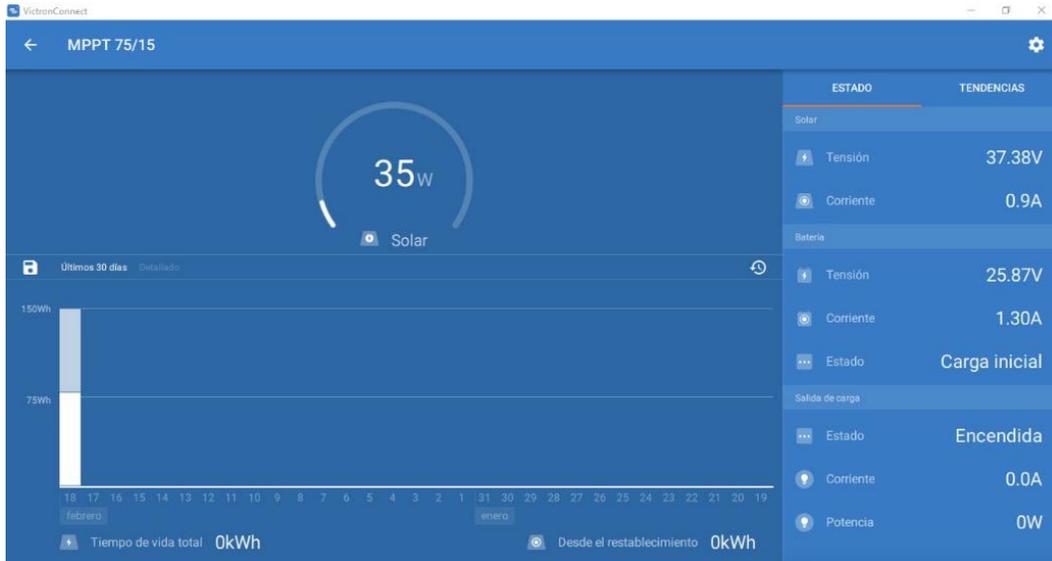
Dado a la estimación de la curva I/V punteada de color negro se ve claramente que está demasiado lejos del punto mpp, si en una instalación se presenta frecuentemente este tipo de comportamientos pueda que a un futuro reduzca el almacenamiento de corriente de las baterías.

Figura 75 Curva I/V al 25 % de sombra monocristalino.



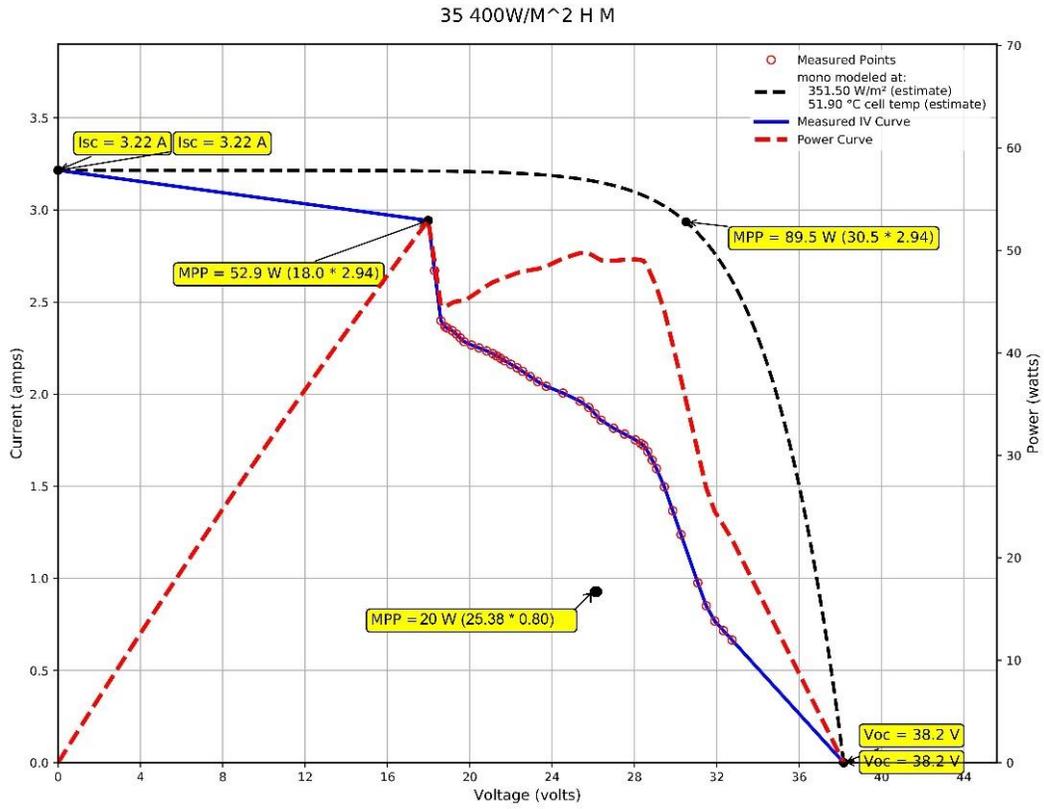
Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 76 Controlador al 25 % de sombra monocristalino



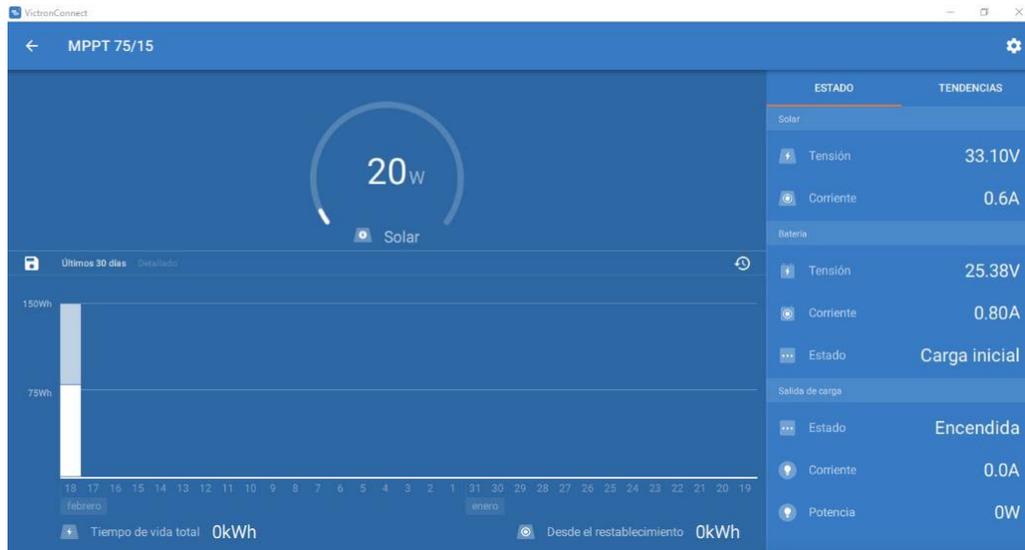
Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 77 Curva I/V al 35 % de sombra monocristalino



Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 78 Controlador al 35 % de sombra monocristalino



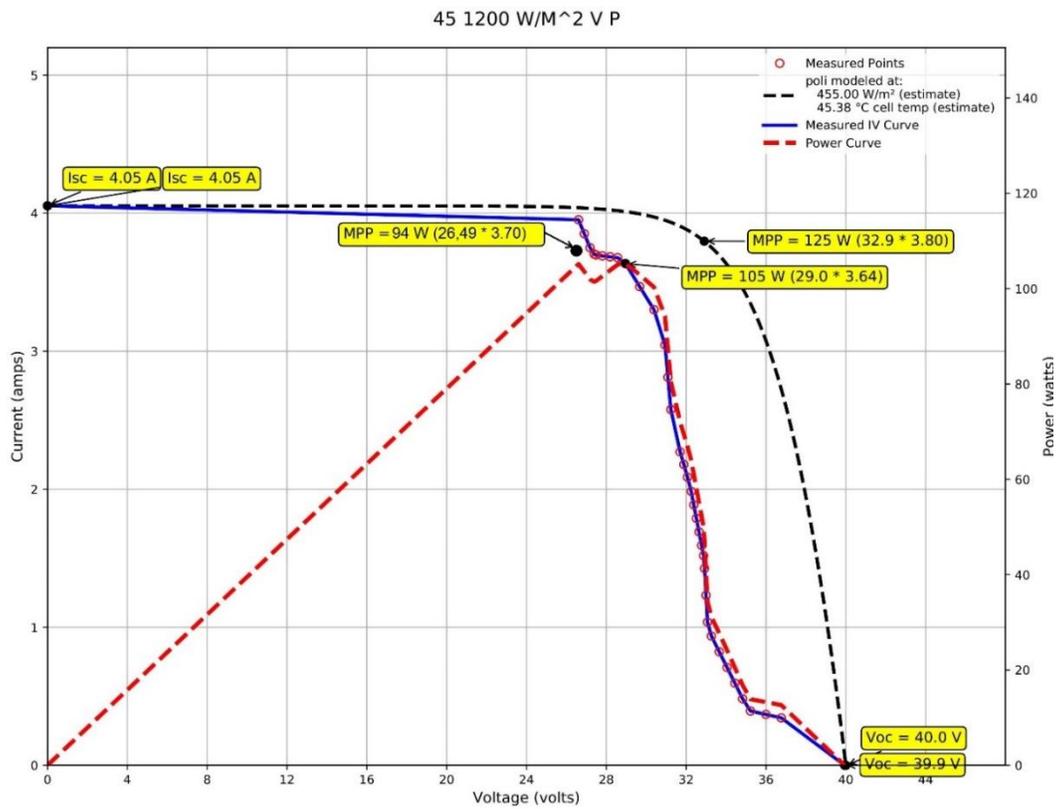
Fuente: Elaborado por el autor.

## 13.14 DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO VERTICAL

### 13.14.1 Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino

Siguiendo con el experimento número tres (Sombreado E-O; O-E) en varios porcentajes 45% 75% y 95% utilizando la tecnología policristalino y monocristalino, en los tres subgrupos el que menos generó potencia fue en alta tanto en policristalino como monocristalino, porque se debe este comportamiento sabiendo que en alta los paneles deben generar la máxima potencia, lo que la investigación arrojó es que a menor distancia entre la sombra y los paneles producen menor potencia, así como a mayor distancia entre la sombra produce mayor potencia. Todos los paneles tienen diodos de derivación, por lo que, si un panel se cae, la corriente fluye alrededor de las celdas a través de los diodos como se muestra en las siguientes figuras 79 y 80.

Figura 79 Curva I/V al 45% de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

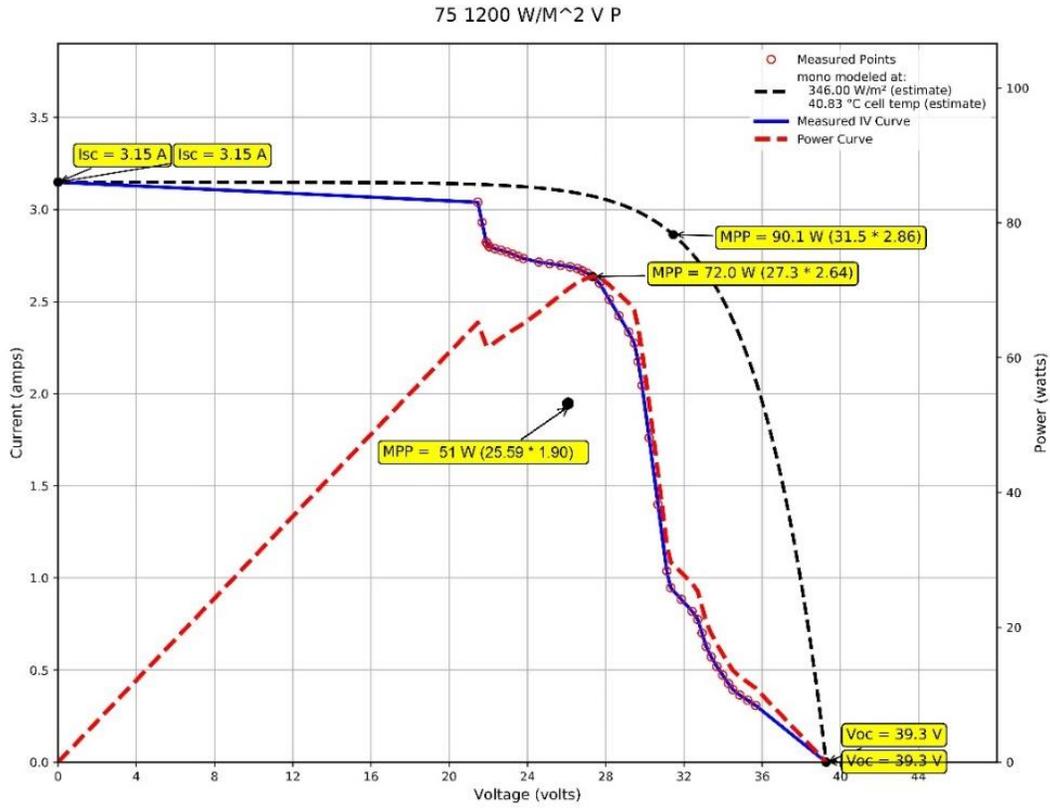
Figura 80 Controlador al 45 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

En las figuras 81 y 82 con un 75% de sombra y con una irradiación alta el controlador trabaja de manera eficiente su MPP 94W aproximando al recodo de la curva dicho recodo es un MPP local generando la misma tensión y corriente del punto MPP 105W.

Figura 81 Curva IV al 75 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

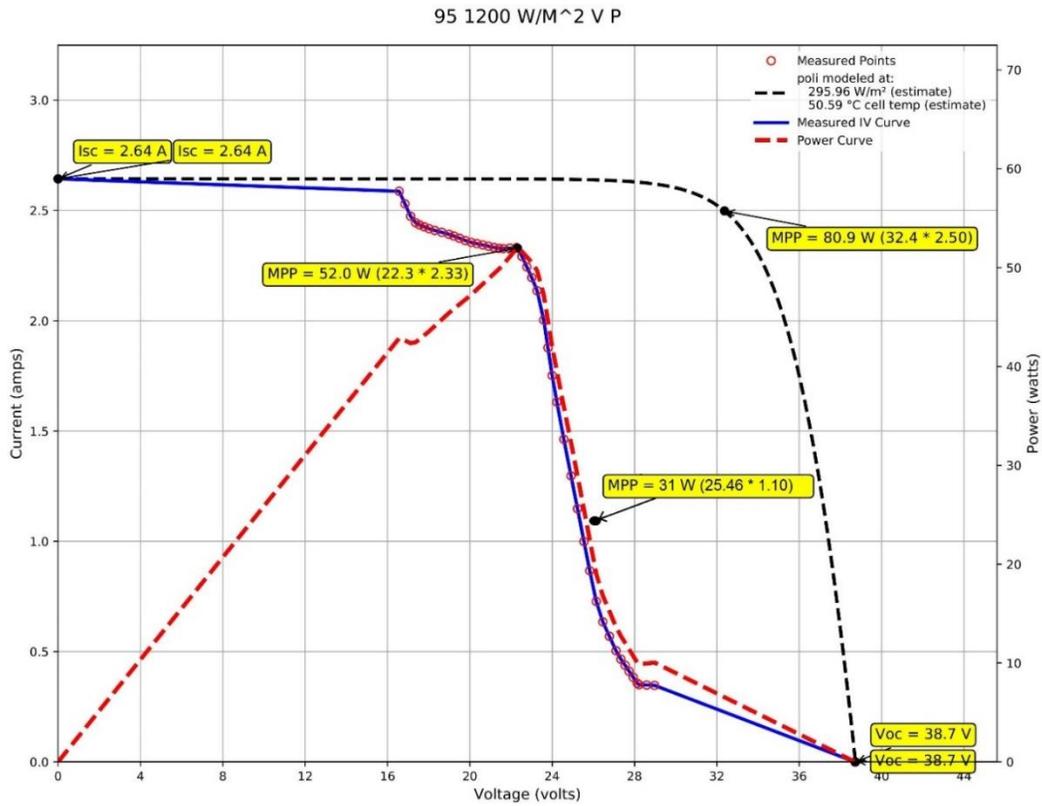
Figura 82 Controlador al 75 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

Para el porcentaje de sombra 95% y con una irradiación alta figura 83 y 84 el controlador de carga encontró su MPP 52W con respecto a el punto de 72W, se obtiene un 70% de potencia dando una buena a proximidad a la curva I/V, representa casi el total del panel cubierto, en el controlador de carga su MPP 31W se aproxima a la curva I/V de color azul, sube la tensión y disminuye la corriente con una pérdida del 59% de potencia buscando así el MPP local.

Figura 83 Curva I/V al 95 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor.

Figura 84 Controlador al 95 % de sombra policristalino.



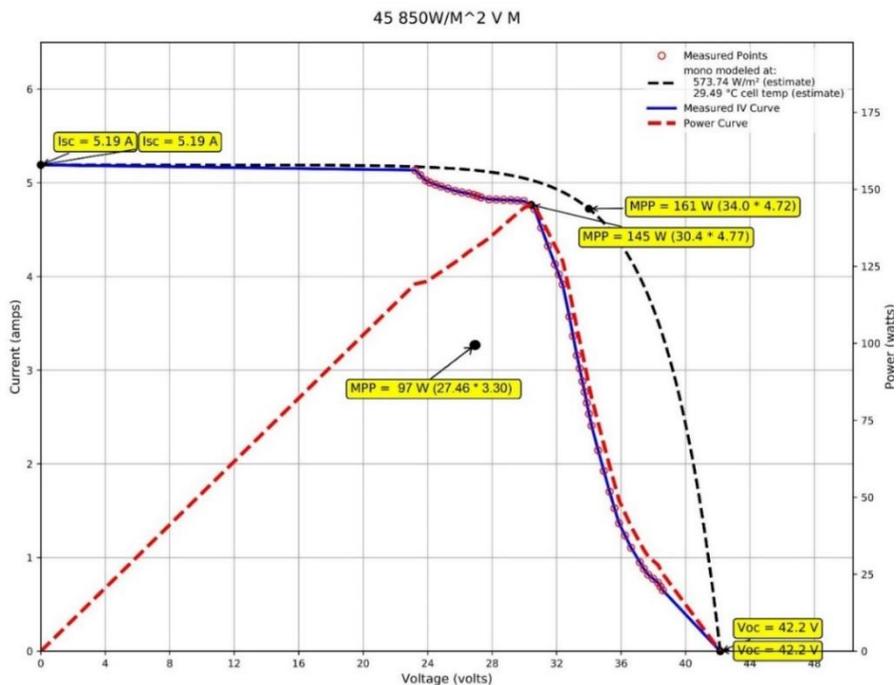
Fuente: Elaborado por el autor

### 13.14.2 Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino

En el monocristalino la afectación de un sombreado en alta radiación es moderado y aproxima muy bien el MPP del controlador de carga como se puede apreciar en las siguientes figuras 85.

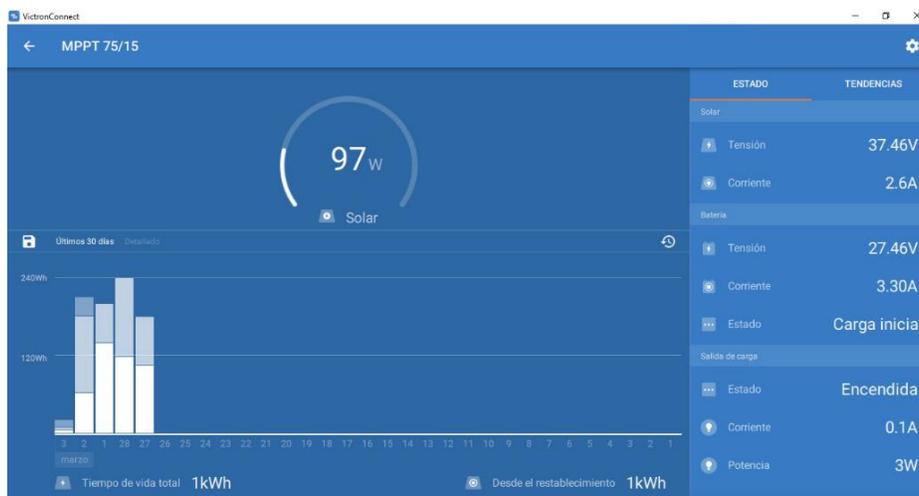
Para un sombreado del 45% y con una irradiación media, el controlador de carga MPP 97W se aproxima al MPP 145W perdiendo así un 66% de potencia como se aprecia en la figura 85 y 86.

Figura 85 Curva I/V al 45 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

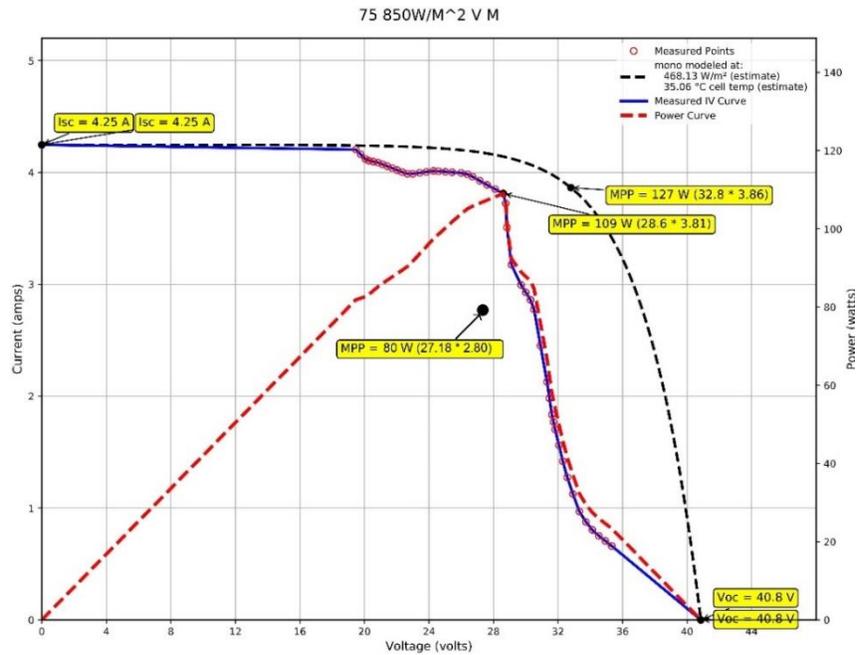
Figura 86 Controlador al 45 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

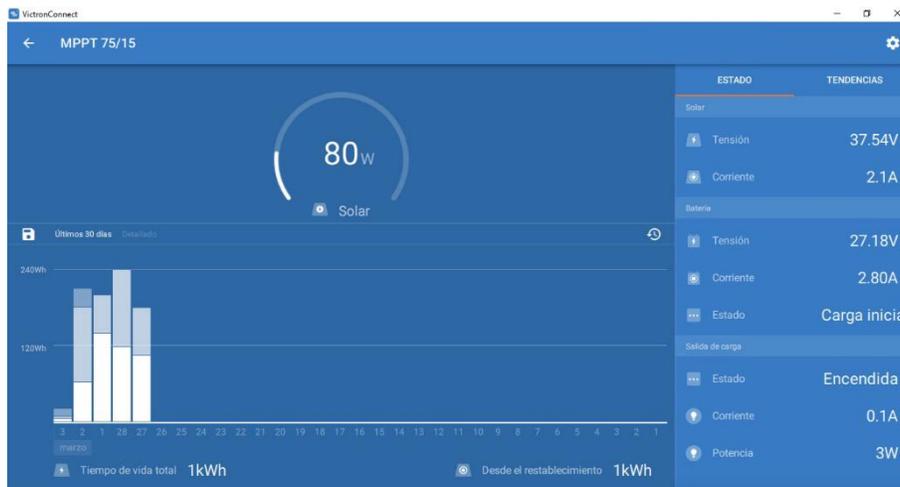
Para un sombreado del 45% de sombra y con una irradiación media el controlador de carga MPP 97W se aproxima al MPP 145W perdiendo así un 66% de potencia. Figuras 87 y 88

Figura 87 Curva I/V al 75 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

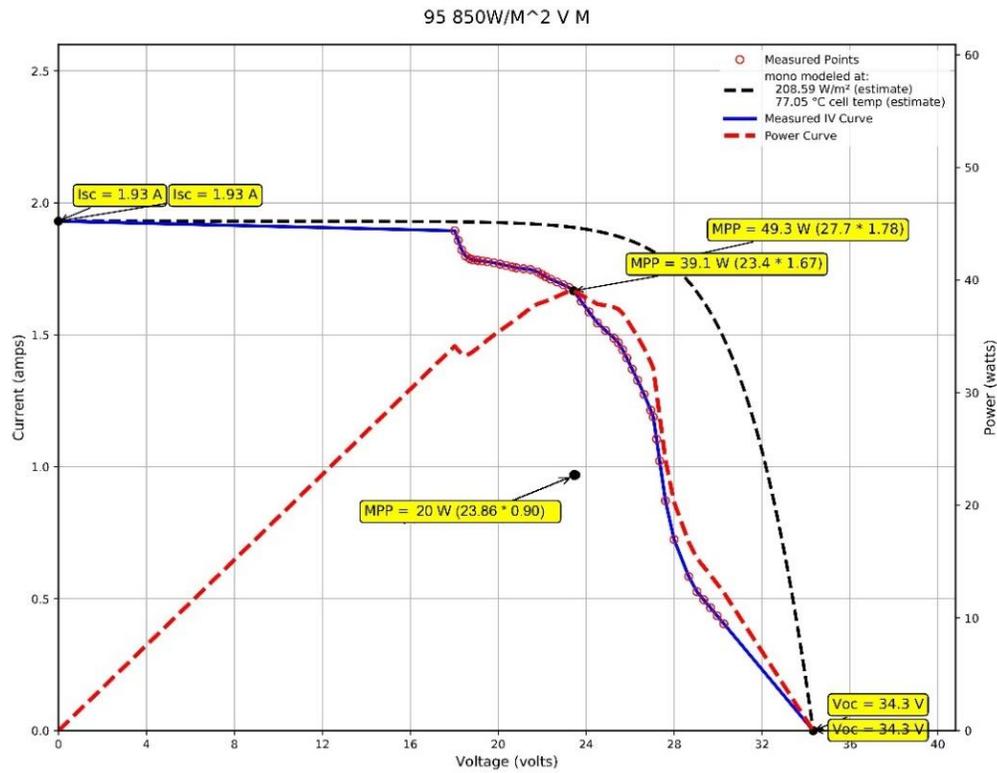
Figura 88 Controlador al 75 % de sombra monocristalino



Fuente: Elaborado por el autor

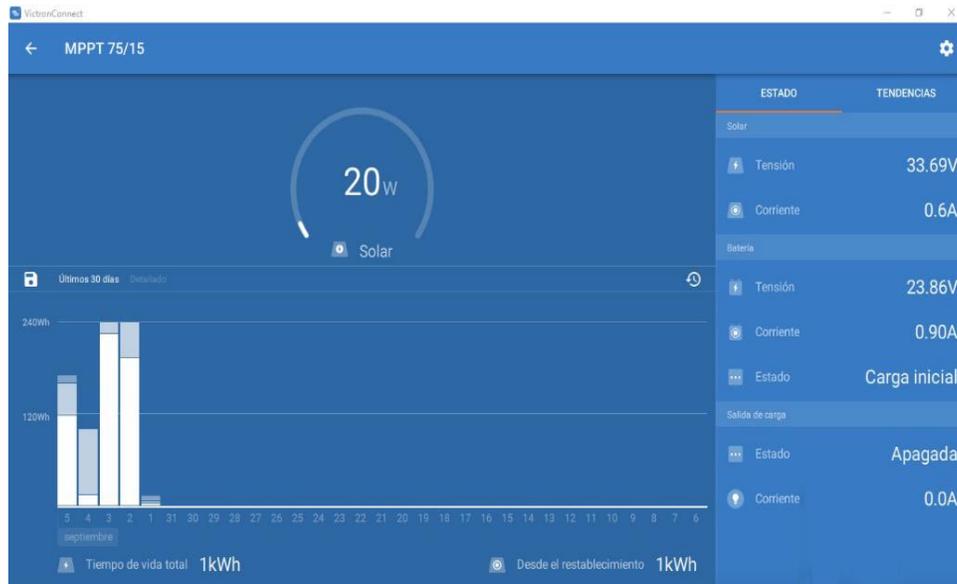
Para el sombreado del 75% sombra y con una irradiación media. La corriente disminuye, pero la tensión intenta mantenerse estable. Lo que significa que en el controlador de carga su mpp 20W está por debajo de la tensión Vbat y pasa a funcionar como PWM como se ve en las Figuras 89 y 90

Figura 89 Curva I/V al 95 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

Figura 90 Controlador al 95 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

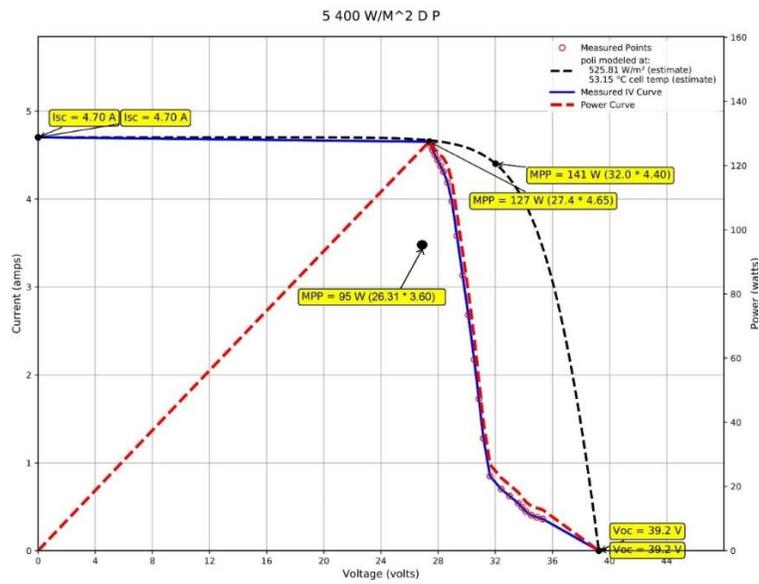
## 13.15 DESEMPEÑO DEL CONTROLADOR EN CONDICIONES DE SOMBREADO DIAGONAL

### 13.15.1 Sistema Con Módulos De Silicio Policristalino

Siendo en el experimento número cuatro (Sombreado SO- NE) en varios porcentajes 5% 55% y 85% utilizando la tecnología policristalino y monocristalino, se vio un comportamiento aleatorio entre los tres rangos alto medio y bajo generando pérdidas de potencia.

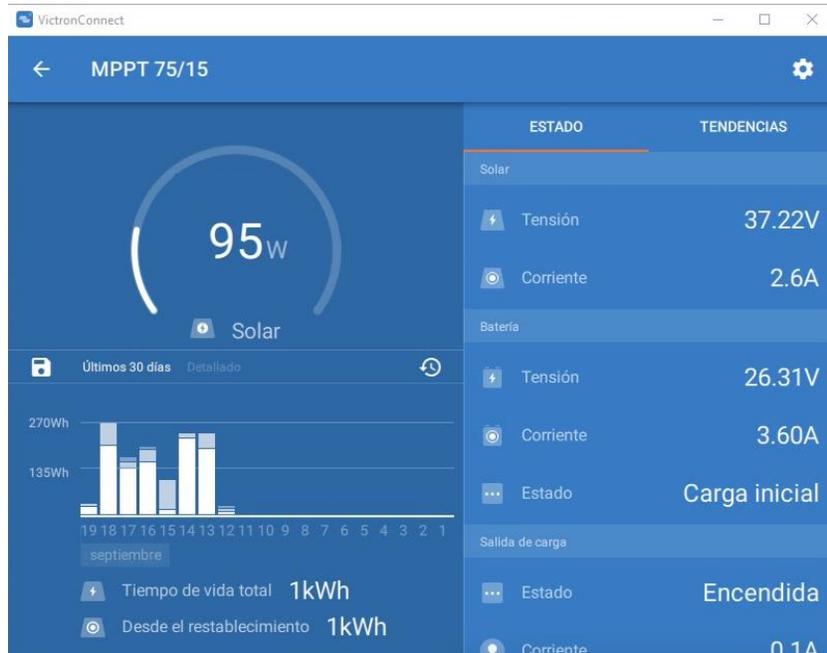
Para la Figuras 90 y 91 donde está el 5 % de sombra y con una irradiación baja el controlador de carga obtuvo el MPP 95W muy aproximado al de la curva I/V color azul reduce corriente y sostiene la tensión, da como resultado de 74% de pérdida de potencia, esto es debido a el tipo de conexión de la celda que queda mitad sombreado y la otra mitad sin sombrear el controlador de carga en estas condiciones toma una mejor lectura.

Figura 91 Curva I/V al 5 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

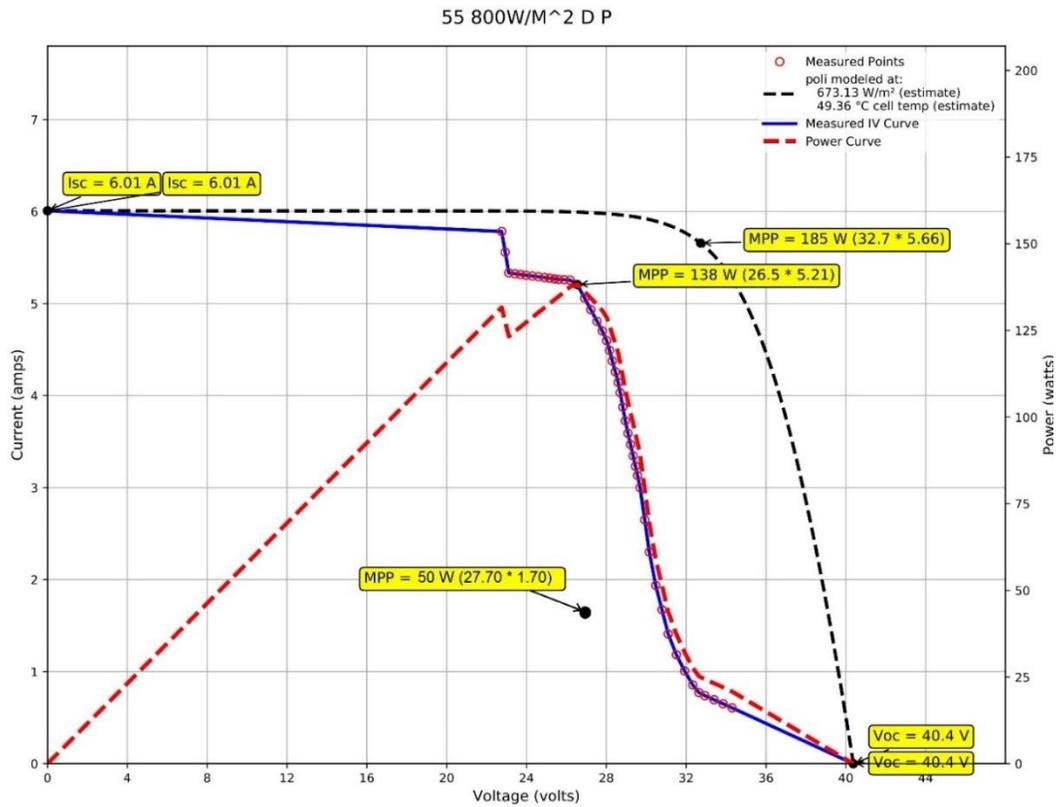
Figura 92 Controlador al 5 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

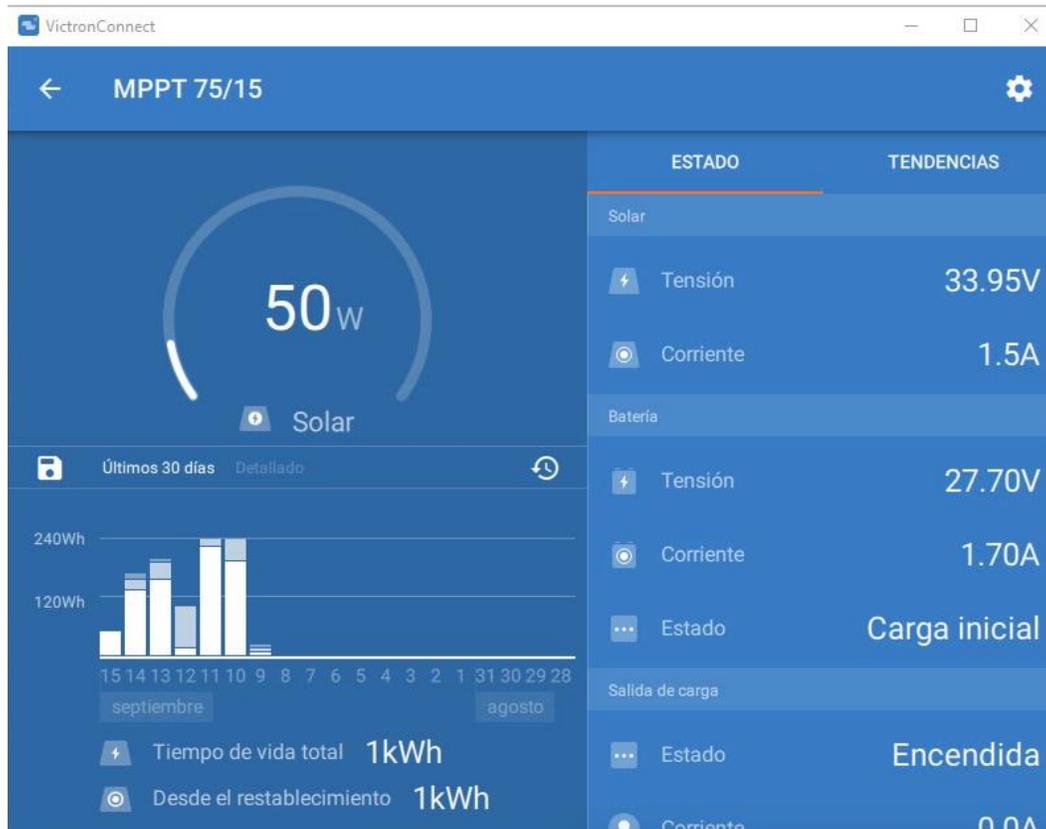
En la figura 93 y 94 donde está el 55% de sombra y con una irradiación media, el MPP del controlador está muy por debajo del MPP 138 W, sube tensión y reduce corriente para un total de 36% de pérdida de potencia.

Figura 93 Curva I/V al 55 % de sombra policristalino.



Fuente: *Elaborado por el autor*

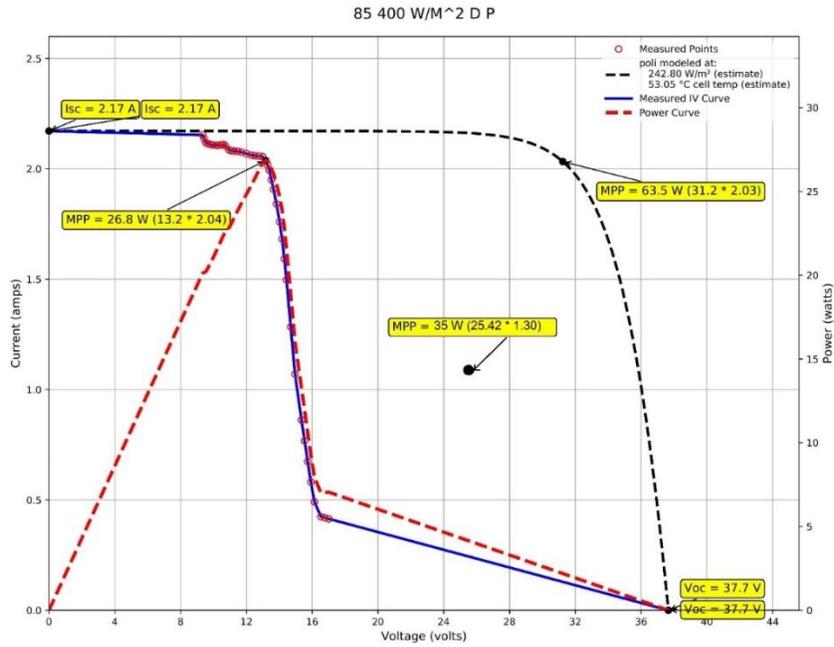
Figura 94 Controlador al 55 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

Se observó en la figura 95 y 96, donde está el 85 % de sombra y con una irradiación baja, un pico en la potencia línea roja punteada y varios recodos de la curva I/V este comportamiento anómalo para el controlador de carga su MPP 35W se le hace difícil encontrar su MPP global o local, el realizó un barrido del MPP cada 10 minutos, y que 33 segundos sea el período de tiempo necesario para volver a calcular el nuevo punto de máxima potencia si no encuentra una respuesta correcta en estas condiciones, está muy por debajo de la estimación que se realizó con el 35W.

Figura 95 Curva I/V al 85 % de sombra policristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

Figura 96 Controlador al 85 % de sombra policristalino.

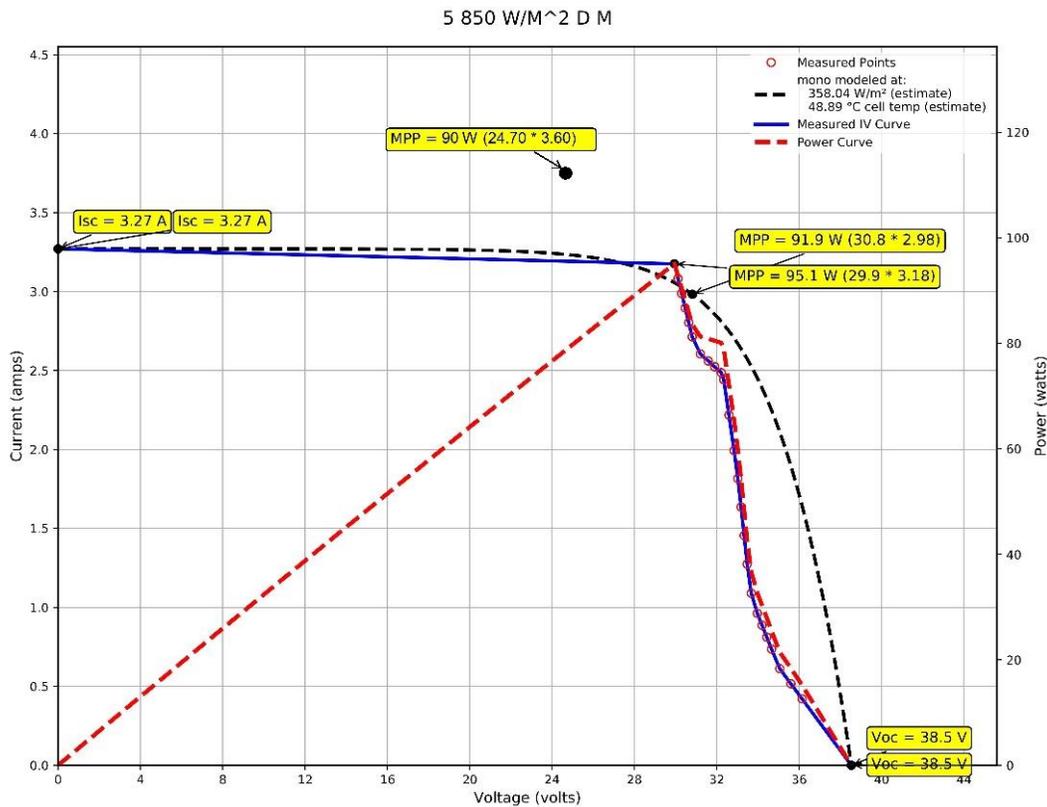


Fuente: Elaborado por el autor

### 13.15.2 Sistema Con Módulos De Silicio Monocristalino

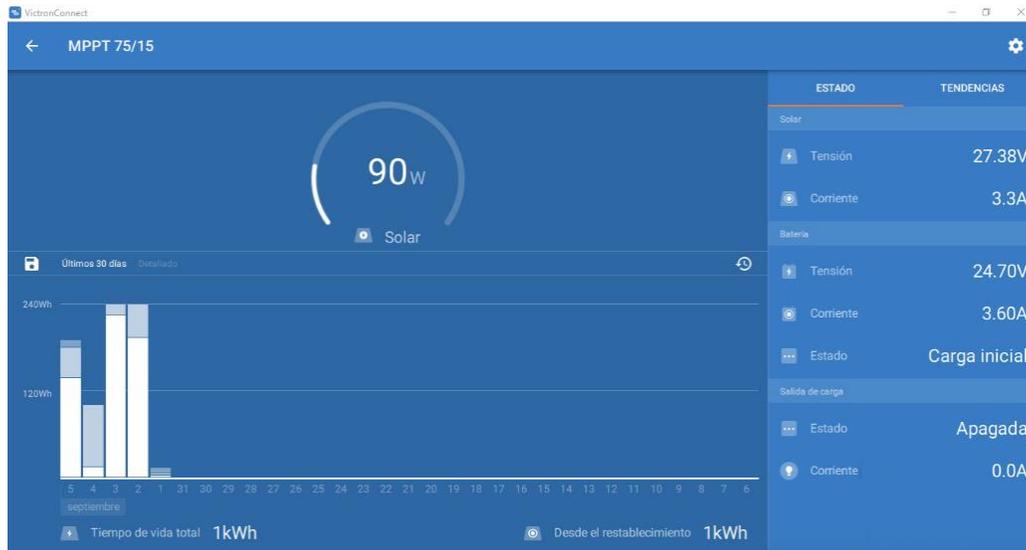
Para un 5% de sombra y con una irradiación media como lo muestra la figura 97 y 98 el MPP 90W sobrepasa la curva I/V debido a esta condición el controlador aumenta su corriente y disminuye la tensión dicha tensión está por debajo de la tensión de la batería  $V_{bat}$  el comportamiento del controlador es de PWM lo que está generando el panel que es 90W figura 97 lo pasa directamente a la batería por este motivo el MPP sobrepasa las curvas.

Figura 97 Curva I/V al 5 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

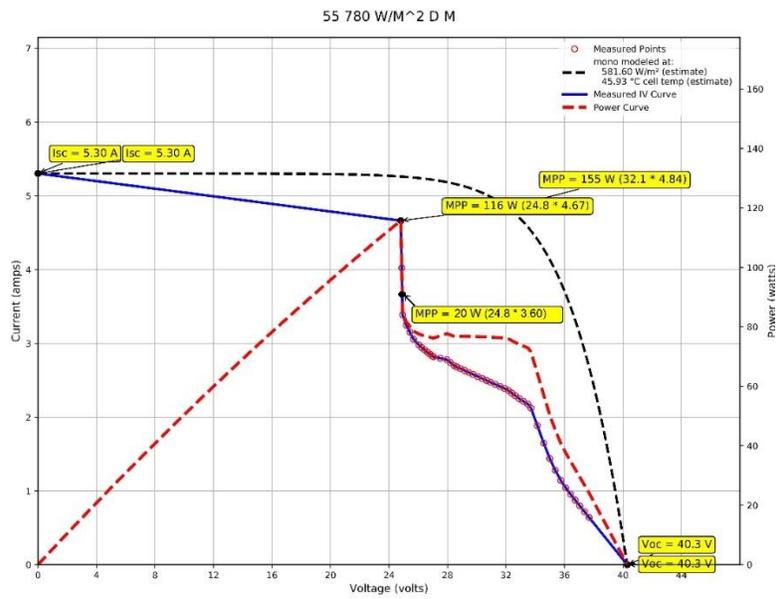
Figura 98 Curva I/V al 5 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

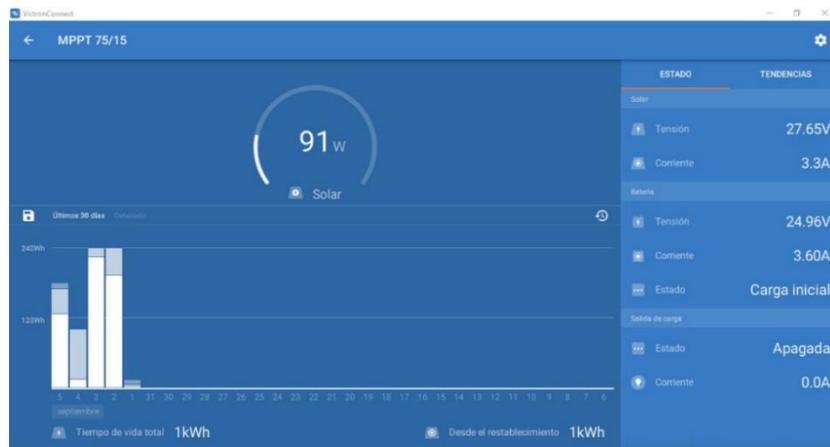
En la figura 99 y 100 donde está el 55 % de sombra y con una irradiación media, el MPP 20W del controlador está justo en la curva I/V color azul lo que significa que allí encontró el MPP local y trabaja de manera eficiente con una pérdida del 17% de potencia, es allí donde viene a entrar el algoritmo del controlador diseñado por el fabricante que dice mejora un 30 % la generación de potencia.

Figura 99 Curva I/V al 55 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

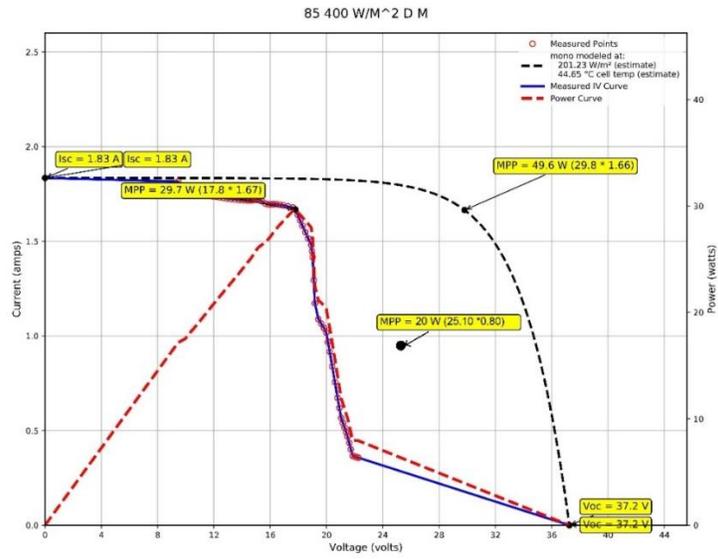
Figura 100 Controlador al 55 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

Ya con el 85 % de sombra y con una irradiación baja como se aprecia en la figura 101 y 102 se aleja el mpp 20W del controlador de carga aumenta tensión disminuye corriente generando así un 67% de pérdida de potencia.

Figura 101 Curva I/V al 85 % de sombra monocristalino



Fuente: Elaborado por el autor

Figura 102 Controlador al 85 % de sombra monocristalino.



Fuente: Elaborado por el autor

## 14 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 14.1 ESTUDIO EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE SOMBREADO

En la tabla 8 se aprecia el comportamiento en función del nivel de sombreado horizontal para los módulos fotovoltaicos. En este estudio, cada valor de la tabla corresponde a un promedio de los resultados para diferentes niveles de irradiación, pero siempre realizados al mismo nivel de sombreado.

Para los de tecnología de silicio policristalino se puede apreciar que el controlador de carga tiene mejor desempeño a bajo nivel de sombreado, con el 73%. El rendimiento decae en la medida que aumenta el sombreado, hasta un 58% en alta sombra con una pérdida global de 35%. Para módulos de silicio monocristalino se tiene mejor desempeño en bajas sombras, con un 82%. El rendimiento decae a medida que aumenta la sombra, hasta un 56%, con una pérdida global del 28%.

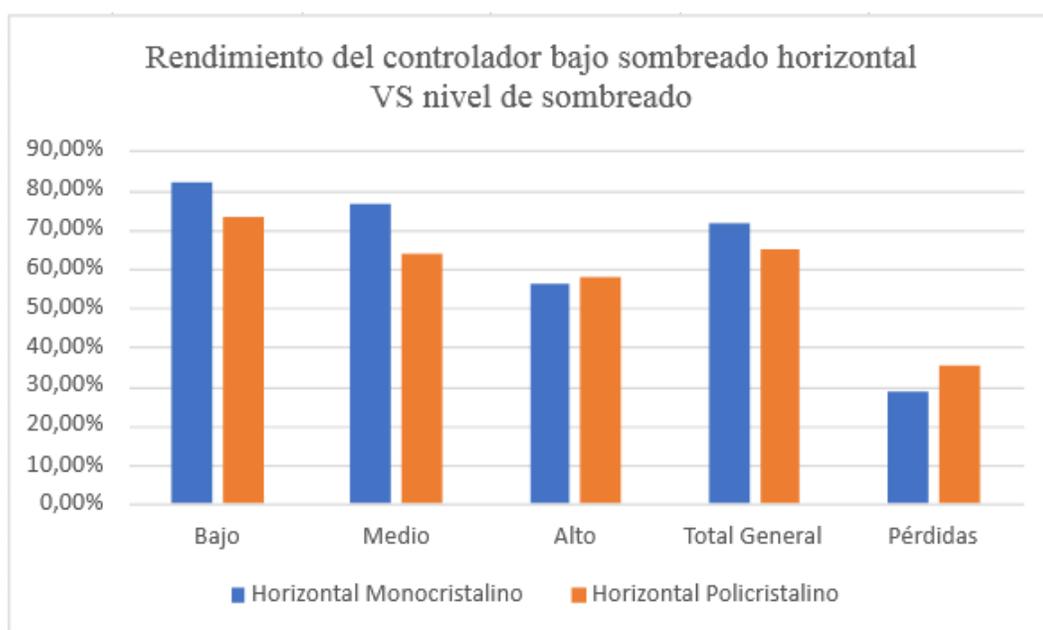
*Tabla 8 Desempeño del controlador bajo sombreado horizontal*

| SOMBREADO HORIZONTAL |                |                |
|----------------------|----------------|----------------|
|                      | Monocristalino | Policristalino |
| Bajo                 | 81,92%         | 73,21%         |
| Medio                | 76,43%         | 63,63%         |
| Alto                 | 56,25%         | 57,94%         |
| Total General        | 71,53%         | 64,93%         |
| Pérdidas             | 28,47%         | 35,07%         |

*Fuente: Elaborado por el autor*

En la figura 103 se muestra una comparativa entre las dos tecnologías. Quien tiene mayor rendimiento es el módulo de silicio monocristalino con un 28% de pérdida de potencia, con respecto al módulo policristalino es de 35%. Como conclusión, cuando hay sombreado horizontal, el controlador se desempeña de forma más óptima con módulos solares de silicio monocristalino. La diferencia podría ser debido a que la corriente de máxima potencia del módulo poli cristalino es mayor que la correspondiente al mono cristalino. Por tanto, al sombrear una fila completa en diferentes cadenas de celdas, la potencia se afecta en mayor medida en el módulo policristalino, y por tanto el controlador de carga tiene menor efectividad en localizar el pmp.

*Figura 103 Rendimiento del controlador bajo sombreado horizontal VS nivel de sombreado*



*Fuente: Elaborado por el autor*

En la tabla 9 se aprecia el comportamiento en función del nivel de sombreado vertical para los módulos fotovoltaicos. Para tecnología poli cristalina, el controlador de carga tiene mejor desempeño a bajo sombreado con un 77%. El rendimiento decae en la medida que aumenta el sombreado, hasta un 47% en alta sombra, con pérdidas globales del 39%. Para módulos de silicio monocristalino se tiene mejor desempeño en bajas sombras con un

desempeño del 65%. El rendimiento decae a medida que aumenta la sombra, hasta un 42% en altas sombras, con una pérdida global de 45%.

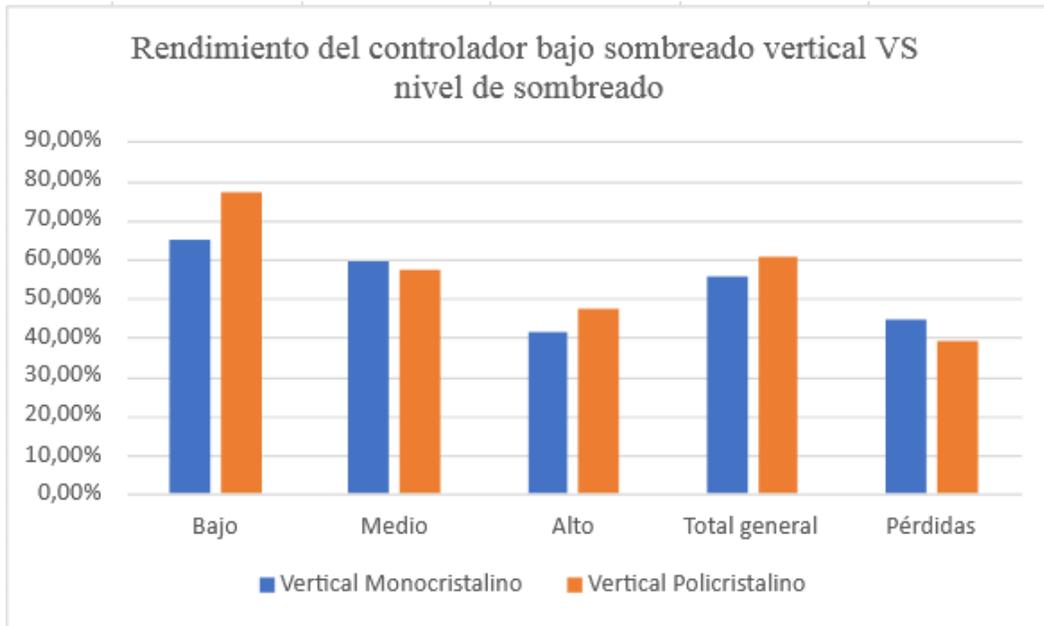
*Tabla 9 Desempeño del controlador bajo sombreado horizontal*

| SOMBREADO VERTICAL |                |                |
|--------------------|----------------|----------------|
|                    | Monocristalino | Policristalino |
| Bajo               | 65,21%         | 77,31%         |
| Medio              | 59,38%         | 57,28%         |
| Alto               | 41,50%         | 47,24%         |
| Total General      | 55,36%         | 60,61%         |
| Pérdidas           | 44,64%         | 39,39%         |

*Fuente: Elaborado por el autor*

En la figura 104 se observa el rendimiento del controlador en función del sombreado vertical. Quien tiene mayor rendimiento es el módulo de tecnología policristalino, con un 39% de pérdida de potencia, con respecto al módulo monocristalino con 44%. Como conclusión, cuando hay sombreado vertical, el controlador se desempeña de forma más óptima con módulos solares de silicio poli cristalino. La diferencia podría ser debido al hecho conocido de que la tecnología de silicio poli cristalino tiene mejor desempeño a bajas irradiaciones solares. Por tanto, al sombrear una fila completa de una sola serie de celdas, sólo se afecta la corriente correspondiente en esa cadena, en la cual hay un porcentaje de disminución de corriente menor en la tecnología de silicio policristalino. Por lo tanto, la potencia se afecta en mayor medida en el módulo monocristalino, y el controlador de carga tiene menor efectividad en localizar el pmp.

Figura 104 Rendimiento del controlador bajo sombreado vertical VS nivel de sombreado.



Fuente: Elaborado por el autor

En la tabla 10 se aprecia el comportamiento en función del nivel de sombreado para los módulos con sombreado diagonal. Se puede apreciar que el controlador de carga tiene mejor desempeño para módulos poli cristalino, con un desempeño del 60%. El rendimiento decae en la medida que aumenta el sombreado, hasta un 48% en alta sombra, con pérdidas globales de 45%. Para módulos mono cristalinos se tiene mejor desempeño en bajas sombras con un desempeño del 88%. El rendimiento decae en la medida que aumenta la sombra, hasta un 61% en altas sombras, con pérdidas de 25%.

Tabla 10 Desempeño del controlador bajo sombreado Diagonal

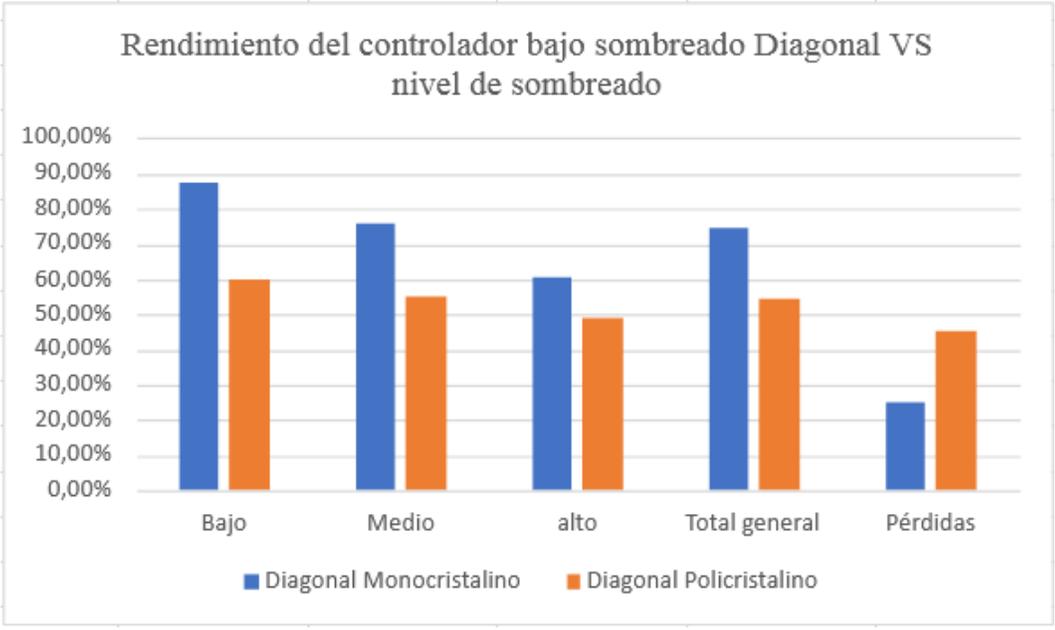
| SOMBREADO DIAGONAL |                     |                |
|--------------------|---------------------|----------------|
|                    | Monocrystalino<br>o | Policristalino |
| Bajo               | 87,71%              | 60,08%         |

|               |        |        |
|---------------|--------|--------|
| Medio         | 75,97% | 54,87% |
| Alto          | 60,63% | 48,78% |
| Total General | 74,77% | 54,58% |
| Pérdidas      | 25,23% | 45,42% |

Fuente: Elaborado por el autor

En la figura 105, en función del sombreado, quien tiene mayor rendimiento es el módulo monocristalino con un 25% de pérdida de potencia, con respecto al módulo policristalino es de 45%. Este comportamiento es previsible, debido a que el módulo de silicio monocristalino funciona mejor frente al sombreado horizontal. Este comportamiento se hace predominante en comparación al vertical, ya que el sombreado en diagonal cubre mayor proporción de celdas solares horizontales que verticales.

Figura 105 Rendimiento del controlador bajo sombreado Diagonal VS nivel de sombreado



Fuente: Elaborado por el autor

## 14.2 ESTUDIO EN FUNCIÓN DEL NIVEL IRRADIACIÓN

En la tabla 11 se aprecia el comportamiento del controlador en función del nivel de irradiación para los módulos fotovoltaicos bajo sombreado horizontal. En este estudio, cada valor de la tabla corresponde a un promedio de los resultados para diferentes niveles de sombreado, pero siempre realizados al mismo nivel de irradiación solar.

Para el módulo de silicio poli cristalino, se puede apreciar que el controlador de carga tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con un desempeño del 88%. El rendimiento decae en la medida que disminuye la irradiación, hasta un 41% en bajas irradiaciones, con una pérdida de 35%. Para módulos mono cristalino se tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con un desempeño del 86%. El rendimiento decae hasta a medida que disminuye la irradiación, hasta un 57% en bajas irradiaciones, con una pérdida de 28%.

Este comportamiento se puede explicar en el hecho de que a medida que hay menor cantidad de irradiancia incidente el módulo fotovoltaico, el nivel de precisión en el rastreo del pmp disminuye, debido a que los máximos y mínimos se encuentran más juntos en la gráfica P-V.

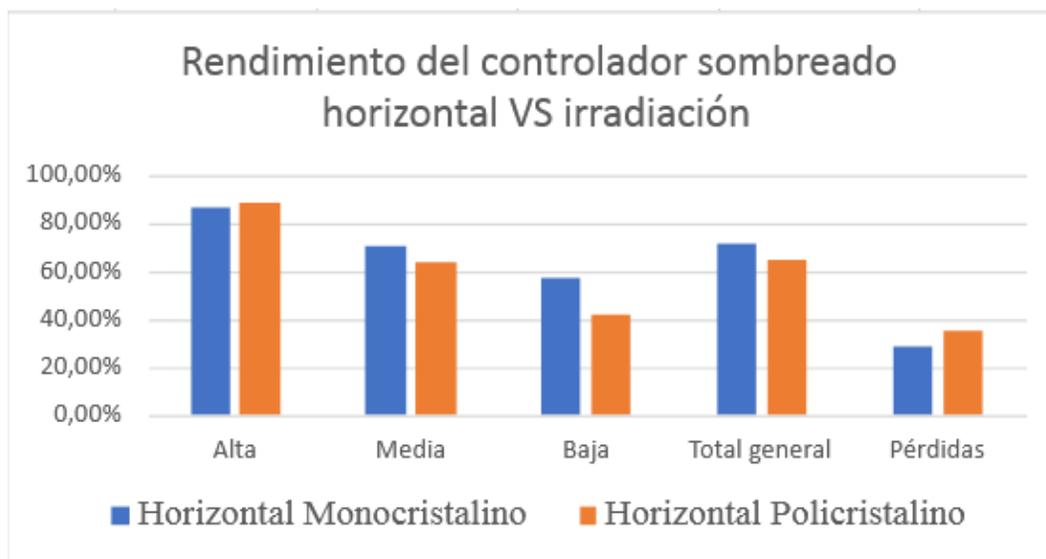
*Tabla 11 Desempeño del controlador bajo irradiación horizontal.*

|               | Horizontal Monocrystalino | Horizontal Policristalino |
|---------------|---------------------------|---------------------------|
| Alta          | 86,42%                    | 88,71%                    |
| Media         | 71,05%                    | 64,34%                    |
| Baja          | 57,13%                    | 41,73%                    |
| Total general | 71,54%                    | 64,93%                    |
| Pérdidas      | 28,46%                    | 35,07%                    |

*Fuente: Elaborado por el autor*

En la figura 106, en función de la irradiación horizontal, quien tiene mayor rendimiento es el módulo monocristalino con un 28% de pérdida de potencia, respecto al módulo policristalino con 35%. Este comportamiento se puede explicar en el hecho de que los módulos de silicio poli cristalino responden mal a las bajas intensidades de luz global, ya que sus corrientes de punto de máxima potencia son mayores. Por lo tanto, al bajar la irradiancia, la corriente se disminuye drásticamente, y es más difícil para el controlador ubicar el pmp.

*Figura 106 Rendimiento del controlador irradiación horizontal VS irradiación*



*Fuente: Elaborado por el autor*

En la tabla 12 se aprecia el comportamiento del controlador en función del nivel de irradiación para los módulos fotovoltaicos bajo sombreado vertical. Se puede apreciar que el controlador de carga tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con un desempeño del 73%, para módulos de silicio poli cristalino. El rendimiento decae en la medida que disminuye la irradiación, hasta un 56% en bajas irradiaciones, con una pérdida de 36%. Para módulos de silicio monocristalino se tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con

un desempeño del 56%. El rendimiento decae en la medida que disminuye la irradiación , hasta un 48% en bajas irradiaciones con una pérdida de 45%.

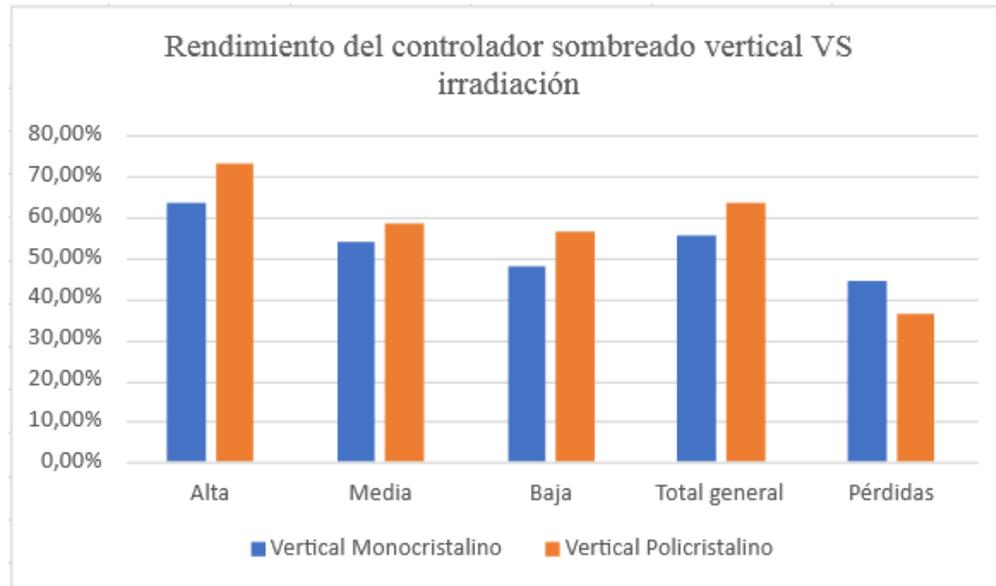
*Tabla 12 Desempeño del controlador bajo irradiación vertical*

|               | Vertical Monocristalino | Vertical Policristalino |
|---------------|-------------------------|-------------------------|
| Alta          | 63,81%                  | 73,32%                  |
| Media         | 54,23%                  | 58,33%                  |
| Baja          | 48,04%                  | 56,67%                  |
| Total general | 55,36%                  | 63,54%                  |
| Pérdidas      | 44,64%                  | 36,46%                  |

*Fuente: Elaborado por el autor*

En la figura 107, en función de la irradiación vertical, quien tiene mayor rendimiento es el módulo policristalino con un 36% de pérdida de potencia, con respecto al módulo policristalino es de 45%. La explicación a este comportamiento es similar al discutido previamente en el sombreado vertical, para distintos niveles de sombreado.

Figura 107 Rendimiento del controlador irradiación horizontal VS irradiación



Fuente: Elaborado por el autor

En la tabla 13 se aprecia el comportamiento del controlador en función del nivel de irradiación para los módulos fotovoltaicos bajo sombreado diagonal. Se puede apreciar que el controlador de carga tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con un desempeño del 65%, para módulos poli cristalinos. El rendimiento decae en la medida que disminuye la irradiación, hasta un 37% en bajas irradiaciones con una pérdida de 47%. Para módulos de Si-monocrystalino se tiene mejor desempeño en altas irradiaciones con un desempeño del 76%. El rendimiento decae a medida que disminuye la irradiación, hasta un 72% en bajas irradiaciones con una pérdida de 25%.

Tabla 13 Desempeño del controlador bajo irradiación diagonal.

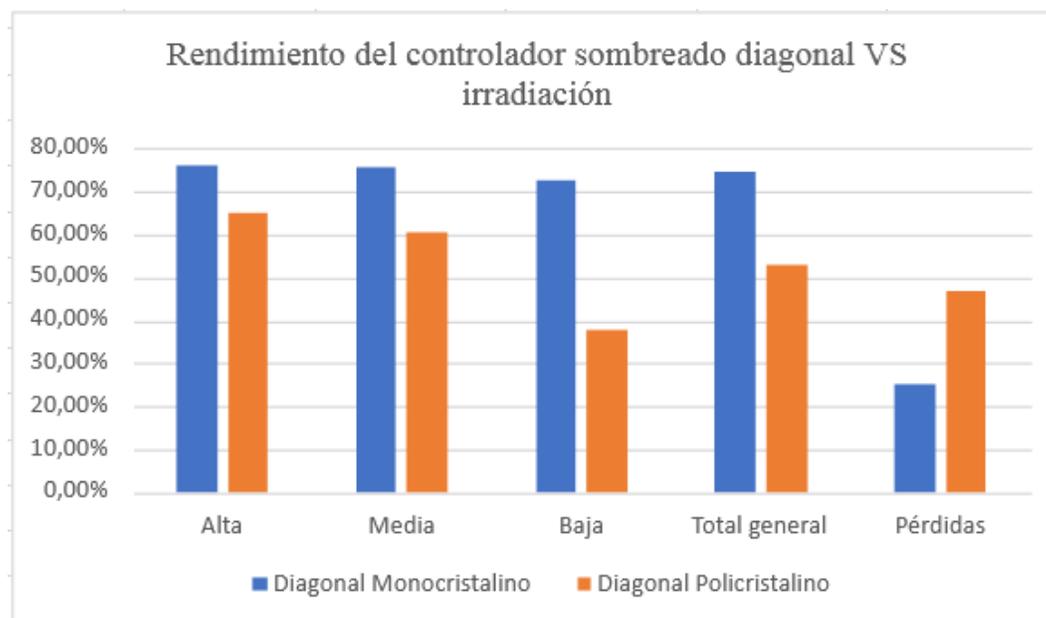
|       | Horizontal Monocrystalino | Horizontal Policristalino |
|-------|---------------------------|---------------------------|
| Alta  | 76,11%                    | 65,07%                    |
| Media | 75,51%                    | 60,43%                    |

|               |        |        |
|---------------|--------|--------|
| Baja          | 72,68% | 37,97% |
| Total general | 74,77% | 52,84% |
| Pérdidas      | 25,23% | 47,16% |

*Fuente. Elaborado por el autor*

En la figura 108 en función de la irradiación oblicua, quien tiene mayor rendimiento es el módulo monocristalino, con un 25% de pérdida de potencia, con respecto al módulo policristalino es de 47%. Este comportamiento se explica de igual forma que el sombreado oblicuo, en diferentes niveles de sombreado.

*Figura 108 Rendimiento del controlador sombreado diagonal VS irradiación*



*Fuente. Elaborado por el autor*

## 15 CONCLUSIONES.

- La presencia de sombras provoca la caída del rendimiento del controlador de carga, en un sistema aislado autónomo. Dispositivos como los presentados en este trabajo (controlador de carga) pueden ayudar a optimizar la producción fotovoltaica, dependiendo de la orientación de las sombras. Los resultados deben de tenerse en cuenta para aquellos lugares donde hay sombras, que pueden afectar a los módulos fotovoltaicos. Tanto la tensión como la corriente sufren un gran descenso, provocado por el tipo de conexión de las celdas y los diodos de bypass conectados entre ellas, disminuyendo la producción de potencia en el panel.
- De manera general, el rendimiento del controlador de carga disminuye a medida que aumenta el porcentaje de sombreado sobre los módulos fotovoltaicos, independientemente de la tecnología. Un efecto similar se aprecia a medida que disminuye la irradiación solar incidente.

Además, se analizó el efecto de diferentes configuraciones de sombreado:

- En el caso de sombreado horizontal sobre los módulos fotovoltaicos, el desempeño del controlador de carga fue mayor en paneles de silicio monocristalino. El rendimiento del controlador fue en promedio del 71%, en comparación al obtenido de 65% para módulos de tecnología poli cristalina. Esto podría ser debido a que la corriente de máxima potencia del módulo poli cristalino es mayor que la correspondiente al mono cristalino. Por tanto, al sombrear una fila completa la potencia se afecta en mayor medida en el módulo poli cristalino, y por tanto el controlador de carga tiene menor efectividad en localizar el pmp.
- En el caso de sombreado vertical sobre los módulos fotovoltaicos, el desempeño del controlador de carga fue mayor en paneles de silicio policristalino. El rendimiento del controlador fue en promedio del 61%, en comparación al obtenido de 55% para

módulos de tecnología monocristalina. Esto podría explicarse en el hecho conocido de que la tecnología de silicio policristalino tiene mejor desempeño a bajas irradiaciones solares. Por tanto, al sombrear una fila completa de una sola serie de celdas, sólo se afecta la corriente correspondiente en esa cadena, en la cual hay un porcentaje de disminución de corriente menor en la tecnología de silicio policristalino.

- En el caso de sombreado diagonal sobre los módulos fotovoltaicos, el desempeño del controlador de carga fue mayor en paneles de silicio monocristalino. El rendimiento del controlador fue en promedio del 74%, en comparación al obtenido de 55% para módulos de tecnología policristalina. Este comportamiento podría ser debido a que el módulo de silicio monocristalino funciona mejor frente al sombreado horizontal. Esta tendencia se hace predominante en comparación al rendimiento bajo sombreado vertical, ya que el sombreado en diagonal cubre mayor proporción de celdas solares horizontales que verticales.
- La instalación de controladores de carga no siempre aumenta el rendimiento en igual forma, ya que depende también de las tecnologías de paneles fotovoltaicos usados en el sistema, y de la orientación de las sombras en el sistema. Por tanto, durante la etapa de diseño de sistemas autónomos, es necesario estudiar las configuraciones de sombreado que sufrirá el sistema. Esto podría afectar la decisión del tipo de tecnología de paneles solares a instalar. Así mismo, también influirá en la orientación de las cadenas de series, y cómo están dispuestas espacialmente en el área de instalación. Consideramos que esto es un aporte relevante al estado del arte, respecto al diseño e instalación de los sistemas fotovoltaicos autónomos.

## 16 RECOMENDACIONES.

A partir de la experiencia con el desempeño del controlador de carga, surgen algunas recomendaciones para la ampliación en la temática de los controladores de carga MPPT, se describen a continuación.

Cada tipo de sombra que tenga el panel solar la respuesta del controlador de carga es totalmente distinto, esto se debe que a mayor contacto a la superficie del panel solar va a caer sustancialmente la producción de energía y estando retirado de la superficie del panel aumenta la producción de energía.

Así mismo, finalizando este trabajo de investigación surgen algunos trabajos que se pueden realizar a futuro en esta temática, como se mencionan a continuación:

Un trabajo que sería muy importante realizar a futuro es una comparación de la eficiencia de microinversores conectados a módulos fotovoltaicos bajo sombreado, teniendo un diseño experimental similar a la presente investigación. Esto sería muy interesante para sistemas conectados a la red.

En el presente estudio se omitió las variables de temperatura, sería bueno analizar el origen de la pérdida de potencia a altas temperaturas, de ser verdadera la aprobación causadas por puntos calientes, deben ser visibles en imágenes termográficas del panel solar a trabajar.

Analizar la eficiencia en un arreglo fotovoltaico, conectando controladores MPPT a cada uno de los módulos fotovoltaico y posteriormente comparar con un controlador MPPT destinado al arreglo total sometido a distintos tipos de sombreado, verificando cual conexión presenta mejor rendimiento.

Otro trabajo futuro podría ampliar la investigación utilizando otros fabricantes de convertidores de CC, para estudiar sus influencias en la producción.

## 17 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] R. Bhol, R. Dash, A. Pradhan, and S. M. Ali, “Environmental effect assessment on performance of solar PV panel,” in 2015 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2015], 2015, pp. 1–5.
- [2] A. Mäki and S. Valkealahti, “Power Losses in Long String and Parallel-Connected Short Strings of Series-Connected Silicon-Based Photovoltaic Modules Due to Partial Shading Conditions,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no. 1, pp. 173–183, 2012.
- [3] C. Ramos-Paja, J. Bastidas-Rodriguez, A. J. Saavedra-Montes, F. Gispert, and M. Goetz, *Mathematical model of total cross tied PV arrays in mismatching conditions*. 2012.
- [4] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, and C. Rando, *A Mathematical Model to Determine the Electrical Energy Production in Photovoltaic Fields Under Mismatch Effect*. 2009.
- [5] Y. Zhao, L. Yang, B. Lehman, J. de Palma, J. Mosesian, and R. Lyons, “Decision tree-based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays,” in 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012, pp. 93–99.
- [6] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, May 2009.
- [7] F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, and E. Pigueiras, “Experimental model to estimate shading losses on PV arrays,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells - Sol. ENERG MATER Sol. CELLS*, vol. 94, pp. 2298–2303, Dec. 2010.
- [8] R. D. de O. Reiter, L. Michels, J. R. Pinheiro, R. A. Reiter, S. V. G. Oliveira, and A. Péres, “Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial

shading conditions,” in 2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, 2012, pp. 1–5.

[9] M. Benghanem, “Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia,” *Appl. Energy*, vol. 88, pp. 1427–1433, Apr. 2011.

[10] S. Akhlaghi, M. Sarailoo, M. Rezaeiahari, and H. Sangrody, “Study of sufficient number of optimal tilt angle adjustment to maximize residential solar panels yield,” in 2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2017, pp. 1–5.

[11] A. Marucci and A. Cappuccini, “Dynamic photovoltaic greenhouse: Energy efficiency in clear sky conditions,” *Appl. Energy*, vol. 170, pp. 362–376, May 2016.

[12] S. Silvestre, A. Boronat, and A. Chouder, “Study of bypass diodes configuration on PV modules,” *Appl. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 1632–1640, Sep. 2009.

[13] A. Mermoud and T. Lejeune, “Partial shadings on pv arrays: by-pass diode benefits analysis,” pp. 6–10, Oct. 2010.

[14] G. V. D. J. Bravo Damián Víctor Yampier, “Diseño de un Sistema Fotovoltaico para satisfacer la demanda de Energía de los Laboratorios de Ingeniería Electrónica en la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo,” Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2017.

[15] L. F. Echeverry Cardona, “Diagnóstico, perspectivas y desempeño de la Energía solar fotovoltaica en el departamento de Caldas,” Universidad Autónoma de Manizales, 2018.

[16] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. Dunlop, “Solar Cell efficiency tables (version 41); Progress in Photovoltaics,” *Res Appl.*, vol. 21, Jan. 2013.

[17] M. Emin Meral and F. Dinçer, “A Review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, pp. 2176–2184, Jun. 2011.

- [18] I. A. Abdalla, "Integrated PV and multilevel converter system for maximum power generation under partial shading conditions," The University of Leeds, 2013.
- [19] B. Parida, S. Iniyar, and R. Goic, "A review of solar photovoltaic technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 3, pp. 1625–1636, Apr. 2011.
- [20] G. Makrides, B. Zinsser, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert, and J. H. Werner, "Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 2, pp. 754–762, Feb. 2010.
- [21] P. Bhatnagar and R. K. Nema, "Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, pp. 224–241, Jul. 2013.
- [22] A. Reza Reisi, M. Hassan Moradi, and S. Jamasb, "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 433–443, Mar. 2013.
- [23] L. Zhu, Q. Li, M. Chen, K. Cao, and Y. Sun, "A simplified mathematical model for power output predicting of Building Integrated Photovoltaic under partial shading conditions," *Energy Convers. Manag.*, vol. 180, pp. 831–843, Jan. 2019.
- [24] J. Archila Valderrama, M. Mantilla Villalobos, J. Barrero Pérez, J. Petit Suárez, and G. Ordóñez Plata, "A Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Systems under Partially Shaded Conditions," *Ingeniería y Universidad*, vol. 20, scieloco, pp. 391–409, 2016.
- [25] J. T. de Carvalho, A. O. Salazar, and A. S. Lock, "One Cycle Control Based Maximum Power Point Tracker Applied in Photovoltaic Systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 2, pp. 602–609, 2016.
- [26] B. Raja, M. R. S. Kumar, S. Vikash, and K. Hariharan, "Maximum power point tracking in solar panels under partial shading condition using equilibration algorithm," in

2016 International Conference on Communication and Signal Processing (ICCSP), 2016, pp. 2073–2077.

[27] S. P. D. Lakshmi, and R. Janani, “Survey of maximum power point tracking techniques in solar PV system under partial shading conditions,” *ARNP J. Eng. Appl. Sci.*, vol. 10, pp. 256–264, Jan. 2015.

[28] D. De Yong, M. Maldonado, S. Lovera, and F. Magnago, *ANALISIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OPERANDO BAJO CONDICIONES DE SOMBRA PARCIAL*. 2016.

[29] D. A. M., I. T., and J. L. D., “Comparación de algoritmos MPPT aplicados a un conversor SEPIC en sistemas fotovoltaicos,” *El Hombre y la Máquina*, pp. 44–55, 2014.

[30] E. D. Obando-Paredes and R. Vargas-Cañas, “Desempeño de un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales de una región en particular,” *Rev. la Acad. Colomb. Ciencias Exactas, Físicas y Nat.*, vol. 40, no. 154 SE-Ciencias físicas, Mar. 2016.

[31] Pallejà Cabré Jordi, “Estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico,” 2012.

[32] N. Echeverría, M. Judewicz, G. Murcia, J. Strack, and S. González, *Algoritmo MPPT de Conductancia Incremental con Doble Cota*. 2014.

[33] J. L. Gerd Bettenwort, “Schattenmanagement: Der richtige Umgang mit teilverschatteten PV-Generatoren,” *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, Alemania, p. 23, 2008.

[34] M. A. Bolaños Navarrete, “Técnicas de optimización en paneles solares: seguimiento del punto de máxima potencia,” *Universidad Nacional de Colombia Facultad de Ingeniería y Arquitectura Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación*, 2015.

- [35] K. K. Bhargav and V. K. Garg, "Analysis of Power Factor Correction of PV-Grid Interconnected System," *Int. Res. J. Eng. Technol.*, vol. 3, pp. 959–964, 2016.
- [36] A. Fezzani, I. H. Mahammed, and S. Said, "MATLAB-based modeling of shading effects in photovoltaic arrays," in *2014 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, 2014, pp. 781–787.
- [37] G. Dileep and S. N. Singh, "Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, Oct. 2015.
- [38] A. F. Sagonda and K. A. Folly, "Maximum Power Point Tracking in Solar PV Under Partial Shading Conditions Using Stochastic Optimization Techniques," in *2019 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, 2019, pp. 1967–1974.
- [39] S. Titri, C. Larbes, K. Y. Toumi, and K. Benatchba, "A new MPPT controller based on the Ant colony optimization algorithm for Photovoltaic systems under partial shading conditions," *Appl. Soft Comput.*, vol. 58, pp. 465–479, 2017.
- [40] J.-Y. Shi, F. Xue, Z.-J. Qin, W. Zhang, L.-T. Ling, and T. Yang, "Improved Global Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic System via Cuckoo Search under Partial Shaded Conditions," *J. Power Electron.*, vol. 16, pp. 287–296, Jan. 2016.
- [41] S. Mohanty, B. Subudhi, and P. K. Ray, "A New MPPT Design Using Grey Wolf Optimization Technique for Photovoltaic System Under Partial Shading Conditions," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 181–188, 2016.
- [42] A. soufyane Benyoucef, A. Chouder, K. Kara, S. Silvestre, and O. A. sahed, "Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions," *Appl. Soft Comput.*, vol. 32, pp. 38–48, 2015.

- [43] K. Sundareswaran, V. Vignesh kumar, and S. Palani, "Application of a combined particle swarm optimization and perturb and observe method for MPPT in PV systems under partial shading conditions," *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 308–317, 2015.
- [44] D. Aicha, N. BESSOUS, M. Rezaoui, and I. Merzouk, *Study of the Effects of Partial Shading on PV Array*. 2018.
- [45] G. S. Reddy, T. B. Reddy, and M. V. Kumar, "A MATLAB based PV Module Models analysis under Conditions of Nonuniform Irradiance," *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 974–983, 2017.
- [46] J. C. Teo, R. Tan, V. H. Mok, V. Ramachandaramurthy, and C. Tan, "Impact of Partial Shading on the P-V Characteristics and the Maximum Power of a Photovoltaic String," *Energies*, vol. 11, p. 1860, Jul. 2018.
- [47] T. Zhou and W. Sun, "Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2015.
- [48] D. Rekioua and T. Katia, *Photovoltaic panels characteristics under shadows*. 2016.
- [49] H. A. Kazem, M. Chaichan, A. Al-Waeli, and K. Mani, *Effect of Shadow on the Performance of Solar Photovoltaic*. 2015.
- [50] A. Tripathi and C. S. N. Murthy, *Effect of shading on PV panel technology*. 2017.
- [51] L. Shang, W. Zhu, P. Li, and H. Guo, "Maximum power point tracking of PV system under partial shading conditions through flower pollination algorithm," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 3, Dec. 2018.
- [52] E. Koutroulis and F. Blaabjerg, "A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions," *IEEE J. Photovoltaics - JPHOTOV*, vol. 2, pp. 184–190, Apr. 2012.

- [53] M. Kadir, S. Saon, and W. Swee Chee, "Development of Optimum Controller based on MPPT for Photovoltaic System during Shading Condition," *Procedia Eng.*, vol. 53, pp. 337–346, Dec. 2013.
- [54] S. Sánchez, "Energías renovables: conceptos y aplicaciones," in *WWF-Fundación Natura*. Quito, Fundación., Quito, 2003, p. 116.
- [55] J. Andujar Marquez, J. Enrique, and M. A. Bohórquez, "SISTEMA DE CONTROL DE BAJO COSTO PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS," Aug. 2019.
- [56] R. Francisco and D. Cruz, "An Optimized Maximum Power Point Tracking Method Based on PV Surface Temperature Measurement," in *Sustainable Energy - Recent Studies*, 2012.
- [57] I.E.F.P.S. San Jorge, *Instalación y mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos*. Santurtzi España, 2016.
- [58] J. T. Pinho and M. A. Galdino, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 2014.
- [59] R. F. Coelho, "Estudo dos Conversores Buck e Boost Aplicados ao Rastreamento de Máxima Potência de Sistemas Solares Fotovoltaicos," *Universidade Federal de Santa Catarina*, 2008.
- [60] D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000.
- [61] J. A. Pomilio, "Topologias básicas de conversores CC-CC," in *Fontes Chaveadas*, 2016.
- [62] W. M. Martins, D. C; Coelho, F. R and Santos, "Apostila do Mini-Curso Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos: Revisão e novas propostas," *Universidade Federal do Rio Grande do Norte Centro de Tecnologia*, 2011.

[63] A. C. Q. B. Leite, “Rastreamento da máxima potência utilizando o método baseado na medição de temperatura com modulação OCC digital,” Universidade Federal do Rio Grande do Norte Centro de Tecnologia, 2017.

[64] J. I. Leon, R. Portillo, L. G. Franquelo, S. Vazquez, J. M. Carrasco, and E. Dominguez, “New Space Vector Modulation Technique for Single-Phase Multilevel Converters,” in 2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2007, pp. 617–622.

[65] K. M. Smedley and S. Cuk, “One-cycle control of switching converters,” in PESC ’91 Record 22nd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1991, pp. 888–896.

[66] S. Qazi, *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*. Elsevier, 2017.

[67] C. Bello, V. Jimenez, V. Toranzos, A. Busso, L. H. Vera, and C. Cadena, “relevador portatil de curvas i-v de paneles fotovoltaicos como herramienta de diagnostico in situ de sistemas de generacion fotovoltaica,” vol. 13, 2009, Accessed: May 27, 2021.

## 18 ANEXOS

### *Anexo 1 Sombra Horizontal al 55% Policristalino*



*Fuente: Elaborado por el autor*

### *Anexo 2 Sombra Diagonal al 55% Policristalino*



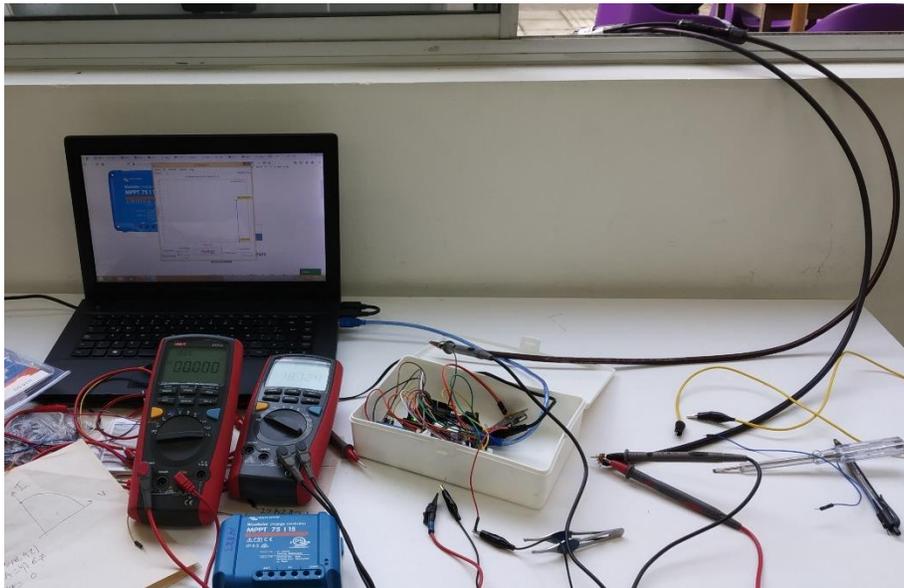
*Fuente: Elaborado por el autor*

*Anexo 3 Posición medidor de energía solar*



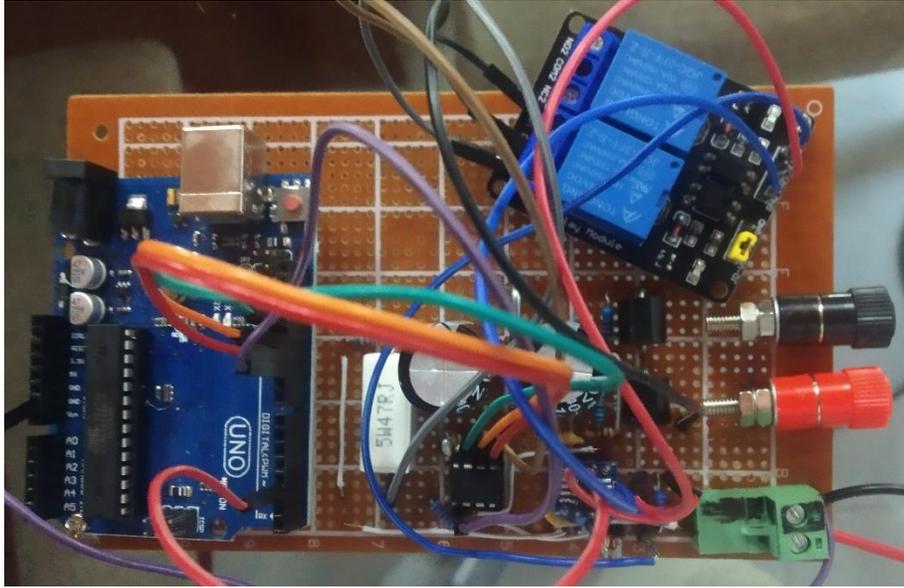
*Fuente: Elaborado por el autor*

*Anexo 4 Ensayos trazador de curva I-V*



*Fuente: Elaborado por el autor.*

*Anexo 5 Diseño del Trazador final*



*Fuente. Elaborado por el autor.*

*Anexo 6 Conexión trazador y controlador*



*Fuente. Elaborado por el autor.*