

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

*Trabajo de titulación previo a la  
obtención del título de  
Ingeniero Eléctrico*

**PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE GENERAL:**

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO MODULAR APLICADO A LA  
ILUMINACIÓN ORNAMENTAL EN LA CIUDAD DE  
CUENCA”**

**AUTORES:**

**CHRISTOPHER DANIEL OCHOA MALHABER  
ISAAC DAVID ORTEGA ROMERO**

**TUTOR:**

**ING. JHONNY XAVIER SERRANO GUERRERO Ph.D.**

**CUENCA - ECUADOR  
2021**

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

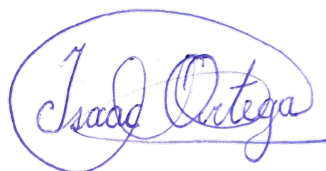
Nosotros, Christopher Daniel Ochoa Malhaber con documento de identificación Nro. 0706784071 e Isaac David Ortega Romero con documento de identificación Nro. 0302704085, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del trabajo de titulación: **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO MODULAR APLICADO A LA ILUMINACIÓN ORNAMENTAL EN LA CIUDAD DE CUENCA”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2021



Christopher Daniel Ochoa Malhaber  
C.I. 0706784071

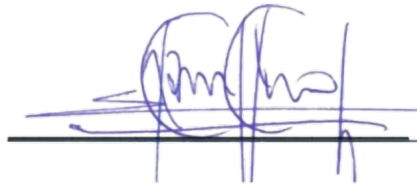


Isaac David Ortega Romero  
C.I. 0302704085

## CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “**DI-SEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO MODULAR APLICADO A LA ILUMINACIÓN ORNAMENTAL EN LA CIUDAD DE CUENCA**”, realizado por Christopher Daniel Ochoa Malhaber e Isaac David Ortega Romero, obteniendo el *Proyecto Técnico con Enfoque General*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2021



Ing. Jhonny Xavier Serrano Guerrero Ph.D  
C.I. 0104983382

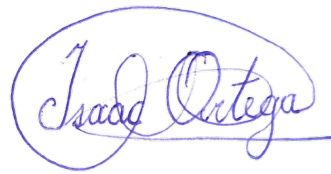
## DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Christopher Daniel Ochoa Malhaber con documento de identificación Nro. 0706784071 e Isaac David Ortega Romero con documento de identificación Nro. 0302704085, autores del trabajo de titulación: **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO MODULAR APLICADO A LA ILUMINACIÓN ORNAMENTAL EN LA CIUDAD DE CUENCA”**, certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con Enfoque General*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, octubre del 2021



Christopher Daniel Ochoa Malhaber  
C.I. 0706784071



Isaac David Ortega Romero  
C.I. 0302704085

Cuenca, octubre del 2021

## AGRADECIMIENTO

*Gracias a Dios, quien durante todos estos años me brindo salud, fortaleza, sabiduría para seguir adelante y afrontar cada circunstancia que se presentó en mi vida. Gracias a mi familia quienes fueron mi pilar fundamental, cada día me brindaron ayuda para llegar a cumplir una meta más en mi vida.*

*Isaac O.*

Cuenca, octubre del 2021

## AGRADECIMIENTO

*Agradezco infinitamente a Dios por ayudarme a cumplir esta meta. De igual manera agradezco a mis padres y a mi hermano que siempre me han ayudado y motivado a no darme por vencido; familiares y amigos que de una u otra manera aportaron en mi desarrollo personal y profesional. Al Ph.D. Xavier Serrano que siempre estuvo predispuesto en ayudar con dudas y sugerencias en el desarrollo de este trabajo de grado. Al personal docente y administrativo de la carrera de Ingeniería Eléctrica, que son profesionales muy bien formados y apasionados, en su labor de formar a los nuevos profesionales de la Ingeniería. Al grupo Alpha. Al departamento de Bienestar Estudiantil, en especial a las Lics. Nancy y Carmita. Y por último a mi gran amigo Jefferson Reyes, que siempre desde la escuela ha sido ese amigo infaltable.*

*Christopher O.*

Cuenca, octubre del 2021

## **DEDICATORIA**

*Dedico este logro a mis padres y mis hermanos, gracias por toda su ayuda que me brindaron durante todo este tiempo.*

*Isaac O.*

Cuenca, octubre del 2021

## DEDICATORIA

*Dedico este logro a Dios, a mis padres: Daniel y Lupe, a mi hermano Sebastián y a mí, que tengo que recordarme que todo puede realizarse, siempre y cuando, uno le ponga esfuerzo y dedicación.*

*Christopher O.*



# Glosario

**AC** Alternating Current (Corriente Alterna).

**ADP** Abiotic Resource Depletion Potential (Potencial de Agotamiento de los Recursos Abióticos).

**ANN** Artificial Neural Networks (Redes Neuronales Artificiales).

**AP** Acidification Potential (Potencial de Acidificación).

**ARC** Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

**CFL** Compact Fluorescent Light bulbs (Lámparas Fluorescentes Compactas).

**CI** Conductancia Incremental.

**CIGS** Gallium, Indium and Copper Selenide Solar Cells (Celdas Solares de Seleniuro de Galio, Indio y Cobre).

**CRI** Color Rendering Index (Índice de Reproducción Cromática).

**cSi** Celdas de Silicio.

**DC** Direct Current (Corriente Continua).

**EP** Eutrophication Potential (Potencial de Eutrofización).

**EQE** External Quantum Efficiency (Eficiencia Cuántica Externa).

**FER** Fuentes de Energía Renovable.

**FLC** Fuzzy Logic Controller (Controlador de Lógica Difusa).

**GEI** Gas de Efecto Invernadero.

**GHI** Global Horizontal Irradiation (Irradiación Solar Global Horizontal).

**GWP** Global Warming Potential (Potencial de Calentamiento Global).

**HC** Hill Climbing (Escalada Simple o Ascenso de colinas).

**HPS** High Pressure Sodium (Sodio a Alta Presión).

**HTP** Human Toxicity Potential (Potencial de Toxicidad Humana)).

**IEEE** Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

**IRENA** International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables).

**IVA** Impuesto al Valor Agregado.

**LCD** Liquid Crystal Display (Pantalla de Cristal Líquido).

**LCOE** Levelized Cost of Electricity (Costo Nivelado de Electricidad).

**LED** Light Emitting Diode (Diodo Emisor de Luz).

**LED InGaN** LED de Nitruro de Galio-Indio.

**MCD** Modo de Conducción Discontinua.

**MPP** Maximum Power Point (Punto de Máxima Potencia).

**MPPT** Maximum Power Point Tracking (Seguidor de Punto de Máxima Potencia).

**NASA** National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio).

**PFV** Panel Fotovoltaico.

**POCP** Photochemical Ozone Creation Potential (Potencial de Creación de Ozono Fotoquímico).

**PR** Performance Ratio (Relación de Calidad).

**PWM** Modulación de Ancho de Pulso.

**RCC** Ripple Correlation Control (Control de Correlación de Ondulación).

**SFV** Sistema Fotovoltaico (Photovoltaic System).

**SSL** Solid State Lightning (Iluminación de Estado Sólido).

**UPS** Uninterruptible Power Supply (Sistemas de Suministro de Energía Ininterrumpida).

**VRSPV** Variable Ramp-Slope with Predefined Voltage (Pendiente de Rampa Variable con Voltaje Predefinido).

## Resumen

En el siguiente trabajo se realiza el estudio para implementar un sistema fotovoltaico modular para iluminación ornamental, el cual cuenta con el diseño de un Convertidor Boost para alimentar a una carga con una tensión de  $24 V_{DC}$ .

En el primer capítulo, se recopila información con respecto a los componentes y funcionamiento de un SFV, consecuente a aquello se efectuó un análisis del estado del arte de las temáticas actuales en cuanto a MPPT, Convertidor Boost e iluminación en corriente continua.

En el segundo capítulo, se dimensionan dos sistemas fotovoltaicos que operan a diferente escala. El primero de ellos se dimensiona con una autonomía de 3 días, para abastecer una carga de 500 W dividida en tres partes que son: una carga de 200 W a  $12 V_{DC}$ , una carga de 200 W a  $24 V_{DC}$  y una carga de 100 W a  $127 V_{AC}$ . El segundo de ellos es un modelo escalable que fue dimensionado con una autonomía de 1/2 día, para abastecer una carga de 400 W dividida en tres partes que son: una carga de 150 W a  $12 V_{DC}$ , una carga de 150 W a  $24 V_{DC}$  y una carga de 100 W a  $127 V_{AC}$ . Es preciso destacar que este último se implementó para realizar las pruebas pertinentes.

En el tercer capítulo, se muestran las pruebas de funcionamiento del SFV escalable conectado a unas cargas de  $12 V_{DC}$ ,  $24 V_{DC}$  y  $127 V_{AC}$ , mediante el cual se obtuvo las señales de tensión. Además, se comparan los datos obtenidos de los PFV con los datos simulados del SFV en Simulink®.

En el cuarto capítulo, se realiza un estudio económico y ambiental de la utilización de estos sistemas en la iluminación ornamental, en donde se destaca el tiempo de recuperación económica y los aspectos ambientales más importantes a considerar.

En el último capítulo, se detallan las conclusiones y recomendaciones alcanzadas en la realización de este proyecto.

## Abstract

In the following work, a study is carried out to implement a modular photovoltaic system for ornamental lighting, which has the design of a Boost Converter to feed a load with a voltage of  $24 V_{DC}$ .

In the first chapter, information is gathered regarding the components and operation of a SFV, consequently, an analysis of the state of the art of the current topics regarding MPPT, Boost Converter and DC lighting was carried out.

In the second chapter, two photovoltaic systems operating at different scales are dimensioned. The first one is dimensioned with an autonomy of 3 days, to supply a load of 500 W divided in three parts which are: a load of 200 W at  $12 V_{DC}$ , a load of 200 W at  $24 V_{DC}$  and a load of 100 W at  $127 V_{AC}$ . The second one is a scalable model that was dimensioned with an autonomy of 1/2 day, to supply a load of 400 W divided into three parts: a load of 150 W at  $12 V_{DC}$ , a load of 150 W at  $24 V_{DC}$  and a load of 100 W at  $127 V_{AC}$ . It should be noted that the latter was implemented to perform the relevant tests.

In the third chapter, the performance tests of the scalable SFV connected to  $12 V_{DC}$ ,  $24 V_{DC}$  and  $127 V_{AC}$  loads, by means of which the voltage signals were obtained, are shown. In addition, the data obtained from the PFVs are compared with the simulated data of the SFV in Simulink®.

In the fourth chapter, an economic and environmental study of the use of these systems in ornamental lighting is carried out, highlighting the economic recovery time and the most important environmental aspects to be considered.

In the last chapter, the conclusions and recommendations reached in the realization of this project are detailed.

# Índice

<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>Antecedentes</b>	<b>2</b>
<b>1 Capítulo 1: Fundamentación Teórica</b>	<b>3</b>
1.1 Marco Teórico . . . . .	3
1.1.1 El sol como fuente de energía . . . . .	3
1.1.2 Energía Solar Fotovoltaica . . . . .	3
1.1.3 Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	4
1.1.4 Elementos de un SFV . . . . .	7
1.1.5 Paneles Solares . . . . .	7
1.1.6 Regulador . . . . .	8
1.1.7 Banco de Baterías . . . . .	8
1.1.8 Modelo matemático del Convertidor Elevador Boost . . . . .	9
1.1.9 Inversor . . . . .	15
1.1.10 Iluminación Ornamental . . . . .	18
1.2 Estudio de temáticas actuales sobre sistemas fotovoltaicos para iluminación en corriente continua . . . . .	18
1.2.1 Seguidor de Punto de Máxima Potencia (MPPT) . . . . .	18
1.2.2 Convertidor Boost . . . . .	19
1.2.3 Iluminación de estado sólido (SSL) . . . . .	22
1.2.4 Innovaciones en iluminación LED en corriente continua . . . . .	23
<b>2 Capítulo 2: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico y Desarrollo del Convertidor de Tensión DC - DC</b>	<b>26</b>
2.1 Especificaciones del Panel Solar Fotovoltaico . . . . .	26
2.2 Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico . . . . .	29
2.2.1 Estimación del Consumo . . . . .	29
2.2.2 Determinación del ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos . . . . .	30
2.2.3 Cálculo del número de paneles fotovoltaicos . . . . .	32
2.2.4 Dimensionamiento del Banco de Baterías . . . . .	34
2.2.5 Calculo del Regulador . . . . .	36
2.2.6 Dimensionamiento del Inversor y calibre del conductor . . . . .	38
2.3 Dimensionamiento de los componentes del Convertidor Boost . . . . .	40
2.4 Simulaciones del SFV . . . . .	43
2.5 Costo Referencial . . . . .	48
2.6 Implementación del SFV . . . . .	48
<b>3 Capítulo 3: Comprobación de Operatividad del Sistema Fotovoltaico en Condiciones Reales de Operación</b>	<b>57</b>
3.1 Implementación del Convertidor Boost . . . . .	57
3.2 Comprobación de funcionamiento del SFV . . . . .	58
3.3 Pruebas del SFV conectado al circuito electrónico . . . . .	61

<b>4</b>	<b>Capítulo 4: Estudio Económico y Ambiental de la Aplicación de Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>63</b>
4.1	Estudio Económico . . . . .	63
4.1.1	Generación y costos de energía fotovoltaica . . . . .	63
4.1.2	El Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) . . . . .	64
4.1.3	Periodo de retorno del SFV de 500 W . . . . .	65
4.2	Estudio Ambiental . . . . .	66
4.2.1	Impactos en la tierra . . . . .	67
4.2.2	Impactos en la vida silvestre . . . . .	67
4.2.3	Reciclaje de Paneles Fotovoltaicos . . . . .	67
4.2.4	Investigación y desarrollo de tecnología para mejorar los procesos de reciclaje . . . . .	69
4.2.5	Emisiones evitadas de $CO_2$ del SFV . . . . .	70
<b>5</b>	<b>Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>72</b>
5.1	Conclusiones . . . . .	72
5.2	Recomendaciones . . . . .	73
	<b>Bibliografía</b>	<b>78</b>

# Índice de Figuras

Figura 1.1	Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual [9]. . . . .	4
Figura 1.2	Sistemas Fotovoltaicos Autónomos [8]. . . . .	5
Figura 1.3	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red [8]. . . . .	6
Figura 1.4	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos [8]. . . . .	6
Figura 1.5	Celdas Fotovoltaicas [8]. . . . .	8
Figura 1.6	Configuración del Convertidor Boost [12]. . . . .	9
Figura 1.7	Configuración del Convertidor Boost conectado a una carga [12]. . . . .	9
Figura 1.8	Modo de conducción continua del Convertidor Boost [12]. . .	10
Figura 1.9	Modo discontinuo del Convertidor Boost [12]. . . . .	11
Figura 1.10	Forma de onda de la tensión del Convertidor Boost [12]. . .	12
Figura 1.11	Forma de onda de la corriente del Convertidor Boost [12]. . .	12
Figura 1.12	Forma de onda de la corriente del inductor $i_L(t)$ [12]. . . . .	13
Figura 1.13	Forma de onda de la tensión de salida del convertidor [12]. .	14
Figura 1.14	Diagrama y formas de onda del Inversor monofásico de puente completo. [13]. . . . .	16
Figura 1.15	Generación de modulación de ancho de pulso único [14]. . .	17
Figura 1.16	Iluminación Ornamental en el Ashikaga Flower Park: Jardín de Flores Iluminadas (Ashikaga, prefectura de Tochigi, Japón) [16].	18
Figura 1.17	Etapas en el típico proceso de arranque suave con carga de Convertidores Boost [23]. . . . .	19
Figura 1.18	Etapas del proceso de puesta en marcha del Convertidor Boost con la estrategia de arranque suave VRSPV [23]. . . . .	21
Figura 1.19	Estructura del circuito de arranque suave VRSPV [23]. . . . .	21
Figura 1.20	Enfoques para generar luz blanca a partir de LED y representativos espectros de potencia. (a) Sistema $R_B G_B B$ que emplea un LED azul para bombear fósforos rojos y verdes. (b) LED azul que bombea un fósforo verde combinado con un LED rojo $R G_B B$ . (c) Sistema todo LED RYGB de cuatro colores [24]. . . . .	23
Figura 1.21	Comparación entre el alumbrado público LED (diodo emisor de luz) y HPS (sodio a alta presión) [25]. . . . .	24
Figura 1.22	Rendimiento del LED en relación con los tipos de lámparas conocidas [27]. . . . .	24
Figura 2.1	Modelo del Panel Policristalino POWEST de 270 W - 60 celdas [28]. . . . .	26
Figura 2.2	Modelo de panel solar fotovoltaico en Simulink®. . . . .	27
Figura 2.3	Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia. . . . .	27
Figura 2.4	Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia. . . . .	27
Figura 2.5	Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con variación de temperatura e irradiancia constante. . . . .	28
Figura 2.6	Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con variación de temperatura e irradiancia constante. . . . .	28

Figura 2.7	Diagrama del Sistema Fotovoltaico a Implementar. . . . .	29
Figura 2.8	Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos. . . . .	33
Figura 2.9	Conexión en paralelo del banco de baterías. . . . .	35
Figura 2.10	Batería Sellada Fuli Battery 12V-200Ah [31]. . . . .	35
Figura 2.11	Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN [32]. . . . .	37
Figura 2.12	Inversor PST-120-12 [33]. . . . .	38
Figura 2.13	Sistema Fotovoltaico Off Grid. . . . .	43
Figura 2.14	Convertidor Boost. . . . .	43
Figura 2.15	Voltaje de salida del Convertidor Boost. . . . .	44
Figura 2.16	Voltaje en el capacitor del Convertidor Boost. . . . .	44
Figura 2.17	Corriente del inductor. . . . .	45
Figura 2.18	Inversor de puente completo. . . . .	45
Figura 2.19	Moduladora. . . . .	46
Figura 2.20	Voltaje de salida del inversor monofásico de puente completo. . . . .	46
Figura 2.21	Control de carga y descarga de las baterías. . . . .	47
Figura 2.22	Voltaje de las baterías. . . . .	47
Figura 2.23	Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia. . . . .	49
Figura 2.24	Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia. . . . .	49
Figura 2.25	Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con irradiancia constante y variación de temperatura. . . . .	50
Figura 2.26	Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con irradiancia constante y variación de temperatura. . . . .	50
Figura 2.27	Batería Sellada Fuli Battery 12V-100Ah [35]. . . . .	51
Figura 2.28	Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar [36]. . . . .	52
Figura 2.29	Inversor COTEK modelo SP-1000 [37]. . . . .	53
Figura 2.30	Voltaje de salida del Convertidor Boost. . . . .	55
Figura 2.31	Corriente en el inductor. . . . .	55
Figura 2.32	Voltaje en el capacitor. . . . .	56
Figura 3.1	Circuito desarrollado del Convertidor Boost. . . . .	57
Figura 3.2	Voltaje de salida de 12 V. . . . .	57
Figura 3.3	Voltaje de salida de 24 V. . . . .	58
Figura 3.4	Paneles fotovoltaicos. . . . .	58
Figura 3.5	Mediciones a la salida de los PFV . . . . .	59
Figura 3.6	Tablero eléctrico para el funcionamiento del SFV. . . . .	59
Figura 3.7	Batería del SFV. . . . .	60
Figura 3.8	Banco de baterías conectadas en paralelo. . . . .	60
Figura 3.9	Señal de salida de 12 V. . . . .	61
Figura 3.10	Señal de salida de 24 V. . . . .	61
Figura 3.11	Señal de salida del inversor. . . . .	62
Figura 3.12	Circuito electrónico con cargas conectadas. . . . .	62
Figura 4.1	Costos anuales por tecnología en energías renovables, años 2013-2018 [38]. . . . .	63
Figura 4.2	LCOE medio ponderado de proyectos fotovoltaicos solares a gran escala por país, años 2010-2019 [40]. . . . .	65



Figura 4.3 Impactos ambientales del reciclaje de módulos fotovoltaicos  
[44]. . . . . 69

## Índice de Tablas

Tabla 2.1	Ficha Técnica del Panel POWEST de 270 W - 60 celdas [28].	26
Tabla 2.2	Consumo Energético. . . . .	29
Tabla 2.3	Datos para Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. . . . .	29
Tabla 2.4	Irradiación solar mensual a distintos ángulos de inclinación [29]. . . . .	31
Tabla 2.5	Variables meteorológicas para la ciudad de Cuenca con datos medidos [30]. . . . .	31
Tabla 2.6	Datos ajustados de irradiación global. . . . .	32
Tabla 2.7	Rangos de tensión nominal del SFV a partir de la potencia instalada. . . . .	32
Tabla 2.8	Ficha Técnica Batería Sellada Fuli Battery 12V-200Ah [31]. . . . .	36
Tabla 2.9	Ficha Técnica del Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN [32]. . . . .	38
Tabla 2.10	Ficha Técnica del Inversor PST-120-12 [33]. . . . .	39
Tabla 2.11	Caída de tensión en los subsistemas del SFV. . . . .	39
Tabla 2.12	Calibre de conductor para cada subsistema del SFV. . . . .	40
Tabla 2.13	Costo Referencial del SFV de 500 W. . . . .	48
Tabla 2.14	Ficha Técnica del Panel Fotovoltaico GSPV 250 W [34]. . . . .	48
Tabla 2.15	Consumo energético modelo escalable. . . . .	50
Tabla 2.16	Datos para Dimensionamiento del SFV escalable. . . . .	51
Tabla 2.17	Tabla Resumen para el SFV escalable. . . . .	51
Tabla 2.18	Ficha Técnica Batería Sellada Fuli Battery 12V-100Ah [35]. . . . .	52
Tabla 2.19	Ficha Técnica del Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar [36]. . . . .	53
Tabla 2.20	Ficha Técnica del Inversor COTEK modelo SP-1000 [37]. . . . .	54
Tabla 2.21	Sección del conductor mínima para el SFV escalable. . . . .	54
Tabla 2.22	Datos del Convertidor Boost para el SFV escalable. . . . .	54
Tabla 2.23	Presupuesto Referencial del SFV escalable. . . . .	56
Tabla 4.1	Ingreso por reciclaje de un panel fotovoltaico de 60 celdas [46].	68
Tabla 4.2	Factor CM ex post para Energía Eólica, Solar [47]. . . . .	70
Tabla 4.3	Energía mensual en kWh, y kg de $CO_2$ evitados. . . . .	71

# Introducción

Los sistemas de iluminación ornamental de la ciudad de Cuenca utilizan la red eléctrica convencional como fuente de alimentación, lo que representa a menudo costos considerables al extender dicha red al punto de consumo. Por ello, se propone el diseño de un SFV que permita generar energía limpia, renovable, autosustentable y eficiente para alimentar cargas independientes de la red eléctrica.

En el siguiente trabajo se realiza el diseño, simulación e implementación de un sistema fotovoltaico modular aplicado a la iluminación ornamental en la ciudad de Cuenca. De la misma manera, se desarrolla un Convertidor Boost para elevar la tensión proveniente del banco de baterías conectado a los PVF, los mismos que entregan valores de corriente y voltaje dependientes de la irradiación solar diaria. Además, se recopila información bibliográfica con el método cualitativo sobre sistemas de generación fotovoltaica y sus componentes principales, Convertidor Boost, algoritmos MPPT e iluminación en corriente continua.

El SFV debe abastecer de energía a luminarias LEDs con voltajes de  $12 V_{DC}$ ,  $24 V_{DC}$  y  $127 V_{AC}$ . Además, se plantea un análisis económico y ambiental del impacto de estos sistemas en la iluminación ornamental.

## Antecedentes

La demanda de energía eléctrica crece constantemente y las fuentes de energía convencionales, están teniendo problemas por reservas limitadas que se podrían agotar en las próximas décadas [1].

El petróleo crudo, el carbón y el gas en la actualidad son los principales recursos para suministrar energía a nivel mundial. La disminución de las fuentes de energías no renovables, las poluciones y el cambio climático imponen la necesidad de la diversificación energética por la rápida integración de las energías renovables [2], [3].

La energía solar es un recurso inagotable que cuenta con un gran potencial para ser aprovechada de diferentes maneras, una de ellas es la transformación de la energía solar en energía eléctrica por medio de los SFV [3]. Los sistemas fotovoltaicos basan su funcionalidad en la captación de los rayos solares, a través de un dispositivo electrónico semiconductor, denominado célula fotovoltaica, la cual transforma esa energía obtenida en energía eléctrica [4].

La energía solar fotovoltaica además de ser una energía limpia, cuenta con muchas aplicaciones, estando entre las más destacadas: energización de viviendas, transporte, calefacción, comunicaciones, señalización, sistemas de abastecimiento de agua, alumbrado público e iluminación ornamental. Los sistemas fotovoltaicos pueden funcionar como sistemas híbridos, conectados a la red o independientes. Este último tiene una amplia aplicación en regiones aisladas para abastecer de energía eléctrica [4].

El alumbrado público, la iluminación ornamental, la iluminación en el sector residencial y la iluminación en el sector comercial son los cuatro sectores en donde la iluminación tiene mayor consumo de energía en el Ecuador. Además, la iluminación ornamental mejora los bajos niveles de eficacia lumínica y el elevado consumo de energía en parques y jardines.

En este trabajo se propone, el uso de sistemas solares fotovoltaicos en iluminación ornamental porque ofrece costos más bajos, ahorro energético, tiempo prolongado de vida útil y diseñar efectos de iluminación [5].

# 1. Capítulo 1: Fundamentación Teórica

## 1.1. Marco Teórico

### 1.1.1. El sol como fuente de energía

El sol transporta energía a la tierra por medio de radiación electromagnética con un amplio espectro de rango de frecuencia que varía desde infrarrojos, luces visibles hasta ultravioleta. A medida que la luz solar ingresa a la atmósfera terrestre, una parte se absorbe, una parte se dispersa y otra parte pasa sin ser afectada por las moléculas de la atmósfera. Cuando el cielo está despejado, la radiación solar resultante en la tierra, es decir, la irradiancia global, permanece en unos  $1000 \text{ W}/m^2$ .

La energía solar disponible depende principalmente de la altura del sol en el cielo, la longitud del camino de la luz solar y las condiciones actuales de las nubes, también depende de la ubicación geológica. En general, la energía solar utilizable depende de la energía solar disponible, otras condiciones climáticas, la tecnología utilizada y la aplicación [6].

### 1.1.2. Energía Solar Fotovoltaica

Debido al aumento de la demanda de energía en el planeta, la energía solar aparece como una alternativa importante y viable. A través del efecto fotovoltaico se convierte la energía proveniente del sol en energía eléctrica.

Este método de conversión de energía presenta algunas ventajas, tales como: sencillez; inexistencias de partes mecánicas móviles; características modulares por su flexibilidad en el diseño y aplicación; tiempo corto en la instalación; alta fiabilidad y bajo costo de mantenimiento; representando así una fuente silenciosa, segura, no contaminante y renovable [7].

La ubicación del Ecuador es casi perpendicular al sol, teniendo así un potencial aprovechamiento de energía fotovoltaica [8]. En la Figura 1.1 se observa los niveles de irradiación del Ecuador según el estudio del Grupo SCINERGY de la Escuela Politécnica Nacional de Quito [9].

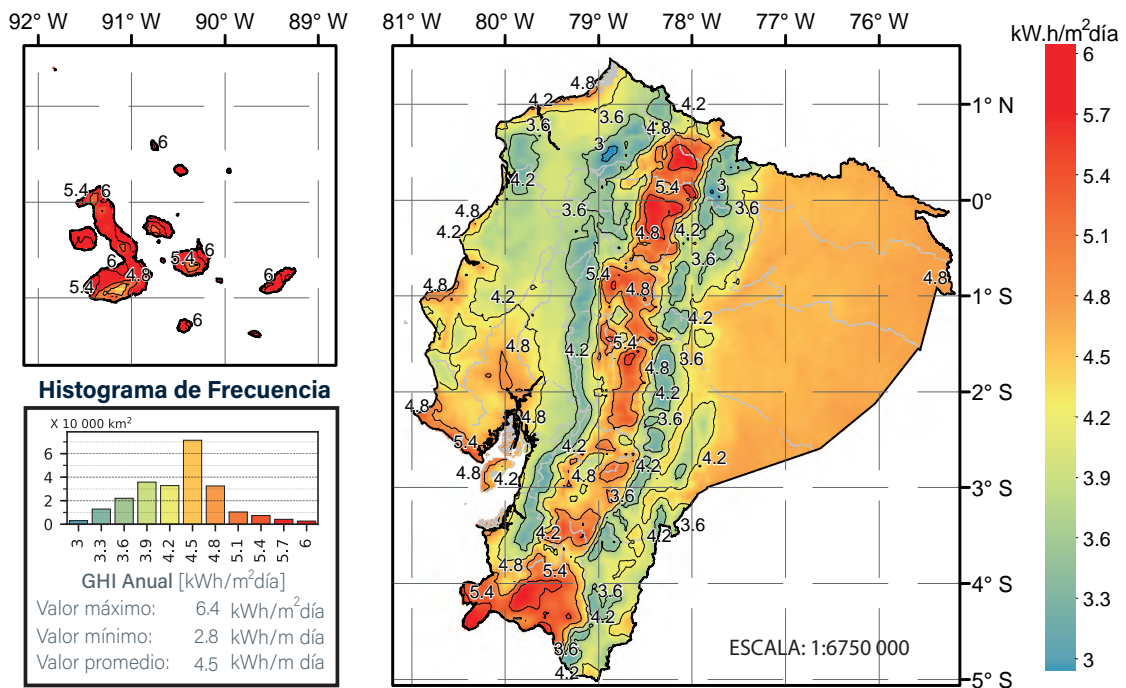


Figura 1.1: Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual [9].

### 1.1.3. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es la unión de equipos electrónicos, como: paneles, baterías, regulador, convertidores, inversores, etc. Dependiendo de la configuración del sistema se pueden distinguir tres tipos principales de sistemas fotovoltaicos, los mismos que se describen a continuación:

- A. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos:** Los sistemas autónomos dependen únicamente de la energía solar. Estos sistemas pueden consistir en los módulos fotovoltaicos y una carga solamente o pueden incluir baterías para el almacenamiento de energía. Cuando se utilizan baterías se incluyen reguladores de carga, que apagan los módulos fotovoltaicos cuando las baterías están cargadas. La Figura 1.2 muestra ejemplos esquemáticos de sistemas autónomos; (a) un sencillo sistema fotovoltaico DC sin batería y (b) un gran sistema fotovoltaico con cargas DC y AC [8].

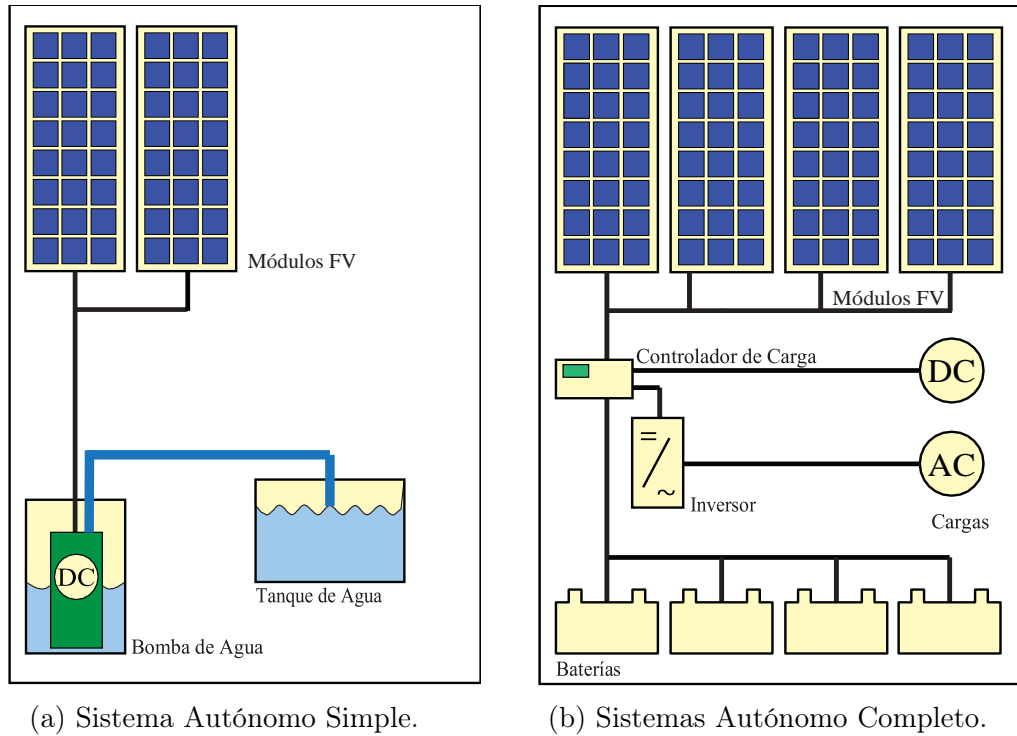


Figura 1.2: Sistemas Fotovoltaicos Autónomos [8].

- B. Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red:** Su popularidad se ha incrementado gradualmente en los últimos años, debido a su amplio rango de aplicaciones. En la Figura 1.3 se muestra la configuración del sistema y se destaca la implementación de inversores para su conexión a la red eléctrica. Además, los sistemas conectados a la red no necesitan baterías, debido a que en caso de que el SFV no genere la suficiente energía eléctrica lo hará la red de distribución [8].

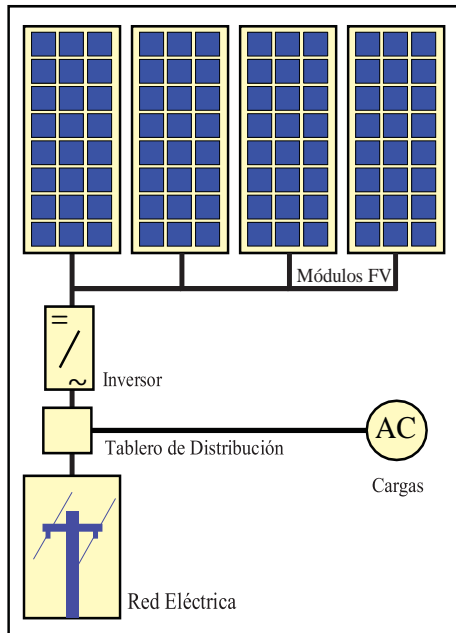


Figura 1.3: Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red [8].

- C. Sistemas Fotovoltaicos Híbridos:** La combinación de sistemas de generación de energía eléctrica, describen a un sistema híbrido, el mismo que se puede observar en la Figura 1.4. Un ejemplo de aquello es la unión de un determinado número de paneles fotovoltaicos y un sistema de generación de energía renovable o no renovable. Una desventaja que presentan estos sistemas es la complejidad, el control y la inversión que necesitan [8].

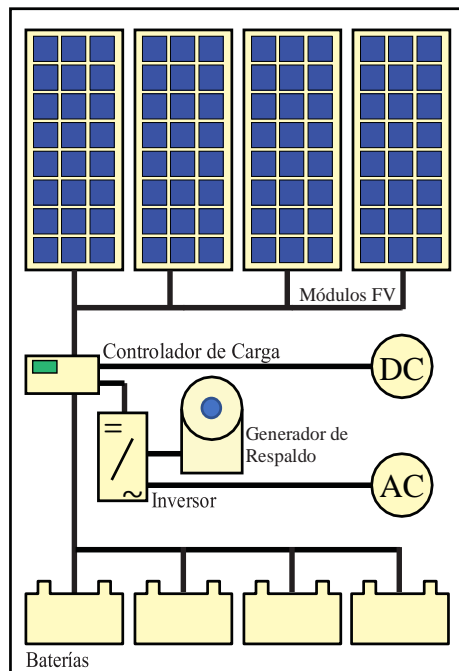


Figura 1.4: Sistemas Fotovoltaicos Híbridos [8].



#### 1.1.4. Elementos de un SFV

Los principales elementos de un SFV son:

- Una estructura de montaje que sirve para fijar los módulos y dirigirlos hacia el sol.
- Las baterías que almacenan energía y garantizan que el sistema suministre energía eléctrica en periodos de mal tiempo.
- Los convertidores DC-DC que son utilizados para transformar el voltaje variable proveniente de los módulos que cambian según las condiciones meteorológicas, a un valor fijo de voltaje.
- Los inversores o los convertidores DC-AC que son utilizados en los sistemas conectados a la red.
- Los cables se utilizan para conectar los distintos componentes del sistema fotovoltaico entre sí y con la carga eléctrica.

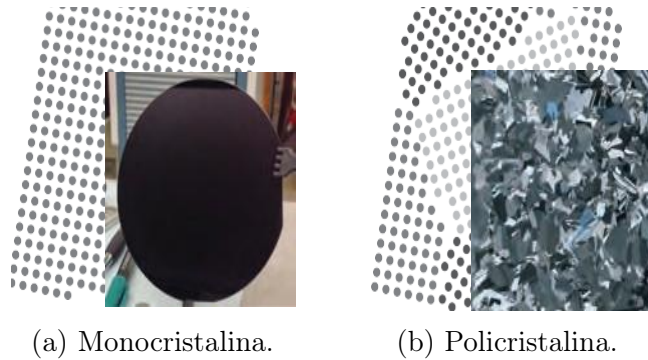
Aunque no forme parte del sistema fotovoltaico, la carga eléctrica, es decir, todos los aparatos eléctricos que se conectan a ella, deben tenerse en cuenta durante la fase de planificación. Además, hay que tener en cuenta si las cargas son en AC o en DC.

#### 1.1.5. Paneles Solares

El principal componente de un panel solar es la célula fotovoltaica, y esta a su vez es elaborada comúnmente con silicio. Se clasifican de acuerdo a los elementos de fabricación en:

- **Celdas Monocristalinas (cSi):** Están formadas por un solo tipo de cristal ininterrumpido.
- **Celdas Policristalinas:** Contrariamente a las celdas monocristalinas, están formadas por varios cristales orientados aleatoriamente, como consecuencia tiene una vida útil más corta.
- **Celdas Anormales:** Son aquellas que no poseen la configuración cristalina de las anteriores.

La Figura 1.5 muestra las gráficas de celdas monocristalinas y policristalinas [8].



(a) Monocrystalina.

(b) Policristalina.

Figura 1.5: Celdas Fotovoltaicas [8].

### 1.1.6. Regulador

El regulador o controlador de carga solar es esencial en los SFV que utilizan baterías. Su función primordial es controlar el proceso de carga de las baterías, regulando la corriente y voltaje suministrada a las mismas. Otra función importante es prevenir la sobrecarga de las baterías, evitando así que se reduzca su tiempo de vida útil. Además, tiene la capacidad de proteger el sistema de cortocircuitos, malas conexiones, problemas en las cargas, entre otros [10].

### 1.1.7. Banco de Baterías

La principal función de un banco de baterías es almacenar energía que proviene de una fuente DC. Un banco de baterías puede agruparse en conexiones de serie o paralelo, según sea la necesidad de corriente y voltaje. Esto permite que el sistema siga funcionando cuando el generador no pueda suministrar carga suficiente, además sirve para estabilizar las tensiones y suprimir los picos de corriente.

En un SFV el banco de baterías se calculará en base a su consumo y días de autonomía. El tipo de batería dependerá del tipo de sistema que se implementará:

- En SFV aislados, se utilizará la normativa IEEE 2007, que sugiere la utilización de baterías de Plomo-Ácido.
- En SFV industriales, se utilizará la normativa IEEE 114, que aconseja el uso de baterías de Níquel-Cadmio.

## A. Tipos de Baterías

- **Baterías de Plomo-Ácido:** Son baterías húmedas formadas por ácido sulfúrico y placas de plomo, tienen la característica de soportar profundas descargas y cambios bruscos en su estado de carga. Debido a su bajo coste es utilizado en vehículos y en sistemas de almacenamiento de energía.
- **Baterías de Níquel-Cadmio:** Están formadas por dos compuestos químicos; en el electrodo positivo, hidróxido de níquel y en el electrodo negativo,

cadmio. Tienen una alta capacidad de duración y no requieren de un mantenimiento constante, por ello su coste es mayor que las baterías de Plomo-Ácido. Una de sus desventajas es el deterioro por cargas excesivas a su capacidad nominal [11].

### 1.1.8. Modelo matemático del Convertidor Elevador Boost

El Convertidor elevador Boost es utilizado para obtener una tensión mayor de salida con respecto a la entrada. La configuración del convertidor incluye un inductor y un condensador a la salida, los cuales son necesarios para reducir el rizado y de esta manera mantener la tensión en la salida del convertidor, además en algunas configuraciones consta de un condensador de entrada el cual es utilizado para estabilizar la tensión de entrada debido a los picos de corriente que se producen por el elemento de conmutación ( $Q$ ).

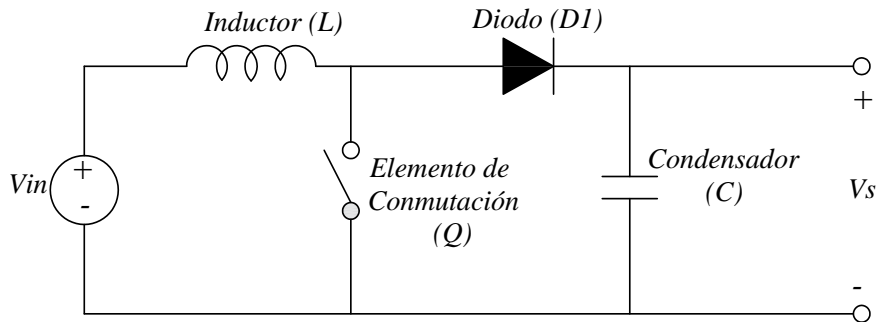


Figura 1.6: Configuración del Convertidor Boost [12].

Al conectar una carga resistiva existen dos tipos de estados de funcionamiento, el modo de conducción continua que ocurre cuando el transistor o el elemento de conmutación está cerrado y el modo de conducción discontinua que ocurre cuando el transistor o el elemento de conmutación está abierto.

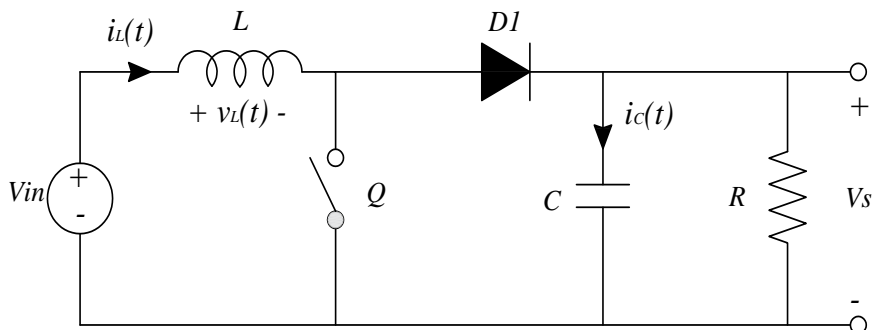


Figura 1.7: Configuración del Convertidor Boost conectado a una carga [12].

**A. Modo de Conducción Continua:** En este modo el interruptor permanece cerrado durante un tiempo  $t_1$  representado por el producto  $DT_S$ , donde el Ciclo de Trabajo  $D$  representa la fracción de tiempo que el elemento de conmutación permanece en dicha posición y  $t_S$  es el periodo de conmutación. El Ciclo de Trabajo puede tomar valores entre  $0 \leq D \leq 1$  y su complemento está representado por  $D' = 1 - D$ .

Cuando el interruptor  $Q$  se cierra durante el tiempo  $t_1$ , el diodo  $D_1$  se polariza inversamente y la corriente que circula por el inductor se incrementa almacenando energía.

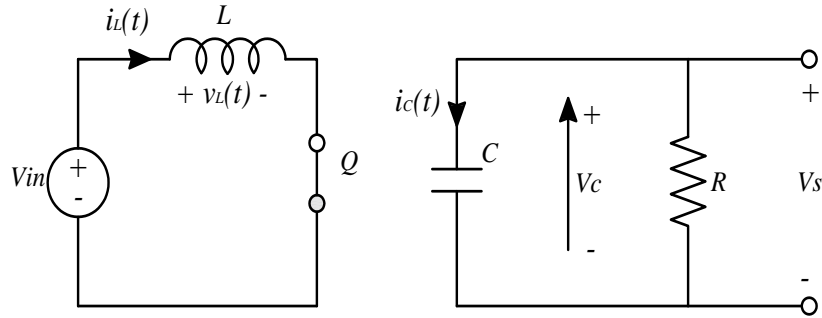


Figura 1.8: Modo de conducción continua del Convertidor Boost [12].

Al estar cerrado el interruptor, la tensión de entrada  $V_{in}$  se transfiere a los extremos del inductor  $L$  y por tanto se produce una circulación de corriente  $i_L$ . En el condensador se presenta una circulación de corriente  $i_c$ . Estas condiciones están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$V_L = V_{in} \quad (1.1)$$

$$i_c = \frac{V_s}{R} \quad (1.2)$$

La tensión de salida  $V_s$  está constituida por:

$$V_s(t) = V + V_{rizado}(t) \quad (1.3)$$

En donde:

- $V$  : Es la tensión DC requerida.
- $V_{rizado}$  : Se la obtiene a partir del dispositivo de conmutación.

Los valores de la tensión de rizado son pequeños y pueden ser despreciados, por lo tanto, la ecuación 1.4, describe la aproximación de rizado nulo.

$$V_s = V \quad (1.4)$$

Se utiliza la aproximación lineal de rizado las ecuaciones 1.1 y 1.2, simplificándose a:

$$V_L = V_{in} \quad (1.5)$$

$$i_c = -\frac{V}{R} \quad (1.6)$$

**B. Modo de Conducción Discontinua:** La energía que se almacena en el inductor se transfiere a la carga cuando el interruptor se abre durante un tiempo  $t_2$ . En la Figura 1.9 se muestra la configuración del circuito equivalente, en este modo el inductor  $L$  se comporta como una fuente de alimentación y el condensador  $C$  se comporta como una carga.

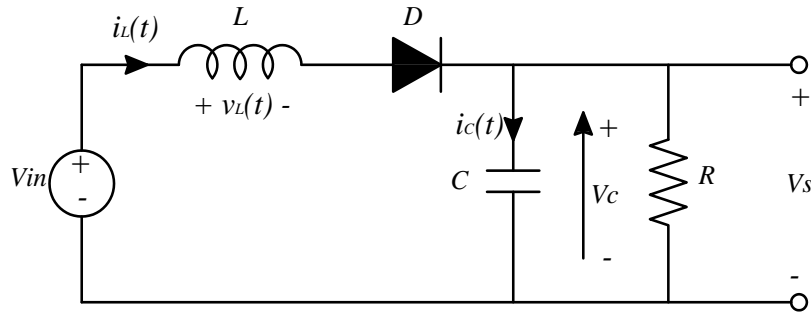


Figura 1.9: Modo discontinuo del Convertidor Boost [12].

En el estado discontinuo la tensión del inductor y la corriente del condensador se expresa como:

$$V_L = V_{in} - V_s \quad (1.7)$$

$$i_c = i_L - \frac{V_s}{R} \quad (1.8)$$

Las ecuaciones 1.7 y 1.8 se reducen a:

$$V_L = V_{in} - V \quad (1.9)$$

$$i_c = i_L - \frac{V}{R} \quad (1.10)$$

La forma de onda para un ciclo completo de la tensión del inductor descrita por las ecuaciones 1.4 y 1.9 se presenta en la Figura 1.10:

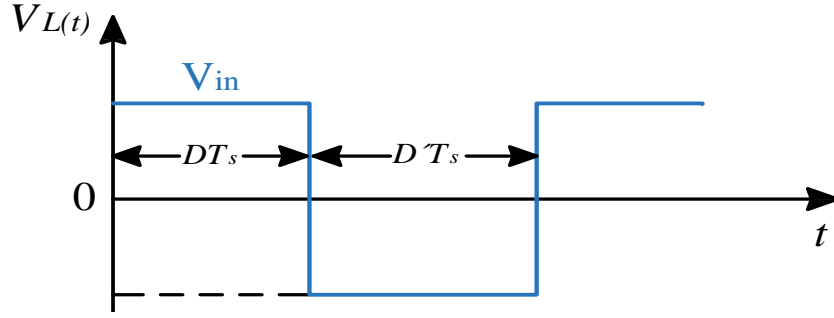


Figura 1.10: Forma de onda de la tensión del Convertidor Boost [12].

La forma de onda que muestra la la corriente del condensador se determina por las ecuaciones 1.6 y 1.10, se presenta en la Figura 1.11.

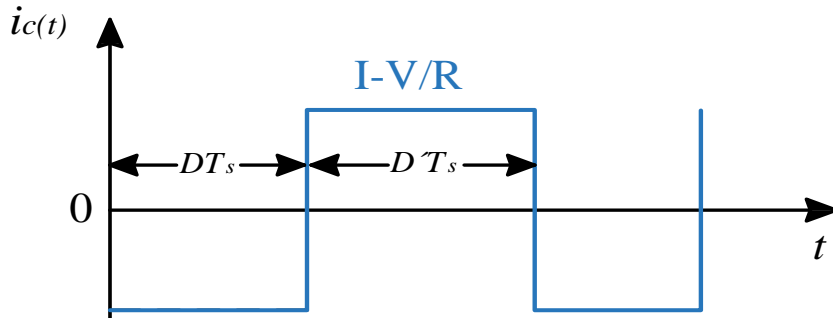


Figura 1.11: Forma de onda de la corriente del Convertidor Boost [12].

La tensión aplicada al inductor en un periodo de conmutación se define como:

$$\int_0^{T_s} V_L(t)dt = (V_{in})DT_s + (V_{in} - V)D'T_s \quad (1.11)$$

Al igualar a cero la ecuación 1.11 y sustituir  $(D + D') = 1$ , se obtiene:

$$V_{in}(D + D') - VD' = 0 \quad (1.12)$$

La tensión de salida viene dada por:

$$V = \frac{V_{in}}{D'} \quad (1.13)$$

La tasa de conversión de la tensión  $M(D)$  está dada por:

$$M(D) = \frac{V}{V_{in}} = \frac{1}{D'} = \frac{1}{1 - D} \quad (1.14)$$

El ciclo de trabajo vendrá definido por:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_s} \quad (1.15)$$

La carga del condensador se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$\int_0^{T_s} i_c(t)dt = \left(-\frac{V}{R}\right)DT_s + \left(1 - \frac{V}{R}D'T_s\right) \quad (1.16)$$

$$-\frac{V}{R}(D - D') + ID' = 0$$

$$I = \frac{V}{D'R}$$

Al sustituir el valor de la corriente en el inductor en la ecuación 1.16, se tiene que:

$$I = \frac{V_{in}}{D'^2R} \quad (1.17)$$

**C. Cálculo de la corriente y la tensión del inductor:** En la Figura 1.12, se observa el primer subintervalo de la corriente del inductor  $i_L(t)$  y con el interruptor cerrado la pendiente de la ecuación del inductor está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{V_L(t)}{L} = \frac{V_{in}}{L} \quad (1.18)$$

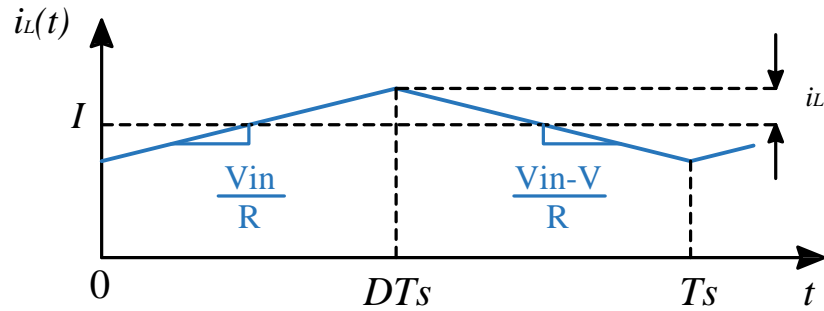


Figura 1.12: Forma de onda de la corriente del inductor  $i_L(t)$  [12].

El interruptor permanece abierto durante el segundo intervalo, la pendiente de la corriente del inductor está dado por:

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{V_L(t)}{L} = \frac{V_{in} - V}{L} \quad (1.19)$$

Se asume que el convertidor está operando en modo continuo, el dispositivo de conmutación y el diodo son ideales:

$$2\Delta i_L = \frac{V_{in}}{L}D'T_s \quad (1.20)$$

donde:

$$\Delta i_L = \frac{V_{in}}{2L}D'T_s \quad (1.21)$$

El valor del inductor para el dimensionamiento del convertidor viene dado por:

$$L = \frac{V_{in}}{2\Delta i_L}DT_s \quad (1.22)$$

A partir de la onda de la tensión de condensador  $V_s(t)$ , se obtiene una expresión derivada para la magnitud de la tensión pico de rizado  $\Delta V$ , que se muestra en la Figura 1.13.

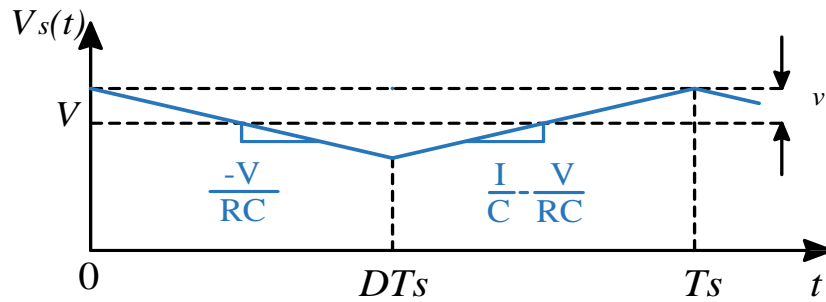


Figura 1.13: Forma de onda de la tensión de salida del convertidor [12].

En el primer subintervalo, la pendiente del capacitor está dada por:

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{i_c(t)}{C} = -\frac{V}{RC} \quad (1.23)$$

En el segundo intervalo, la pendiente de la tensión del condensador está dada por:

$$\frac{dV_c(t)}{dt} = \frac{i_c(t)}{C} = \frac{1}{C} - \frac{V}{RC} \quad (1.24)$$

Durante el primer subintervalo, la multiplicación de la pendiente con el mismo tiempo de duración es igual a el cambio en la tensión del condensador.

$$-2\Delta V_s = -\frac{V}{RC}DT_s \quad (1.25)$$

donde:

$$\Delta V_s = \frac{V}{2RC}DT_s \quad (1.26)$$

El valor del condensador para el dimensionamiento del convertidor viene definido por:

$$C = \frac{V}{2\Delta V_s}DT_s \quad (1.27)$$



### 1.1.9. Inversor

Los inversores convierten la energía eléctrica proveniente de una fuente DC a una tensión alterna monofásica o trifásica en corriente alterna con amplitud variable.

Se clasifican según su tipo de fuente de entrada en:

- Inversores de fuente de voltaje.
- Inversores de fuente de corriente.

Además, se pueden subdividir en:

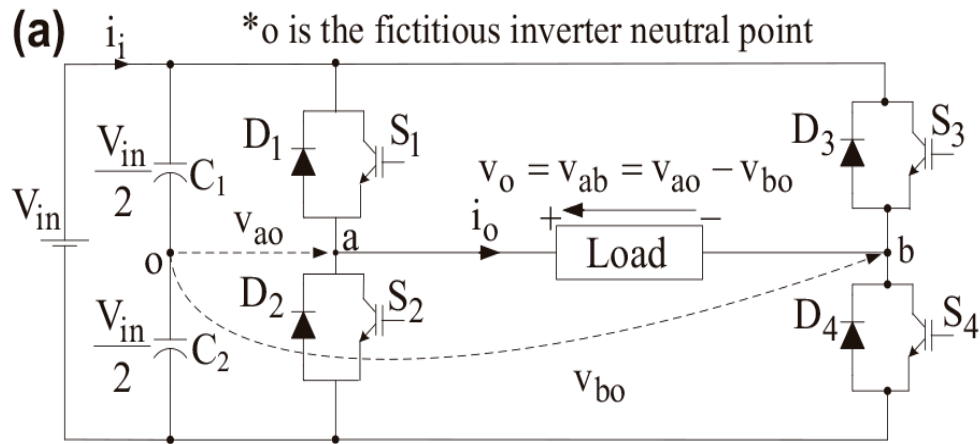
- Inversores monofásicos de medio puente.
- Inversores monofásicos con puente H.
- Inversores trifásicos de puente completo.

Los inversores son utilizados en las siguientes aplicaciones:

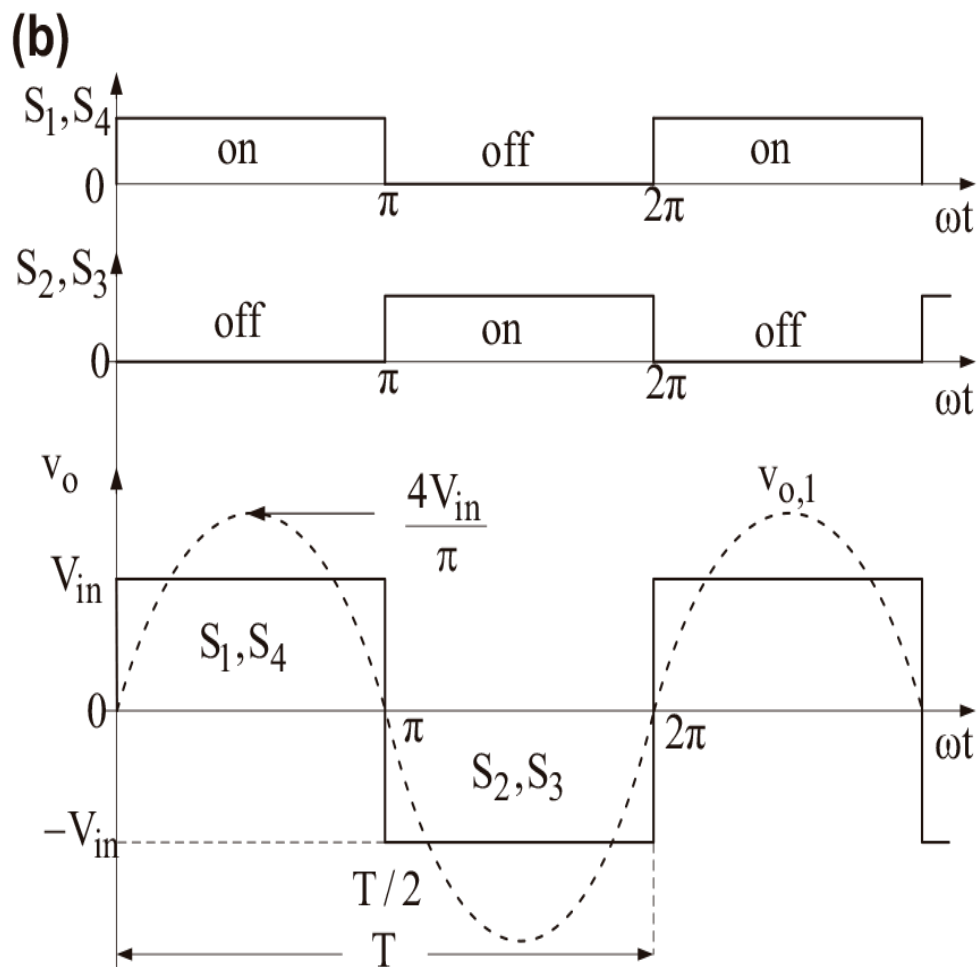
- Sistemas de impulsión del motor de AC.
- Transmisión de energía eléctrica.
- Fuentes de energía renovable (FER).
- Filtros activos utilizados para la supresión de armónicos.
- Sistemas activos de corrección del factor de potencia.
- Suministro de energía ininterrumpida (UPS) [13].

#### **A. Inversor monofásico de puente completo**

El inversor monofásico de puente completo consta de cuatro interruptores de potencia, configuración que permite controlar a través del dispositivo de conmutación a la corriente positiva y que la corriente negativa sea controlada por el diodo de descarga [13].



(a) Inversor monofásico de puente completo con transistores bipolares.



(b) Formas de onda del inversor para la generación de voltaje de salida, onda cuadrada.

Figura 1.14: Diagrama y formas de onda del Inversor monofásico de puente completo. [13].

## B. Técnicas de modulación PWM

Son utilizadas para la reducción de armónicos en la salida del inversor, logrando simultáneamente el control de voltaje de salida, su principal característica es la calidad de control que tiene con respecto a la carga.

El principal problema de obtener una onda no sinusoidal a la salida del inversor da como resultado una mayor pérdida de cobre, un factor de potencia reducido, reducción de potencia del motor, pulsación de par, fatiga del motor y velocidad ondulación, etc.

Algunas técnicas de modulación PWM son: onda cuadrada, sinusoidal, de muestreo regular y son opciones disponibles para un diseño específico; no se recomienda el uso de filtro LC ya que puede aumentar la complejidad, reducir la eficiencia y confiabilidad [14].

### ■ Modulación de ancho de un solo pulso

La modulación de ancho de pulso (PWM) emplea un pulso rectangular, cuyo ancho de pulso se modula a partir de la variación del valor medio de las formas de onda. La forma más fácil de producir una señal PWM requiere de una onda triangular y una señal de control. Cuando el valor de la señal de referencia es mayor que la forma de onda de modulación, la señal PWM está en el estado máximo; de lo contrario, está en el estado mínimo, el ancho de pulso puede ser variado para controlar el voltaje de salida del inversor.

El ciclo de trabajo es la relación entre el período ON y el período OFF de la forma de onda de voltaje de salida. A partir de la frecuencia de la señal de referencia se obtiene la frecuencia fundamental del voltaje de salida [14].

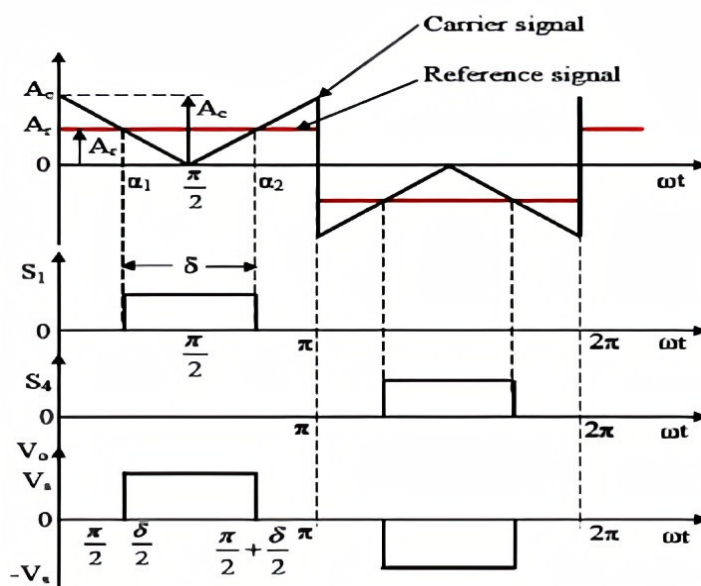


Figura 1.15: Generación de modulación de ancho de pulso único [14].

### 1.1.10. Iluminación Ornamental

Se trata de una nueva alternativa de decoración de espacios públicos y privados, la cual radica en el manejo de la luz de ambiente y de escenarios, estos diseños realzan la majestuosidad de monumentos y edificios emblemáticos, requieren una cooperación especial que permite a los profesionales expertos en urbanismo y bellas artes plasmar un adecuado nivel de armonía en términos estéticos, eficientes y de bajo consumo [15].



Figura 1.16: Iluminación Ornamental en el Ashikaga Flower Park: Jardín de Flores Iluminadas (Ashikaga, prefectura de Tochigi, Japón) [16].

## 1.2. Estudio de temáticas actuales sobre sistemas fotovoltaicos para iluminación en corriente continua

### 1.2.1. Seguidor de Punto de Máxima Potencia (MPPT)

El seguidor de punto de máxima potencia (MPPT), es un procedimiento utilizado principalmente en sistemas fotovoltaicos (SFV) para maximizar la extracción de potencia [17], [18].

Existen distintos algoritmos MPPT que difieren entre sí muchos aspectos como: la complejidad, los sensores necesarios, el costo, la eficiencia, etc. Se han propuesto algunos algoritmos MPPT como: corriente de cortocircuito, corriente de circuito abierto, control de correlación de ondulación (RCC), técnica de control de modo deslizante, perturbar y observar (P&O), conductancia incremental (CI), controlador de lógica difusa (FLC), enfoques basados en redes neuronales artificiales (ANN), hill climbing (HC), etc [19], [20].

Entre los métodos MPPT convencionales, las tres técnicas más populares son: Perturbar y Observar, Incremento de Conductancia y Hill Climbing, se utilizan ampliamente debido a su velocidad de convergencia y simplicidad en la implementación. Sin embargo, la eficacia de estos métodos se ve cuestionada cuando la variación en las condiciones ambientales cambia el punto de máxima potencia (MPP) [20].

El algoritmo de perturbar y observar (P&O) cambia el ciclo útil de un convertidor de potencia, la misma que modifica la corriente extraída de los paneles fotovoltaicos, consecuentemente la potencia obtenida también se modifica en relación al cambio del ciclo útil de la señal de disparo del convertidor de potencia [21]. Si el cambio en la potencia es positivo, el punto de operación se mueve hacia el punto de máxima potencia (MPP); de lo contrario, alejará el punto de operación de MPP [20], [22].

El método Hill Climbing (HC) se aplica ampliamente en MPPT por su sencillez y fácil implementación. Su estrategia se basa en la subida de pendientes que introduce una perturbación en la relación de trabajo del convertidor de potencia; este método es más atractivo para la estructura de control simplificada [22].

El Algoritmo de Conductancia Incremental (CI) aplica un seguimiento en la pendiente de la curva del sistema fotovoltaico para obtener un valor del MPP donde la pendiente en ese punto adquiere un valor de cero. Si la pendiente se ubica a la izquierda del MPP, esta adquiere un valor negativo, si la pendiente se ubica a la derecha del MPP este adquiere un valor positivo [17].

### 1.2.2. Convertidor Boost

Los Convertidores Boost se convierten en soluciones indispensables para la gestión de energía debido a sus buenas características de amplio rango de entrada y salida, gran capacidad de conducción y alta eficiencia.

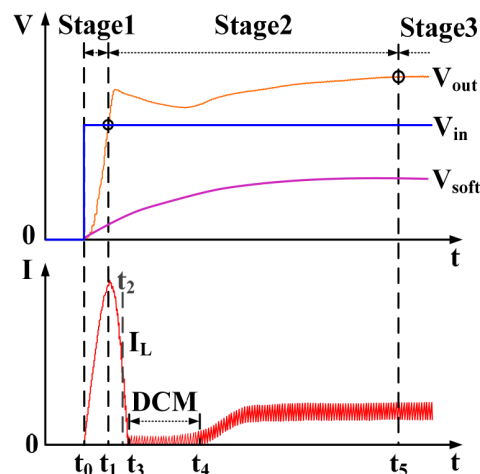


Figura 1.17: Etapas en el típico proceso de arranque suave con carga de Convertidores Boost [23].

La entrada de corriente inicial, el tiempo prolongado de arranque y los sobre impulsos de voltaje que aparecen en el período de arranque de los Convertidores Boost son algunos de los problemas que posiblemente causen daños graves a todos los sistemas de gestión de energía.

Existen deficiencias en estrategias convencionales de arranque suave con carga. En la etapa 1, la entrada de corriente inicial es grande, lo que puede dañar el transistor y provocar la saturación magnética del inductor. En la etapa 2, no se esperan MCD y caída de tensión debido a que se consume la disipación de energía adicional y prolonga el proceso de arranque.

Es por ello, que las técnicas de arranque suave con pequeños picos de corriente, sobre impulsos y tiempos de respuesta de arranque rápido, han atraído cada vez más la atención. Debido a los problemas de este tipo de convertidor, se presentan algunos métodos y técnicas de solución:

- Arranque suave sin corriente de irrupción, en el que se agrega un interruptor de rueda libre adicional para acortar los dos extremos del inductor para eliminar la corriente de irrupción.
- Arranque suave utilizando voltajes escalonados, se utiliza una tensión de arranque suave de rampa lineal durante el período de puesta en marcha, que suprime la entrada de corriente y el exceso de tensión y evita los grandes condensadores fuera del chip.
- Circuito de arranque suave digital para optimizar el proceso de arranque, el mismo que necesita un procesador de control.

Se propone una estrategia de arranque suave de rampa-pendiente variable con un voltaje predefinido (VRSPV). En comparación con otros métodos convencionales de arranque suave, la estrategia tiene ventajas de un arranque transitorio mejorado y una baja corriente de entrada. La caída de voltaje se elimina porque se evita MCD. Utilizando la técnica VRSPV se mejoran varios aspectos en el arranque del Convertidor Boost.

En la primera etapa ( $t_0 - t_1$ ), se evita la alta corriente de irrupción del inductor, D se mantiene en cero y el transistor se apaga.

Al comienzo de la segunda etapa ( $t_1 - t_5$ ), se establece un voltaje predefinido y luego se enciende el transistor, el voltaje de arranque suave aumenta lentamente para evitar MCD y se desarrolla un voltaje con una rampa de pendiente variable.

En la tercera etapa ( $t_5-$ ), el voltaje de arranque suave varia gradualmente sin ningún ángulo y, por lo tanto, la corriente del inductor y el voltaje de salida podrían ser cambiados suavemente sin irrupción o caída [23].

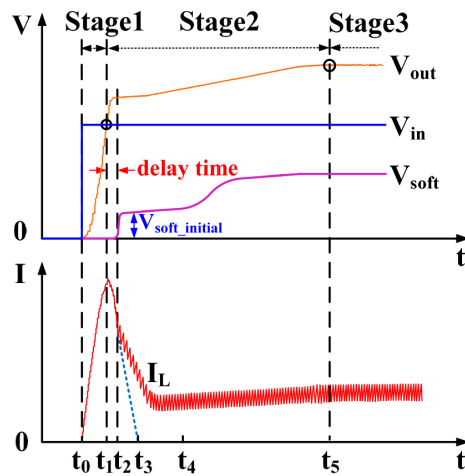


Figura 1.18: Etapas del proceso de puesta en marcha del Convertidor Boost con la estrategia de arranque suave VRSPV [23].

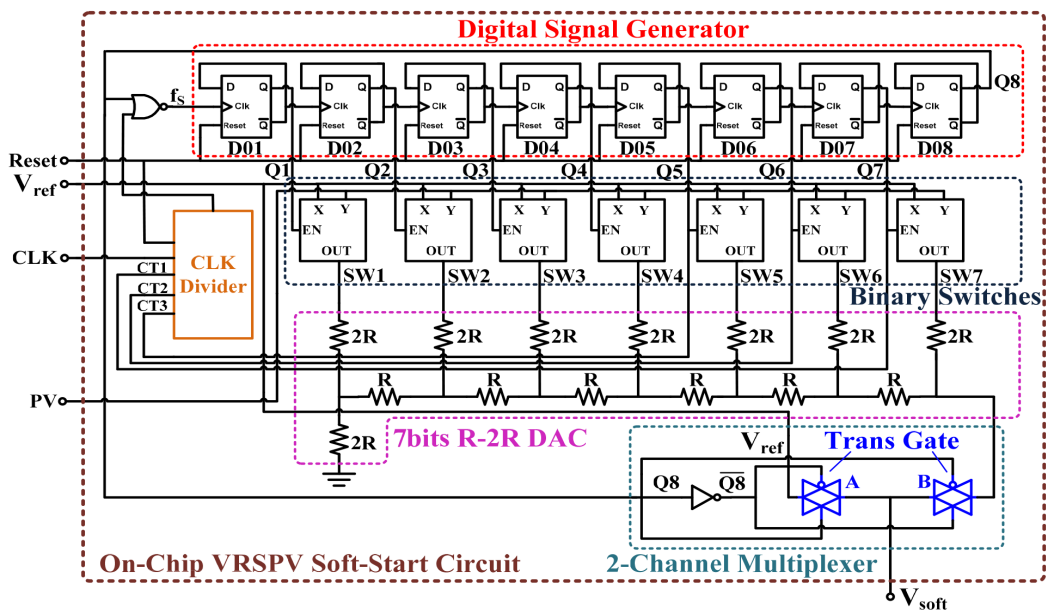


Figura 1.19: Estructura del circuito de arranque suave VRSPV [23].

### 1.2.3. Iluminación de estado sólido (SSL)

Es una tecnología emergente con potencial para superar en gran medida la eficiencia de los sistemas de iluminación tradicionales basados en lámparas.

La eficiencia energética es el motivo principal detrás de SSL, también se prevé que los LED aporten funcionalidades completamente nuevas a los sistemas de iluminación, mejorando en gran medida las formas de luz. Sin embargo, es probable que el mayor impacto de SSL se produzca en las aplicaciones de iluminación general que exigen una fuente de luz blanca de alta calidad; junto con la necesidad de una alta eficiencia, los requisitos de color en la iluminación de luz blanca plantean nuevos desafíos a la tecnología LED, de los cuales aún no se han superado.

El amplio desarrollo de los LED InGaN durante los últimos 15 años han producido LEDs azules comerciales de alta potencia con EQE de hasta el 56 %.

La iluminación blanca debe lograr una eficiencia muy alta y al mismo tiempo ofrecer una calidad de color a bajo costo. La Figura 1.20 ilustra varios enfoques que se están explorando para lograr estas cualidades en la iluminación blanca basada en LED. Actualmente, el diseño de LED blanco más común emplea un LED InGaN para proporcionar emisión azul y para bombear fósforos que emiten a longitudes de onda más largas donde el rendimiento del LED es deficiente.

Las características de color se pueden mejorar agregando un segundo fósforo emisor de color rojo, creando un sistema de tres colores que se designa como  $RGBB$ , el cual se observa en la Figura 1.20 (b).

El enfoque “multichip” ofrece una ventaja al proporcionar emisión directa en las longitudes de onda visibles, evitando pérdidas de absorción y emisión de fósforo, así como las pérdidas de conversión descendente asociadas con la generación de una emisión de fósforo de menor energía a partir de una fuente azul de mayor energía. Además, utiliza solo LED para generar luz blanca [Figura 1.20 (c)]. Los sistemas de tres colores con componentes en las longitudes de onda roja, verde y azul (RGB) están limitados a valores de CRI de 85 o menos, mientras que un sistema de cuatro colores (RYGB) puede alcanzar un  $CRI > 95$  [24].



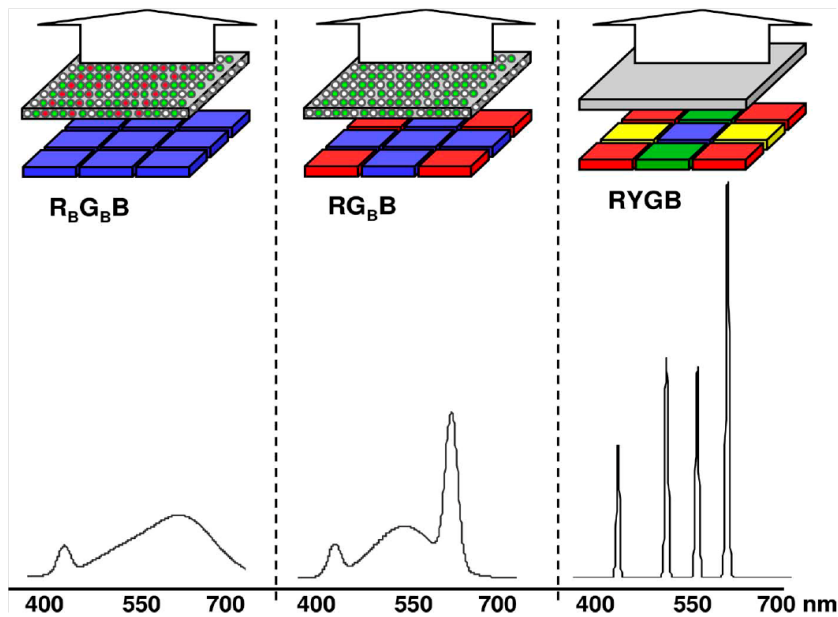


Figura 1.20: Enfoques para generar luz blanca a partir de LED y representativos espectros de potencia. (a) Sistema  $R_B G_B B$  que emplea un LED azul para bombear fósforos rojos y verdes. (b) LED azul que bombea un fósforo verde combinado con un LED rojo  $R G_B B$ . (c) Sistema todo LED RYGB de cuatro colores [24].

#### 1.2.4. Innovaciones en iluminación LED en corriente continua

La ineficiencia de las bombillas incandescentes y las lámparas de sodio de alta presión utilizadas para las aplicaciones de iluminación interior y exterior resultó en una enorme carga en las centrales eléctricas y los generadores. Posteriormente, las luces de tubo fluorescente y las lámparas fluorescentes compactas (CFL) reemplazaron a la mayoría de las luces interiores y de la calle para reducir el consumo de energía, pero tuvieron dificultades debido a los efectos peligrosos de los vapores de mercurio atrapados en estas lámparas, además que representan una amenaza para el medio ambiente por una rotura o desecho inadecuado después de su uso [25].

En los últimos 10 años, los avances con en iluminación LED han tenido un aumento en el rendimiento y la calidad de las fuentes de luz; alcanzando decenas de millones de personas con luz eléctrica que anteriormente no tenían alternativas viables a iluminación [26].

Hace algunos años, los LEDs eran utilizados principalmente en aplicaciones de electrónica y en juguetes, por el contrario, al día de hoy son más eficientes y utilizadas que las fuentes de luz conocidas como las bombillas incandescentes o incluso las lámparas fluorescentes (ver Figura 1.21). Han reemplazado a las bombillas incandescentes en muchas aplicaciones, particularmente aquellas que requieren durabilidad, compacidad, funcionamiento en frío y/o direccionalidad (por ejemplo, iluminación de tráfico, automotriz, pantallas y áreas arquitectónicas dirigidas) [27].



Figura 1.21: Comparación entre el alumbrado público LED (diodo emisor de luz) y HPS (sodio a alta presión) [25].

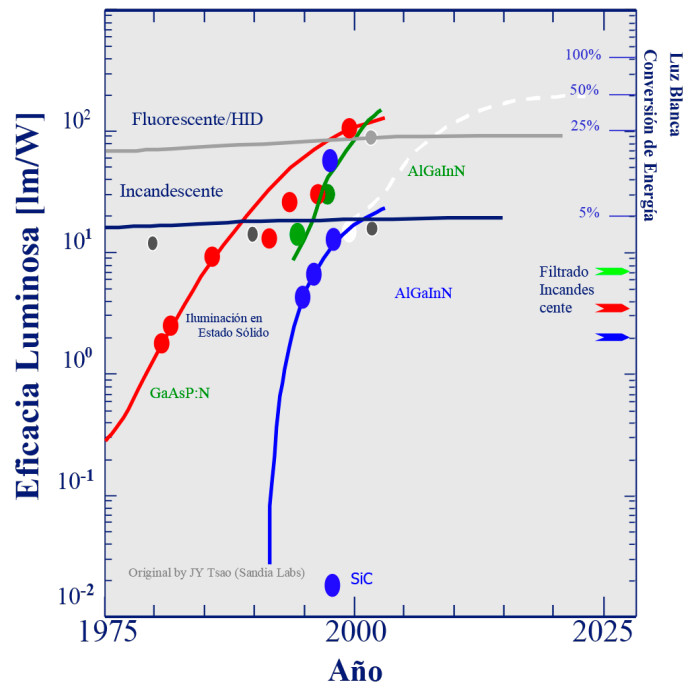


Figura 1.22: Rendimiento del LED en relación con los tipos de lámparas conocidas [27].

## A. Ventajas de las lámparas LED

Las lámparas LED tienen muchas ventajas en comparación con otras fuentes de luz artificial, poseen un alto rendimiento, a pesar de que no son la solución óptima para todos los problemas asociados con la iluminación. Los LEDs han demostrado ser una tecnología distinta que ha supuesto una revolución en la industria de la iluminación. Algunas de las ventajas que ofrecen las luces LED se describen a continuación:

- **Ecológicas y sin contenido de mercurio:** Los LEDs no contienen mercurio, esto asegura que el medio ambiente no se contaminará con vapores venenosos de mercurio o mercurio líquido como resultado de la rotura o eliminación inadecuada de las lámparas LED, se fabrican con placas de circuito sin plomo y de esta manera se han vuelto más amigables con el medio ambiente.
- **Bajo consumo de energía:** Requieren menor energía para funcionar, consumen solo el 10 % de la energía necesaria para iluminar una lámpara fluorescente. Además, son útiles en dispositivos que funcionan con baterías y que ahorran energía.
- **Reciclables:** Los componentes de las lámparas LED son totalmente reciclables y pueden desecharse como residuos domésticos normales. El vidrio y los componentes metálicos de la lámpara LED se pueden separar, reciclar y reutilizar.
- **Tamaño reducido:** Son de tamaño muy pequeño, y cada luminaria se fabrica colocando un número específico de luces LED, los que los convierte en una opción rentable para pequeñas luces indicadoras en equipos electrónicos, luces de fondo para pantallas LCD, pantallas, linternas, luces de teclado, etc.
- **Bajo irradiancia de calor:** Están diseñados de tal manera que el calor se disipa al mínimo. Aunque los LEDs no emiten calor por sí mismos, sus circuitos de excitación a menudo pueden calentarse. Pero a diferencia de otras fuentes de iluminación como las bombillas incandescentes, los LEDs no son lo suficientemente caliente como para quemar la piel.
- **Resistentes:** Están libres de cerramientos de vidrio o filamentos que de otro modo pueden ser susceptibles de romperse incluso con el más leve de los impactos o choques mecánicos.
- **Larga vida útil:** Tienen una vida útil relativamente más larga que todas las demás fuentes de iluminación artificial. Pueden durar entre 5 y 10 años en promedio y funcionar de 50.000 a 100.000 horas, lo que contrasta con la vida útil de 1000 horas de iluminación general, 171 bombillas incandescentes y 10,000 horas de lámparas fluorescentes [25].

## 2. Capítulo 2: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico y Desarrollo del Convertidor de Tensión DC - DC

### 2.1. Especificaciones del Panel Solar Fotovoltaico

El panel solar fotovoltaico para el dimensionamiento es de marca POWEST, 270 W de potencia y es un modelo policristalino. Consta de 60 celdas solares en una distribución de 10x6 (10 filas y 6 columnas).

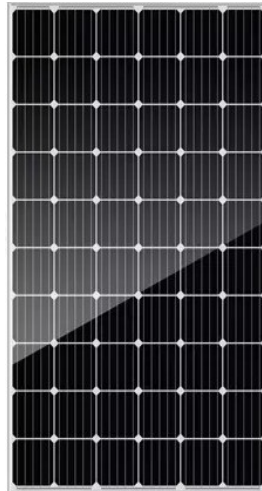


Figura 2.1: Modelo del Panel Policristalino POWEST de 270 W - 60 celdas [28].

Tabla 2.1: Ficha Técnica del Panel POWEST de 270 W - 60 celdas [28].

Panel Fotovoltaico POWEST 270 W	
Tipo de módulo	Poli-Cristalino
Potencia Máxima (Pm)	270 W
Tolerancia salida de potencia	0/ + 5 %
Voltaje de circuito abierto (Voc)	37,9 $V_{DC}$
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,27 A
Voltaje en potencia máxima (Vpm)	30,7 $V_{DC}$
Corriente en potencia máxima (Ipm)	8,80 A
Eficiencia	16,5 %
Max. serie de fusible	15 A
Grado de protección	$\geq IP65$
Máxima tensión del sistema	1000 $V_{DC}$
Rango de temperatura	-40°C-85°C
Peso	17,3 Kg
Número de celdas	60
Dimensiones	1640mm/ 992mm/ 35mm

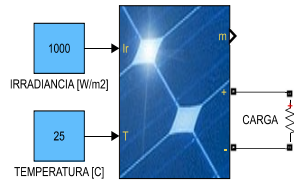


Figura 2.2: Modelo de panel solar fotovoltaico en Simulink®.

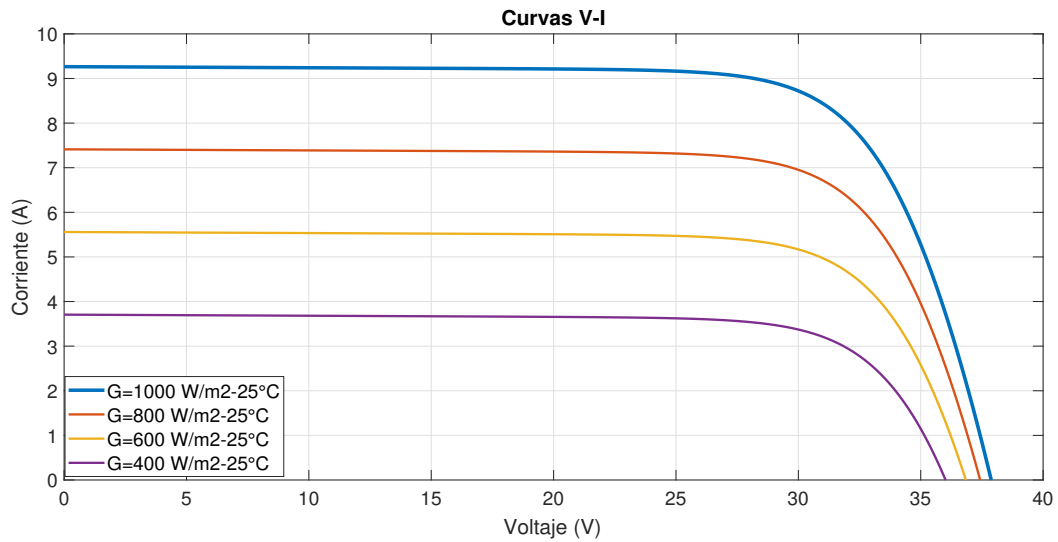


Figura 2.3: Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia.

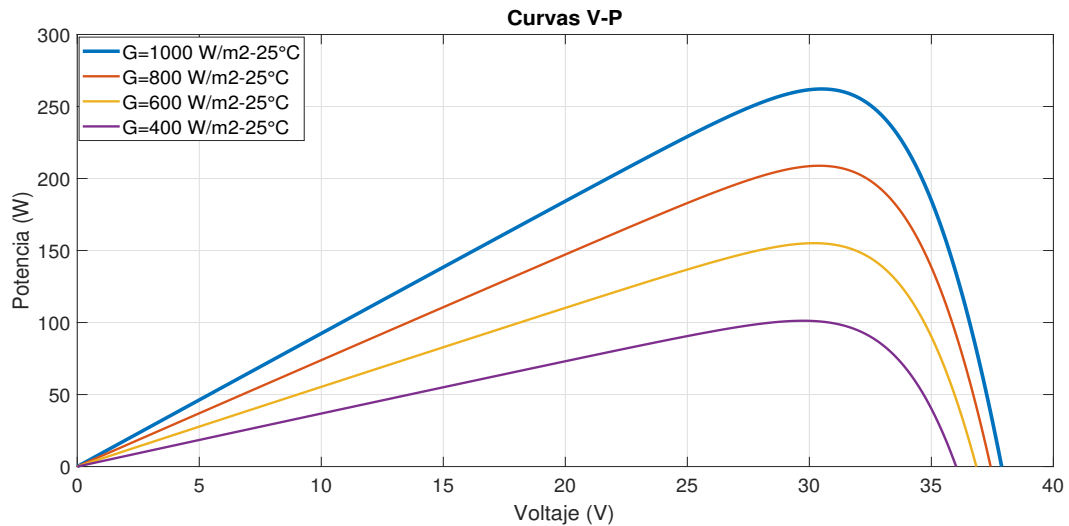


Figura 2.4: Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia.

En la Figura 2.3 se observa las curvas de Voltaje vs Corriente, en la Figura 2.4 se observa las curvas de Voltaje vs Potencia, en ambos casos la irradiancia varía y la

temperatura se mantiene constante. A través de las mismas se puede comprobar que a mayor irradiancia mayor será el voltaje, por ende, mayor será la potencia entregada por el panel fotovoltaico.

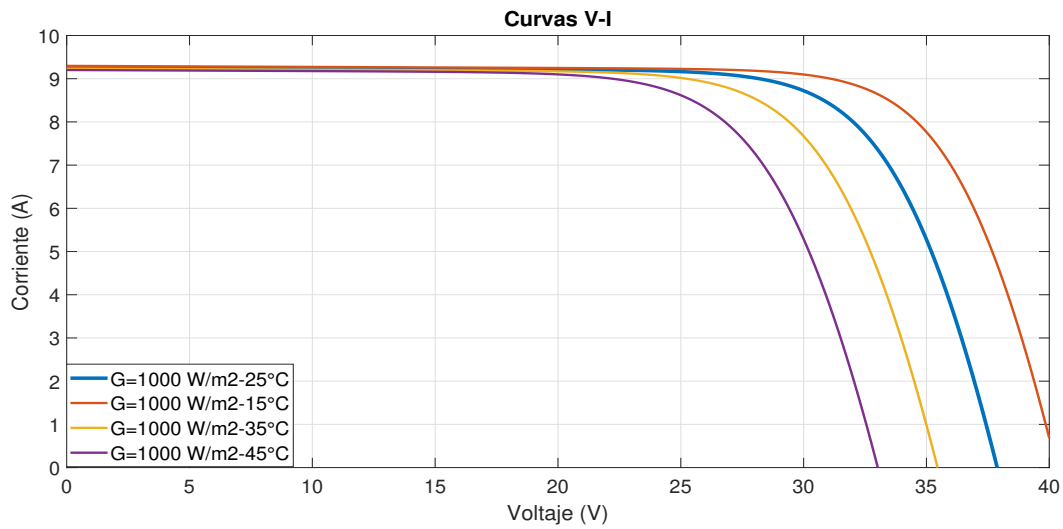


Figura 2.5: Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con variación de temperatura e irradiancia constante.

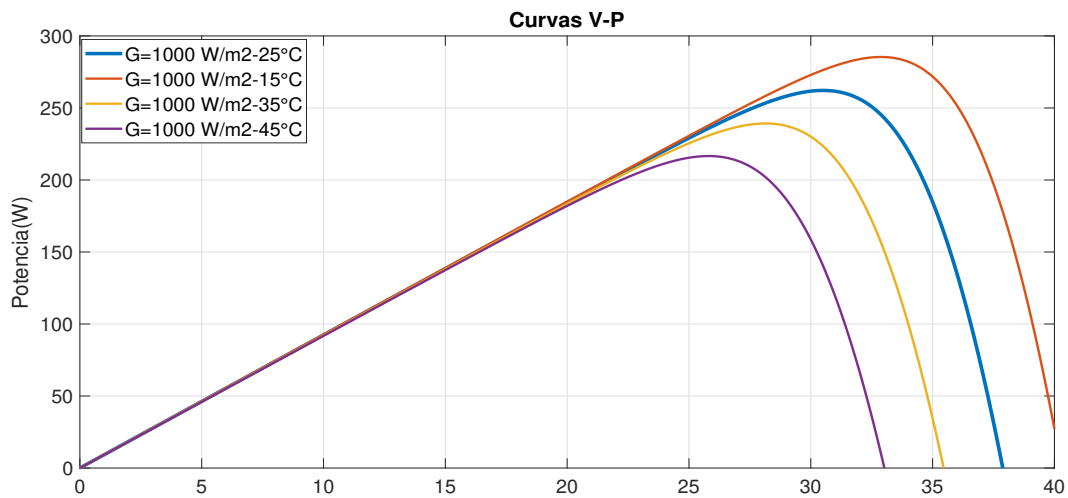


Figura 2.6: Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con variación de temperatura e irradiancia constante.

En la Figura 2.5 se observa las curvas de Voltaje vs Corriente, en la Figura 2.6 se observa las curvas de Voltaje vs Potencia, en ambos casos la irradiancia se mantiene constante y la temperatura varía. Con las mismas se puede comprobar que a mayor temperatura menor será el voltaje, por ende, menor será la potencia entregada por el panel fotovoltaico, es decir las variaciones de temperatura producen desplazamientos en el punto de máxima potencia del panel solar.

## 2.2. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

El diseño del sistema debe abastecer una carga de 500 W dividida en tres partes:

1. Una carga de 200 W a  $12 V_{DC}$ .
2. Una carga de 200 W a  $24 V_{DC}$ .
3. Una carga de 100 W a  $127 V_{AC}$ .

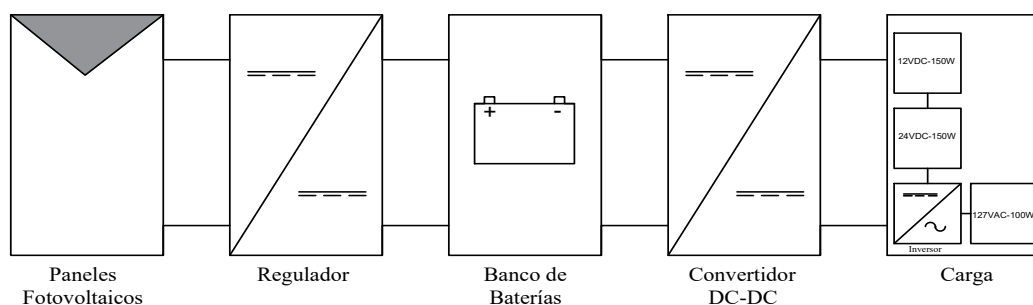


Figura 2.7: Diagrama del Sistema Fotovoltaico a Implementar.

### 2.2.1. Estimación del Consumo

Se debe definir el consumo energético diario, partiendo de la potencia instalada y las horas de funcionamiento de cada carga.

Tabla 2.2: Consumo Energético.

Consumo Energético			
Voltaje	Potencia [W]	Horas/Día	Energía [Wh/día]
$12 V_{DC}$	200	12	2400
$24 V_{DC}$	200	12	2400
$127 V_{AC}$	100	12	1200

A partir de los datos de la tabla, se obtiene la energía total diaria.

Tabla 2.3: Datos para Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.

Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico	
Potencia Instalada [W]	500
Consumo DC [Wh/día]	4800
Consumo AC [Wh/día]	1200
Energía Total Diaria [Wh/día]	6000

La energía que los PFV deben aportar se la obtiene a partir de la ecuación 2.1, considerando un rendimiento del 90 % de la batería, 90 % del convertidor y 90 % del inversor.

$$E_{TPFV} = \frac{E_{CCL12V}}{n_b} + \frac{E_{CCL24V}}{n_b \cdot n_c} + \frac{E_{ACL}}{n_b \cdot n_i} \quad (2.1)$$

En donde:

- $E_{TPFV}$  : Energía Total de los Paneles Fotovoltaicos [kWh/día].
- $E_{CCL12V}$  : Energía en Corriente Continua [Wh/día] a 12V.
- $E_{CCL24V}$  : Energía en Corriente Continua [Wh/día] a 24V.
- $E_{ACL}$  : Energía en Corriente Alterna [Wh/día].
- $n_b$  : Rendimiento de la Batería.
- $n_c$  : Rendimiento del Convertidor.
- $n_i$  : Rendimiento del Inversor.

$$E_{TPFV} = \frac{2400 \text{ Wh}}{0,9} + \frac{2400 \text{ Wh}}{0,9 \cdot 0,9} + \frac{1200 \text{ Wh}}{0,9 \cdot 0,9}$$

$$E_{TPFV} = 7111,11 \text{ Wh/día}$$

$$E_{TPFV} = 7,11 \text{ kWh/día}$$

### 2.2.2. Determinación del ángulo óptimo de inclinación de los paneles fotovoltaicos

Con el fin de definir el ángulo óptimo de inclinación de los PFV, es necesario considerar el ángulo de orientación  $\alpha = 0$  y el ángulo de inclinación  $\beta$ .

El ángulo de inclinación  $\beta$ , se obtiene a partir del método del mes crítico, partiendo de una determinada localización y considerando varias inclinaciones.

En la Tabla 2.4 se detallan distintos valores de irradiación solar según el mes y el ángulo de inclinación, obtenidos de la página de la NASA en la sección irradiación solar para superficies inclinadas orientadas hacia la línea Ecuatorial.



Tabla 2.4: Irradiación solar mensual a distintos ángulos de inclinación [29].

Irradiación Global [kWh/m <sup>2</sup> ]				
Mes	Inclinación 0°	Inclinación 15°	Inclinación 30°	Inclinación 45°
Enero	4,33	4,47	4,28	3,9
Febrero	4,02	4,05	4,08	4,2
Marzo	4,39	4,33	4,39	4,25
Abril	4,28	4,1	4,3	4,32
Mayo	4,15	3,86	4,2	4,36
Junio	3,98	3,83	4,13	4,11
Julio	3,79	3,857	3,82	3,8
Agosto	4,44	4,19	4,48	4,56
Septiembre	4,5	4,39	4,51	4,43
Octubre	4,47	4,48	4,45	4,21
Noviembre	4,67	4,8	4,61	4,21
Diciembre	4,48	4,66	4,42	3,98

Para obtener valores más precisos, es necesario utilizar datos medidos de irradiación global del lugar en donde se implementará el SFV. Los datos medidos se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Variables meteorológicas para la ciudad de Cuenca con datos medidos [30].

Variables Meteorológicas				
Mes	Irradiación Global [Wh/m <sup>2</sup> · día]	Irradiación Difusa [Wh/m <sup>2</sup> · día]	Irradiación Directa [Wh/m <sup>2</sup> · día]	Temperatura [°C]
Enero	5086,65	3470,24	1616,41	16
Febrero	4985,9	3467,15	1518,75	16,27
Marzo	4287,18	3274,07	1013,11	15,75
Abril	4287,99	3034,14	1253,85	15,55
Mayo	4218,26	3048,26	1170,01	15,49
Junio	3906,86	2545,6	1361,26	14,28
Julio	3851,6	2334,58	1517,02	14,24
Agosto	4160,53	3350,83	809,7	14,2
Septiembre	4682,4	3515,4	1167	14,81
Octubre	4744,91	4021,93	722,98	15,14
Noviembre	5449,21	4179,73	1269,49	15,54
Diciembre	5043,35	3980,76	1062,59	15,7
Media Anual	4558,74	3351,89	1206,85	15,25

A partir de la Tabla 2.4 se encuentra un coeficiente entre los distintos ángulos de inclinación, por ello se debe dividir la irradiación de cada mes en un ángulo de 15°, 30°, 45° para la irradiación en un ángulo de 0° y multiplicar dicho valor por el valor de irradiación global medida de la Tabla 2.5. En la Tabla 2.6 se indican los datos ajustados de irradiación global a distintos ángulos de inclinación.

Tabla 2.6: Datos ajustados de irradiación global.

Irradiación Global [kWh/m <sup>2</sup> ]				
Mes	Inclinación 0°	Inclinación 15°	Inclinación 30°	Inclinación 45°
Enero	5,09	5,25	5,03	4,58
Febrero	4,99	5,02	5,16	5,31
Marzo	4,29	4,23	5,09	4,92
Abril	4,29	4,11	5,11	5,13
Mayo	4,22	3,92	5,15	5,34
Junio	3,91	3,76	5,28	5,25
Julio	3,85	3,92	5,13	5,10
Agosto	4,16	3,93	5,13	5,22
Septiembre	4,68	4,57	5,10	5,01
Octubre	4,74	4,76	5,06	4,79
Noviembre	5,45	5,60	5,02	4,59
Diciembre	5,04	5,25	5,02	4,52

Debido a que el consumo energético es constante durante todo el año, se debe seleccionar al mes con menor irradiación solar denominado mes crítico, que en este caso corresponde a junio con un valor de 3,76 kWh/m<sup>2</sup> y a 15° de inclinación.

### 2.2.3. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Para calcular el número de paneles fotovoltaicos, se necesita estimar ciertos parámetros para su dimensionamiento. Uno de ellos es el PR, que es una medida del rendimiento de un sistema fotovoltaico que tiene en cuenta factores ambientales como: temperatura de las células, dispersión de los parámetros, suciedad de los paneles, cambios climáticos, entre otros. En este caso se considera un PR de 0.8.

Un valor importante a considerar es el de irradiancia global, que en la mayor parte de los casos se mantiene en unos 1000 W/m<sup>2</sup>.

La tensión nominal del sistema viene definida por la Tabla 2.7, la misma que se relaciona directamente con la potencia instalada, por tanto, la tensión nominal para el diseño del SFV es 12 V.

Tabla 2.7: Rangos de tensión nominal del SFV a partir de la potencia instalada.

Potencia Instalada [W]	Tensión Nominal [V]
$P \leq 1500$	12
$1500 \leq P \leq 5000$	24
$P > 5000$	48

El modelo del PFV se detalla en la Figura 2.1 y su ficha técnica en la Tabla 2.1, teniendo en cuenta los aspectos anteriores, el número de paneles se calcula a través de la ecuación 2.2.

$$N_T = \frac{E_{TPFV} \cdot 1000}{P_{PFV} \cdot G_{dm} \cdot P_R} \quad (2.2)$$

En donde:

- $N_T$  : Número Total de Paneles Fotovoltaicos a utilizar
- $E_{TPFV}$  : Energía Total de los Paneles Fotovoltaicos [kWh/día].
- $P_{PFV}$  : Potencia del Panel Fotovoltaico [W].
- $G_{dm}$  : Irradiación en [kWh/día] del mes crítico.
- $P_R$  : Performarce Ratio.

$$N_T = \frac{7,11 \text{ kWh} \cdot 1000 \text{ W/m}^2}{270 \text{ W} \cdot 3,76 \text{ kWh/m}^2 \cdot 0,8}$$

$$N_T = 8,75 \approx 9$$

La conexión de los paneles es en serie-paralelo, el voltaje de salida es 113,7 V, la corriente de salida es 27,81 A y la potencia total es 2,43 kW.

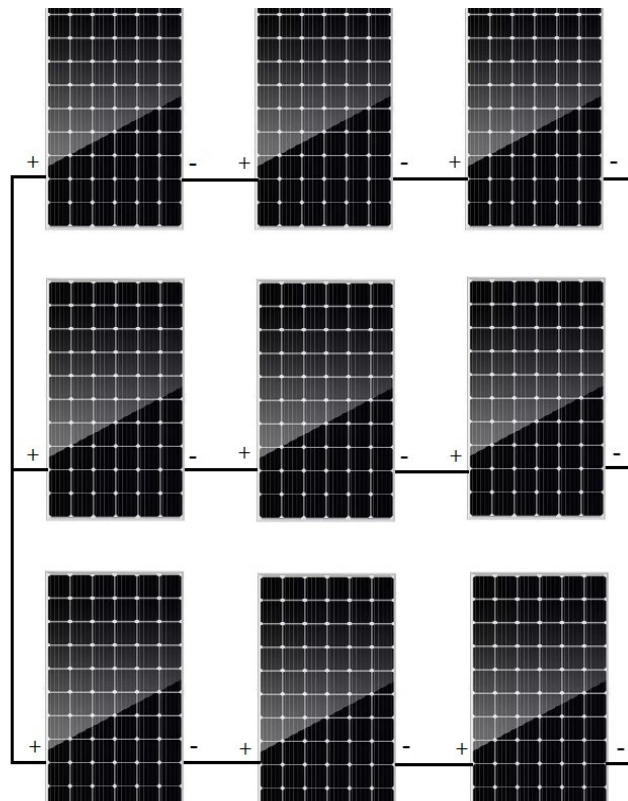


Figura 2.8: Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos.

## 2.2.4. Dimensionamiento del Banco de Baterías

El número de baterías necesarias del SFV, se encuentra a partir de la demanda energética, el voltaje del sistema, los días de autonomía y la profundidad de descarga.

El valor máximo de la capacidad de las baterías es el mayor valor entre la capacidad nominal diaria y la capacidad nominal estacional.

### A. Capacidad Nominal Diaria

El ciclo diario (máxima profundidad de descarga diaria) están en torno al 15-30 %.

$$C_B = \frac{D_E \cdot D_A}{V_S \cdot P_D} \quad (2.3)$$

En donde:

- $C_B$  : Capacidad de la Batería [Ah].
- $D_E$  : Demanda Energética [Wh/día].
- $D_A$  : Días de Autonomía.
- $V_S$  : Voltaje del Sistema [V].
- $P_D$  : Profundidad de Descarga.

$$C_B = \frac{7111 \text{ Wh} \cdot 1}{12 \text{ V} \cdot 0,30}$$

$$C_B = 1975,28 \text{ Ah}$$

### B. Capacidad Nominal Estacional

Para el caso del ciclo estacional, es decir el número máximo de días que puede descargarse una batería sin recibir suficiente irradiación solar, es de unos 3-10 días y una profundidad de descarga de aproximadamente el 70 %. Para el cálculo se utiliza la ecuación 2.3.

$$C_B = \frac{7111 \text{ Wh} \cdot 3}{12 \text{ V} \cdot 0,70}$$

$$C_B = 2539,64 \text{ Ah}$$

Se verifica el mayor valor entre las dos capacidades:

$$2539,64 \text{ Ah} > 1975,28 \text{ Ah}$$

Por ende se trabajara con los 2539,64 Ah de la capacidad nominal estacional.

### C. Cálculo del Numero de Baterías

El modelo a utilizar es una batería sellada de 12V-200Ah, consecuente a aquello se debe determinar el número de baterías a utilizar.

$$N_B = \frac{C_B}{E_B} \quad (2.4)$$

En donde:

- $N_B$  : Número de Baterías.
- $E_B$  : Energía de la Batería [Ah].

$$N_B = \frac{2539,64 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}}$$

$$N_B = 12,70 \approx 13$$

La conexión de las baterías es en paralelo, de esta forma se obtendrá en la salida de las baterías un total de 12V-2600Ah, en la Figura 2.9 se muestra el esquema de conexión del banco de baterías.

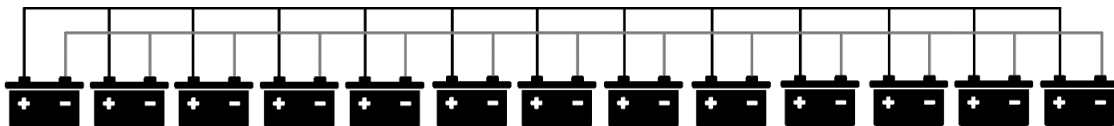


Figura 2.9: Conexión en paralelo del banco de baterías.

En la Figura 2.10 se observa la batería de 12V-200Ah recomendada a utilizar y en la Tabla 2.8 se muestra la ficha técnica del mismo.



Figura 2.10: Batería Sellada Fuli Battery 12V-200Ah [31].

Tabla 2.8: Ficha Técnica Batería Sellada Fuli Battery 12V-200Ah [31].

<b>Batería Sellada Fuli Battery 12V-200Ah</b>	
Voltaje Nominal de la Batería	12 V
Capacidad Nominal (100 h)	110 Ah
Dimensiones	Longitud $306 \pm 2mm$ (12, 05")
	Ancho $168 \pm 2mm$ (6, 61")
	Altura $208 \pm 2mm$ (8, 19")
	Altura Total $230 \pm 2mm$ (9, 06")
Peso Aproximado	Aprox. 30,6 Kg (67,5 lbs)
Terminal	M6
Material del Envase	ABS UL 94-HB (retardante de llama UL94V-O) 110.0 Ah/1.10 A(100hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F) 100.0 Ah/5.0 A(20hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F) 95.2 Ah/9.52 A(10hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F) 83.0 Ah/16.6 A(5hr, 1,75V/Celda, 25°C/77°F) 57.9 Ah/57.9 A(1hr, 1,60V/Celda, 25°C/77°F)
Rango de Operación	
Máxima Corriente de Descarga	1200A(5s)
Resistencia Interna	Aprox. 4,9 mΩ
Rango de Temperatura de Operación	Descarga -15-50°C (5-122°F) Carga 0-40°C (32-104°F)
Rango Nominal de Temperatura de Operación	Almacenamiento -15-40°C (5-104°F) 25±3°C (77±5°F)
Ciclo de Uso	Corriente de carga inicial de menos de 30 A. Voltaje 14.4V-15.0V a 25°C(77°F) de temperatura. Coeficiente -30mV/°C
Modo Espera	No hay límite en la carga inicial de tensión actual. 13,5 V-13,8 V a 25°C (77°F) de temperatura. Coeficiente -20mV/°C
Capacidad Afectada por la Temperatura	40°C (104°F) 103% 25°C (77°F) 100% 0°C (32°F) 86 %
Auto-Descarga	Las Baterías de la serie Fulibattery GS se pueden almacenar durante un máximo de 6 meses a 25°C (77°F) y luego se requiere una carga de reposición. Para temperaturas más altas del intervalo de tiempo será más corto.

### 2.2.5. Calculo del Regulador

Para el calculo del regulador, se debe obtener la máxima corriente que circula por el SFV, es por ello que se debe considerar la corriente proveniente de los paneles fotovoltaicos y la corriente máxima que consume la carga, en donde la mayor corriente es la que debe soportar el regulador.

En ambos casos se considera un factor de seguridad de 1,25; las expresiones de corriente de entrada y salida se establece en las ecuaciones 2.5, 2.6 y 2.7 respectivamente.

$$I_{in} = 1,25 \cdot I_{PV} \quad (2.5)$$

En donde:

- $I_{in}$  : Corriente de Entrada al Regulador [A].
- $I_{PV}$  : Corriente de los Paneles Fotovoltaicos [A].

$$I_{in} = 1,25 \cdot 27,81 \text{ A}$$

$$I_{in} = 34,76 \text{ A}$$

$$IC_{max} = \frac{P_{DC}}{V_B} + \frac{P_{AC}}{127 \text{ V} \cdot \text{Cos}\phi} \quad (2.6)$$

En donde:

- $IC_{max}$  : Corriente Máxima de la Carga [A].
- $V_B$  : Voltaje de la Batería [V].
- $P_{DC}$  : Potencia DC [W].
- $P_{AC}$  : Potencia AC [W].

$$IC_{max} = \frac{400 \text{ W}}{12 \text{ V}} + \frac{100 \text{ W}}{127 \text{ V} \cdot 0,80}$$

$$IC_{max} = 34,32 \text{ A}$$

$$I_{out} = 1,25 \cdot IC_{max} \quad (2.7)$$

En donde:

- $I_{out}$  : Corriente de Salida del Regulador [A].

$$I_{out} = 42,9 \text{ A}$$

En la Figura 2.11 se muestra el regulador que satisface las necesidades de diseño y en la Tabla 2.9 se observa las características técnicas del mismo.



Figura 2.11: Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN [32].

Tabla 2.9: Ficha Técnica del Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN [32].

Regulador EPEVER Tracer5415AN	
Voltaje Nominal del Sistema	12/24/36/48 $V_{DC}$ or Auto
Rango de Voltaje a la Entrada de la Batería	8V-68V
Tipo de Batería	Sellada/Gel
Fusible de Batería	80A/58V
Corriente de Carga Nominal	50 A
Potencia Nominal de Carga	2500 W
Máxima Tensión de los PFV en Circuito Abierto	150 V
Rango de Voltaje en el Punto de Máxima Potencia	(Voltaje de la Batería+2V)-108V
Seguimiento de la Eficiencia	$\geq 99,5\%$
Máxima Eficiencia de Conversión	98,3%
Eficiencia a Plena Carga	97,8%
Coefficiente de Compensación de Temperatura	-3mV/°C/2V/ (Por Defecto)
Auto-consumo	98mA/12V;60mA/24V;50mA/36V;46mA/48V
Toma de Tierra	Conexión a Tierra Negativa Común
Relé	Valor Nominal: 5A/30 $V_{DC}$ ; Máx.
Interfaz RS485	Valor: 0,5A/60 $V_{DC}$ RS485(RJ45)
Tiempo de Retro iluminación de la Pantalla LCD	Por Defecto: 60S, Rango: 0-999S

## 2.2.6. Dimensionamiento del Inversor y calibre del conductor

### A. Dimensionamiento del Inversor

La expresión para determinar la potencia del inversor viene dada por la ecuación 2.8:

$$P_{inv} = 1,25 \cdot P_{AC} \quad (2.8)$$

En donde:

- $P_{inv}$  : Potencia del Inversor [W].
- $P_{AC}$  : Potencia en AC [W].

$$P_{inv} = 1,25 \cdot 100 \text{ W}$$

$$P_{inv} = 125 \text{ W}$$



Figura 2.12: Inversor PST-120-12 [33].



Tabla 2.10: Ficha Técnica del Inversor PST-120-12 [33].

<b>Inversor PST-120-12</b>	
Voltaje de Salida	120V ± 3 %
Corriente de Salida	1 A
Frecuencia de Salida	60Hz ± 1 %
Tipo de Señal de Salida	Onda Sinusoidal
THD de la Señal de Salida	< 3 %
Potencia Continua de Salida (FP = 1)	120 W
Aumento de Potencia de Salida (FP = 1)	120 W
Pico de Eficiencia	88 %
Conección de Salida AC	NEMA 1-15R Receptáculo
Voltaje Nominal DC de Entrada	13 V <sub>DC</sub>
Rango de Voltaje DC de Entrada	10 – 16,5 V <sub>DC</sub>
Máxima Corriente de Entrada	15 A
Corriente de Entrada DC no Cargada	<500 mA
Rango de Temperatura de Operación	0°C a 40°C / 32°F a 104°F
(W X D X H), mm	105 x 189 x 30.5
(W X D X H), pulgadas	4.13 x 7.44 x 1.2
Peso, Kg/lbs	0.453 / 1.0

## B. Elección del Calibre del Conductor

Para encontrar el calibre del conductor a utilizar en las diferentes secciones del SFV se debe tener en cuenta ciertos parámetros como: caída de tensión, corriente máxima, voltaje del sistema y longitud. En la Tabla 2.11 se presentan la máxima caída de tensión para cada subsistema del SFV.

Tabla 2.11: Caída de tensión en los subsistemas del SFV.

<b>Caída de Tensión en el SFV</b>		
<b>Subsistema</b>	<b>Caída de Tensión Máxima</b>	<b>Recomendada</b>
Paneles-Regulador	3 %	1 %
Regulador-Baterías	1 %	0,50 %
Baterías-Carga DC	1 %	0,50 %
Baterías-Inversor	3 %	1 %

La ecuación para establecer la sección del conductor viene dada por 2.9:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} \quad (2.9)$$

En donde:

- $S$  : Sección del conductor [ $mm^2$ ].
- $\rho$  : 0,01786 [ $\Omega \cdot mm^2/m$ ] (Resistividad del Cobre).
- $L$  : Longitud [m].
- $I$  : Corriente [A].

- $\Delta V$  : Caída de tensión [V].

En la Tabla 2.12 se presenta el calibre de conductor para cada subsistema del SFV.

Tabla 2.12: Calibre de conductor para cada subsistema del SFV.

Subsistema	Longitud [m]	Caída de Tensión	Corriente [A]	Voltaje [V]	S [mm <sup>2</sup> ]	AWG
Paneles-Regulador	6	3%	27,81	113,7	1,75	14
Regulador-Baterías	6	1%	34,68	12	61,94	1/0
Baterías-Carga DC	6	1%	33,30	12	59,47	1/0
Baterías-Inversor	6	3%	1,35	127	0,08	18

### 2.3. Dimensionamiento de los componentes del Convertidor Boost

Los componentes que intervienen en el circuito convertidor se los dimensiona en base al voltaje de entrada, voltaje de salida, ciclo de trabajo, frecuencia de conmutación y potencia de la carga.

- $f_s$  : Frecuencia de Conmutación [kHz].
- $f_r$  : Rizado de Voltaje de Salida.

$$f_s = 10 \text{ kHz}$$

$$f_r = 5\%$$

La ecuación para determinar el ciclo de trabajo del convertidor se muestra a continuación:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_s} \quad (2.10)$$

En donde:

- $D$  : Duty Cycle (Ciclo de Trabajo).
- $V_{in}$  : Voltaje de Entrada [V].
- $V_s$  : Voltaje de Salida [V].

$$D = 1 - \frac{12\text{V}}{24\text{V}}$$

$$D = 0,5$$

La resistencia de la carga se define como:

$$R = \frac{(V_s)^2}{P_{carga}} \quad (2.11)$$

En donde:

- $R$  : Resistencia [ $\Omega$ ].
- $P_{carga}$  : Potencia de Carga [W].

$$R = \frac{(24 \text{ V})^2}{200 \text{ W}}$$

$$R = 2,88 \Omega$$

La corriente media del inductor ( $\bar{I}_L$ ) se define como:

$$\bar{I}_L = \frac{V_s}{(1 - D) \cdot R} \quad (2.12)$$

$$\bar{I}_L = \frac{24 \text{ V}}{(1 - 0,5) \cdot 2,88 \Omega}$$

$$\bar{I}_L = 16,66 \text{ A}$$

Con los valores anteriormente calculados, se encuentra la inductancia mínima del convertidor:

$$L_{min} = \frac{V_{in} \cdot D}{2 \cdot \bar{I}_L \cdot f_s} \quad (2.13)$$

$$L_{min} = \frac{12 \text{ V} \cdot 0,5}{2 \cdot 16,66 \text{ A} \cdot 10 \text{ kHz}}$$

$$L_{min} = 18 \text{ uH}$$

Se necesita un valor mayor a la  $L_{min}$  calculada, debido a que si se toma directamente dicho valor la corriente se aproximará a cero.

$$L \gg L_{min}$$

$$L = 3 \cdot L_{min} \quad (2.14)$$

$$L = 3 \cdot 18 \text{ uH}$$

$$L = 54 \text{ uH}$$

La ganancia de corriente del inductor ( $\Delta_{IL}$ ) viene definida por:

$$\Delta_{IL} = \frac{V_{in} \cdot D}{2 \cdot L \cdot f_s} \quad (2.15)$$

$$\Delta_{IL} = \frac{12 \text{ V} \cdot 0,5}{2 \cdot 54 \text{ uH} \cdot 10 \text{ kHz}}$$

$$\Delta_{IL} = 5,55 \text{ A}$$

El valor máximo y mínimo de corriente en el inductor son:

$$IL_{min} = \bar{I}_L - \Delta_{IL} \quad (2.16)$$

$$IL_{min} = 16,66 \text{ A} - 5,55 \text{ A}$$

$$IL_{min} = 11,11 \text{ A}$$

$$IL_{max} = \bar{I}_L + \Delta_{IL} \quad (2.17)$$

$$IL_{max} = 16,66 \text{ A} + 5,55 \text{ A}$$

$$IL_{max} = 22,21 \text{ A}$$

### **Cálculo del Capacitor:**

La ecuación para determinar el capacitor del convertidor se muestra en 2.18:

$$c = \frac{D}{R \cdot f_s \cdot f_r} \quad (2.18)$$

$$c = \frac{0,5}{2,88 \Omega \cdot 10 \text{ kHz} \cdot 0,05}$$

$$c = 347 \text{ uF}$$

## 2.4. Simulaciones del SFV

Las simulaciones del SFV se las realizó en Simulink® de MATLAB®, en la Figura 2.13 se muestra el diagrama del mismo.

El SFV se divide en varios subsistemas: los PFV, el regulador que permitirá realizar el control de voltaje y corriente proveniente de los paneles solares, las baterías, el Convertidor Boost, el inversor monofásico y las cargas.

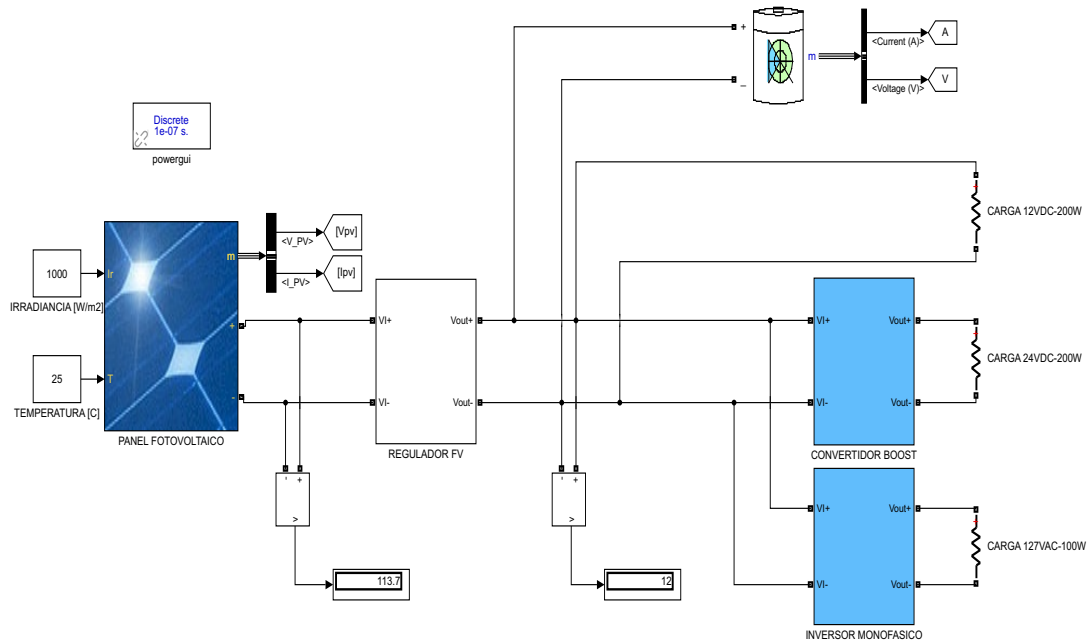


Figura 2.13: Sistema Fotovoltaico Off Grid.

La Figura 2.14 muestra la configuración del Convertidor Boost, la Figura 2.15 muestra el voltaje de salida.

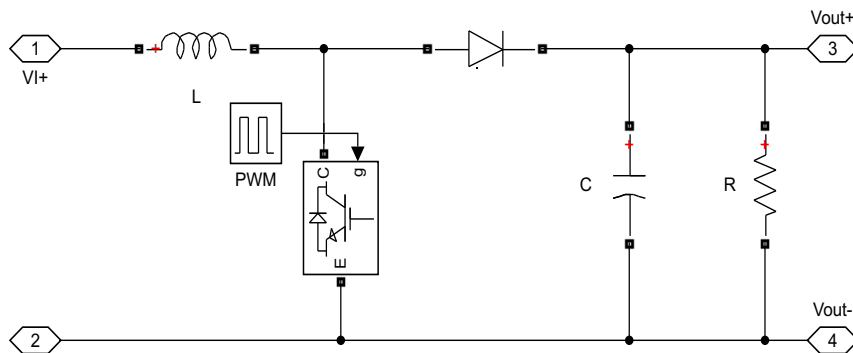


Figura 2.14: Convertidor Boost.

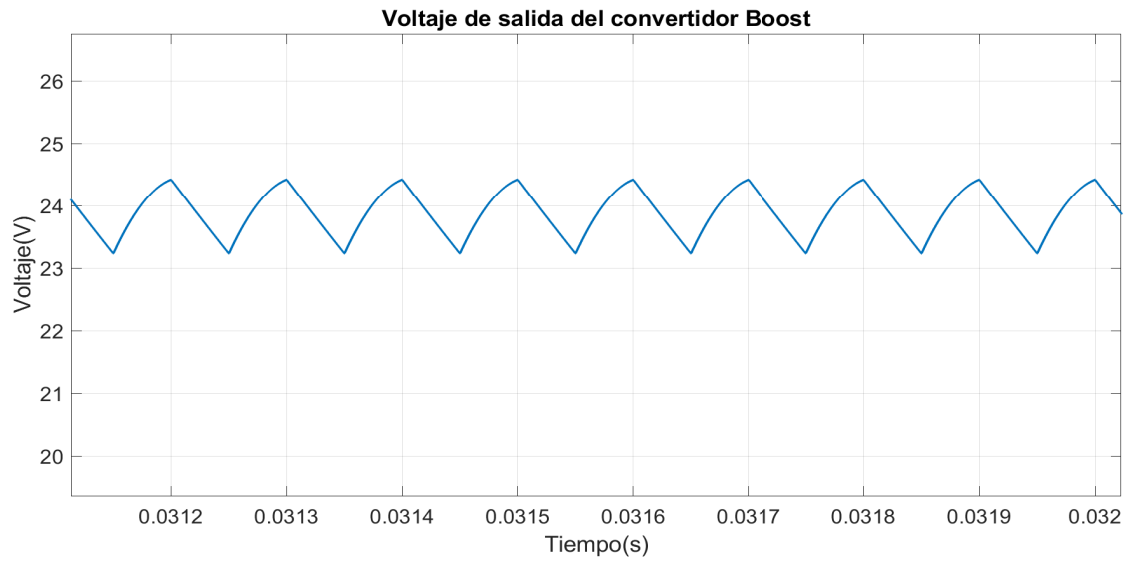


Figura 2.15: Voltaje de salida del Convertidor Boost.

En la Figura 2.16 se muestra el voltaje en el capacitor a la salida del Convertidor Boost con un valor aproximadamente de 24 V.

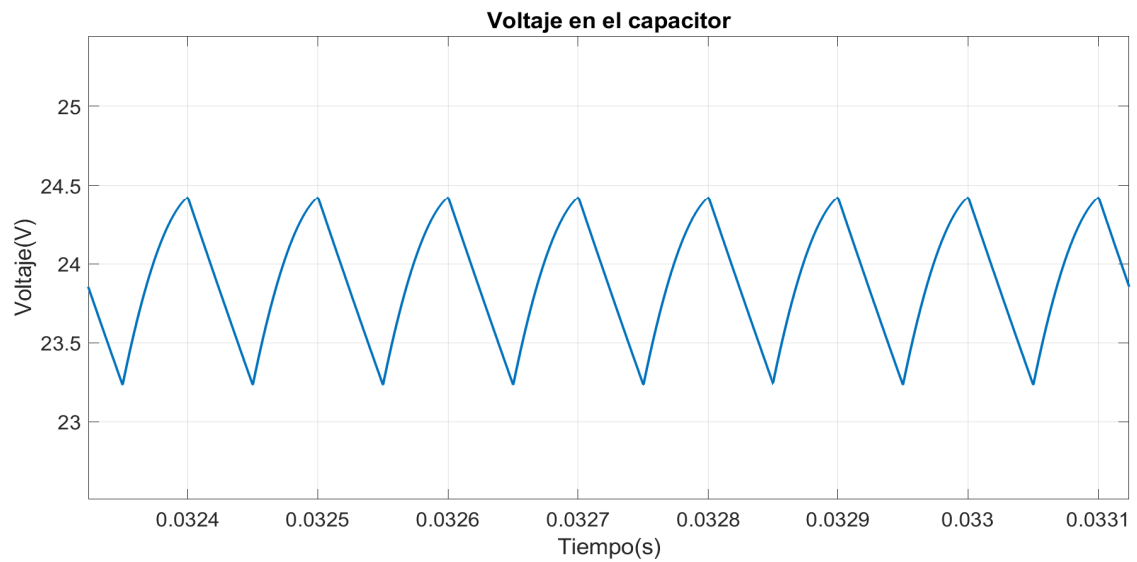


Figura 2.16: Voltaje en el capacitor del Convertidor Boost.

En la Figura 2.17 se muestra la corriente del inductor, con un valor máximo de 22,2 A y un valor mínimo de 11,1 A.

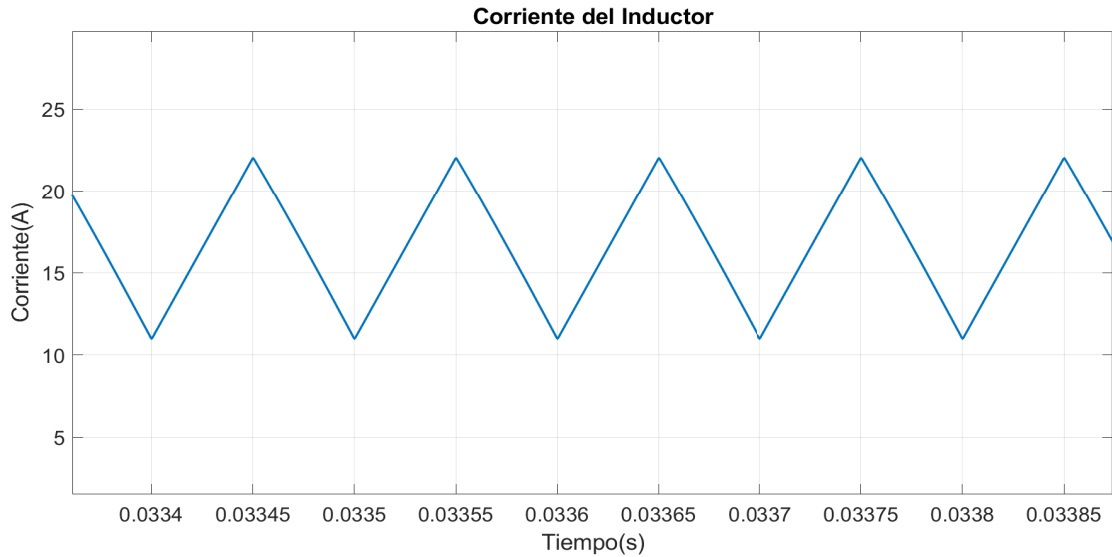


Figura 2.17: Corriente del inductor.

La Figura 2.18 presenta la estructura de un inversor monofásico de puente completo, en la Figura 2.19 expone la modulación del inversor y en la Figura 2.20 se puede observar el voltaje de salida del inversor que aproximadamente es 127 V.

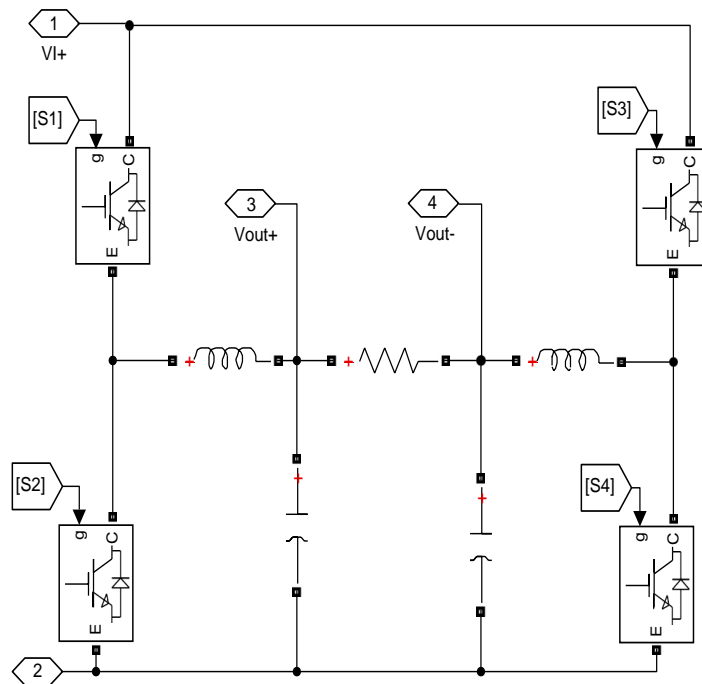


Figura 2.18: Inversor de puente completo.

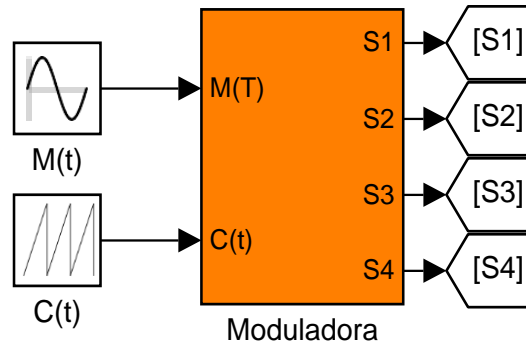


Figura 2.19: Moduladora.

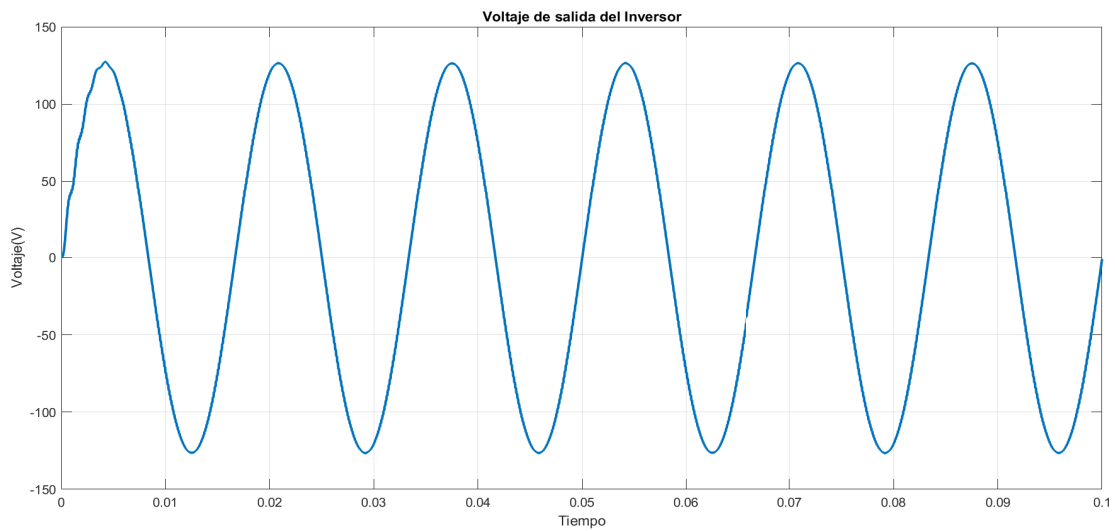


Figura 2.20: Voltaje de salida del inversor monofásico de puente completo.

El control de carga y descarga del banco de baterías es realizado por el regulador, la simulación de dicho control se indica en la Figura 2.21, el voltaje de salida de las baterías se muestra en la Figura 2.22.



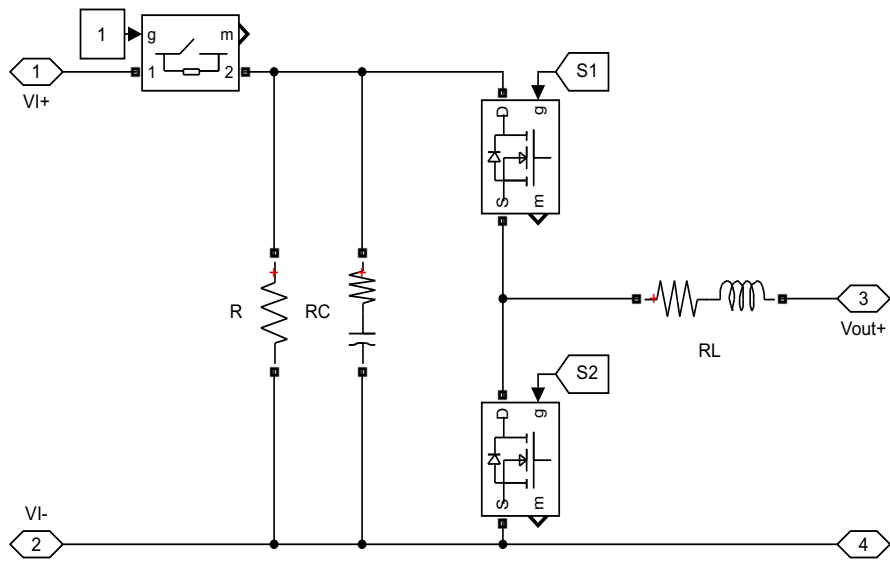


Figura 2.21: Control de carga y descarga de las baterías.

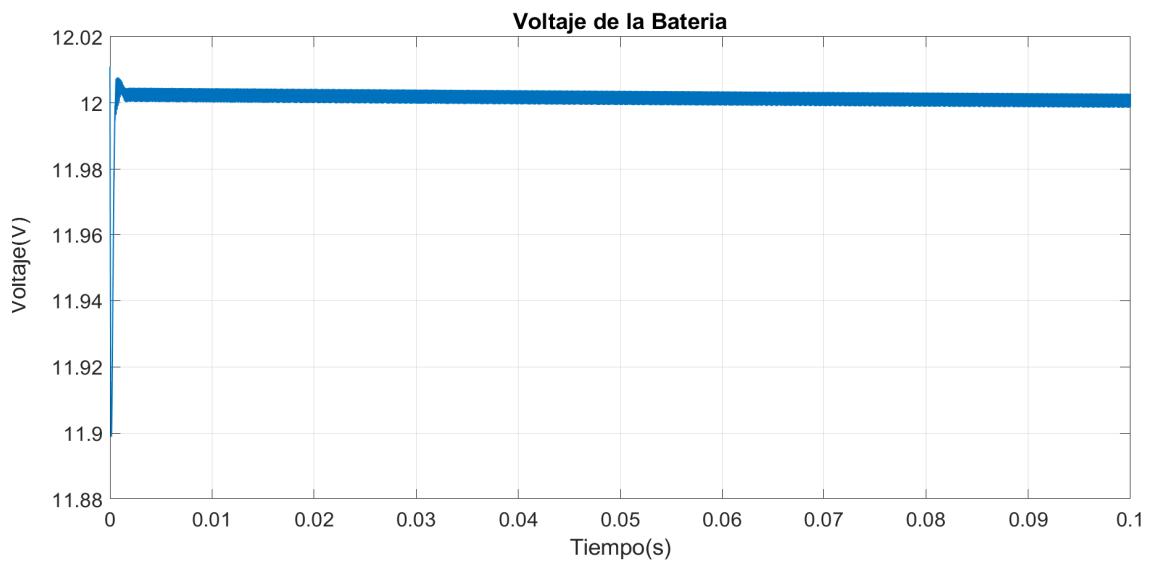


Figura 2.22: Voltaje de las baterías.

## 2.5. Costo Referencial

El costo referencial para implementar el SFV de 500 W es estimado con equipos disponibles en el país y otros vía importación.

Tabla 2.13: Costo Referencial del SFV de 500 W.

Costo Referencial del SFV de 500 W			
Cantidad	Equipo/Componentes	Precio Unitario	Precio Total
9	Panel POWEST de 270W - 60 celdas	\$ 180,32	\$ 1622,88
13	Batería Sellada Full Batery 12V-200Ah	\$ 543,20	\$ 7061,60
1	Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN más envió	\$ 364,69	\$ 364,69
1	Inversor Modelo PST-120-12 más envió	\$ 206,68	\$ 206,68
1	Diseño, Construcción e Implementación del Convertidor Boost 12-24V	\$ 200,00	\$ 200,00
12	Cable AWG 1/0 (1 metro)	\$ 9,80	\$ 117,60
6	Cable AWG 6 (1 metro)	\$ 2,35	\$ 14,10
6	Cable AWG 18 (1 metro)	\$ 0,65	\$ 3,90
1	Kit de Conectores MC4 para Paneles Solares	\$ 15,99	\$ 15,99
-	Costo de Instalación	\$ 900,54	\$ 900,54
<b>Total</b>			<b>\$ 10449,18</b>
Nota: Los precios incluyen IVA.			

## 2.6. Implementación del SFV

Para la implementación del SFV, se diseña un modelo escalable, con las mismas características de funcionamiento, pero con menor potencia y horas de funcionamiento, las características del modelo del PFV a utilizar se detallan en la Tabla 2.14, de manera similar se obtienen las gráficas de Voltaje vs Corriente y Voltaje vs Potencia.

Tabla 2.14: Ficha Técnica del Panel Fotovoltaico GSPV 250 W [34].

Panel Fotovoltaico GSPV 250 W	
Tipo de módulo	Poli-Cristalino
Potencia Máxima (Pm)	250 W
Tolerancia salida de potencia	0/ + 3 %
Voltaje de circuito abierto (Voc)	36,7 $V_{DC}$
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,89 A
Voltaje en potencia máxima (V <sub>pm</sub> )	30 $V_{DC}$
Corriente en potencia máxima (I <sub>pm</sub> )	8,34 A
Eficiencia	16,5 %
Max. serie de fusible	15 A
Grado de protección	≥ IP65
Máxima tensión del sistema	1000 $V_{DC}$
Rango de temperatura	-40°C-85°C
Peso	24 Kg
Número de celdas	60
Dimensiones	1640mm/ 992mm/ 35mm

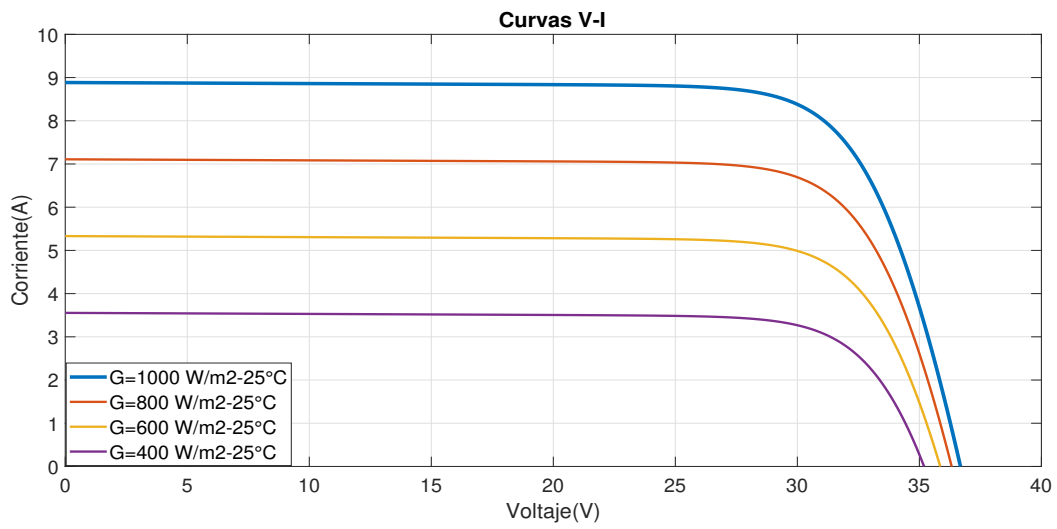


Figura 2.23: Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia.

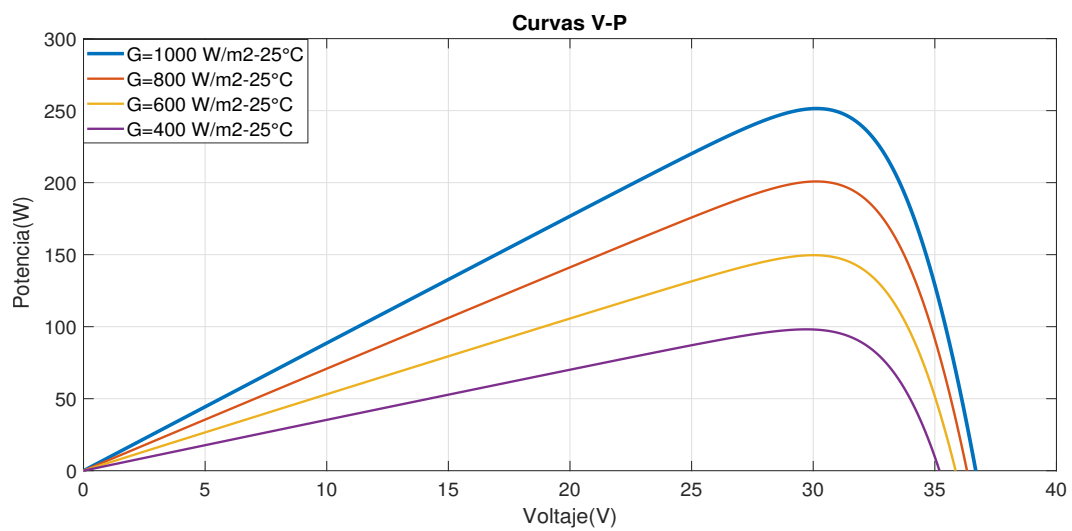


Figura 2.24: Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con temperatura constante y variación de irradiancia.

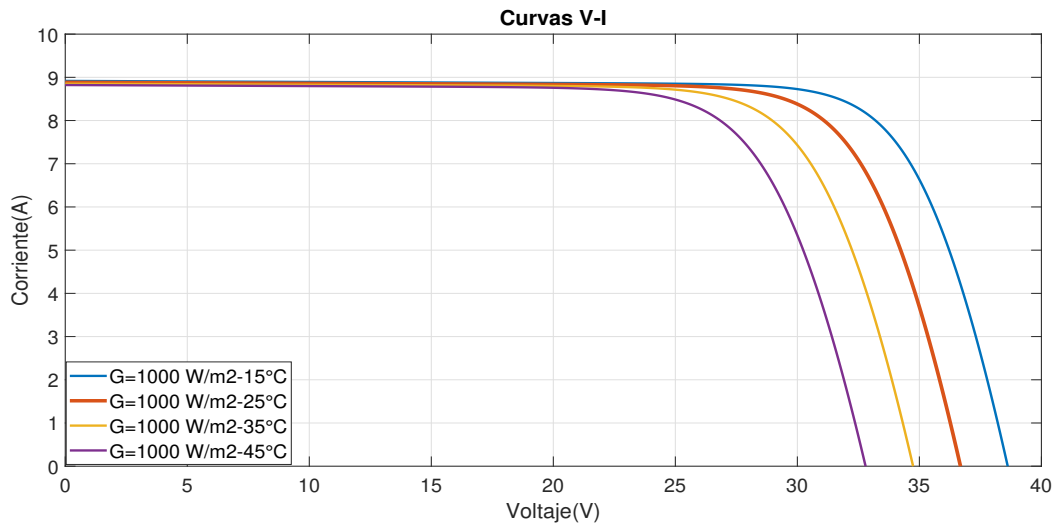


Figura 2.25: Curvas Voltaje vs Corriente del panel solar fotovoltaico con irradiancia constante y variación de temperatura.

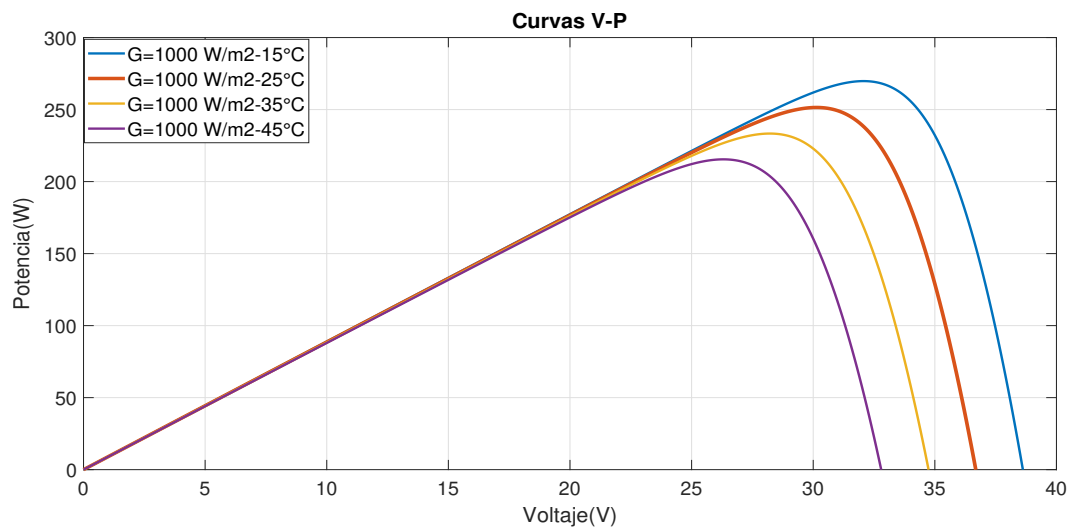


Figura 2.26: Curvas Voltaje vs Potencia del panel solar fotovoltaico con irradiancia constante y variación de temperatura.

De manera similar al SFV con carga de 500 W, en la Tabla 2.15 se muestra el consumo energético del modelo escalable.

Tabla 2.15: Consumo energético modelo escalable.

Consumo Energético			
Voltaje	Potencia [W]	Horas/Día	Energía [Wh/día]
12 V <sub>DC</sub>	150	2	300
24 V <sub>DC</sub>	150	2	300
127 V <sub>AC</sub>	100	2	200

A partir de los valores de la Tabla 2.15, se obtiene la energía diaria.

Tabla 2.16: Datos para Dimensionamiento del SFV escalable.

Dimensionamiento del SFV escalable	
Potencia Instalada [W]	400
Consumo DC [Wh/día]	600
Consumo AC [Wh/día]	200
Energía Total Diaria [Wh/día]	800

Utilizando los datos de la Tablas 2.6, 2.16 y las ecuaciones 2.1, 2.2, se realizan los cálculos para el SFV escalable. Los valores obtenidos se resumen en la Tabla 2.17.

Tabla 2.17: Tabla Resumen para el SFV escalable.

$E_{TPFV}$ [kWh/día]	0,9
Número de Paneles	2
Conexión de los Paneles	Serie
Voltaje de Salida [V]	73,4
Corriente de Salida [A]	8,89
Potencia de Salida [W]	400

Utilizando las ecuaciones 2.3 y 2.4, además de considerar un medio día de autonomía, se encuentra la capacidad de las baterías y la cantidad de baterías necesarias; se emplearan dos baterías selladas de 12V-100Ah en paralelo.

$$C_B = 125,06 \text{ Ah}$$

$$N_B = 2$$

En la Figura 2.27 se observa la batería de 12V-100Ah recomendada a utilizar y en la Tabla 2.18 se muestra la ficha técnica del mismo.



Figura 2.27: Batería Sellada Fuli Battery 12V-100Ah [35].

Tabla 2.18: Ficha Técnica Batería Sellada Fuli Battery 12V-100Ah [35].

Batería Sellada Fuli Battery 12V-100Ah	
Voltaje Nominal de la Batería	12 V
Capacidad Nominal (100 h)	110 Ah
Dimensiones	Longitud $306 \pm 2mm$ (12, 05")
	Ancho $168 \pm 2mm$ (6, 61")
	Altura $208 \pm 2mm$ (8, 19")
	Altura Total $230 \pm 2mm$ (9, 06")
Peso Aproximado	Aprox. 30,6 Kg (67,5 lbs)
Terminal	M6
Material del Envase	ABS UL 94-HB (retardante de llama UL94V-O)
Rango de Operación	110.0 Ah/1.10 A(100hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F)
	100.0 Ah/5.0 A(20hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F)
	95.2 Ah/9.52 A(10hr, 1,80V/Celda, 25°C/77°F)
	83.0 Ah/16.6 A(5hr, 1,75V/Celda, 25°C/77°F)
	57.9 Ah/57.9 A(1hr, 1,60V/Celda, 25°C/77°F)
Máxima Corriente de Descarga	1200A(5s)
Resistencia Interna	Aprox. 4,9 mΩ
Rango de Temperatura de Operación	Descarga -15-50°C (5-122°F)
	Carga 0-40°C (32-104°F)
Rango Nominal de Temperatura de Operación	Almacenamiento -15-40°C (5-104°F)
	25±3°C (77±5°F)
Ciclo de Uso	Corriente de carga inicial de menos de 30 A. Voltaje 14.4V-15.0V a 25°C(77°F) de temperatura. Coeficiente -30mV/°C
Modo Espera	No hay límite en la carga inicial de tensión actual. 13,5 V-13,8 V a 25°C (77°F) de temperatura. Coeficiente -20mV/0°C
Capacidad Afectada por la Temperatura	40°C (104°F) 103% 25°C (77°F) 100% 0°C (32°F) 86%
Auto-Descarga	Las Baterías de la serie Fulibattery GS se pueden almacenar durante un máximo de 6 meses a 25°C (77°F) y luego se requiere una carga de reposición. Para temperaturas más altas del intervalo de tiempo será más corto.

La corriente de salida y la corriente de entrada del regulador se define a partir de las ecuaciones 2.5, 2.6 y 2.7, tomando la corriente mayor para el dimensionamiento del regulador. En la Figura 2.28 y en la Tabla 2.19 se indican sus características.

$$I_{in} = 11, 11 \text{ A}$$

$$I_{out} = 32, 93 \text{ A}$$



Figura 2.28: Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar [36].

Tabla 2.19: Ficha Técnica del Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar [36].

Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar	
Voltaje Nominal del Sistema	12-48 V
Voltaje mínimo para operar	9 V
Máximo voltaje solar (Voc)	125 V
Consumo Controlador	<20 mA
Consumo Medidor	7,5 mA
Corriente Nominal	60 A
Temperatura del ambiente de operación/Controlador	-40°C a 45°C
Temperatura del ambiente de operación/Medidor	-40°C a 60°C
Temperatura de almacenamiento	-55°C a 85°C
Altura/Ancho/Profundidad	26cm/12,7cm/7,1cm
Peso	1,6 kg
Encapsulado	Tipo 1

La potencia del inversor será la misma del SFV con carga de 500 W y se calcula con la ecuación 2.8.

$$P_{inv} = 125 \text{ W}$$

El modelo a utilizar del inversor se presentan en la Figura 2.29 y los datos técnicos se detallan en la Tabla 2.20.



Figura 2.29: Inversor COTEK modelo SP-1000 [37].

Tabla 2.20: Ficha Técnica del Inversor COTEK modelo SP-1000 [37].

Inversor COTEK SP-1000	
Voltaje de Salida AC	100/110/115/120/125
Potencia Nominal	1000 W (VA)
Potencia de Sobretensión	<1750 W (VA)
Forma de onda de salida	Onda sinusoidal pura
Frecuencia	50/60 Hz
Voltaje en Potencia Máxima (Vpm)	12 V; 24 V; 48 V
Rango de Voltaje de Entrada CC	10,5 16,5 $V_{DC}$ ; 21 33 $V_{DC}$ ; 42 66 $V_{DC}$
Eficiencia	94 %
Temperatura de funcionamiento	-20°C 40°C
Temperatura de almacenamiento	-30°C 45°C
Dimensiones	200x83x372 mm
Peso	3,26 kg

Considerando la ecuación 2.12 se determina la sección del conductor mínima para cada subsistema del SFV escalable.

Tabla 2.21: Sección del conductor mínima para el SFV escalable.

Subsistema	Longitud [m]	Caída de tensión	Corriente [A]	Voltaje [V]	S [mm <sup>2</sup> ]	AWG
Paneles-Regulador	3	3 %	8,89	73,4	0,43	14
Regulador-Baterías	3	1 %	26,35	12	23,53	4
Baterías-Carga DC	3	1 %	25,00	12	22,33	4
Baterías-Inversor	3	3 %	1,35	127	0,04	18

En el caso del Convertidor Boost, como la potencia de la carga cambia, de la misma manera cambian sus parámetros y por ende sus componentes. La Tabla 2.22 presenta un resumen de los valores obtenidos del Convertidor Boost utilizando las ecuaciones 2.10 a la 2.18.

Tabla 2.22: Datos del Convertidor Boost para el SFV escalable.

Datos Convertidor Boost	
$V_{in}$	12
$V_s$	24
$f_s$ [kHz]	10
$f_r$	5 %
Carga [W]	150
$R$ [ $\Omega$ ]	3,84
D	0,5
$I_L$ [A]	12,5
$L_{min}$ [ $\mu$ H]	24
$L$ [ $\mu$ H]	72
$\Delta_{IL}$ [A]	4,17
$IL_{min}$ [A]	8,33
$IL_{max}$ [A]	16,67
$c$ [ $\mu$ F]	260



Con respecto a las simulaciones, el único cambio del SFV escalable fue la carga que el Convertidor Boost debe abastecer, obteniendo un voltaje de salida igual al caso anterior, menores picos de corriente en el inductor y un voltaje en el capacitor similar. La Figura 2.30 presenta el voltaje de salida Convertidor Boost.

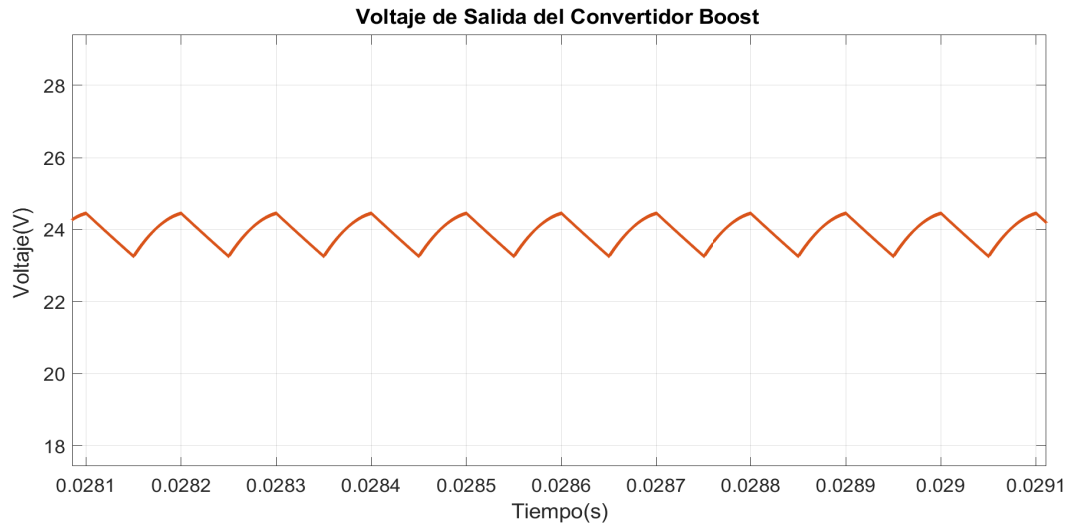


Figura 2.30: Voltaje de salida del Convertidor Boost.

En la Figura 2.31 indica la corriente del inductor, con un valor máximo de 11.10 A y un valor mínimo de 5.56 A.

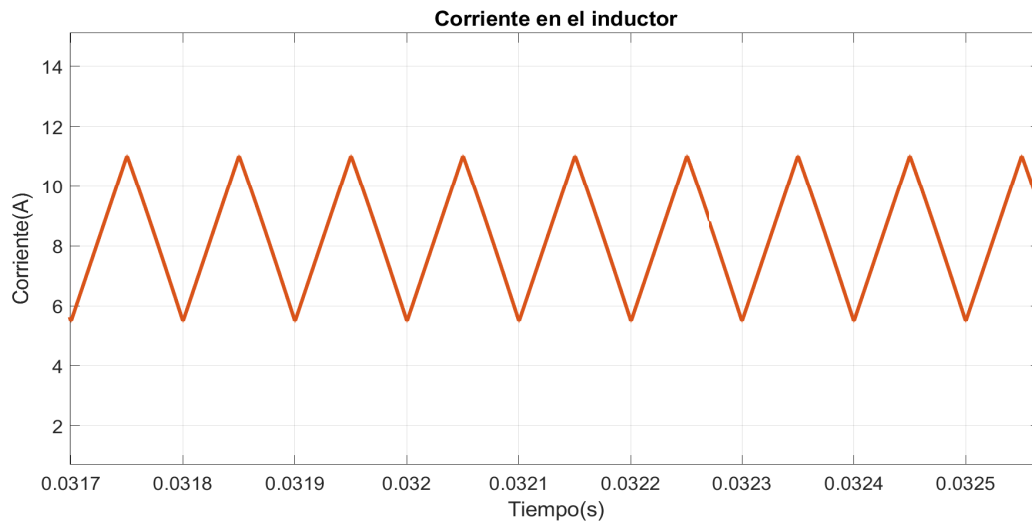


Figura 2.31: Corriente en el inductor.

En la Figura 2.32 se muestra el voltaje del capacitor a la salida del Convertidor Boost con un valor aproximadamente de 24 V.

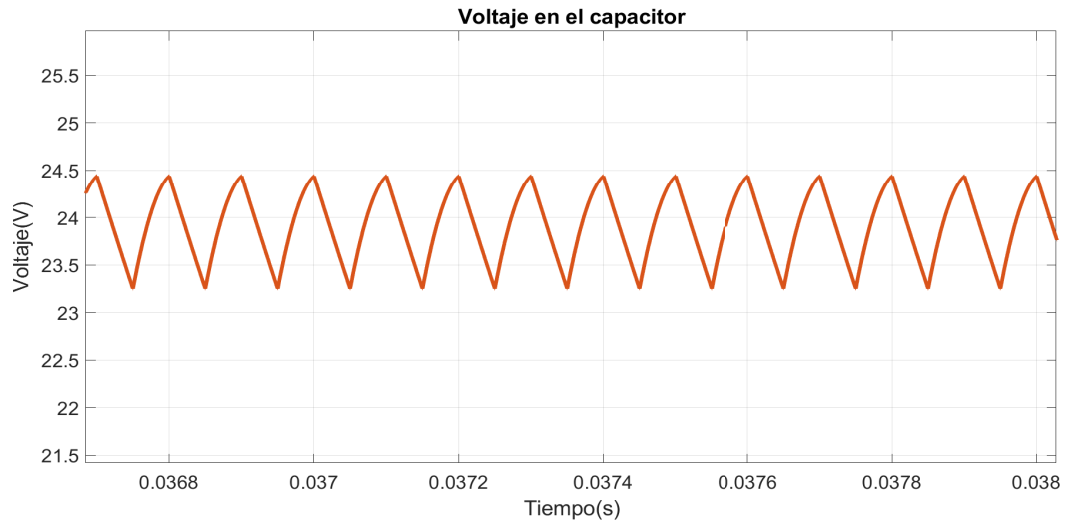


Figura 2.32: Voltaje en el capacitor.

En la Tabla 2.23 detalla el costo referencial de los distintos componentes a implementar para el SFV escalable.

Tabla 2.23: Presupuesto Referencial del SFV escalable.

Costo Referencial del SFV escalable			
Cantidad	Equipo/Componentes	Precio Unitario	Precio Total
1	Diseño, Construcción e Implementación del Convertidor Boost 12-24V	\$150,00	\$150,00
6	Cable AWG 4 (1 metro)	\$ 1,60	\$ 9,60
3	Cable AWG 14 (1 metro)	\$ 0,70	\$ 2,10
3	Cable AWG 18 (1 metro)	\$ 0,65	\$ 1,95
1	Kit de Conectores MC4 para Paneles Solares	\$ 15,99	\$ 15,99
-	Costo de Instalación	\$ 26,95	\$ 26,95
<b>Total</b>			\$ 206,59
Nota: Los precios incluyen IVA. Los equipos como paneles solares, baterías, regulador, inversor, entre otros serán proporcionados por la Universidad.			

### 3. Capítulo 3: Comprobación de Operatividad del Sistema Fotovoltaico en Condiciones Reales de Operación

#### 3.1. Implementación del Convertidor Boost

El proceso de implementación del Convertidor Boost se realizó en base a los resultados obtenidos en la Tabla 2.22. La configuración del circuito dispone de dos salidas de diferente voltaje, 12 V y 24 V. La Figura 3.1 muestra el circuito desarrollado.



Figura 3.1: Circuito desarrollado del Convertidor Boost.

Para comprobar la operatividad del circuito electrónico, en las Figuras 3.2 y 3.3 se muestran mediciones de voltaje a la salida.

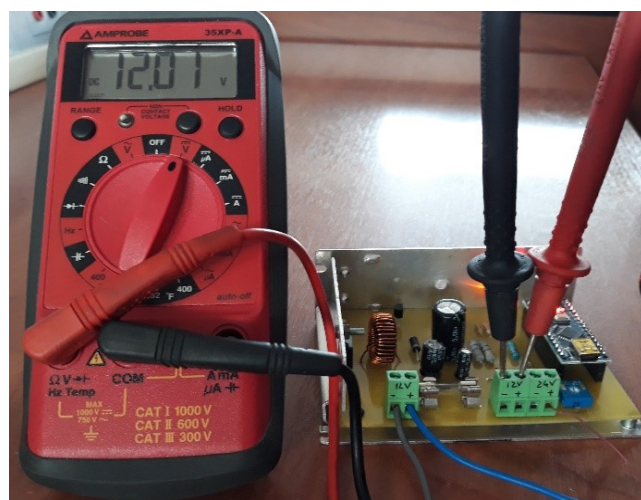


Figura 3.2: Voltaje de salida de 12 V.

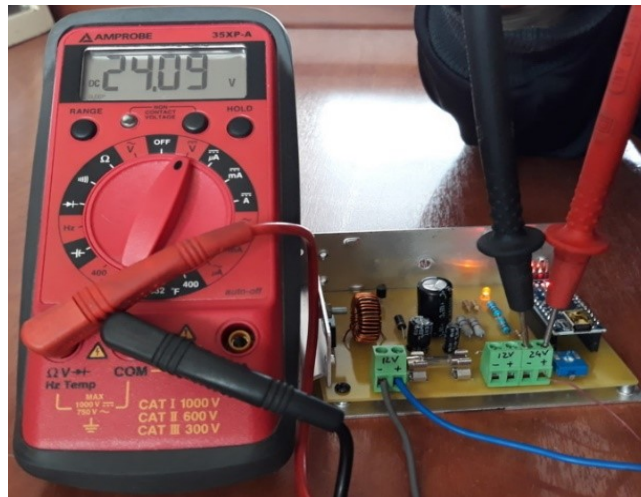


Figura 3.3: Voltaje de salida de 24 V.

### 3.2. Comprobación de funcionamiento del SFV

Como punto de partida, se verificó el estado de los componentes del SFV. En el caso de los paneles fotovoltaicos, se realizaron distintas mediciones de voltaje y corriente durante varios días con distintas irradiaciones. En la Figura 3.5 se muestran las mediciones de voltaje y corriente provenientes de los PFV.



Figura 3.4: Paneles fotovoltaicos.



(a) Medición de voltaje.



(b) Medición de corriente.

Figura 3.5: Mediciones a la salida de los PFV

El tablero eléctrico consta de equipos y componentes de protección, medición, control y conversión de energía. El controlador de carga regula el voltaje y corriente proveniente de los PFV y la adapta para cargar las baterías. Además, el inversor tiene como objetivo principal la conversión de energía proveniente de las baterías hacia una carga específica en AC.



Figura 3.6: Tablero eléctrico para el funcionamiento del SFV.

En el caso de las baterías, para comprobar su funcionamiento, se realizó un proceso previo de carga a través del regulador fotovoltaico.



Figura 3.7: Batería del SFV.



Figura 3.8: Banco de baterías conectadas en paralelo.

### 3.3. Pruebas del SFV conectado al circuito electrónico

Se conectó el SFV con el circuito electrónico para poder abastecer las cargas. Con ayuda de un osciloscopio se obtuvo las señales de salida del Convertidor Boost de 12 V y 24 V respectivamente, y del inversor.

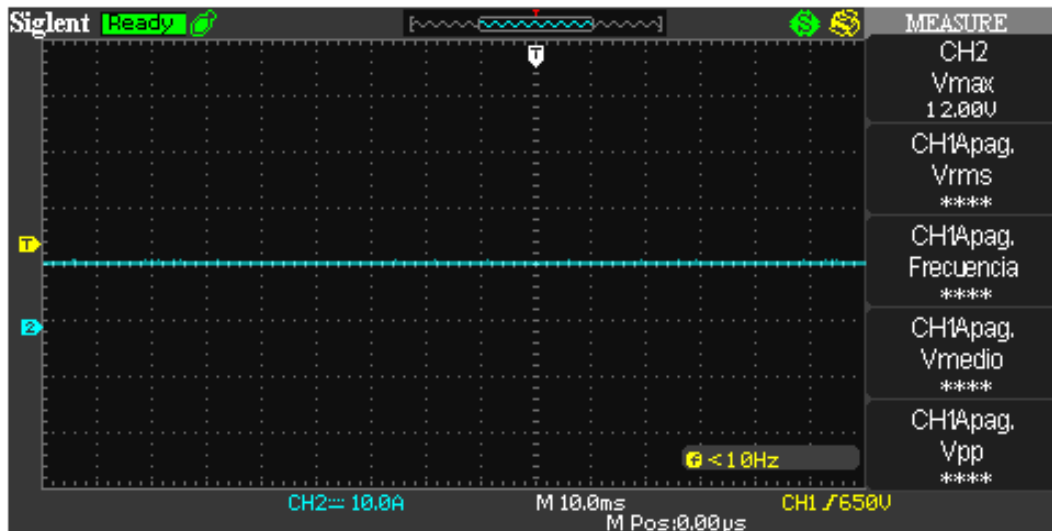


Figura 3.9: Señal de salida de 12 V.

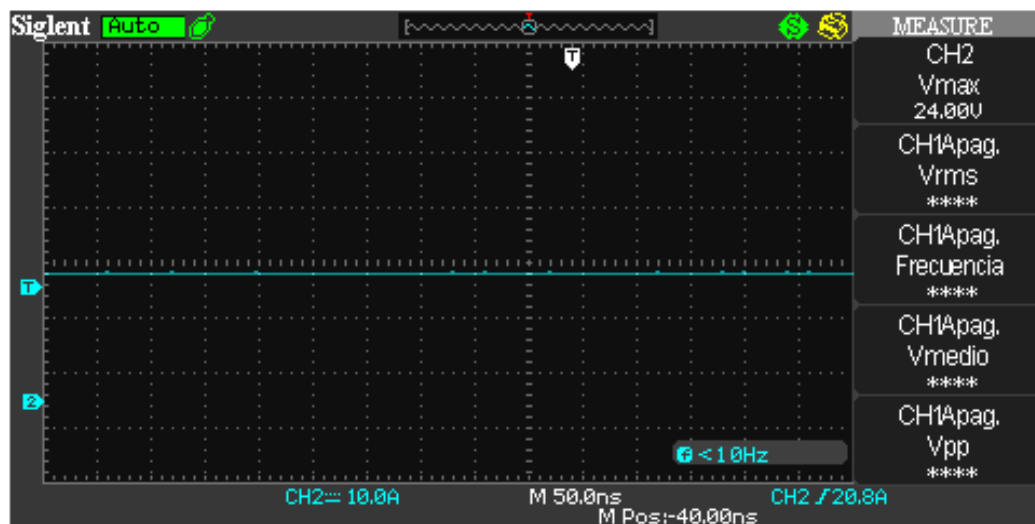


Figura 3.10: Señal de salida de 24 V.

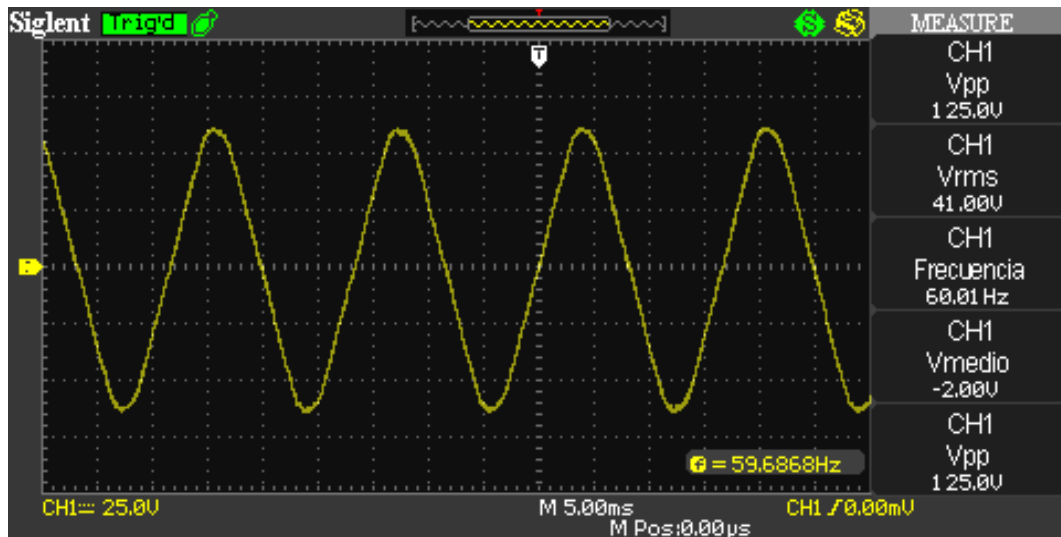


Figura 3.11: Señal de salida del inversor.

Se realizó un arreglo de LEDs de tal manera que trabajen a 12 V y 24 V, con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento del SFV con las cargas conectadas.



Figura 3.12: Circuito electrónico con cargas conectadas.



## 4. Capítulo 4: Estudio Económico y Ambiental de la Aplicación de Sistemas Fotovoltaicos

### 4.1. Estudio Económico

#### 4.1.1. Generación y costos de energía fotovoltaica

Entre 2000 y 2020, la capacidad de generación de energía renovable en todo el mundo se multiplicó por 3.7, pasando de 754 gigavatios (GW) a 2799 GW, ya que sus costos se han reducido drásticamente, impulsados por tecnologías en constante mejora, economías de escala, cadenas de suministro competitivas y mejor experiencia de los desarrolladores.

En el último año la capacidad solar total se ha puesto ya casi al mismo nivel que la capacidad eólica, gracias fundamentalmente a la expansión de Asia (78 GW) en 2020. Se registraron importantes incrementos de capacidad en China (49 GW) y Vietnam (11 GW). Japón también sumó más de 5 GW. La India y la República de Corea ampliaron su capacidad solar en más de 4 GW. Estados Unidos de América agregó 15 GW.

Los costos de la electricidad de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos cayeron un 85 % entre 2010 y 2020. El costo del (kWh) en 2019 alcanzó los 0,068 USD mostrando una baja del 13 % interanual. Además, costos cada vez más bajos, se puede notar en el costo de fabricación de paneles solares, ya que se ha desplomado drásticamente en la última década, lo que los hace no solo accesibles, sino también la forma de electricidad más barata.

En la Figura 4.1 se muestra el costo anual por distintas tecnologías en energías renovables, en donde se evidencia a la energía solar fotovoltaica como la más asequible [38].

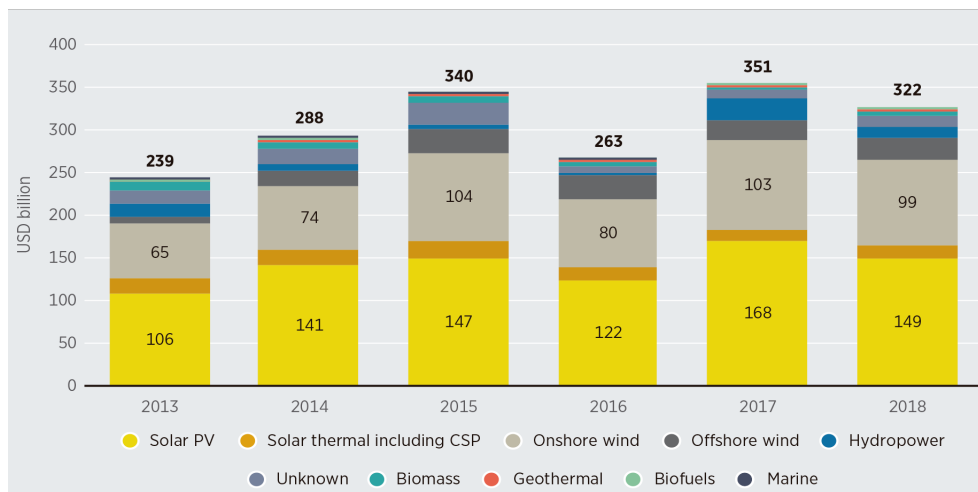


Figura 4.1: Costos anuales por tecnología en energías renovables, años 2013-2018 [38].

### 4.1.2. El Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

El costo nivelado de electricidad (LCOE), se define como el costo por kWh de electricidad producida por una instalación de generación de energía. Eso se utiliza generalmente para comparar los costos de por vida de distintas tecnologías de generación de electricidad. Para poder estimar el precio efectivo por kWh, el concepto de LCOE asigna los costos de una planta de energía a lo largo de su periodo de vida [39].

De alguna manera, es similar a promediar el costo de producción durante un largo período de tiempo. Dependiente sobre el número de variables que se deben tomar en cuenta, calcular el LCOE puede resultar muy complicado. En un caso simple, se puede determinar con:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

En donde:

- $LCOE$  : Costo promedio de por vida nivelado de la generación de electricidad.
- $t$  : Representa un año cualquiera.
- $n$  : Vida del sistema.
- $I_t$  : Son los gastos de inversión en el año  $t$ .
- $M_t$  : Son los gastos de mantenimiento en el año  $t$ .
- $F_t$  : Son los gastos de combustible en el año  $t$ . En un SFV, el  $F_t = 0$
- $E_t$  : Es el rendimiento de electricidad en el año  $t$ .
- $r$  : es la tasa de descuento, que es un factor utilizado para descontar los costos futuros y traducirlos en el valor presente.

El LCOE es un indicador valioso de la competitividad de costes de una determinada tecnología energética. Además, es un buen indicador para determinar el precio de la electricidad y obtener beneficios, este precio debe estar por encima del LCOE [39].

En la Figura 4.2 se observa los LCOE en diferentes países, en donde se destaca que el mismo disminuye a través de los años, afirmando una reducción notable en valores de tecnologías fotovoltaicas siempre y cuando el costo de energía generado sea mayor a ese LCOE [40].

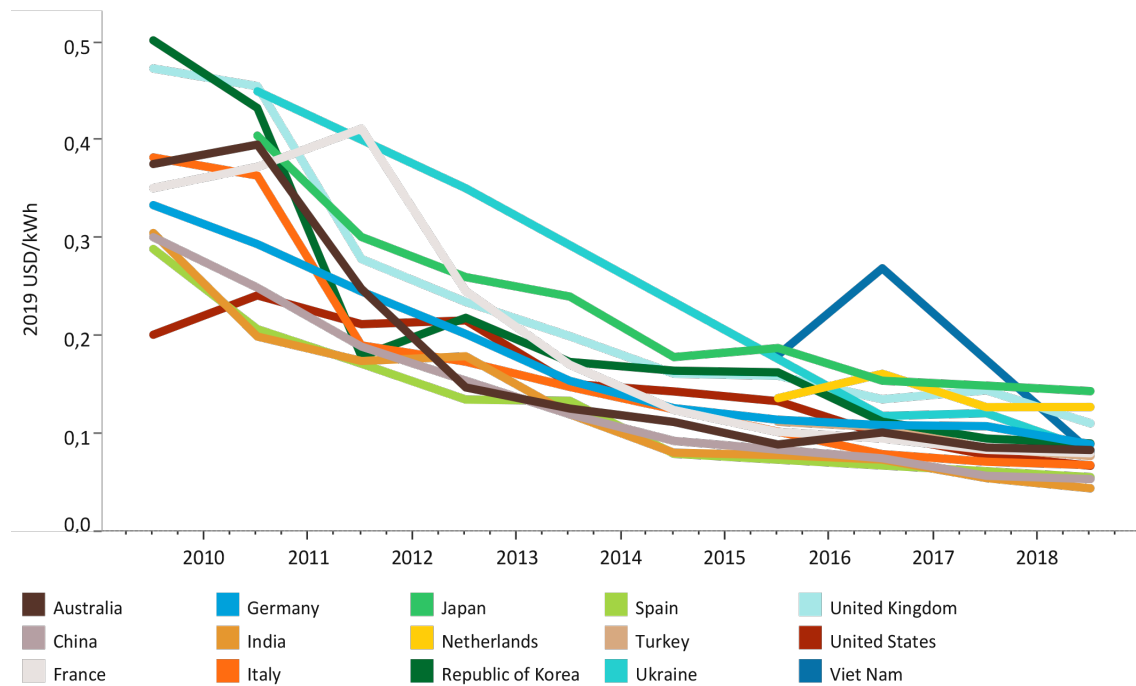


Figura 4.2: LCOE medio ponderado de proyectos fotovoltaicos solares a gran escala por país, años 2010-2019 [40].

#### 4.1.3. Periodo de retorno del SFV de 500 W

Para considerar si implementar un SFV es viable en el tiempo, se debe conocer la definición del tiempo de retorno de inversión, que en finanzas se define como la cantidad de tiempo requerido para recuperar el costo de una inversión. Se puede calcular con:

$$\text{Tiempo de retorno de inversión} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Retorno anual}} \quad (4.2)$$

Traducido al nivel del consumidor, el tiempo de retorno de inversión es el tiempo que lleva recuperar la inversión inicial del sistema fotovoltaico, ya que el sistema reduce continuamente la factura de electricidad.

Considerando el sistema de 500 W planteado en el Capítulo 2, el cual se propone funcione 12 horas y considerando rendimientos tanto de las baterías, del convertidor y del inversor, muestra una energía total diaria de los paneles fotovoltaicos de 6,736 kWh/día.

Para calcular el retorno anual es necesario obtener el valor de la energía anual y multiplicar por el precio del kWh. La energía anual se obtiene al multiplicar la energía diaria por los días del año según corresponda.

$$Energía Anual = Energía Diaria \cdot Días del año \quad (4.3)$$

$$Energía Anual = 7,11 \text{ kWh} \cdot 365$$

$$Energía Anual = 2595,15 \text{ kWh/año}$$

Con el valor de Energía Anual y considerando un precio de 0,16 \$/kWh (ARC), se obtiene el retorno anual:

$$Retorno Anual = Energía Anual \cdot Precio \text{ kWh} \quad (4.4)$$

$$Retorno Anual = 2595,15 \text{ kWh/año} \cdot 0,16 \text{ \$/kWh}$$

$$Retorno Anual = 415,22 \text{ \$/año}$$

La inversión inicial esta detallada en la Sección 2.5, que muestra un estimado de \$ 10449,18 del costo total del SFV de 500 W.

Se aplica la ecuación 4.2 para calcular el tiempo de retorno de inversión:

$$Tiempo de retorno de inversión = \frac{\$ 10449,18}{\$ 415,22}$$

$$Tiempo de retorno de inversión = 25,17 \text{ años}$$

El tiempo de retorno de la inversión presupuestada aproximadamente será 25 años aproximadamente [39], [41].

## 4.2. Estudio Ambiental

La preocupación pública por la ecología, la sostenibilidad y la eficiencia energética ha llegado a ser un verdadero problema en todo el mundo [42]. Las distintas fuentes de energías renovables a pesar de ser descritas como fuentes de energía limpia, no han penetrado completamente en el mercado debido a los múltiples inconvenientes asociados con sus impactos ambientales negativos.

Estos incluyen emisiones de gas de efecto invernadero (GEI), como dióxido de carbono de la energía hidroeléctrica (3.6-11.6g/kWh), energía eólica (7-9g/kWh), energía fotovoltaica (98-167g/kWh), energía termo solar (26-38g/kWh), entre otros. Los mismos que generan impactos sobre la biota natural, los hábitats, la vida silvestre, la contaminación de las aguas subterráneas, la intrusión visual, la calidad del aire, el uso de la tierra y la fertilidad del suelo [43].

La capacidad fotovoltaica acumulada a finales de 2017 alcanzó 402 GW en el mundo, esto quiere decir que se desecharán un número cada vez más considerable de

módulos fotovoltaicos en el futuro.

Se proyecta que los desechos de los módulos fotovoltaicos a nivel mundial podrían alcanzar entre 1,7 y 8 millones de toneladas para 2030, mientras que para el 2050 alcanzarían la cifra de 60-78 millones de toneladas, es por ello que es necesaria la utilización efectiva de los recursos y la disminución de los impactos ambientales.

En base a las emisiones de  $CO_2$  del sistema eléctrico nacional y los kWh generados por el SFV se deben calcular las emisiones evitadas [44].

#### **4.2.1. Impactos en la tierra**

La energía solar fotovoltaica necesita grandes espacios de tierra para su instalación, la misma que depende de la tecnología a utilizar, la topografía del sitio y la intensidad de la disponibilidad de recursos solares en una región determinada.

El cambio de la topología terrestre es producto de la ocupación de la tierra durante varios años para instalar y operar plantas de energía solar, esto genera daños a la vegetación, el suelo, los impactos adversos en el ecosistema y la biodiversidad. Varios estudios revelan que la aplicación de tecnologías solares a tierras cultivables provoca infertilidad en el suelo y una potencial inseguridad alimentaria [43].

#### **4.2.2. Impactos en la vida silvestre**

Según estudios, una planta solar fotovoltaica de 1 a 10 MW mató a 70 aves durante un período de 40 semanas, lo que equivale a una tasa de mortalidad de 1,9-2,2 aves por semana. La principal causa de muerte de las aves (81 %) se atribuyó a la colisión con la infraestructura, mientras que el resto (19 %) murió como resultado de quemaduras, cuando los helióstatos se orientaron hacia sus ojos, lo que afectó su capacidad visual.

Además, se producen variaciones en las temperaturas de la corteza terrestre, como resultado de las instalaciones de las plantas de energía solar fotovoltaica, dichos cambios de temperatura matan a algunos insectos, pájaros, animales excavadores y otras plantas sensibles. Otros impactos que se generan, son: la erosión, la compactación del suelo y la destrucción de hábitats de algunos animales [43].

#### **4.2.3. Reciclaje de Paneles Fotovoltaicos**

El reciclaje de los paneles fotovoltaicos es fundamental por razones medioambientales y económicas. Los paneles fotovoltaicos de silicio cristalino son los más utilizados y tienen un ciclo de vida que puede oscilar entre los 25 y los 30 años, representando el 85-90 % del mercado [45]. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), para 2050 se proyecta que los residuos de los paneles fotovoltaicos alcancen los 78 millones de toneladas [46].

Los paneles fotovoltaicos se fabrican principalmente con aluminio, vidrio, silicio, cobre y plásticos. Además, los paneles fotovoltaicos contienen otros componentes peligrosos como: metales pesados, plásticos internos, plásticos encapsulados y otros elementos tóxicos; que requieren un tratamiento especial. Sin embargo, se puede procesar los paneles fotovoltaicos y recuperar el vidrio, la silicona, los plásticos y el cobre para fabricar nuevos paneles [45].

El proceso de reciclaje de los paneles fotovoltaicos permite reducir el riesgo de contaminación cuando su tiempo de vida útil termina. Por lo general, los recicladores únicamente recuperan los grandes materiales en los paneles fotovoltaicos tales como: el vidrio, el marco de aluminio y el cableado de cobre, que generan un ingreso aproximadamente de 3 dólares, a este valor se le deben sumar precios adicionales por desmantelamiento, empaquetado y envío de los desechos.

Una de las principales preocupaciones de la extracción de células fotovoltaicas, es que después de su tiempo de vida útil, tienen eficiencias demasiado bajas para poder utilizarse en paneles nuevos.

La carcasa de plástico y la caja de conexiones se retira con una mayor cantidad de fuerza, por lo que sufren daños y no se pueden reutilizar. De manera similar las capas de polímero que incluyen el encapsulante de etileno, acetato de vinilo y la lámina posterior de fluoruro de polivinilo sufren degradación después de 25 años de radiación ultravioleta y no se pueden reciclar [46].

En la Tabla 4.1 se presenta el ingreso por reciclaje de un panel fotovoltaico de 60 celdas.

Tabla 4.1: Ingreso por reciclaje de un panel fotovoltaico de 60 celdas [46].

<b>Material</b>	<b>Peso [kg]</b>	<b>Precio [\$/kg]</b>	<b>Valor [\$/Panel]</b>
Vidrio	13,5	0,06	0,81
Aluminio	1,83	0,95	1,74
Cobre	0,11	5,00	0,55
Total			3,10

#### 4.2.4. Investigación y desarrollo de tecnología para mejorar los procesos de reciclaje

Para mejorar los procesos de reciclaje fotovoltaico, se han investigado nuevas formas de reciclaje considerando las distintas estructuras y modelos fotovoltaicos, los mismos que pueden ofrecer mayores beneficios ambientales, además de una retribución económica.

En cuanto a los nuevos métodos de reciclaje la mayoría de ellos están dirigidos a un solo tipo de módulo fotovoltaico, tales como: silicio cristalino, película delgada de silicio cristalino y seleniuro de galio, indio y cobre (CIGS). Algunos métodos se encuentran en la etapa de demostración, mientras que otros aún se encuentran en la etapa de laboratorio.

Este estudio se centró en las seis categorías: potencial de calentamiento global (GWP), potencial de creación de ozono fotoquímico (POCP), potencial de acidificación (AP), potencial de eutrofización (EP), potencial de toxicidad humana (HTP), y potencial de agotamiento de los recursos abióticos (ADP), todos estos aspectos analizados en células solares de silicio cristalino, células solares de película fina de silicio y células solares de seleniuro de galio, indio y cobre (CIGS).

La Figura 4.3 contiene los efectos del análisis de impactos ambientales, la parte derecha corresponde a los impactos ambientales provocados por el reciclaje de los módulos fotovoltaicos y la parte izquierda a las cargas ambientales evitadas gracias a los materiales recuperados [44].

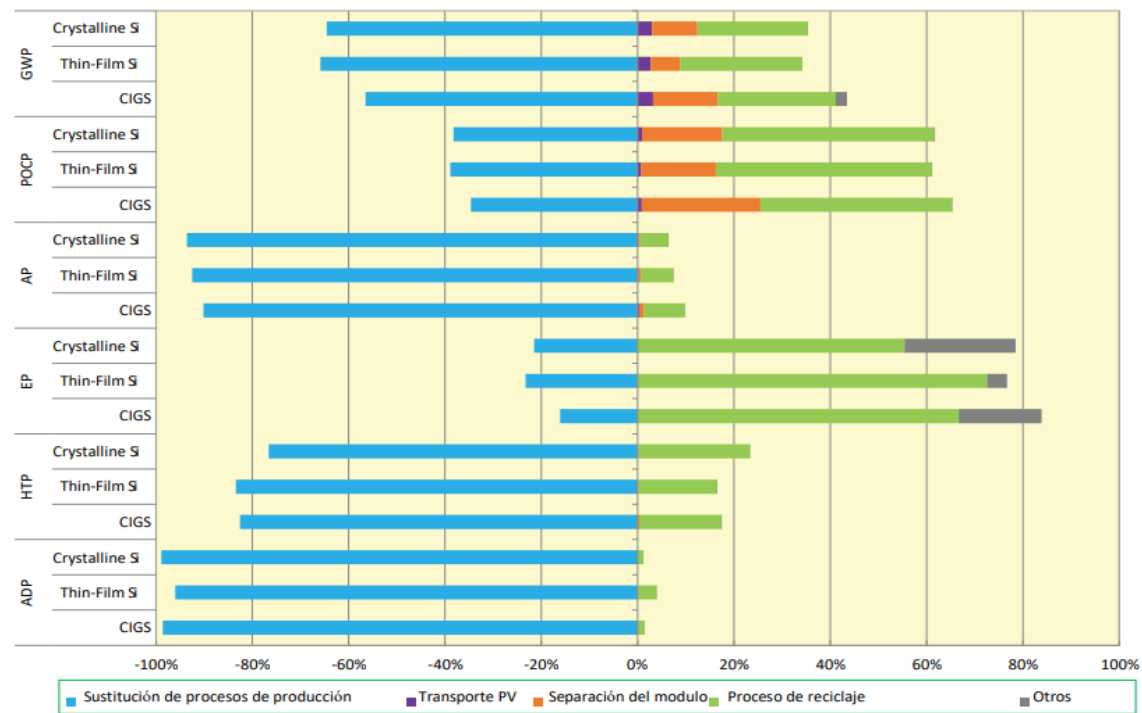


Figura 4.3: Impactos ambientales del reciclaje de módulos fotovoltaicos [44].

#### 4.2.5. Emisiones evitadas de $CO_2$ del SFV

Para determinar la cantidad de emisiones de  $CO_2$  evitadas en el SFV durante un año, se considera el factor de margen combinado (CM ex post), que corresponde a la ponderación del margen de construcción (BM) y al margen de operación (OM). Los mismos que se definen a continuación:

- **Margen de construcción (BM):** Permite establecer el factor de emisión de la nueva generación que se ha incorporado a la red eléctrica en los últimos 10 años y que corresponde al 20 % de la generación del último año que se tiene datos.
- **Margen de Operación (OM):** Establece el factor de emisión que se presentó durante el año, con este factor se calculan las emisiones de  $CO_2$  que se presentaron en los diferentes años de estudio.
- **Margen Combinado (CM):** Este factor se utiliza para crear una línea base para un proyecto renovable, su cálculo se lo realiza en base a los dos anteriores márgenes.
- **El Factor CM ex post:** Debe determinarse una vez que el proyecto empiece a desplazar generación en la red eléctrica y debe ser actualizado anualmente durante la fase de seguimiento [47].

La Tabla 4.2 indica el Factor CM ex post para Energía Eólica, Solar.

Tabla 4.2: Factor CM ex post para Energía Eólica, Solar [47].

Energía Eólica, Solar
$EF_{grid,CM,y} = 0,3382 \text{ ton } CO_2/MWh$

En la ecuación 4.5 se obtienen los kg de  $CO_2$  evitados en el mes de enero, el mismo que se calcula a partir de la energía mensual en kWh y del Factor CM ex post. Cabe recalcar que  $0,3382 \text{ ton } CO_2/MWh$  es equivalente a  $0,3382 \text{ kg } CO_2/kWh$ .

$$\text{Cantidad de } CO_2 \text{ evitadas} = \text{Energía Mensual} \cdot \text{Factor CM ex post} \quad (4.5)$$

$$\text{Cantidad de } CO_2 \text{ evitadas} = 208,82 \text{ kWh} \cdot 0,3382 \text{ kg } CO_2/kWh$$

$$\text{Cantidad de } CO_2 \text{ evitadas} = 70,62 \text{ kg } CO_2$$



La Tabla 4.3 detalla la energía mensual en kWh, y los kg de  $CO_2$  evitados en el transcurso de los distintos meses del año y su total anual.

Tabla 4.3: Energía mensual en kWh, y kg de  $CO_2$  evitados.

Mes	Energía Mensual [kWh]	Cantidad de $CO_2$ evitadas [kg]
Enero	208,82	70,62
Febrero	188,61	63,79
Marzo	208,82	70,62
Abril	202,08	68,34
Mayo	208,82	70,62
Junio	202,08	68,34
Julio	208,82	70,62
Agosto	208,82	70,62
Septiembre	202,08	68,34
Octubre	208,82	70,62
Noviembre	202,08	68,34
Diciembre	208,82	70,62
Media Anual	2458,64	831,51

## 5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

### 5.1. Conclusiones

En el diseño de un SFV se debe considerar aspectos importantes, tales como: potencia de la carga, horas de funcionamiento, días de autonomía e irradiación solar en un determinado lugar.

El número de PFV se obtiene a partir de la irradiación, de la demanda energética, y la potencia de cada panel. Un criterio de diseño es utilizar los valores de voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito para evitar un menor dimensionamiento y fallas a futuro.

El voltaje que se obtiene en el panel es directamente proporcional a la irradiación solar del día y esta a su vez dependerá de condiciones ambientales tales como temperatura y nubosidad.

El ciclo estacional de una batería es un aspecto importante a tener en cuenta, ya que es el número máximo de días que una batería puede estar descargada sin recibir suficiente irradiación solar. Las baterías se seleccionan a partir de días de autonomía, profundidad de descarga y tensión nominal del sistema que a su vez depende de la potencia de la carga.

El diseño y desarrollo del Convertidor de tensión Boost se lo comprobó a través de Simulink®. Los componentes que intervienen en el circuito convertidor se los dimensionó en base al voltaje de entrada, voltaje de salida, ciclo de trabajo, frecuencia de conmutación y potencia de la carga.

Es factible construir un Convertidor Boost en caso de que el voltaje de salida requerido no sea tan elevado en comparación a su voltaje de entrada. Por ejemplo, si un sistema necesita alimentar una carga de  $110 V_{DC}$  y tiene un voltaje de entrada de  $12 V_{DC}$ , lo más recomendable será realizar un proceso de inversión, elevación y rectificación de energía. Esto debido a la complejidad que existe al momento de trabajar con voltajes y cargas elevadas en DC.

Uno de los principales inconvenientes de un SFV es el costo de sus componentes, puesto que algunos de ellos tienen valores elevados y el tiempo de retorno de inversión es bastante amplio en algunos casos. Un SFV es rentable siempre y cuando el tiempo de retorno de inversión sea menor al tiempo de vida útil de los componentes del sistema.

Con respecto al ámbito ambiental, las emisiones de  $CO_2$  de los SFV son mínimas en comparación con otras fuentes de energía no renovables como: centrales térmicas y centrales nucleares. Esto ha beneficiado de gran manera a la disminución de impactos ambientales progresivos y a los problemas que los mismos generan.

En los últimos 10 años, se han investigado y desarrollado nuevos métodos para el reciclaje de equipos en un SFV. Considerando que el tiempo de vida útil va en torno a los 25 y 30 años, es necesario reciclar los elementos de un panel solar y las baterías en caso de existir.

## **5.2. Recomendaciones**

En lo posible se debe conectar el arreglo de paneles solares en serie, para evitar corrientes elevadas y la utilización de conductores eléctricos de calibres elevados.

Para realizar pruebas en el SFV, se debe conectar las baterías al regulador de carga y se las podrá utilizar una vez cargadas completamente para así evitar intermitencias en el uso de las cargas.

Es importante tener presente los máximos valores de tensión y corriente, para que, al momento de dimensionar los equipos, el SFV no sufra fallas. Verificar periódicamente el estado de carga de las baterías y que estas funcionen correctamente.

Realizar habitualmente un mantenimiento de los paneles solares, puesto que el polvo y la suciedad afectan directamente al rendimiento de los mismos, disminuyendo los valores de voltaje y corriente.

Como trabajo futuro se recomienda realizar la investigación sobre paneles antisolares, ya que funcionan con células fotovoltaicas nocturnas, que capturan la luz infrarroja invisible de la Tierra, y generan electricidad por la noche, cuando hay ausencia de rayos solares.

## Bibliografía

- [1] A. Haque y Zaheeruddin, "Research on solar photovoltaic (PV) energy conversion system: An overview," *IET Conference Publications*, vol. 2013, págs. 605-611, CP646 2013. DOI: 10.1049/CP.2013.2653.
- [2] P. Silva y C. M. D. S. Medeiros, "A Promising Future to DC Power System: A Review," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, págs. 1639-1642, 9 2017. DOI: 10.1109/TLA.2017.8015046.
- [3] S. Semaoui, A. H. Arab, S. Bacha y B. Azoui, "Optimal Sizing of a Stand-alone Photovoltaic System with Energy Management in Isolated Areas," *Energy Procedia*, vol. 36, págs. 358-368, ene. de 2013, ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2013.07.041.
- [4] G. G. G. Peñafiel, J. C. Z. Manosalvas y E. F. E. Pulgar, "Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna Puerto Roma de la Isla Mondragon del golfo de Guayaquil, provincia del Guayas,," Universidad Politécnica Salesiana, abr. de 2014. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/6553>.
- [5] M. F. F. Loayza y M. N. G. Lema, "Alternativas de iluminación para el parque el Paraiso de la ciudad de Cuenca," Universidad de Cuenca, 2013. dirección: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/345>.
- [6] F. Jiang, "Investigation of solar energy for photovoltaic application in Singapore | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore," *2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*, págs. 86-89, 2007. dirección: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/4510006>.
- [7] D. C. Martins, R. Demonti e I. Barbi, "Usage of the solar energy from the photovoltaic panels for the generation of electrical energy," *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*, págs. 17-13, 1999. DOI: 10.1109/INTLEC.1999.794089.
- [8] M. Y. A. Regalado, "Método de detección de puntos calientes en paneles solares," Universidad Politécnica Salesiana, 2017. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15139>.
- [9] D. V. Revelo y F. Ordoñez, *Mapa Solar del Ecuador 2019*. ene. de 2020, ISBN: 978-9978-383-56-8. dirección: <https://www.epn.edu.ec/mapa-solar-del-ecuador/>.
- [10] C. O. B. Avila y A. M. C. Solis, "Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca," Universidad Politécnica Salesiana, dic. de 2019, ISBN: 0106499122. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18210>.
- [11] J. D. A. Armijos y C. G. E. Castro, "Análisis de un sistema fotovoltaico residencial acoplado a la red utilizando un convertidor Q-Z con acumuladores de energía," Universidad Politécnica Salesiana, jul. de 2018, ISBN: 0705284115. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16680>.

- [12] W. V. A. Calderón y O. M. L. Galarza, “Simulación de un sistema fotovoltaico residencial con regulación de potencia inyectada a la red,” Universidad Politécnica Salesiana, jul. de 2017. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14331>.
- [13] S. N. Manias, “Inverters (DC–AC Converters),” *Power Electronics and Motor Drive Systems*, págs. 271-500, 2017. DOI: 10.1016/B978-0-12-811798-9.00006-8.
- [14] R. M. Jalnekar y K. S. Jog, “Pulse-width-modulation techniques: A review,” *IETE Journal of Research*, vol. 46, págs. 175-183, 3 2000. DOI: 10.1080/03772063.2000.11416153.
- [15] O. A. C. Navas, “Diseño e implementación de un sistema de iluminación ornamental de la estructura metálica antisísmica principal del bloque “B” de la Universidad Técnica de Cotopaxi, mediante el uso de tecnología led y energías alternativas como fuente de alimentación en el período académico 2013,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2015. dirección: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/2973>.
- [16] *Ashikaga Flower Park: Jardín de Flores Iluminadas (Ashikaga, prefectura de Tochigi, Japón)*, dic. de 2018. dirección: <https://www.moshimoshi-nippon.jp/es/154118>.
- [17] J. A. G. Romero y X. A. C. Carangui, “Análisis e implementación de un sistema electrónico para alcanzar el punto máximo de potencia en los paneles solares de la Universidad Politécnica Salesiana,” Universidad Politécnica Salesiana, mayo de 2016. dirección: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/12243>.
- [18] M. Seyedmahmoudian, B. Horan, T. K. Soon, R. Rahmani, A. M. T. Oo, S. Mekhilef y A. Stojcevski, “State of the art artificial intelligence-based MPPT techniques for mitigating partial shading effects on PV systems – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, págs. 435-455, oct. de 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2016.06.053.
- [19] D. G y S. N. Singh, “Selection of non-isolated DC-DC converters for solar photovoltaic system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, págs. 1230-1247, sep. de 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2017.03.130.
- [20] X. Serrano-Guerrero, J. González-Romero, X. Cárdenas-Carangui y G. Escrivá-Escrivá, “Improved variable step size P&O MPPT algorithm for PV systems,” *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016*, vol. 2017-January, págs. 1-6, jul. de 2016. DOI: 10.1109/UPEC.2016.8114046.
- [21] M. A. Sarhan, M. Ding, X. Chen, Y. Ou y M. Wu, “ANFIS control for photovoltaic systems with DC-DC converters,” *ACM International Conference Proceeding Series*, págs. 9-14, dic. de 2017. DOI: 10.1145/3175516.3175522.

- [22] K. Prerna y G. Shankar, "Modelling and simulation of photovoltaic system for isolated and grid connected mode," *2016 3rd International Conference on Recent Advances in Information Technology, RAIT 2016*, págs. 316-320, jul. de 2016. DOI: 10.1109/RAIT.2016.7507923.
- [23] S. Fan, Y. Wang, Y. Wang y L. Geng, "Minimized start-up transient and initial inrush current of boost converter for LED lighting," *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2013. DOI: 10.1109/ISIE.2013.6563665.
- [24] M. H. Crawford, "LEDs for solid-state lighting: Performance challenges and recent advances," *IEEE Journal on Selected Topics in Quantum Electronics*, vol. 15, págs. 1028-1040, 4 2009. DOI: 10.1109/JSTQE.2009.2013476.
- [25] G. B. Nair y S. Dhoble, "General lighting," *The Fundamentals and Applications of Light-Emitting Diodes*, págs. 155-176, 2021. DOI: 10.1016/B978-0-12-819605-2.00006-9.
- [26] P. Alstone y A. Jacobson, "LED advances accelerate universal access to electric lighting," *Comptes Rendus Physique*, vol. 19, págs. 146-158, 3 mar. de 2018. DOI: 10.1016/J.CRHY.2017.10.015.
- [27] M. Wendt y J. W. Andriessse, "LEDs in real lighting applications: From niche markets to general lighting," *Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)*, vol. 5, págs. 2601-2603, 2006. DOI: 10.1109/IAS.2006.256905.
- [28] *Datasheet Panel Solar Policristalino POWEST de 270W - 60 celdas*. dirección: <http://powest.com/landing/wp-content/uploads/2019/12/POWEST-Panel-Solar-270-W.pdf>.
- [29] *NASA. POWER Data Access Viewer. Meteorological Data*. dirección: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [30] X. Serrano-Guerrero, D. Alvarez-Lozano y S. F. L. Romero, "Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation: A case study in Cuenca-Ecuador," *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2019*, págs. 1-6, nov. de 2019. DOI: 10.1109/ROPEC48299.2019.9057102.
- [31] *Datasheet Batería Sellada Fuli Battery 12V-200AH REF. FL122000GS*. dirección: <http://powest.com/landing/wp-content/uploads/2019/12/BATERIA-SELLADA-12V-200AH-REF.-FL122000GS-min.pdf>.
- [32] *Regulador de Carga EPEVER Tracer5415AN*. dirección: <https://www.bimblesolar.com/docs/Tracer-AN-50-100A-SMS-EL-V1.1.pdf>.
- [33] *Datasheet Inversor PST-120-12*. dirección: <https://www.solar-electric.com/lib/wind-sun/PST-120-12-manual.pdf>.
- [34] *Datasheet Panel Solar Fotovoltaico Policristalino GSPV 250 W - 60 celdas*. dirección: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/24511>.

- [35] *Datasheet Batería Sellada Fuli Battery 12V-100AH REF. FLS121000*. dirección: <http://powest.com/landing/wp-content/uploads/2019/12/BATERIA-SELLADA-12V-100-AH-REF.-FLS121000.pdf>.
- [36] *Regulador solar MPPT Tristar de Morningstar*. dirección: <https://www.technosun.com/descargas/MORNINGSTAR-TRISTAR-TS45-TS60-ficha-ES.pdf>.
- [37] *Inversor COTEK modelo SP-1000*. dirección: [https://www.cotek.com.tw/product/Pure-Sine-Wave-Inverter-SP1000/downloads/filemag/10000/1000/96/data\\_20210528165009.pdf](https://www.cotek.com.tw/product/Pure-Sine-Wave-Inverter-SP1000/downloads/filemag/10000/1000/96/data_20210528165009.pdf).
- [38] IRENA, “Global Landscape of Renewable Energy Finance 2020,” 2020. dirección: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA\\_CPI\\_Global\\_finance\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_CPI_Global_finance_2020.pdf).
- [39] A. H. M. Smets, K. Jager, O. Isabella, R. A. van Swaaij y M. Zeman, *Solar energy : the physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. 2016, ISBN: 9781906860738.
- [40] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2019,” 2020. dirección: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf).
- [41] J. E. G. Garnica, S. B. S. Mora y J. F. Jaimes, “Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua,” *INGECUC*, vol. 14, págs. 41-51, 1 ene. de 2018, ISSN: 2382-4700. DOI: 10.17981/INGECUC.14.1.2018.04. dirección: <https://revistascientificas.cuc.edu.co/ingecuc/article/view/1511>.
- [42] Y. A. Medvedkina y A. V. Khodochenko, “Renewable Energy and Their Impact on Environmental Pollution in the Context of Globalization,” *2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020*, oct. de 2020. DOI: 10.1109/FAEASTCON50210.2020.9271508.
- [43] S. Chowdhury y S. K. Kibaara, “Review of economic modelling for quantifying the environmental impacts of renewable energy sources,” *IEEE PES PowerAfrica Conference, PowerAfrica 2016*, págs. 280-284, ago. de 2016. DOI: 10.1109/POWERAFRICA.2016.7556617.
- [44] K. Komoto, S. Oyama, T. Sato y H. Uchida, “Recycling of PV Modules and its Environmental Impacts,” *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC*, págs. 2590-2593, nov. de 2018. DOI: 10.1109/PVSC.2018.8547691.
- [45] C. Vargas y M. Chesney, “End of Life Decommissioning and Recycling of Solar Panels in the United States. A Real Options Analysis,” *SSRN Electronic Journal*, jun. de 2019. DOI: 10.2139/SSRN.3318117.

- [46] M. Tao, V. Fthenakis, B. Ebin, E. Butler, P. Sinha, R. Corkish, K. Wambach y E. Simon, "Major Challenges and Opportunities in Silicon Solar Panel Recycling," *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, vol. 2020-June, págs. 0292-0294, jun. de 2020. DOI: 10.1109/PVSC45281.2020.9300650.
- [47] CTFE, *FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR INFORME 2019*, jun. de 2020. dirección: [https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor\\_de\\_emision\\_de\\_co2\\_del\\_sistema\\_nacional\\_interconectado\\_de\\_ecuador\\_-\\_informe\\_2019.pdf](https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf).