

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



PUCP

**FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y SOCIAL DE
INSTALACIONES ELÉCTRICAS SOLAR FOTOVOLTAICAS PARA
EL CONSUMO DOMÉSTICO DE LA LOCALIDAD DE “EL
VALLECITO”, CUSCO**

Tesis para obtener el título profesional de Ingeniera Electrónica

AUTORA:

Suamy Gabriela Pérez Ortega

ASESORES:

Mg. Ing. Mario Andrés Raffo Jara - Dr. Pedro Fernando Gamio Aita

Lima, octubre de 2019

RESUMEN

El acceso universal a la energía es esencial para el pleno desarrollo de los retos y oportunidades que el mundo actual enfrenta, dado que permite el cumplimiento de actividades cotidianas relacionadas con la educación, salud, comercio entre otros. En el año 2015, la Organización de las Naciones Unidas reconoció a la energía como un elemento de desarrollo que condiciona el progreso de la humanidad, planteando como objetivo el incremento de la proporción de energía renovable en la matriz energética mundial. Bajo este contexto, la inclusión de energías renovables no tradicionales como alternativa de suministro eléctrico se perfila como una oportunidad para mejorar la calidad de vida de las personas, transformar la economía de las sociedades y combatir los efectos del cambio climático.

En el caso del Perú, durante décadas, la producción de electricidad ha sido sostenida por fuentes hídricas convencionales y generación térmica Diesel. Con el uso del gas de Camisea a partir del año 2004, se marcó un cambio en el escenario energético peruano que hizo posible que, actualmente, el 94.85% de la población acceda al suministro eléctrico en sus domicilios. Además, con la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 en el año 2008, el Estado peruano se traza un nuevo hito que impulsa la diversificación de la matriz energética mediante la participación de fuentes energéticas renovables no convencionales. Sin embargo, a pesar de la incursión de esta alternativa energética en el mercado eléctrico peruano y los esfuerzos por dotar del suministro eléctrico de calidad a más familias, aún existe un aproximado de 1'648,000 habitantes que no gozan de este beneficio y que, en su mayoría, residen en zonas rurales y de difícil acceso del Perú.

Tomando en cuenta esta situación, el marco regulatorio vigente y el nivel de irradiación solar anual que presentan las regiones del Perú (entre 4.5 y 8 $KWh/m^2/día$), la presente tesis propone evaluar y justificar la factibilidad técnica, económica y social de la instalación de un sistema fotovoltaico aislado para dotar del servicio eléctrico a localidades aisladas no conectadas a la red eléctrica pública. Para ello, se caracterizó, haciendo uso del software Matlab, los elementos que conforman el sistema fotovoltaico. Se verificaron los resultados a través del dimensionamiento de un sistema fotovoltaico regido por la Norma Técnica Peruana (NTP_MINEM) y óptimo para el consumo eléctrico domiciliario de la localidad rural seleccionada: El Vallecito, perteneciente a la región del Cusco. Además, se evaluó la viabilidad económica del acceso al servicio eléctrico domiciliario a través de un sistema fotovoltaico aislado, considerando la aplicación de la tarifa BT8 y el subsidio FOSE. Finalmente, se analizó las posibles implicancias de índole social que origina la instalación de un sistema fotovoltaico aislado como alternativa de suministro eléctrico en la localidad mencionada.

*A mamá,
por su tenacidad, vehemencia y por seguir hasta hoy*

AGRADECIMIENTOS

Un eterno ¡Gracias! a mi familia: a mamá, Karina, mi tía Rosa y mi hermanito Joaquín. Este proyecto es una dedicatoria a su paciencia, soporte y constancia en cada momento de mi vida. Sin ustedes no hubiera sido posible.

A mi asesor, Mg. Mario Raffo Jara, por haberme aceptado como tesista, por su tiempo, comprensión y dedicación durante el proceso de este proyecto de tesis.

A mi asesor, Dr. Pedro Gamio Aita, por guiarme desde el primer día hasta hoy con pasión, ímpetu y determinación, haciéndome partícipe del desafío de las energías renovables en el Perú.

También, un agradecimiento especial a todos los que apoyaron esta tesis: Franco Canziani, por su cooperación con la empresa Waira Energía y Movilidad Sostenible y su predisposición a la enseñanza; Aldo Rojas de la empresa Q-Energy Perú que amablemente brindó información para esta investigación; David Orozco de la empresa ERGON que facilitó el análisis económico y de proyectos orientados a las energías renovables. También, un sincero agradecimiento al Prof. Ricardo Vega que ofreció herramientas de gestión para abordar esta tesis y al Dr. Luis Felipe Delgado-Aparicio por su tiempo en la revisión de esta tesis y su continua motivación en el pensar científico y social.

Finalmente, quiero agradecer el apoyo de los maestros que no solo me apoyaron en este proceso de tesis, sino también, a lo largo de mi vida universitaria: Willy Carrera, José Bruno, Angelo Velarde, Carlos Pizarro, Henry Pease García y a P. Alberto Simons Camino, por guiar mi vida espiritual.

“Ask not what your country can do for you - ask what you can do for your country”

John F. Kennedy

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
LISTA DE ANEXOS.....	xii
Introducción.....	01
CAPÍTULO 1:	
Problemática del acceso al servicio eléctrico domiciliario en localidades rurales aisladas del Perú.....	02
1.1. Problemática.....	02
1.2. Estado del arte.....	04
1.2.1. Casos de éxito de instalaciones fotovoltaicas aisladas en el Perú y el mundo.....	04
1.2.2. Antecedentes legales y situación actual de las energías renovables en el Perú.....	06
1.3. Justificaciones.....	08
1.3.1. Justificaciones Eléctricas.....	08
1.3.2. Justificaciones Económicas.....	09
1.3.3. Justificaciones Legales.....	09
1.3.4. Justificaciones Sociales.....	10
1.3.5. Justificaciones de Impacto Ambiental.....	11
1.3.6. Justificaciones Meteorológicas.....	11
1.4. Análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas).....	12
1.5. Objetivos.....	13
1.5.1. Objetivo Principal.....	13
1.5.2. Objetivos Específicos.....	13
CAPÍTULO 2:	
Fundamentos para el desarrollo de un sistema fotovoltaico aislado.....	14
2.1. Energía solar.....	14
2.2. La celda fotovoltaica y el efecto fotoeléctrico.....	15
2.2.1. Efecto Fotoeléctrico.....	15
2.2.2. Celda Fotovoltaica.....	15
2.2.3. Parámetros de la Celda Fotovoltaica.....	16
2.3. Estructura del Sistema Fotovoltaico.....	18
2.3.1. Requisitos para el dimensionamiento.....	18

2.3.2. Módulo Fotovoltaico.....	18
2.3.3. Controlador de carga.....	21
2.3.4. Banco de baterías.....	23
2.3.5. Convertidor CC/CC.....	25
2.3.6. Conversor CC/CA.....	26
2.3.7. Cargas.....	29
2.3.8. Sistema fotovoltaico autónomo completo.....	30
2.4. Software para la simulación.....	31

CAPÍTULO 3:

Diseño del sistema fotovoltaico aislado.....	32
3.1. Características ambientales.....	32
3.2. Caracterización del Panel Fotovoltaico.....	32
3.2.1. Comportamiento de un panel fotovoltaico.....	37
3.3. Caracterización del Conversor CC/CA.....	38
3.4. Caracterización de la batería.....	40
3.5. Controlador de carga para batería.....	42
3.6. Convertidor CC/CC.....	44
3.7. Sistema fotovoltaico aislado.....	48
3.8. Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR).....	48

CAPÍTULO 4:

Resultados técnicos, económicos y sociales.....	50
4.1. Resultados técnicos.....	50
4.1.1. Pruebas de campo realizadas en Waira: Energía y Movilidad Sostenible.....	51
4.1.2. Análisis de datos provenientes de la empresa Q-Energy Perú.....	56
4.2. Dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico para la localidad rural de El Vallecito, Saylla, Cusco.....	65
4.2.1. Análisis de consumo energético.....	67
4.2.2. Análisis de producción energética.....	68
4.2.3. Simulaciones del sistema fotovoltaico dimensionado para los meses de máxima y mínima producción energética.....	69
4.2.4. Evaluación de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR).....	74
4.3. Mantenimiento del Sistema Fotovoltaico Aislado.....	74
4.4. Factibilidad económica.....	77
4.4.1. Selección de componentes del sistema fotovoltaico.....	77
4.4.1.1. Criterios de durabilidad del panel fotovoltaico.....	77

4.4.1.2. Criterios de durabilidad del controlador MPPT.....	78
4.4.1.3. Criterios de durabilidad de la batería.....	80
4.4.1.4. Criterios de durabilidad del inversor DC/AC.....	81
4.4.2. Evaluación de costos.....	83
4.4.3. Análisis Tarifario.....	85
4.5. Factibilidad Social.....	87
4.5.1. Línea base.....	87
4.5.2. Escalera de pasos.....	90
4.5.3. Hoja de ruta.....	93
Conclusiones.....	96
Recomendaciones y trabajos futuros.....	98
Bibliografía.....	99
Anexos	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Distrito de Saylla, Cusco. [3].....	03
Figura 1.2: Producción de energía eléctrica SEIN según tipo de generación, en donde: (a) Total generación eléctrica 2008 y (b) Total generación eléctrica 2015 [25].....	09
Figura 1.3: Porcentaje de habitantes con acceso a la electricidad en el Perú (2016) [1].....	10
Figura 1.4: NASA Prediction of Worldwide Energy Resource: Saylla, Cusco [29].....	11
Figura 1.5: Análisis FODA para una instalación fotovoltaica en El Vallecito, Saylla, Cusco.....	12
Figura 2.1: Diagrama de bloques de la instalación fotovoltaica (elaboración propia).....	14
Figura 2.2: Conexión en serie y paralelo de las células fotovoltaicas [32].....	15
Figura 2.3: Circuito eléctrico de una célula fotovoltaica [36].....	19
Figura 2.4: Circuito eléctrico para un controlador de carga [37].....	22
Figura 2.5: Circuito eléctrico equivalente para una batería [37].....	24
Figura 2.6: Circuito eléctrico para el convertidor CC/CC [36].....	25
Figura 2.7: Circuito eléctrico del inversor CC/CA [37].....	27
Figura 2.8: Modelo eléctrico de un Puente H [39].....	28
Figura 2.9: Circuito eléctrico de un filtro resonante paralelo LC [39].....	28
Figura 2.10: Circuito eléctrico para una carga equivalente [38].....	29
Figura 2.11: Circuito eléctrico para un sistema fotovoltaico autónomo completo [36].....	31
Figura 3.1: Bloques panel solar desarrollado en Simulink con salidas de corriente, voltaje, potencia y energía generada.....	33
Figura 3.2: Diagrama de bloques interno de un panel fotovoltaico desarrollado en Simulink.....	34
Figura 3.3: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente fotogenerada.....	35
Figura 3.4: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente de saturación.....	35
Figura 3.5: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente de saturación inversa.....	36
Figura 3.6: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente Shunt.....	37
Figura 3.7: Curva característica Corriente vs Voltaje para un panel YL145P-17b.....	38
Figura 3.8: Curva característica Potencia vs Voltaje para un panel YL145P-17b.....	38
Figura 3.9: Bloque inversor DC/AC.....	39
Figura 3.10: Estructura interna del bloque inversor AC/DC.....	39

Figura 3.11: Bloque “Battery” de la librería Simscape de Matlab [40].....	41
Figura 3.12: Circuito equivalente del bloque “Battery” de Matlab [40].....	41
Figura 3.13: Bloque final del control de carga para batería en Simulink.....	43
Figura 3.14: Estructura interna del bloque de control de carga.....	43
Figura 3.15: Estructura interna del sub bloque de control SOC.....	44
Figura 3.16: Bloque Conversor CC/CC.....	45
Figura 3.17: Estructura interna del bloque conversor CC/CC.....	45
Figura 3.18: Estructura interna del sub bloque Buck Converter.....	46
Figura 3.19: Estructura interna del sub bloque Boost Converter.....	47
Figura 3.20: Sistema Fotovoltaico aislado a través de la conexión de bloques Simulink.....	48
Figura 3.21: Diagrama de flujo del procedimiento para decidir la necesidad de protección y para seleccionar las medidas de protección.....	49
Figura 4.1: (a) Conexión en serie de 2 paneles fotovoltaicos. (b) Tablero de conexiones del sistema fotovoltaico.....	52
Figura 4.2: (a) Curva Corriente vs Voltaje. (b) Curva Potencia vs Voltaje.....	54
Figura 4.3: Curva Corriente vs tiempo para el 22 de Octubre del 2018.....	54
Figura 4.4: Curva Voltaje DC vs tiempo para el 22 de Octubre del 2018.....	55
Figura 4.5: Curva Potencia vs tiempo para el 22 de Octubre del 2018.....	55
Figura 4.6: Curva Energía vs tiempo para el 22 de Octubre del 2018.....	56
Figura 4.7: Curva Voltaje AC vs tiempo para el 22 de Octubre del 2018.....	56
Figura 4.8: (a) Curva Corriente vs Voltaje. (b) Curva Potencia vs Voltaje.....	57
Figura 4.9: Curva Corriente vs tiempo para el 3 de Noviembre del 2018.....	58
Figura 4.10: Curva Voltaje DC vs tiempo para el 3 de Noviembre del 2018.....	59
Figura 4.11: Curva Potencia vs tiempo para el 3 de Noviembre del 2018.....	59
Figura 4.12: Curva Energía vs tiempo para el 3 de Noviembre del 2018.....	59
Figura 4.13: Curva Corriente vs tiempo para el 4 de Noviembre del 2018.....	60
Figura 4.14: Curva Voltaje DC vs tiempo para el 4 de Noviembre del 2018.....	60
Figura 4.15: Curva Potencia vs tiempo para el 4 de Noviembre del 2018.....	61
Figura 4.16: Curva Energía vs tiempo para el 4 de Noviembre del 2018.....	61
Figura 4.17: Curva Corriente vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	62
Figura 4.18: Curva Voltaje DC vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	62
Figura 4.19: Curva Potencia vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	63
Figura 4.20: Curva Energía vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	63
Figura 4.21: Curva Corriente vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	64
Figura 4.22: Curva Voltaje DC vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	64
Figura 4.23: Curva Potencia vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	65
Figura 4.24: Curva Energía vs tiempo para el 5 de Noviembre del 2018.....	65

Figura 4.25: Plano arquitectónico de una vivienda de adobe típica en el distrito de Saylla....	66
Figura 4.26: Plano arquitectónico de una vivienda de adobe típica en el distrito de Saylla....	67
Figura 4.27: Análisis de consumo energético para un domicilio de El Vallecito.....	68
Figura 4.28: Análisis de producción energética para un domicilio de El Vallecito.....	69
Figura 4.29: Curva Corriente vs tiempo para el mes de marzo en la localidad de El Vallecito.....	70
Figura 4.30: Curva Corriente vs tiempo para el mes de julio, en la localidad de El Vallecito.....	71
Figura 4.31: Curva Voltaje DC vs tiempo para marzo, en la localidad de El Vallecito.....	71
Figura 4.32: Curva Voltaje DC vs tiempo para julio, en la localidad de El Vallecito.....	71
Figura 4.33: Curva Potencia vs tiempo para el mes de marzo, en la localidad de El Vallecito.....	72
Figura 4.34: Curva Potencia vs tiempo para el mes de julio, en la localidad de El Vallecito.....	72
Figura 4.35: Curva Energía vs tiempo para el mes de marzo, en la localidad de El Vallecito.....	73
Figura 4.36: Curva Potencia vs tiempo para el mes de julio, en la localidad de El Vallecito.....	73
Figura 4.37: Curva Voltaje AC vs tiempo en la localidad de El Vallecito.....	73
Figura 4.38: Resultados de la evaluación de un posible Sistema de Protección Contra Rayos.....	74
Figura 4.39: Costo estándar de inversión de una instalación fotovoltaica [18].....	83
Figura 4.40: Tipos de módulos de sistemas fotovoltaicos [18].....	84
Figura 4.41: Población estimada en el distrito de Saylla para el año 2015.....	87
Figura 4.42: Acceso al servicio de agua en Saylla, Cusco (2007).....	88
Figura 4.43: Acceso al servicio de alcantarillado en Saylla, Cusco (2007).....	88
Figura 4.44: Acceso el servicio de electricidad en Saylla, Cusco (2017).....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Tipos de materiales para la fabricación de módulos fotovoltaicos [32].....	16
Tabla 2.2: (a) Parámetros de funcionamiento de la celda fotovoltaica (elaboración propia)..	16
Tabla 2.2: (b) Parámetros de funcionamiento de la celda fotovoltaica (elaboración propia)..	17
Tabla 2.3: Clasificaciones de los tipos de reguladores [38].....	21
Tabla 2.4: Parámetros de funcionamiento para una batería [32].....	23
Tabla 2.5: Tipos de baterías de la clasificación plomo-ácido [25].....	24
Tabla 3.1: Características del medio en El Vallecito, Saylla, Cusco (elaboración propia).....	32
Tabla 3.2: Parámetros eléctricos a condiciones estándar para el panel YL145P-17b [1].....	33
Tabla 4.1: Condiciones ambientales y externas del 22 de Octubre del 2018.....	51
Tabla 4.2: Características técnicas del panel fotovoltaico CHN72P.....	51
Tabla 4.3: Dispositivos utilizados durante la etapa de pruebas de campo.....	52
Tabla 4.4: Registro de valores obtenidos durante las pruebas de campo en la empresa Waira.....	53
Tabla 4.5: Características técnicas del panel fotovoltaico CSUN325-72P.....	57
Tabla 4.6: Características técnicas del panel fotovoltaico ESPSC150 (Era Solar).....	69
Tabla 4.7: (a) Actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.....	75
Tabla 4.7: (b) Actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.....	76
Tabla 4.8: Lista de opciones de paneles fotovoltaicos.....	78
Tabla 4.9: Lista de opciones de controladores MPPT.....	79
Tabla 4.10: Lista de opciones de baterías solares.....	80
Tabla 4.11: Lista de opciones de Conversores CC/CA.....	82
Tabla 4.12: Costos totales de los dispositivos del sistema fotovoltaico.....	82
Tabla 4.13: Valores porcentuales de los dispositivos del sistema fotovoltaico.....	83
Tabla 4.14: Proceso para hallar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	84
Tabla 4.15: Proceso para hallar el costo de explotación total.....	85
Tabla 4.16: Proceso para hallar el tarifario anual y mensual de una instalación fotovoltaica.....	86
Tabla 4.17: Proceso para hallar la tarifa mensual en soles.....	87

LISTA DE ANEXOS

(CD ADJUNTO)

- Anexo 1: Mapa del distrito de Saylla, Cusco
- Anexo 2: Mapa del distrito de Saylla, Cusco a través de Google Earth
- Anexo 3: Especificaciones técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes
- Anexo 4: Efecto fotoeléctrico en una célula fotovoltaica
- Anexo 5: Electrical parameters at Standard Test Conditions para el panel fotovoltaico YL145P-17b
- Anexo 6: Panel fotovoltaico YL145P-17b del Laboratorio de Energía PUCP
- Anexo 7: Código de programación en Matlab para la protección contra rayos
- Anexo 8: Esquema del sistema fotovoltaico integrado en Simulink, Matlab
- Anexo 9: Reporte de producción energética de un arreglo de 10 paneles fotovoltaicos en el Ministerio de Energía Minas del Perú proporcionado por la empresa Q-Energy Perú
- Anexo 10: Población estimada en el distrito de Saylla para el año 2015
- Anexo 11: Condición de viviendas en el distrito de Saylla
- Anexo 12: Materiales de construcción de viviendas en el distrito de Saylla
- Anexo 13: Acceso al servicio de agua potable en el distrito de Saylla
- Anexo 14: Acceso al servicio de agua potable en el distrito de Saylla
- Anexo 15: Alternativas de cocina en el distrito de Saylla
- Anexo 16: Acceso al servicio eléctrico en el distrito de Saylla
- Anexo 17: Acceso al servicio eléctrico en el distrito de Saylla
- Anexo 18: Escalera de pasos
- Anexo 19: Diagrama de bloques interno de un panel fotovoltaico desarrollado en Simulink
- Anexo 20: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente fotogenerada

INTRODUCCIÓN

En setiembre del año 2015, la Organización de las Naciones Unidas adopta una nueva generación de objetivos en los cuales, el acceso a la energía toma un rol protagónico a través del planteamiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7: “Energía asequible y sostenible”, el cual promueve el acceso universal a los servicios energéticos modernos, la mejora global de la eficiencia energética y el incremento del uso de energías renovables no convencionales. Todos estos con el propósito de que la producción energética permita la reducción de la brecha de pobreza en las sociedades, el impulso de la economía y la mitigación de los efectos del cambio climático.

En este contexto, con la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002, el Perú adopta el reto de diversificar la matriz energética peruana, a través de la inclusión de fuentes energética renovables, las cuales hagan posible que los 1’648,000 habitantes peruanos que no cuentan con acceso al suministro eléctrico público puedan ser abastecidos de este servicio básico por medio de alternativas energéticas limpias y adaptables a su estilo de vida. Dadas estas razones, la presente tesis pretende justificar la viabilidad técnica, económica y social de la instalación de un sistema fotovoltaico en los domicilios ubicados en localidades remotas y que actualmente no se encuentran conectadas a la red pública.

Para alcanzar dicho objetivo, el presente documento se ha dividido en 4 capítulos: en el primer capítulo se abordará la problemática de la localidad de El Vallecito en cuanto a su necesidad de suministro eléctrico, se mencionarán casos exitosos de implementación de tecnologías fotovoltaicas aisladas, se presentará el marco legal vigente actualmente en el Perú, la justificación que sostiene a esta tesis y los objetivos planteados. En el segundo capítulo, se desarrollará los fundamentos matemáticos y eléctricos que gobiernan el funcionamiento de los dispositivos que conforman el sistema fotovoltaico y serán útiles para la caracterización. En el capítulo 3, se caracterizará cada elemento del sistema fotovoltaico haciendo uso del software Matlab y las fórmulas matemáticas establecidas en el capítulo 2. En el capítulo 4 se presentarán resultados de campo realizadas en dos empresas nacionales, luego se procederá a desarrollar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para El Vallecito y su necesidad de implementación de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR). Asimismo, se determinará la factibilidad económica a través del cálculo del costo tarifario mensual por el uso de este servicio. También, se evaluarán las condiciones sociales de la localidad seleccionada y se establecerán propuestas en las que las tecnologías fotovoltaicas podrían mejorar su calidad de vida. Finalmente, se presentarán las conclusiones de esta investigación y las recomendaciones para desarrollar trabajos futuros en el área de las energías renovables.

CAPÍTULO 1

Problemática del acceso al servicio eléctrico domiciliario en localidades rurales aisladas del Perú

1.1. Problemática

Durante muchas décadas, la producción de energía eléctrica en el Perú fue sostenida por fuentes hídricas convencionales y, a partir del año 2004 se sumó el Gas de Camisea. Estos conjuntos de fuentes energéticas han permitido que en la actualidad el 94.85% de la población peruana goce del suministro eléctrico en sus domicilios [1], viéndose además beneficiados por servicios de educación, salud, alumbrado público, entre otros. Sin embargo, esta realidad no ha sido reflejada en otras localidades rurales aisladas del territorio peruano, donde el servicio eléctrico público está ausente. Esta situación ocurre debido a que dichas zonas rurales presentan características especiales como: lejanía y poca accesibilidad, consumo unitario reducido, domicilios y poblaciones dispersas, bajo poder adquisitivo de los habitantes e insuficiente infraestructura vial que los deja aislados [2].

Una de las localidades rurales que todavía no goza del servicio de electricidad en el Perú es la parte alta de la localidad de El Vallecito, ilustrado en la Figura 1.1, la cual se sitúa en el distrito de Saylla a 9 Km del sureste de la ciudad del Cusco (Anexo 1) [3]. Esta localidad presenta la característica de albergar en su territorio viviendas de acceso remoto y geografía accidentada donde el suministro eléctrico aún no ha llegado, además que los habitantes residentes en estas viviendas son familias campesinas de escasos recursos económicos dedicadas a la agricultura para su autoconsumo.

Por otro lado, la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER/MEM) ha diseñado el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2016 – 2025, de acuerdo a la Ley 28749, “Ley General de Electrificación Rural” [4], que impulsa la ejecución de obras de electrificación masiva que permitan la implementación de electricidad en las localidades aún no beneficiadas por el servicio eléctrico público. Sin embargo, a pesar de que dicho plan contempla a diversas zonas rurales del interior del país, la localidad de El Vallecito, por su lejanía y difícil acceso, no figura dentro de este plan, estimándose que para el año 2025, estos habitantes sigan permaneciendo sin acceso al suministro eléctrico.

Asimismo, en los últimos 10 años, en el Perú se han desarrollado proyectos de energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, para atender las necesidades energéticas básicas en zonas aisladas o rurales a través de la instalación de paneles fotovoltaicos de uso doméstico para dotar de suministro eléctrico a viviendas, locales comunales o instituciones públicas. Este beneficio llega a los pueblos aislados por la utilización del Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) y la Ley general de Electrificación Rural. Es por eso que, bajo este contexto y teniendo en cuenta que la ciudad del Cusco presenta una irradiación solar anual promedio de $6.3 \text{ kWh/m}^2 - \text{día}$ [5], que es adecuada para su aprovechamiento a través de paneles fotovoltaicos, se plantea la alternativa de electrificación a través de instalaciones fotovoltaicas en la localidad de El Vallecito, que contribuiría a satisfacer las necesidades energéticas de las familias, además de promover el uso de tecnologías eco amigables que permiten la reducción de la brecha de pobreza en esta localidad y la disminución de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).

La implementación de proyectos de energías renovables en localidades remotas se encuentra en concordancia con las políticas de inclusión social del actual gobierno peruano y los Objetivos de Desarrollo Sostenible impulsados por las Naciones Unidas en el año 2015 [6]. De esta manera, la electrificación rural a través de tecnologías fotovoltaicas en la localidad de El Vallecito se perfila como una alternativa para reducir las brechas de desigualdad existentes en materia de acceso a servicios básicos e infraestructura, logrando así la inclusión social y la reducción del índice de pobreza.



Figura 1.1: Distrito de Saylla, Cusco. [3]

1.2. Estado del arte

El uso de las tecnologías fotovoltaicas se ha convertido en una alternativa importante para la electrificación de zonas rurales, asentamientos humanos y pueblos remotos de diversos lugares del mundo que no se encontraban interconectados a la red eléctrica pública o que poseían un deficiente sistema de suministro de energía eléctrica. En el caso específico del Perú, la adopción de sistemas fotovoltaicos u otras tecnologías renovables está atravesando por un proceso de expansión que es acogida favorablemente en los casos de instalaciones en pueblos de acceso remoto. Sin embargo, el desarrollo de las energías renovables aún se encuentra paralizado, debido a las negociaciones y modificaciones legales que aparentemente irán, en un futuro, a definir el crecimiento y predominio de estas fuentes en la matriz energética peruana.

1.2.1. Casos de éxito de instalaciones fotovoltaicas aisladas en el Perú y el mundo

En los últimos años, se han registrado casos exitosos en los que los sistemas fotovoltaicos fueron adoptados como medio de electrificación en comunidades lejanas, satisfaciendo las necesidades energéticas de los pobladores y convirtiéndose en una herramienta de ahorro económico e impacto ambiental. Algunos de estos casos se presentarán a continuación.

1.2.1.1. Tansing y Pranza (Honduras)

Tansing y Pranza, ubicadas al noreste de Honduras, son aldeas de difícil acceso y con fuertes complicaciones por la falta de energía eléctrica. En el año 2014, el Gobierno de la India y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) impulsaron la instalación de 207 paneles solares que generan cada uno 85 watts, capaces de energizar tres lámparas, radio, televisión y la carga de celular y focos [7]. Esta iniciativa mejoró la calidad de vida de las aldeas y significa una inversión mensual de solo el 0.32% de los ingresos básicos o 25 lempiras hondureñas (US\$ 1.14), por cada familia, para contar con recursos cuando se requiera hacer reparaciones a los paneles.

1.2.1.2. Lesoto (Sudáfrica)

El año 2015, en un contexto en el que solo el 28% de los 2 millones de habitantes de las regiones sudafricanas de Lesoto tenía acceso a la red eléctrica, el Centro de Medioambiente Mundial financió el Proyecto de “Electrificación Rural a partir de Energía Renovable”, logrando que 65 villas de los distritos Thaba-Tseka, Mokhotlong y Qacha’s Nek no conectados a la red eléctrica se beneficien de sistemas solares fotovoltaicos, de 85 W de potencia cada una. De esta forma, 30 mil personas pudieron acceder a energía eléctrica renovable y también, a través del uso de paneles solares, se erradicó el consumo de diésel que era utilizado para el bombeo de agua en las irrigaciones de estas comunidades [8].

1.2.1.3. Santa María de Loreto (Cuba)

Santa María de Loreto es un asentamiento rural cubano que cuenta con 43 viviendas que suman un total de 156 habitantes. Para el año 1997, una parte de este asentamiento se encontraba parcialmente electrificado a través de un grupo electrógeno Diesel por tan solo 4 horas diarias, mientras que la otra parte del asentamiento no accedía a electrificación. Gracias a un donativo de "Sol para Cuba" y CUBASOLAR, se instaló una central fotovoltaica con una potencia de 11 KW para el suministro eléctrico (120 VCA/60 Hz) de estas familias. Este proyecto fue diseñado para satisfacer un consumo diario de 1.2 KWh por vivienda [9], el cual erradicó la existencia del grupo electrógeno Diesel en el asentamiento y fortaleció el uso de la planta solar en esta estructura social.

1.2.1.4. Hato Corozal (Colombia)

En el año 2012, el 3,9% de la población colombiana, ubicada en zonas rurales, no estaba interconectada al Sistema Eléctrico Nacional (SIN) y requerían soluciones aisladas. Hato Corozal, a través de la gobernación de Casanare, pudo acceder a la instalación de 206 sistemas de energía fotovoltaica, permitiendo que sus habitantes se beneficien del suministro eléctrico de 80 kWh-mes destinados al consumo domiciliario [10]. De esta manera, la potencia eléctrica instalada cubrió las necesidades energéticas de una vivienda unifamiliar, además que, según los estudios del Municipio de Hato Corozal, representó grandes ventajas para la rentabilidad económica y el impacto ambiental de esta comunidad.

1.2.1.5. Corrientes (Argentina)

En el año 2011, con el apoyo del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), se instalaron sistemas fotovoltaicos aislados para la entrega de energía eléctrica a 85 escuelas rurales de la provincia de Corrientes en Argentina. Los sistemas fotovoltaicos instalados en las escuelas fueron dimensionados para generar entre 400 a 1500 W-pico de potencia que permitieran energizar artefactos electrónicos como: ventilador, heladera, televisor, radiograbador, computadora, entre otros. Gracias a este nuevo suministro eléctrico, los maestros y el alumnado cuentan con mejores condiciones y posibilidades para el aprendizaje [11].

1.2.1.6. Isla de Taquile (Perú)

Hasta el año 2001, la iluminación de los hogares y alojamientos de la isla de Taquile, ubicada al este de la ciudad de Puno, radicó en el empleo de mecheros a kerosene y velas. Es por eso que, en agosto del mismo año, el CER-UNI, realizó la instalación de los primeros 75 sistemas fotovoltaicos en esta isla y de 3 contadores de energía (Ah). Esto permitió que los pobladores

gocen de un mejor acceso a las ventajas de la energía eléctrica, lo cual generó el crecimiento de sus actividades económicas, especialmente la atracción del turismo. Según los resultados de las mediciones, el promedio de consumo eléctrico de cada familia de esta isla osciló entre 5KWh/mes y 7KWh/mes [12].

1.2.2. Antecedentes legales y situación actual de las energías renovables en el Perú

En el último milenio, las organizaciones internacionales, diversos países del mundo y también el Perú, han ido evolucionando sus lineamientos y normativas para dar lugar a las energías renovables como una alternativa de generación eléctrica limpia, competitiva y de gran impacto social. Los acuerdos y leyes más importantes que se dieron en materia energética son:

1.2.2.1. Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7: “Energía Asequible y Sostenible”

En septiembre del 2015, la comunidad internacional adoptó una nueva generación de objetivos denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que definen una senda que permita crear un mundo mejor y más digno. Por primera vez, la energía fue plenamente reconocida como un elemento fundamental del desarrollo que condiciona el progreso de la humanidad. Bajo este concepto, las Naciones Unidas planteó 3 metas alineadas al sector energético que son: garantizar el acceso universal a los servicios energéticos modernos, doblar la tasa de mejora global en eficiencia energética y doblar la proporción de energía renovable en la combinación energética mundial [13]. Todos estos deben ser cumplidos para el año 2030 con el propósito de que la producción energética y su consumo permitan reducir la brecha de pobreza mundial, impulsen las economías de los países y mitiguen los efectos del cambio climático [14].

1.2.2.2. El Acuerdo de París

El Acuerdo de París sobre cambio climático alcanzado el año 2015 es considerado como uno de los mayores logros en materia ambiental en la historia. Dicho acuerdo promueve que tanto naciones desarrolladas como países en desarrollo se comprometan a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono en la que el incremento de fuentes renovables en la matriz energética de los países adquiera un papel protagónico al ser una alternativa para limitar la cantidad de gases efecto invernadero [15]. Asimismo, en dicho acuerdo se planteó la necesidad de recursos financieros y tecnológicos para facilitar que los países en desarrollo puedan superar el consumo de combustibles fósiles y pasar a las energías renovables.

1.2.2.3. Ley de Promoción y Utilización de los Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País (Ley N° 28546)

Esta Ley tiene como objetivo promover la electrificación a través de fuentes energéticas renovables no convencionales para contribuir con el desarrollo de la calidad de vida de las zonas rurales, aisladas y de frontera del Perú, y la protección del medio ambiente. De esta forma, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) queda como la autoridad encargada de promover, dirigir y ejecutar proyectos de electrificación rural que utilicen energías renovables no convencionales, y el desarrollo de proyectos de investigación de fuentes de energía renovable no convencional destinados a la electrificación rural [16].

1.2.2.4. Decreto Legislativo N° 1002

Publicado en el año 2008, este Decreto Legislativo tiene como finalidad promover la inversión nacional y extranjera en la producción de electricidad a través de fuentes energéticas renovables provenientes de fuentes solares, eólicas, geotérmicas, mini hidráulicas o biomasa, y que sean destinadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados Mayores (SAM). De esta manera, dicho Decreto Legislativo permite mejorar la matriz energética peruana en su diversificación y el alcance de la demanda de electricidad en el mercado nacional [17].

1.2.3.5. Procedimiento para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros no Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos)

Aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, este proyecto de resolución fija la tarifa eléctrica rural aplicable a suministros de energía eléctrica atendidos a través de sistemas fotovoltaicos y sus condiciones de aplicación. La fijación de dicha tarifa tiene como finalidad la promoción de la viabilidad y sostenibilidad del servicio eléctrico a través de sistemas fotovoltaicos, incorporando los cargos de corte y reconexión, y costos de retiros y explotación. De esta manera, Osinergmin adquiere la facultad de poder autorizar la aplicación mensual de la tarifa eléctrica rural aplicable a suministros renovables no convencionales en función de la energía promedio mensual (KWh/mes) generada por cada tipo de módulo fotovoltaico establecido por la entidad, considerando además que esta tarifa no incluye el Impuesto General a las Ventas (IGV) aplicable al usuario final por la prestación del servicio eléctrico. También, la aplicación de la tarifa está sujeta a la Ley N° 27510, Ley del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), y sus modificaciones [18].

1.2.3.6. Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

El Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), creado por Ley N° 27510, está dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales

del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 KWh/ mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5. En el año 2014, dicho Fondo atravesó por modificaciones de adecuación de los parámetros de aplicación del mismo para los usuarios Urbano-Rural y Rural de los Sectores Típicos 4, 5 y 6, con la finalidad de atenuar el impacto tarifario en las regiones con mayor índice de pobreza [19]. En la actualidad, los usuarios de sistemas aislados de los sectores Urbano-Rural y Rural cuentan con la reducción tarifaria del 77.5% para consumos menores a los 30 KWh/mes.

1.2.3.7. Decreto Supremo que Aprueba el Reglamento de Generación Distribuida

La Generación Distribuida definida a partir de la Ley N° 28832 como la “Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica” [20], es un nuevo concepto en materia energética que el Perú está intentando adoptar. Siendo así que, en agosto del 2018 se publicó el Decreto Supremo que Aprueba el Reglamento de Generación Distribuida (Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM), mediante el cual se plantean medidas de promoción para la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes, en las cuales se considera disposiciones relacionadas a las energías renovables como el derecho de los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración a disponer de ellos para su propio consumo o inyección de sus excedentes al sistema de distribución.

1.3. Justificaciones

1.3.1. Justificaciones Eléctricas

- A pesar de que la región del Cusco pertenece al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y se beneficia del suministro eléctrico a través de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa [21], ciertas localidades como El Vallecito aún no forman parte de esta interconexión debido a su remota ubicación, altura o geografía accidentada (Anexo 2) que impiden la extensión de la red pública. El uso de sistemas fotovoltaicos en esta localidad permitirá entregar de manera más eficiente y económica el servicio eléctrico a los habitantes.
- La instalación de sistemas fotovoltaicos es considerada como una alternativa de eficiencia energética, debido a que los sistemas fotovoltaicos están dimensionados de acuerdo con la necesidad energética de una familia. Esto favorece el ahorro energético.

1.3.2. Justificaciones Económicas

- Debido a los elevados costos que demanda dotar de energía eléctrica convencional a las localidades aisladas, se justifica la instalación de sistemas fotovoltaicos de tipo aislado, los cuales resultan ser más económicos (instalación y consumo) en comparación con la extensión de la red pública de Electro Sur Este a domicilios remotos. Asimismo, la posibilidad de interconectar los sistemas fotovoltaicos a la red pública ya existente permitiría la mejora de la calidad de dotación de energía eléctrica y la reducción de los costos por servicios de electricidad a futuro [22].
- Los procesos de subasta para la inclusión de energías renovables en la matriz energética peruano promocionados por OSINERMIN [23] y el Protocolo de Kyoto (1997) promueven las inversiones extranjeras y el abaratamiento en las tecnologías para energías renovables [24]. Estos beneficios no son concedidos a las instalaciones de la red pública.

1.3.3. Justificaciones Legales

- La instalación de sistemas fotovoltaicos en la localidad El Vallecito del distrito de Saylla-Cusco está avalada y sigue el lineamiento del Decreto Legislativo N° 1002, el cual fomenta la producción energética proveniente de recursos renovables para que estos representen el 20% de la matriz energética del Perú para el 2040 [17].

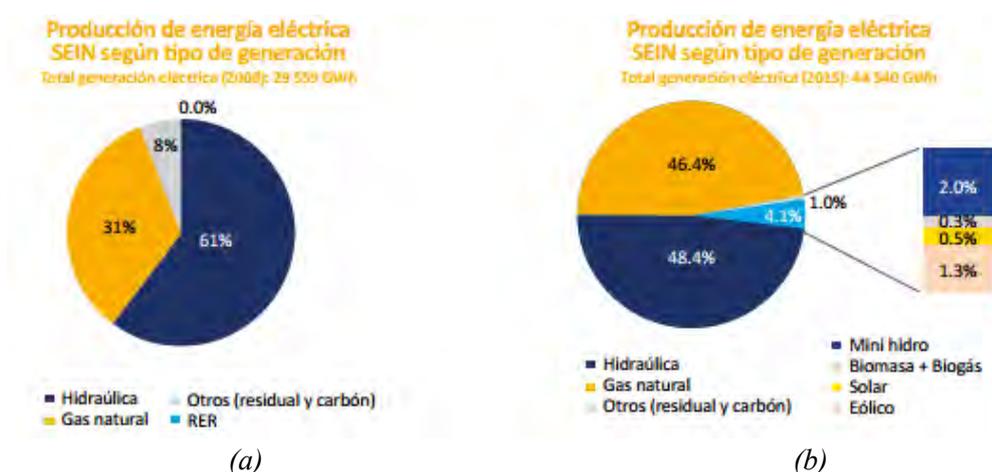


Figura 1.2: Producción de energía eléctrica SEIN según tipo de generación, en donde: (a) Total generación eléctrica 2008 y (b) Total generación eléctrica 2015 [25]

- Así también, la instalación de dichos sistemas fotovoltaicos se encuentra en el marco de la Ley N° 2874921 que busca la reducción de los indicadores de desigualdad social

en el Perú a través del incremento al acceso del servicio eléctrico eficiente y sostenible en las zonas rurales a través de fuentes de energías renovables no convencionales [26].

1.3.4. Justificaciones Sociales

- La actual población peruana asciende a 31'700,000 habitantes, de los cuales el 5.148%, tal como se muestra en la Figura 1.3, aún no cuenta con acceso a la electricidad. Es decir, en el Perú, 1 648 000 personas no gozan del suministro eléctrico.
- Los habitantes de la localidad El Vallecito, Saylla-Cusco, al verse beneficiados por la electrificación fotovoltaica y su capacitación, podrán mejorar su calidad de vida al aprovechar la luz eléctrica para alargar sus actividades diarias. Asimismo, a través de este servicio se les facilitará acceder a oportunidades como la educación, salud, comunicaciones y actividades comerciales. De esta forma, las instalaciones fotovoltaicas como medio de electrificación serán una herramienta clave para el incremento del Índice de Desarrollo Humano (IDH) e inclusión social en esta comunidad.

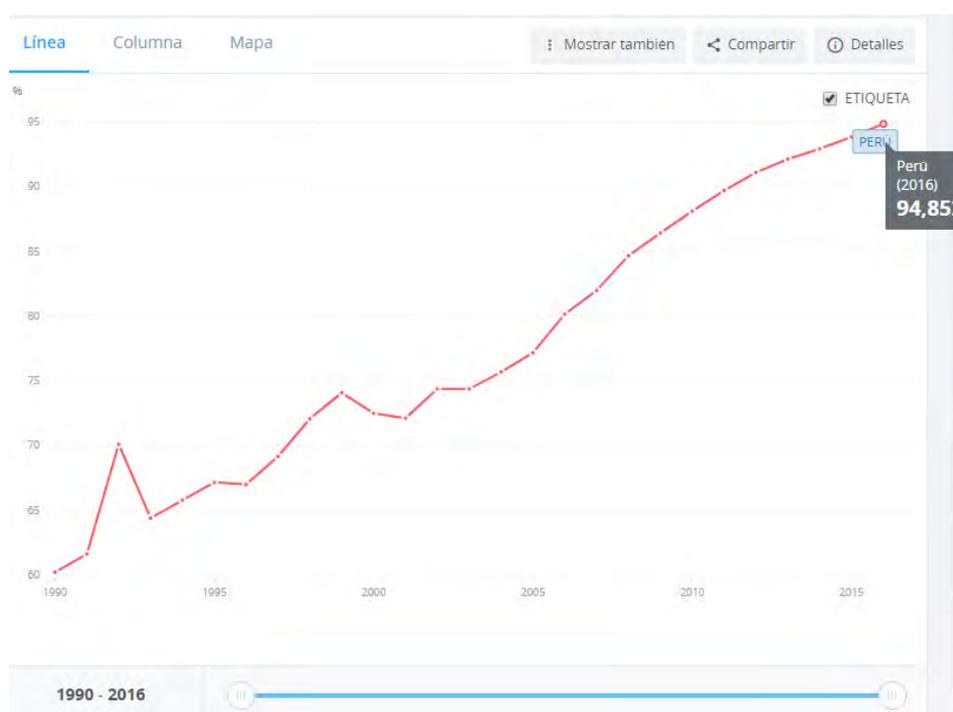


Figura 1.3: Porcentaje de habitantes con acceso a la electricidad en el Perú (2016) [1].

1.3.5. Justificaciones de Impacto Ambiental

- El cambio climático y la mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), se han convertido en uno de los desafíos más arduos del siglo XXI [27]. Es por ello que, con la instalación de sistemas fotovoltaicos aislados promueve la reducción de emisiones de GEI.
- Este tipo de instalaciones tampoco presentarán riesgos de contaminación del aire, derrame en los suelos y ríos, o contaminación sonora.

1.3.6. Justificaciones Meteorológicas

- Según se consta en el “*NASA Prediction of Worldwide Energy Resource*”, entre enero del año 2017 y julio del 2018, la ubicación de El Vallecito ha presentado un rango de valores de radiación solar que oscila entre 6.3 y 8.1 $KWh/m^2/día$ [5], además de una temperatura promedio anual máxima de 22°C y mínima de 1°C [28]. Estos valores son óptimos para el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos en la comunidad y se muestran en la Figura 1.4.

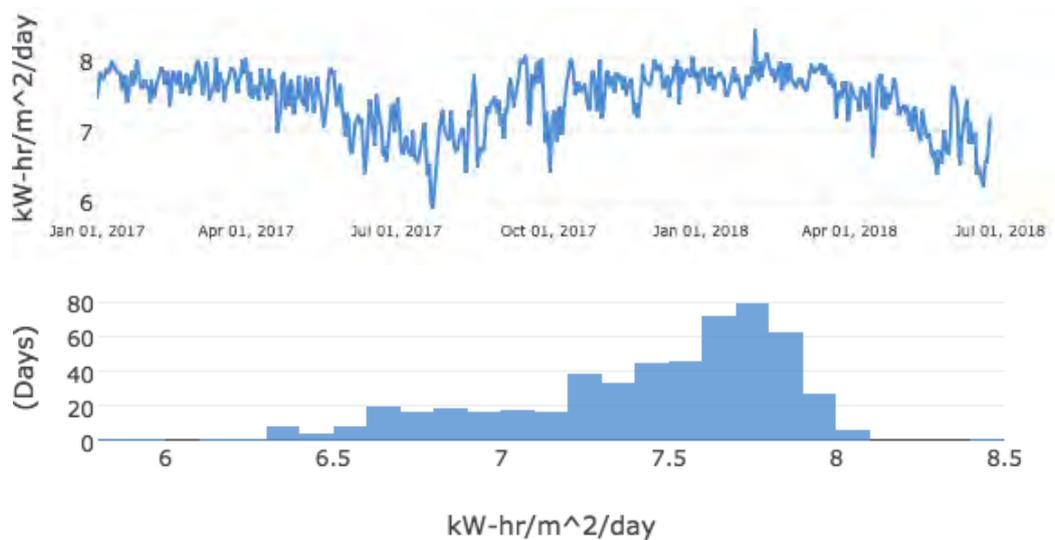


Figura 1.4: NASA Prediction of Worldwide Energy Resource: Saylla, Cusco. [29]

1.4. Análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas)

El análisis FODA permitirá entender las principales fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que enfrenta el proyecto realizado. De esta manera se puede determinar que la principal fortaleza de implementar un sistema fotovoltaico en la localidad rural de El Vallecito es la presencia de un nivel de irradiancia solar mínima de $6.3 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$ (mientras que, en promedio, en la ciudad del Cusco la irradiancia solar mínima es de $5.5 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$), la cual hace posible una entrega de energía eléctrica de calidad en cualquier mes del año. Asimismo, este proyecto presenta oportunidades económicas avaladas por las actuales Leyes que promocionan el uso de energías renovables no convencionales y el incremento de las inversiones en proyectos de Ciencia y Tecnología. Por otro lado, una de las principales debilidades analizadas es la ausencia de pruebas de campo en la misma localidad de El Vallecito que hubiera podido robustecer los resultados técnicos de la presente tesis. Finalmente, una de las mayores amenazas detectadas es la vulnerabilidad que tiene la localidad de El Vallecito a sufrir intensas lluvias y tormentas eléctricas que pueden dañar el sistema fotovoltaico aislado. El detalle de este análisis puede apreciarse en la Figura 4.39.

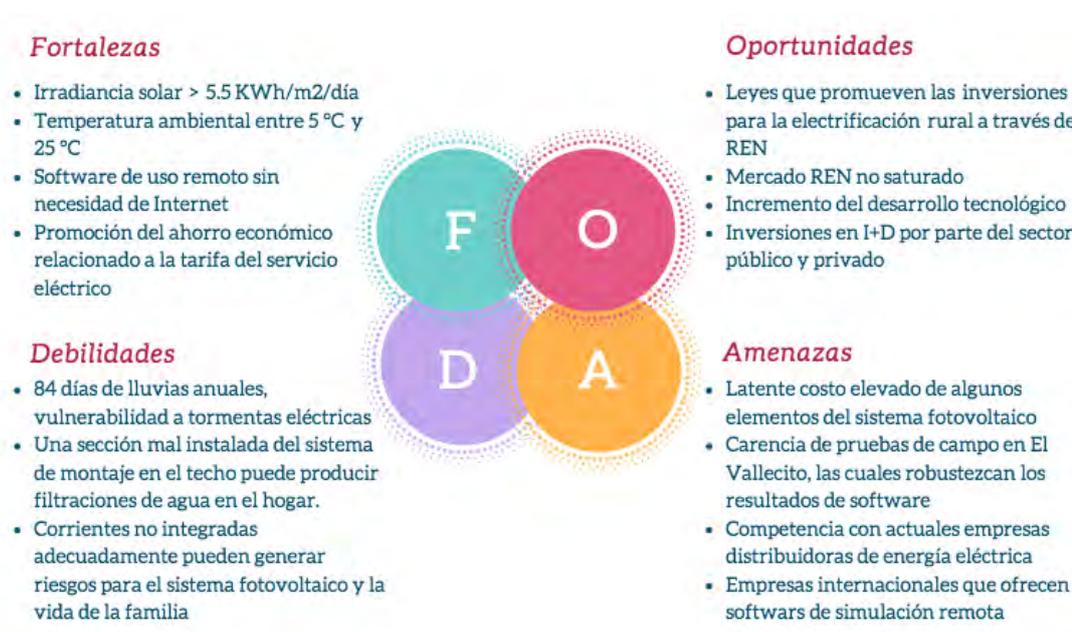


Figura 1.5: Análisis FODA para una instalación fotovoltaica en El Vallecito, Saylla, Cusco.

1.5. Objetivos

1.4.1. Objetivo Principal

Evaluar y justificar la factibilidad técnica, económica y social de la instalación de un sistema fotovoltaico aislado para dotar del servicio eléctrico a los pobladores de la localidad El Vallecito - Cusco.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar, haciendo uso del software Matlab, los elementos del sistema fotovoltaico correspondientes al panel fotovoltaico, conversor DC/DC, inversor DC/AC y controlador.
- Dimensionar un sistema fotovoltaico óptimo para el consumo eléctrico domiciliario en la localidad de El Vallecito, el cual se encuentre regido por la Norma Técnica Peruana (NTP_MEM).
- Analizar la viabilidad económica del acceso al servicio eléctrico domiciliario a través de un sistema fotovoltaico aislado en la localidad rural de El Vallecito.
- Analizar las posibles implicancias de índole social que origina la instalación de un sistema fotovoltaico aislado como alternativa de suministro eléctrico en la localidad de El Vallecito.

CAPÍTULO 2

Fundamentos para el desarrollo de un sistema fotovoltaico aislado

El acceso universal a la energía es esencial para casi todos los desafíos a los que se enfrenta el mundo actualmente. En este sentido, el uso de la energía solar fotovoltaica se perfila como una oportunidad para transformar la vida y economía de las sociedades, y la preservación de los recursos del planeta. Bajo este concepto, se plantea evaluar la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico aislado en la localidad de El Vallecito en el distrito de Saylla-Cusco que dote de suministro eléctrico a los domicilios no conectados a la red pública. En las siguientes páginas se desarrollarán los fundamentos teóricos, técnicos y legales que servirán de cimientos para la elaboración del modelamiento del sistema fotovoltaico que presentará una estructura la cual puede apreciarse en la Figura 2.1.

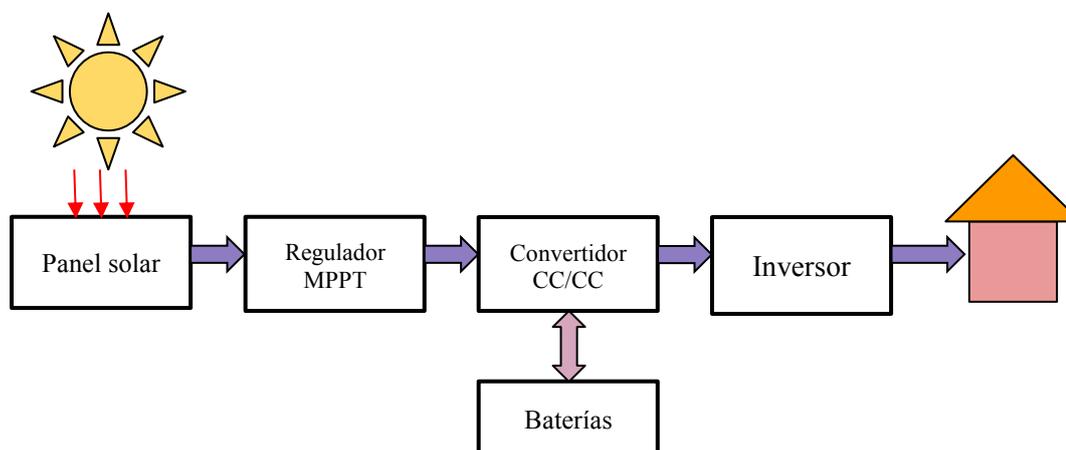


Figura 2.1: Diagrama de bloques de la instalación fotovoltaica (elaboración propia)

2.1. Energía Solar

La energía solar es la fuente de energía más abundante de la Tierra, es renovable, disponible, gratuita y se encuentra en cantidades superiores a las necesidades energéticas de la población mundial. Es la energía radiante producida en el sol como resultado de reacciones nucleares de fusión que llegan a la Tierra a través del espacio en paquetes de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre [29]. De esta forma, la energía solar se define como el cúmulo de fotones que al ser capturados son convertidos en energía térmica o eléctrica a través de métodos pasivos, sistemas activos o sistemas fotovoltaicos [30].

2.2. La celda fotovoltaica y el efecto fotoeléctrico

2.2.1. Efecto Fotoeléctrico

El efecto fotovoltaico es la propiedad de determinados materiales semiconductores, como el silicio, para generar energía eléctrica cuando están expuestos a la radiación solar. Dicha conversión se da en la celda fotovoltaica cuando un fotón con suficiente energía incide sobre la célula y es absorbido por los materiales semiconductores, liberando un electrón. De esta manera, una intensa incidencia de radiación permitirá la abundante liberación de electrones, lo cual elevará la corriente producida [31].

2.2.2. Celda Fotovoltaica

La celda o célula fotovoltaica es el dispositivo principal y capaz de convertir los fotones provenientes de la luz del sol en electricidad. Está formado, por una delgada lámina de silicio encapsulada por vidrio o plástico de aproximadamente 10 cm de lado y un espesor que oscila entre los 0.25 y 0.35mm [32]. La celda fotovoltaica posee un comportamiento similar al de un diodo, debido a que la parte de la célula expuesta a la radiación está compuesta por silicio dopado tipo N y la parte situada en la zona de oscuridad, metalizada por completo, se compone por silicio dopado tipo P (Anexo 4).

Por otro lado, con el fin de proporcionar la potencia necesaria al sistema fotovoltaico se debe recurrir a la asociación de varias células que permitan incrementar la corriente o el voltaje en el sistema. De esta manera, la conexión en serie de las células permite aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente y la conexión en paralelo logra incrementar la intensidad total de corriente del conjunto. La conexión en serie y en paralelo de las celdas fotovoltaicas es mostrada en la Figura 2.2.

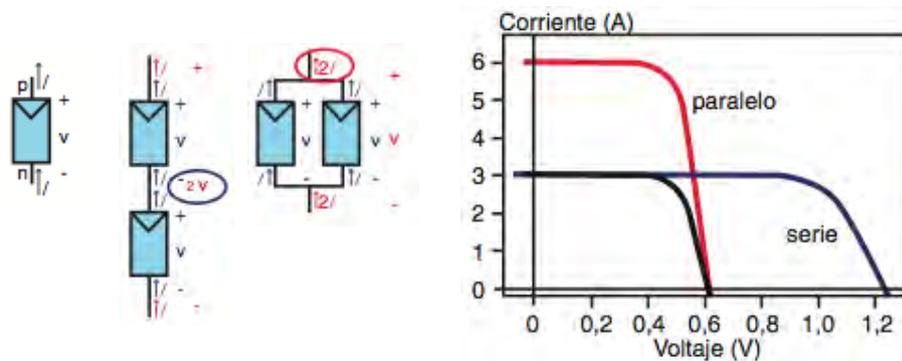
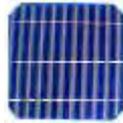


Figura 2.2: Conexión en serie y paralelo de las células fotovoltaicas. [32]

Los materiales más demandados para la fabricación de células fotovoltaicas en el mercado actual se listan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Tipos de materiales para la fabricación de módulos fotovoltaicos [32].

Material	Rendimiento	Ventajas	Desventajas	Aspecto
Silicio Monocristalino	15 - 18%	-Mejor rendimiento -Eficiencia de 150Wp/m ² -Mayor número de fabricantes	-Costo más elevado	
Silicio Policristalino	12 - 14%	-Su forma cuadrada permite el ahorro de área del módulo -Eficiencia de conversión óptima (100 Wp/m ²)	-Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja	
Silicio Amorfo	< 10%	-Funciona con luz difusa muy baja (días nublados) -Menos costosa -Se integra sobre soportes flexibles o rígidos	-Rendimiento bajo el sol de 5%-7% -Rendimiento decrece con el tiempo	

2.2.3. Parámetros de la Celda Fotovoltaica

Las Tablas 2.2 (a) y (b) presentan los parámetros de funcionamiento de la celda fotovoltaica.

Tabla 2.2: (a) Parámetros de funcionamiento de la celda fotovoltaica (elaboración propia).

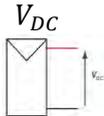
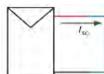
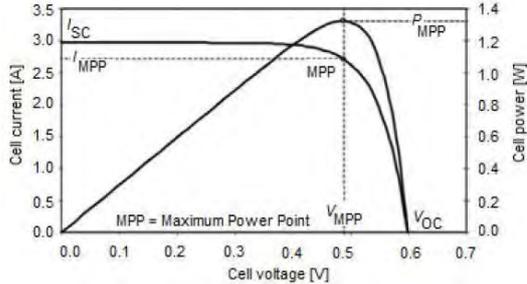
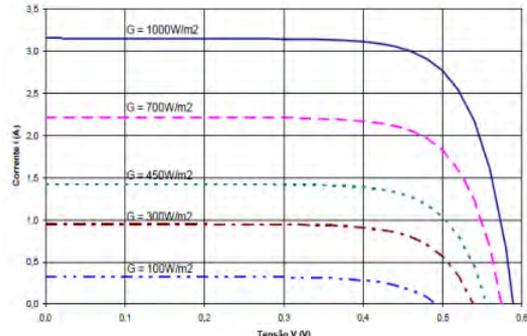
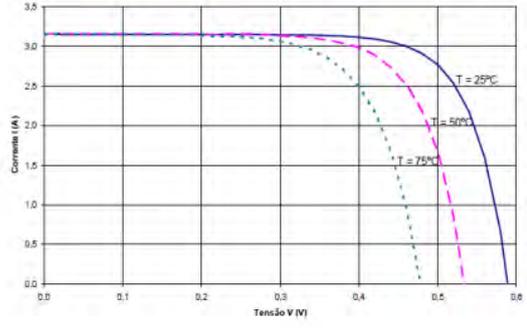
Parámetro	Definición	Caracterización
Corriente de oscuridad	Corriente generada al incidir la irradiancia solar sobre la celda.	I_L
Corriente de iluminación	Corriente generada por la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.	$I_D(V) = I_0 \left[\exp\left(\frac{eV}{kT_c}\right) - 1 \right]$ (2.1)
Tensión de circuito abierto	Máxima tensión que se obtiene en los extremos de la celda solar, cuando no está conectada a ninguna carga.	V_{DC} 
Corriente de cortocircuito	Máximo valor de corriente que puede circular por la celda solar cuando sus terminales están cortocircuitados.	I_{SC} 

Tabla 2.2: (b) Parámetros de funcionamiento de la celda fotovoltaica (elaboración propia).

Parámetro	Definición	Caracterización
Factor de Forma	Cociente entre la máxima potencia que puede entregar la celda a la carga y el producto de VOC e ISC. Los valores típicos de FF son 0,7 o 0,8.	$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.2)$
Eficiencia de conversión fotovoltaica	Relación porcentual entre la potencia de salida con respecto a la potencia recibida del sol.	$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{S \cdot G} \quad (2.3)$
Corriente vs Voltaje en una celda solar	La potencia pico (Wp) será obtenida a través del producto de la corriente máxima pico (Imp) y la tensión máxima pico (Vmp) [34].	 <p style="text-align: center;">MPP = Maximum Power Point</p> $W_P = V_{mp} I_{mp} \quad (2.4)$
Influencia de la radiación solar	La corriente en una celda fotovoltaica se verá incrementada a medida que la irradiancia [W/m^2], también aumente. Es por eso que, se determina que las celdas solares se mantengan la mayor cantidad de tiempo de cara al sol [34].	
Influencia de la temperatura	Las celdas fotovoltaicas pierden eficiencia a medida que aumenta su temperatura de funcionamiento, dado que gran parte de la energía de la luz incidente sobre ellas se convierte en calor. Se debe evaluar la compatibilidad entre el material de las células y la temperatura de operación o, también, proveer un sistema de enfriamiento [34].	

2.3. Estructura del Sistema Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos están definidos como el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos, y electrónicos que cumplen con el objetivo de captar y transformar la energía solar en energía eléctrica apta para ser utilizada [34]. Estos sistemas son divididos en dos categorías:

- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.** - Están permanentemente conectados a la red pública. En las horas que la radiación solar no es suficiente para cubrir la demanda de electricidad, la red pública se encarga de proporcionar la energía necesaria.
- **Sistemas fotovoltaicos aislados.** - Son usados para usuarios con consumo de energía bajos (menor a 1 KW), a quienes no les es necesario compensar la demanda de energía eléctrica conectándose simultáneamente a la red pública.

2.3.1. Requisitos para el dimensionamiento

Las características del sistema fotovoltaico y su respectivo funcionamiento dependen del medio donde operará y del régimen de consumo eléctrico. Por esta razón, se debe definir las características climáticas y geográficas donde se instalará el sistema. En el caso que se desconozca el lugar de destino final, debe tomarse en cuenta las condiciones generales detalladas a continuación y definidas en el reglamento "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30].

- Irradiancia solar mínima mensual anual: 3,5 KWh/m²-día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual: 1 200 W/m²
- Humedad relativa: 90 %
- Rango de temperaturas ambiente: -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento: 120 km/h
- Altura: 5 000 m.s.n.m

2.3.2. Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico constituye la fuente de energía principal de toda la instalación. Es el resultado de asociar un conjunto de células solares en serie y paralelo encargadas de captar la radiación solar y transformarla en electricidad, generando una corriente continua (CC). El número de paneles es determinado por la potencia que se requiere suministrar, y la forma de conexión se establece en función de la tensión nominal del suministro y la intensidad de corriente que se desee generar [35].

El circuito eléctrico equivalente de una célula solar está formado por una fuente de corriente I_L dependiente de la irradiancia, un diodo ideal caracterizado por un factor de idealidad n y por el cual atraviesa la corriente de saturación I_0 . Además, el circuito presenta dos resistencias de pérdidas R_s y R_{sh} [36]. Esto se aprecia en la Figura 2.3.

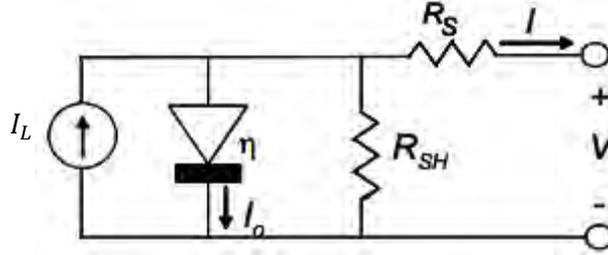


Figura 2.3: Circuito eléctrico de una célula fotovoltaica [36]

El comportamiento eléctrico de la célula fotovoltaica es caracterizado mediante la expresión

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_s \cdot I)}{n \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right) - 1 \right] - I_{sh}, \quad (2.5)$$

la cual manifiesta que el valor de I ha sido determinado por los valores previos de las ecuaciones correspondientes a la corriente fotoeléctrica I_{ph} , la corriente de saturación I_0 , la corriente de saturación inversa I_{rs} y la corriente Shunt I_{sh} . En donde la corriente fotoeléctrica I_{ph} es aquella obtenida a través de la conversión de fotones provenientes del sol en flujo de electrones y está caracterizada por la fórmula

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_i \cdot (T - 298)] \cdot \frac{G}{1000} \quad (2.6)$$

Dicha corriente es dependiente de la corriente de cortocircuito, determinado por el fabricante, la temperatura T del ambiente y la irradiancia G . En cuanto a la corriente de saturación I_0 , es aquella que se desprende de la corriente fotoeléctrica e ingresa a la rama del diodo ideal. Está caracterizado por la fórmula

$$I_0 = I_{rs} \cdot \left(\frac{T}{T_n}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{q \cdot E_{go} \cdot (1/T_n - 1/T)}{n \cdot K}\right], \quad (2.7)$$

en la cual, la corriente de saturación inversa I_{rs} rige su comportamiento. Además, esta expresión matemática está modelada por la temperatura del ambiente T , la temperatura nominal que es de 25 °C, la carga de un electrón q que equivale a $1.6021 \times 10^{-19} C$, la energía en la banda GAP del semiconductor E_{go} , el factor de idealidad del diodo n de 1.3 y la constante de Boltzmann igual a $1.3806 \times 10^{-23} J/K$. Mientras que la corriente de saturación inversa está caracterizada por

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{q \cdot V_{oc}}{n \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right)} - 1}, \quad (2.8)$$

en donde, dicha corriente está parametrizada por la corriente de cortocircuito I_{sc} , la carga de un electrón q , la tensión en circuito abierto V_{oc} establecido por el fabricante, el factor de idealidad del diodo n de 1.3, la constante de Boltzmann igual a $1.3806 \times 10^{-23} \text{ J/K}$, la temperatura del ambiente T y el número de celdas solares conectadas en serie N_s . Finalmente, la corriente Shunt I_{sh} es aquella que va a incidir sobre la resistencia Shunt paralela al diodo ideal y tendrá la siguiente caracterización

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}}, \quad (2.9)$$

en donde V es la tensión obtenida en los bornes del circuito y las resistencias en serie N_s y Shunt R_{sh} que parametrizan la expresión. Además, para hallar el valor de la irradiancia según la longitud de onda y la temperatura de la localidad se recurrirá a la expresión

$$E_\lambda = \frac{3,74 \cdot 10^{-34}}{\lambda^5 \cdot (e^{\frac{0,0143}{\lambda \cdot T}} - 1)}, \quad (2.10)$$

donde λ estará expresado en μm y, por consiguiente, la irradiancia espectral E_λ estará en $\text{W/m}^2 \mu\text{m}$ [36]. Además, e representa la carga de un electrón $1.6021 \times 10^{-19} \text{ C}$ y T es la temperatura de la celda en $^\circ\text{K}$ $\rightarrow T_K = T + 273$.

Para la correcta simulación del módulo fotovoltaico se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos del módulo fotovoltaico en: características generales (MFV-CG-1, MFV-CG-2, MFV-CG-3, MFV-CG-4), características físicas (MFV-CF-1, MFV-CF-3, MFV-CF-4), protecciones (MFV-P-1, MFV-P-2) y características eléctricas (MFV-CE-1, MFV-CE-2, MFV-CE-3), (Anexo 3).

2.3.3. Controlador de carga

Es un equipo encargado de controlar y regular el paso de corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías. Se puede entender como un interruptor cerrado colocado en serie entre los paneles y baterías durante el proceso de carga de las baterías, y abierto cuando las baterías están totalmente cargadas. De este modo, un controlador de carga regula la forma de realizar la carga de las baterías cuando los paneles solares están recibiendo radiación solar, evitando que se produzcan cargas excesivas. E inversamente, durante el tiempo de consumo de electricidad en la vivienda, este dispositivo evita las descargas excesivas que puedan dañar la vida de las baterías [38].

En la Tabla 2.3 se presenta la clasificación de reguladores según la tecnología del interruptor, la estrategia de desconexión de consumo y la posición del interruptor de control de generación.

Tabla 2.3: Clasificaciones de los tipos de reguladores [38].

	Según tecnología del interruptor	Según estrategia de desconexión del consumo	Según posición del interruptor de control de generación
Tipo de regulador	-Relé electromecánico -Estado sólido (MOSFET, IGBT...)	-Por tensión -Por algoritmos de cálculo del estado de carga -Por algoritmos de gestión de la energía	-Serie -Paralelo

El esquema eléctrico del controlador de carga consiste en dos relés int_{panel} e int_{carga} que permiten conectar o desconectar los paneles solares y las cargas de la batería. Los relés están gobernados por comparadores con histéresis c_{panel} y c_{carga} que monitorean la tensión de la batería $V_{batería}$ [37]. Cuando la batería se sobrecarga, el controlador desconectará los paneles solares, evitando que la batería llegue a saturarse. Cuando la batería esté excesivamente descargada, el controlador desconectará las cargas para evitar descargas profundas. El modelo del controlador de carga se puede observar en la Figura 2.4.

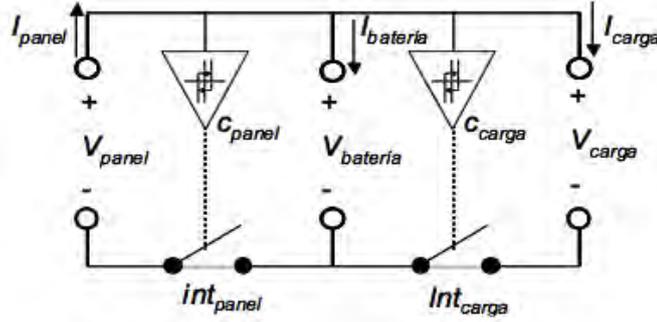


Figura 2.4: Circuito eléctrico para un controlador de carga [37].

Cuando los paneles solares son desconectados de la batería, la tensión en los bornes del panel V_{panel} ya no será la misma que la tensión de la batería $V_{bateria}$. En este caso, los paneles fotovoltaicos poseen la tensión de circuito abierto que es superior a la tensión máxima de la batería. Es por eso que, los límites de tensión del ciclo de histéresis deben seguir la caracterización

$$interruptor_{panel} = \begin{cases} desconexión, & V_{bateria} \geq V_{hp_{max}} \\ conexión, & V_{bateria} \leq V_{hp_{seg}} \end{cases} \quad (2.11)$$

Donde $V_{hp_{max}}$ debe ser lo suficientemente elevada para que solo abra el circuito cuando la batería entre en sobrecarga y $V_{hp_{seg}}$ debe ser lo suficientemente baja para que la batería pueda liberarse de parte de su carga y al desconectarse los paneles no se rearme instantáneamente.

Para la desconexión de las cargas, los límites de tensión del ciclo de histéresis son modeladas de manera inversa al caso de desconexión de paneles. De esta manera, el comportamiento en la desconexión de cargas se caracteriza por la fórmula

$$interruptor_{carga} = \begin{cases} desconexión, & V_{bateria} \leq V_{hc_{min}} \\ conexión, & V_{bateria} \geq V_{hc_{seg}} \end{cases} \quad (2.12)$$

en la que se determina que, si la tensión de la batería disminuye por debajo del umbral de tensión $V_{hc_{min}}$, el controlador deberá desconectar las cargas y permitir que la batería recupere energía hasta la tensión de seguridad $V_{hc_{seg}}$ antes de conectarlas.

Para la correcta simulación del controlador de carga se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica: "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos del controlador de carga en: características generales (C-CG-1, C-CG-2, C-CG-3), características físicas (C-CF-1, C-CF-2, C-CF-3, C-CF-4), protecciones (C-P-1, C-P-2, C-P-3, C-P-4, C-P-5, C-P-6), características eléctricas (C-

CE-1, C-CE-2, C-CE-3, C-CE-4, C-CE-5, C-CE-6, C-CE-7, C-CE-8, C-CE-9, C-CE-10, C-CE-11) y funcionamiento en condiciones extremas de operación (C-FCEO-1, C-FCEO-2), (Anexo 3).

2.3.4. Banco de baterías

Son elementos que almacenan la energía que se produce durante el día debido a la radiación solar que impacta a los módulos fotovoltaicos, para ser utilizada en la noche o durante periodos de poca radiación solar. El uso de baterías, a través de la transformación de energía química en eléctrica, permite poder inyectar una intensidad de corriente superior a la que los propios paneles solares puedan entregar, proporcionar una potencia instantánea elevada y fijar la tensión de trabajo de la instalación [36]. La Tabla 2.4 muestra los parámetros de funcionamiento de la batería.

Tabla 2.4: Parámetros de funcionamiento para una batería [32].

Parámetro	Definición	Caracterización
Capacidad	Producto de la intensidad de descarga de la batería durante el tiempo en el que está operando.	$C = t \cdot I$ [Ah] (2.13)
Eficiencia de carga	Relación porcentual entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Este valor debe ser próximo al 100 %, caso contrario será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.	$\eta = \frac{E_g}{E_r} \cdot 100\%$ (2.14)
Autodescarga	Proceso en el cual la batería fuera de operación tiende a descargarse.	-
Profundidad de descarga	Cantidad de energía porcentual que se obtiene de la batería durante una descarga. Guarda relación con la vida útil de la batería.	-

Las baterías más utilizadas en las instalaciones fotovoltaicas son las de plomo-ácido y en el caso de implementar un sistema fotovoltaico que requiera una capacidad elevada, es recomendable utilizar baterías de tipo tubulares estacionarias. En la Tabla 2.5 se presenta un cuadro comparativo entre los tipos de baterías más comunes del mercado actual.

Tabla 2.5: Tipos de baterías de la clasificación plomo-ácido [25].

Tipo	Ventajas	Desventajas	Aspecto
Tubular estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> - Ciclado profundo - Tiempos de vida largos - Reserva de sedimentos 	<ul style="list-style-type: none"> - Precio elevado 	
Arranque SLI (automóviles)	<ul style="list-style-type: none"> - Precio más cómodo - Fácil disponibilidad en el mercado 	<ul style="list-style-type: none"> - Ineficiente ante ciclado profundo - Bajas corrientes - Tiempo de vida corto - Escasa reserva de electrolito 	
Solar	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia reserva de electrolito. - Eficiente en ciclados medios. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempos de vida medio - No recomendada para ciclados profundos y prolongados. 	
Gel	<ul style="list-style-type: none"> - No requiere de mantenimiento continuo 	<ul style="list-style-type: none"> - Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremas 	

El circuito eléctrico de la batería en etapa de carga, la cual se aprecia en la Figura 2.5, se modela como una fuente de tensión conformadas por la tensión V_g y la resistencia R_g , las cuales operan de acuerdo con el estado de carga de la batería o, en inglés, State of Charge (SOC), la corriente I que circula por la fuente y la temperatura de trabajo T .

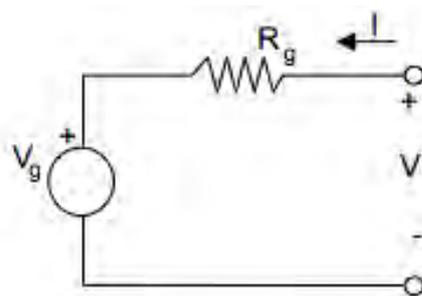


Figura 2.5: Circuito eléctrico equivalente para una batería [37].

La fuente de tensión V_g representa la energía almacenada en las baterías y depende del estado de carga de la misma batería. La resistencia R_g representa la resistencia interna de la batería que opone al flujo de energía o pérdidas (por efectos de corriente, temperatura y estado de carga). Siendo así que una batería dañada presenta un valor elevado en la resistencia interna, independiente del punto de trabajo [36]. Por otro lado, los valores del estado de carga (SOC)

oscilan entre 0 y 1, y su caracterización depende de la capacidad de la batería $C(t)$ en Ah, la eficiencia de carga η y la corriente que circula $I(t)$.

$$SOC(t_i) = \frac{1}{C(t_1)} \cdot \int_{-\infty}^{t_i} n_c(t) \cdot I(t) \cdot \delta t \quad (2.15)$$

$$C(t) = \frac{C_{nominal} \cdot C_{t-coef}}{1 + A_{cap} \left(\frac{|I(t)|}{I_{nominal}} \right)^{B_{cap}}} \cdot (1 + \alpha_c \cdot \Delta T(t) + \beta_c \cdot \Delta T(t)^2) \quad (2.16)$$

$$I_{nominal} = \frac{C_{nominal}}{n} \quad (2.17)$$

donde $C_{nominal}$ es la capacidad nominal estimada en Ah, C_{t-coef} , A_{cap} , B_{cap} son los parámetros propios del modelo, ΔT es la variación de temperatura respecto a la temperatura referencial de 25°C. Mientras que n equivale al número de horas, $I_{nominal}$ es la corriente de descarga respecto a $C_{nominal}$ y α, β son coeficientes dependientes de la temperatura.

Para la correcta simulación de la batería se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica: "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos de la batería en: características generales (B-CG-1, B-CG-2, B-CG-3), características físicas (B-CF-1, B-CF-2, B-CF-3, B-CF-4, B-CF-5, B-CF-6), y características eléctricas (B-CE-1, B-CE-2, B-CE-3, B-CE-4), (Anexo 3).

2.3.5. Convertidor CC/CC

El convertidor CC/CC es el dispositivo encargado de conectar los paneles solares a las baterías, permitiendo una sensible mejora en el rendimiento total de la instalación fotovoltaica. De la misma manera, el convertidor CC/CC otorgará la posibilidad de aplicar distintas políticas de control a nivel de sistema.

Dado que los paneles fotovoltaicos son considerados como una fuente de corriente y las baterías como una fuente de voltaje, se requiere que el convertidor se comporte como una fuente de tensión regulada V_C en la etapa de entrada y como una fuente de corriente regulada I_C en la etapa de salida, como se puede apreciar en la Figura 2.6.

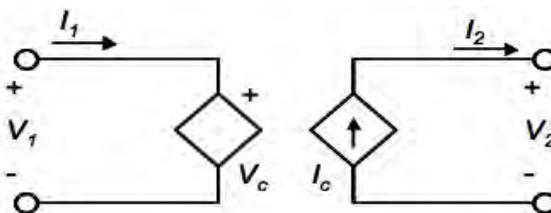


Figura 2.6: Circuito eléctrico para el convertidor CC/CC [36].

El convertidor CC/CC es caracterizado por la corriente regulada I_C que depende de las condiciones meteorológicas con las que trabajen los paneles solares y las condiciones de control del sistema, y la ecuación

$$V_C = \frac{V_2 I_2}{\eta I_1}, \quad (2.22)$$

Además, la tensión de entrada del convertidor V_C debe oscilar entre los valores que lo sitúen entre la tensión correspondiente al máximo punto de potencia V_{pmp} y la tensión en circuito abierto del panel fotovoltaico V_{on} . Mientras que, la corriente regulada se encuentra en el intervalo entre 0 A y la corriente en el punto máximo de potencia I_{pmp} del panel fotovoltaico.

$$\begin{cases} 0 \leq I_C \leq I_{pmp} \\ V_{pmp} \geq V_C \geq V_{on} \end{cases} \quad (2.23)$$

Para la correcta simulación del convertidor CC/CC se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica: "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos del control del convertidor CC/CC en: características generales (CV-CG-1, CV-CG-2, CV-CG-3, CV-CG-4), características físicas (CV-CF-1, CV-CF-2, CV-CF-3, CV-CF-4, CV-CF-5, CV-CF-6, CV-CF-7, CV-CF-8), protecciones (CV-P-1, CV-P-2, CV-P-3, CV-P-3), características eléctricas (CV-CE-1, CV-CE-2, CV-CE-3, CV-CE-4, CV-CE-5) y funcionamiento en condiciones extremas de operación (CV-FCEO-1), (Anexo 3).

2.3.6. Conversor CC/CA

El conversor de corriente CC/CA, también llamado inversor, es un dispositivo electrónico de potencia encargado de convertir la corriente continua (CC), proveniente de los generadores fotovoltaicos, en una corriente alterna (CA) con características similares a las de la red pública (tensión y frecuencia), de tal manera que se evite perturbaciones en la distribución del suministro eléctrico en los domicilios. Asimismo, el conversor CC/CA debe poseer características como alta eficiencia, bajo consumo en vacío, alta fiabilidad, protección contra cortocircuitos, seguridad y buena regulación de la tensión y frecuencia de salida [38].

El circuito básico del conversor CC/CA, el cual se presenta en la Figura 2.7, tiene una entrada de corriente independiente I_c y su salida está destinada a la conexión de cargas. De esta manera, el circuito puede ser caracterizado como una fuente regulada de tensión en la que el

voltaje V_c poseerá un circuito equivalente que incluirá un comparador con histéresis c_1 y un interruptor int_1 . Cabe resaltar que, el conversor CC/CA requiere de un transformador para elevar la tensión a la salida de los bornes de V_2 , dicho transformador poseerá una eficiencia del 90% para considerar pérdidas del mismo equipo.

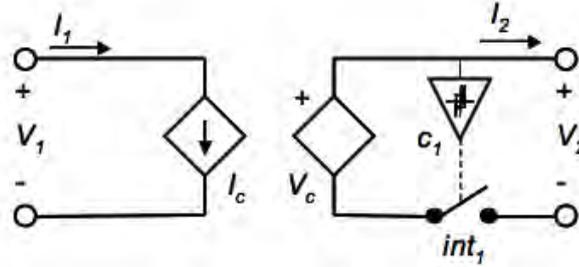


Figura 2.7: Circuito eléctrico del inversor CC/CA [37].

El inversor es definido por las ecuaciones

$$\{V_c = V_{ac} \ ; \ I_c = \frac{V_2 \cdot I_2}{\eta \cdot V_1} \quad (2.18)$$

que determinan que la tensión V_{ac} intenta mantenerse constante mediante la fuente de tensión V_c . Sin embargo, el inversor absorbe una corriente I_1 controlada por la fuente de corriente I_c , la cual está parametrizada por la potencia de salida, la tensión de entrada V_1 y la eficiencia del inversor η . Dicha eficiencia, definida como la relación entre la potencia de salida y entrada, es incorporada en la ecuación, debido a que parte de la potencia de entrada se pierde en el proceso de conversión energética.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = f_p(P_2) \quad (2.19)$$

El modelo del inversor requiere de protecciones para situaciones de riesgo. Por ejemplo, cuando las cargas consuman excesiva corriente, el inversor actúa reduciendo la tensión de salida y estableciendo una potencia máxima P_{max} constante. Esta condición se prolonga hasta que la tensión de salida se vuelve peligrosa y oscila por el valor de V_{cmin} . En este caso el inversor desconectará las cargas del sistema y entra en estado de espera hasta que sea rearmado por el usuario. En caso de que la tensión de alimentación V_1 se reduzca, la corriente I_1 se incrementa hasta llegar a un máximo valor limitado por I_{cmax} [37].

$$\begin{cases} V_c \cdot I_2 \leq P_{max} \\ V_{cmax} \geq V_c \geq V_{cmin} \\ I_c \leq I_{cmax} \end{cases} \quad (2.20)$$

Por otro lado, un inversor del tipo CC/CA puede ser modelado y caracterizado a través de la utilización de un puente H y un filtro pasivo LC. El puente H se convierte en una herramienta que, a través del empleo de diodos y el control a través de un generador de pulsos que definirá la frecuencia en el ciclo de cambio, absorbe la tensión proveniente de la entrada DC y la invierte en intervalos de tiempo definidos por PWM. Este proceso y el conteo de estados transitorios es realizado por el controlador MPPT. En la Figura 2.8 se aprecia el modelo de un Puente H.

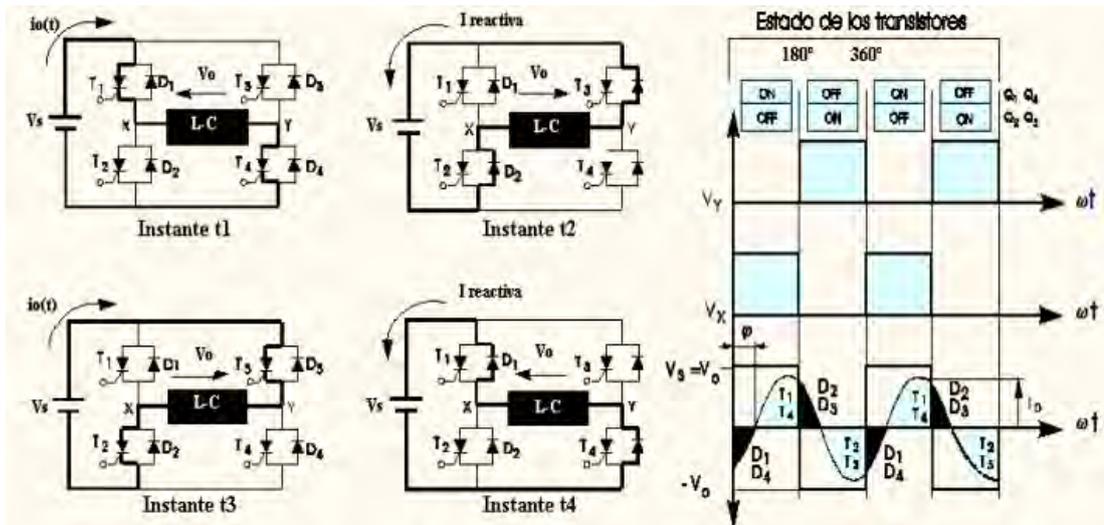


Figura 2.8: Modelo eléctrico de un Puente H [39].

Este comportamiento se encuentra caracterizado por las fórmulas

$$V_{OI}(RMS) = \sqrt{\frac{2}{T} \cdot \int_0^{T/2} V_s^2 \cdot \delta t} \quad (2.21)$$

donde V_S es la tensión de entrada en corriente continua y T el periodo. Sin embargo, la onda resultante del puente H aún no es sinusoidal y, por tanto, no es apta para el consumo doméstico. En este caso, se requerirá el uso de un filtro resonante paralelo LC que permita alcanzar una corriente alterna, tal como se muestra en la Figura 2.9.

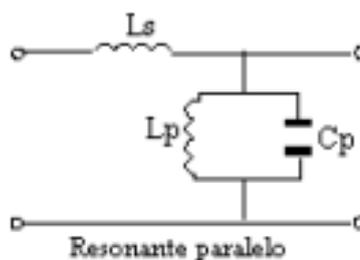


Figura 2.9: Circuito eléctrico de un filtro resonante paralelo LC [39].

Para este tipo de filtro, la inductancia en serie debe tener una baja impedancia a la frecuencia fundamental para que no haya pérdidas de tensión y una alta impedancia a la frecuencia de los armónicos que se quieren eliminar. Mientras que, la rama en paralelo debe comportarse de forma opuesta para no cargar al inversor con una intensidad de corriente igual a la del fundamental y para no producir un cortocircuito a la frecuencia de los demás armónicos [39].

Para la correcta simulación del convertor CC/CA se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica: "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos del control del inversor CC/CA en: características generales (I-CG-1, I-CG-2, I-CG-3), características físicas (I-CF-1, I-CF-2, I-CF-3, I-CF-4, I-CF-5, I-CF-6, I-CF-7), protecciones (I-P-1, I-P-2, I-P-3), características eléctricas (I-CE-1, I-CE-2, I-CE-3, I-CE-4, I-CE-5, I-CE-6, I-CE-7, I-CE-8, I-CE-9, I-CE-10, C-CE-11, I-CE-12) y funcionamiento en condiciones extremas de operación (I-FCEO-1), (Anexo 3).

2.3.7. Cargas

Son los dispositivos encargados de absorber la energía almacenada en el sistema y transformarla en trabajo. En este concepto se agrupan elementos de iluminación y aparatos eléctricos y electrónicos que requieren ser energizados para su funcionamiento.

Para caracterizar las componentes armónicas en una carga doméstica, se recurre a un modelo de circuito eléctrico, en el cual los valores de los elementos varían de acuerdo con la potencia consumida a una hora determinada del día, tal como se muestra en la Figura 2.10.

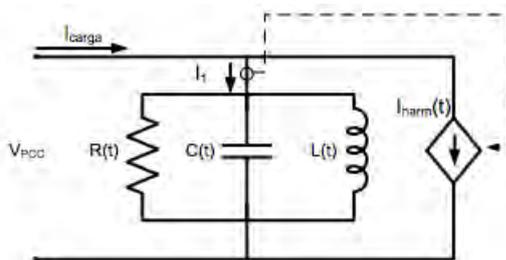


Figura 2.10: Circuito eléctrico para una carga equivalente [38].

La corriente de las cargas domésticas I_{carga} es la suma de la corriente I_1 y la corriente determinada por el polinomio generador de armónicos $I_{harm}(t)$.

$$I_{carga}(t) = I_1(t) + I_{harm}(t) = \sum_{n=2}^N I_n \cdot \text{sen}(h \cdot \omega t - \varphi_n) + I_{harm}(t) \quad (2.24)$$

Asimismo, existe la dependencia del polinomio generador de armónicos con la corriente I_1 consumida por la carga. El contenido armónico variará en amplitud a lo largo del día de manera dada por

$$I_{harm} = I_{ratio-h} \cdot I_1 \quad (2.25)$$

$$I_{ratio-h} = \sum_{i=0}^6 \alpha_{i,h} \cdot \psi^i = \sum_{i=0}^6 \alpha_{i,h} \cdot \left(\frac{I_1 - \mu_I}{\sigma_I}\right)^i \quad (2.26)$$

donde, I_{harm} es la corriente armónica instantánea, $I_{ratio-h}$ es la razón entre la componente fundamental y la componente armónica, h equivale al orden armónico $h = 2n - 1$, N es el valor de la última componente armónica, ωt es la frecuencia angular de la componente fundamental de tensión y φ_n es el ángulo de fase. Mientras que, I_1 es el valor RMS de la componente fundamental de corriente, I_n es el valor RMS de la componente armónica de corriente, ψ^i es usado para el escalamiento del polinomio, μ_I equivale al valor medio de I_1 y σ_I a la desviación estándar de I_1 .

Para la correcta simulación de las cargas luminarias domiciliarias se tendrá en cuenta los requerimientos solicitados en la norma técnica: "Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural" - Ministerio de Energía y Minas (MEM) [30], que determina los requisitos del control de luminarias en: características generales (L-CG-1, L-CG-2, L-CG-3, L-CG-4), características físicas (L-CF-1, L-CF-2, L-CF-3, L-CF-4, L-CF-5, L-CF-6, L-CF-7, L-CF-8, L-CF-9), protecciones (L-P-1, L-P-2, L-P-3, L-P-4), características eléctricas (L-CE-1, L-CE-2, L-CE-3, L-CE-4, L-CE-5, L-CE-6), características luminosas (L-CL-1) y funcionamiento en condiciones extremas de operación (L-FCEO-1), (Anexo 3).

2.3.8. Sistema fotovoltaico autónomo completo

En el modelo del sistema fotovoltaico autónomo completo, el cual se presenta en la Figura 2.11, se contempla la interconexión de todos los elementos caracterizados anteriormente. Asimismo, en este esquema se incluyen elementos adicionales como las impedancias de pérdidas que determinan dos efectos: el primero es impedir que exista una sola tensión en todo el circuito, alterando el punto de trabajo de los dispositivos. El segundo efecto ocurre debido a las fugas de corriente que pueden representar la pérdida de corriente proveniente de los paneles fotovoltaicos, así como una corriente de descarga de la batería [36].

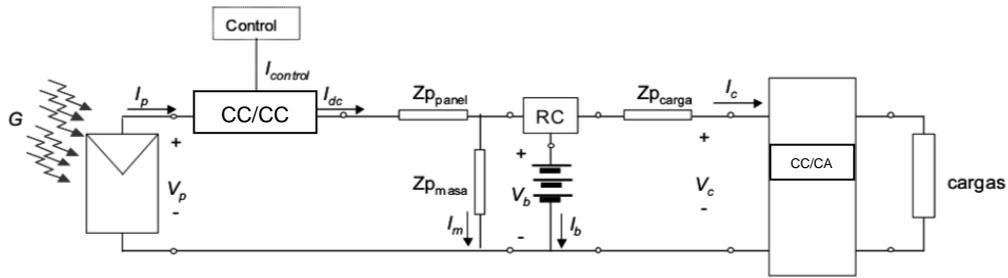


Figura 2.11: Circuito eléctrico para un sistema fotovoltaico autónomo completo [36].

De esta forma, circuito eléctrico responde al sistema de ecuaciones 2.27

$$\begin{cases} V_p = V_b + Z_{ppanel} \cdot I_{dc} \\ V_c = V_b - Z_{pcarga} \cdot I_c \\ I_b = I_{dc} - I_c \cdot I_m \end{cases} \quad (2.27)$$

donde, V_p representa la tensión en los bornes del panel, V_b es la tensión en los bornes de la batería y V_c el voltaje en los terminales de la carga. Mientras que la impedancia Z_{ppanel} equivale a las pérdidas entre el panel y la batería, la impedancia Z_{pcarga} es las pérdidas entre la batería y las cargas, y Z_{pcarga} representa las fugas de corriente a masa. Por otro lado, I_{dc} es la corriente determinada por un algoritmo entre la suma de la corriente del panel I_p y la corriente de control $I_{control}$, I_c es la corriente de entrada a la carga e I_b es la corriente en la batería.

2.4. Software para la simulación

Para la simulación del sistema fotovoltaico, se recurrirá al entorno de programación Simulink de Matlab que permitirá el análisis del comportamiento de los componentes del sistema en las condiciones climáticas y geográficas de los domicilios no electrificados en la localidad de El Vallecito perteneciente al distrito de Saylla-Cusco y que serán detalladas en el Capítulo 3.

En este capítulo se presentó un resumen de las propiedades técnicas, modelamiento eléctrico y matemático de cada uno de los elementos que conforman la instalación de un sistema fotovoltaico aislado y que está regido por la normativa técnica peruana para instalaciones eléctricas en zonas rurales, tal cual lo requieren los domicilios de El Vallecito. En el próximo capítulo, se aplicarán las definiciones anteriormente detalladas en función de la demanda de consumo eléctrico de los pobladores de El Vallecito y las condiciones climáticas y geográficas que presenta la ciudad del Cusco.

CAPÍTULO 3

Diseño del sistema fotovoltaico aislado

En el capítulo 2 se abordaron los fundamentos técnicos como el modelamiento matemático y eléctrico de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico aislado con posibilidad de conexión a la red pública. En el capítulo 3 se diseñará y caracterizará, tomando como herramienta las simulaciones en Matlab/Simulink, los modelos matemáticos y eléctricos que rigen el comportamiento de los equipos que se utilizarán en la instalación fotovoltaica para aplicarlo a las condiciones de la localidad de El Vallecito, Saylla, Cusco, según sus condiciones ambientales y necesidades en el consumo eléctrico.

3.1. Características ambientales

El Vallecito es una comunidad perteneciente al distrito de Saylla y ubicada a 9 Km al sureste de la ciudad del Cusco. Debido a que esta localidad presenta un clima templado durante las horas del día, frío durante las madrugadas y las noches, y vulnerable a las precipitaciones pluviales durante los meses que comprende el verano, es necesario evaluar los datos concernientes al medio, mostradas en la Tabla 3.1, los cuales deben encontrarse en el rango establecido por las Especificaciones técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes dadas por el Ministerio de Energía y Minas (Anexo 3).

Tabla 3.1: Características del medio en El Vallecito, Saylla, Cusco. (Elaboración propia)

MEDIO	
Descripción	Valor
Irradiancia solar promedio mensual anual (kWh/m ² /día)	5.98 $\frac{kWh}{m^2} / día$
Temperatura máxima (°C)	22 °C
Temperatura mínima (°C)	1 °C
Humedad relativa máxima (%)	72%
Altura (m.s.n.m.)	3249 m.s.n.m.

3.2. Caracterización del Panel Fotovoltaico

Para la simulación del funcionamiento del panel fotovoltaico, se emplearán las características del modelo YL145P-17b de tipo policristalino (Anexo 6), el cual es usado en el Laboratorio de Energía de la PUCP. En la Tabla 3.2 se detallan los parámetros de dicho panel a condiciones estándar (Anexo 5).

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos a condiciones estándar para el panel YL145P-17b [1].

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)			
Nombre del módulo			JS 145
Tipo de módulo			YL145P-17b
Potencia máxima	Pmax	W	145
Máxima potencia de tolerancia	ΔPmax	%	+/- 5
Eficiencia del módulo	ηm	%	14.5
Voltaje a Pmax	Vmpp	V	18.2
Corriente a Pmax	Impp	A	7.99
Voltaje en circuito abierto	Voc	V	22.5
Corriente de cortocircuito	Isc	A	8.47
Dimensiones (L/W/H)		mm	1470/ 680/ 25

El modelamiento y caracterización del panel fotovoltaico buscan utilizar el esquema eléctrico básico del mismo para que, a través de la variación de las condiciones ambientales del medio, se logre hallar respuestas congruentes con el modelo del panel fotovoltaico relacionadas con la corriente, potencia y voltaje suministrado por este dispositivo. Por ello, a través del uso de bloques de la librería Simscape de Simulink, se realizó la caracterización de un panel fotovoltaico que corresponde a la ecuación matemática detallada en la Fórmula 2.5

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_s \cdot I)}{n \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right) - 1 \right] - I_{sh} \quad (2.5)$$

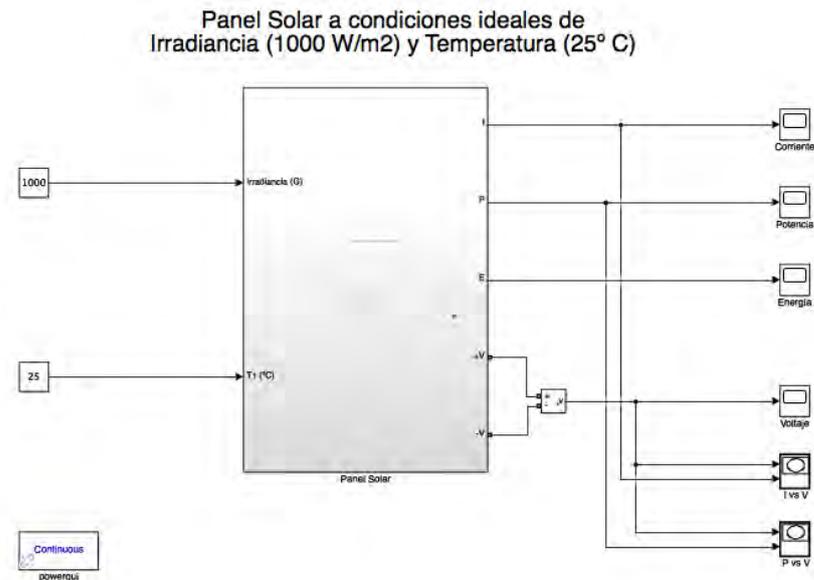


Figura 3.1: Bloques panel solar desarrollado en Simulink con salidas de corriente, voltaje, potencia y energía generada.

Esta caracterización está parametrizada por las variables de entrada Irradiancia G en W/m^2 y la temperatura T en $^{\circ}C$, del lugar donde el panel será instalado. Así también se obtiene como resultado la corriente I en A, la cual permite que pueda generarse una respuesta para el voltaje y la potencia. Consecutivamente, se dispone de un bloque integrador para hallar la energía generada por el panel en KWh . La caracterización de este bloque está sujeto al esquema interno que modela la Fórmula 2.5, a través del desarrollo de fórmulas más específicas correspondientes a la caracterización de la corriente de saturación, corriente de saturación inversa, corriente fotogenerada y corriente Shunt, tal como se muestra en la Figura 3.2 y Anexo 19.

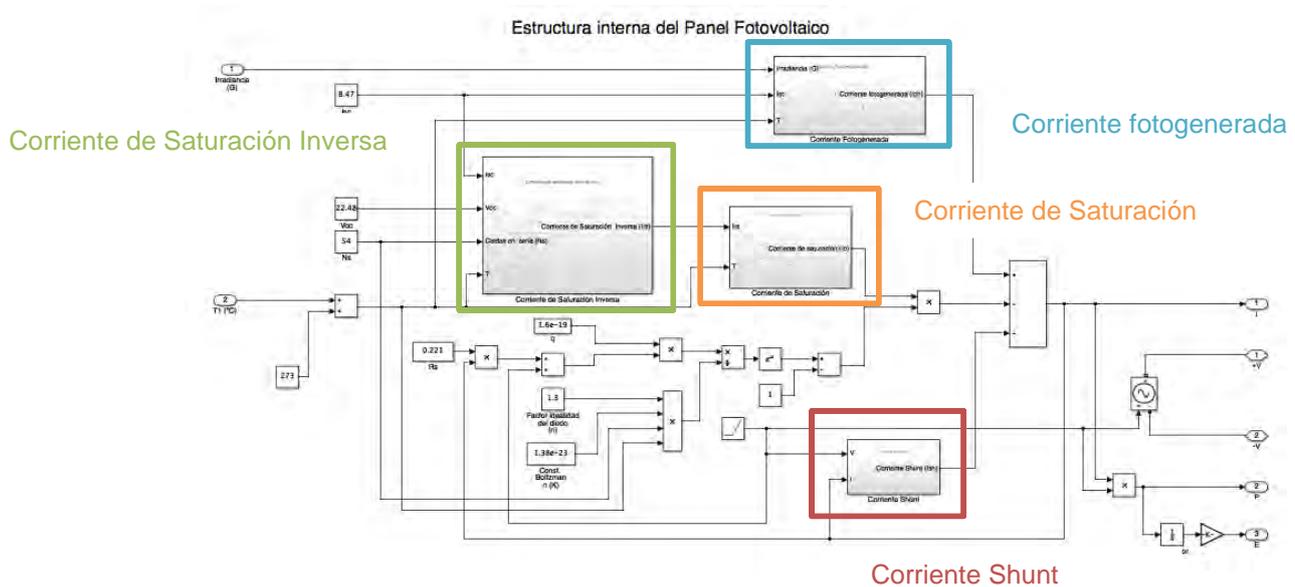


Figura 3.2: Diagrama de bloques interno de un panel fotovoltaico desarrollado en Simulink.

Cada bloque del diagrama interno del panel solar tiene como objetivo modelar el comportamiento de la corriente en cada rama del circuito eléctrico equivalente determinado en la Figura 2.5. De esta manera, el bloque Corriente Fotogenerada, caracteriza la ecuación matemática expresada en la Fórmula 2.6

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_i \cdot (T - 298)] \cdot \frac{G}{1000} \quad (2.6)$$

en la que se designa como parámetros de entrada a la irradiancia solar captada G , la corriente de cortocircuito I_{sc} , con valor de 8.47 A dado por el fabricante (la cual puede variar de acuerdo al modelo del panel a utilizar), y la temperatura del medio. Asimismo, en este sistema actúa la constante de la celda en cortocircuito k_i con un valor de $0.0032 W/m^2$. En la Figura 3.3 y Anexo 20 se observa el diagrama de bloques de la corriente fotogenerada.

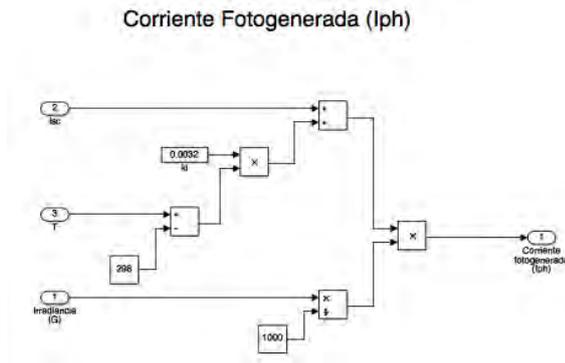


Figura 3.3: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente fotogenerada.

Por otro lado, se caracterizó la corriente de saturación I_0 que responde a la Fórmula 2.7

$$I_0 = I_{rs} \cdot \left(\frac{T}{T_n}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{q \cdot E_{go} \cdot (1/T_n - 1/T)}{n \cdot K}\right] \quad (2.7)$$

la cual se puede observar en la Figura 3.4. Esta corriente ingresa a través del diodo que figura en el circuito eléctrico de la Figura 2.5. De esta manera, se toma como datos de entrada del bloque a la corriente de saturación inversa I_{rs} , que será detallada en las próximas líneas, y la temperatura T del ambiente. Este bloque realizará el producto de la corriente de saturación inversa, la relación al cubo entre la temperatura del ambiente y la temperatura nominal (para este caso 298 K), y la expresión exponencial en la que son constantes los valores del electrón q con $1.6021 \times 10^{-19} C$, la energía en la banda GAP del semiconductor E_{go} que es 1.1, la constante de idealidad del diodo n al que se le fija el valor de 1.3 y la constante de Boltzmann K igual a $1.3806 \times 10^{-23} J/K$. El resultado de esta ecuación será el dato de salida que pasará a ser dato de entrada de un bloque producto.

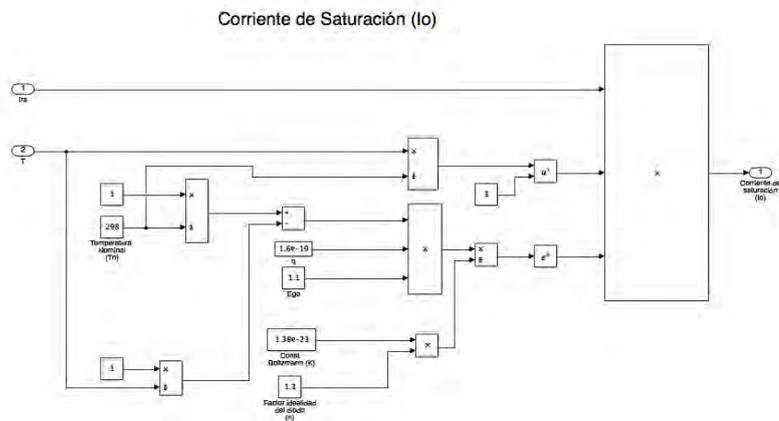


Figura 3.4: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente de saturación

Como se mencionó, la corriente de saturación I_O depende proporcionalmente de la corriente de saturación inversa I_{rs} que es caracterizada por la Fórmula 2.8

$$I_{rs} = \frac{I_{SC}}{e^{\left(\frac{q \cdot V_{OC}}{n \cdot K \cdot N_s \cdot T}\right) - 1}} \quad (2.8)$$

la cual se representa la relación entre la corriente de cortocircuito I_{SC} dado por el fabricante (para este caso el valor es de 7.99 A) y la sustracción entre una expresión exponencial de, una relación entre el producto de la carga y el voltaje en circuito abierto y el producto entre el factor de idealidad del diodo, la constante de Boltzmann, el número de celdas en serie y la temperatura, y 1. De esta forma, se toma como datos de entrada a la corriente de cortocircuito, el voltaje en circuito abierto V_{OC} , también determinado por el fabricante (22.5 V para este caso), el número de celdas en serie que contiene el panel N_s (determinado por el fabricante y para este caso es de 54 celdas) y la temperatura T del ambiente. La salida de este bloque será asignada como parámetro entrada del bloque correspondiente a la corriente de saturación I_O , esto se puede apreciar en la Figura 3.5.

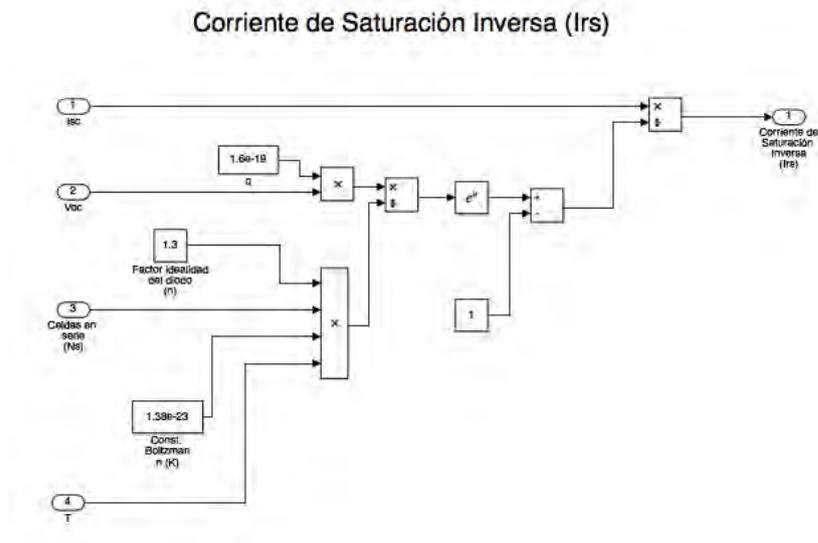


Figura 3.5: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente de saturación inversa.

Finalmente, se caracterizó a la corriente Shunt que es aquella que incide a través de la resistencia Shunt (R_{sh}). Este comportamiento responde a la Fórmula 2.9

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}}, \quad (2.9)$$

que, realiza la división entre la suma de un voltaje de entrada y el producto de la corriente final resultante del circuito y la resistencia en serie R_s , y la resistencia Shunt R_{sh} . Siendo así que, para esta caracterización, los datos de entrada son: el voltaje obtenido a través del bloque Ramp de Simulink que genera valores de voltaje constantes que varían con una pendiente de magnitud 10, y la corriente final resultante I . El diagrama de bloques de la Corriente Shunt se observa en la Figura 3.6.

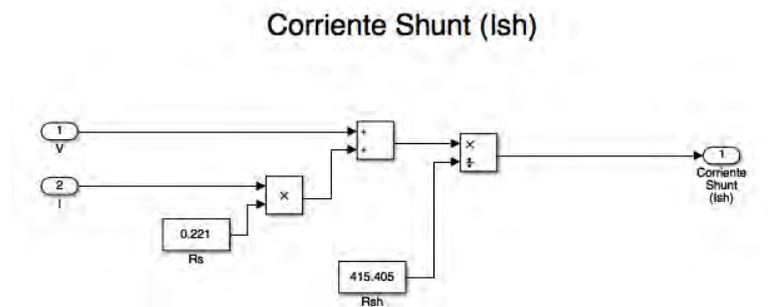


Figura 3.6: Diagrama de bloques para la caracterización de la corriente Shunt.

Las salidas de los bloques correspondientes a la corriente fotogenerada I_{ph} , el bloque producto de la corriente de saturación I_0 y la expresión exponencial, y la corriente Shunt I_{sh} se unen en un bloque sumador que finalmente da como respuesta o salida la corriente generada por el panel fotovoltaico I .

3.2.1. Comportamiento de un panel fotovoltaico

La evaluación en condiciones ideales (a una irradiancia de 1000 W/m^2 y 25°C de temperatura) permitió corroborar los datos técnicos del panel solar YL145P-17b que figuran en la Tabla 3.2. De esta manera se obtuvo en la Figura 3.7, correspondiente a la curva Corriente vs Voltaje, que para una potencia máxima, el valor del voltaje V_{mpp} será de aproximadamente 18.2 V y la corriente I_{mpp} alcanzará un valor próximo a 7.99 A. Asimismo, la Figura 3.8 que representa el comportamiento Potencia vs Voltaje, demuestra que para el voltaje V_{mpp} le corresponde una potencia máxima de 145W.

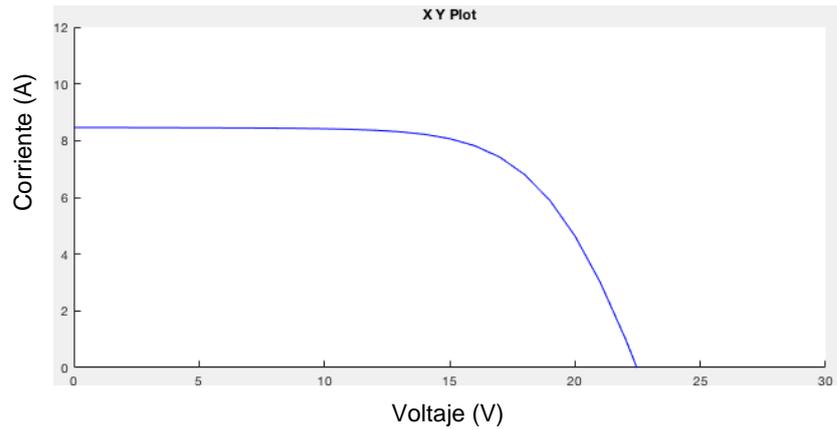


Figura 3.7: Curva característica Corriente vs Voltaje para un panel YL145P-17b

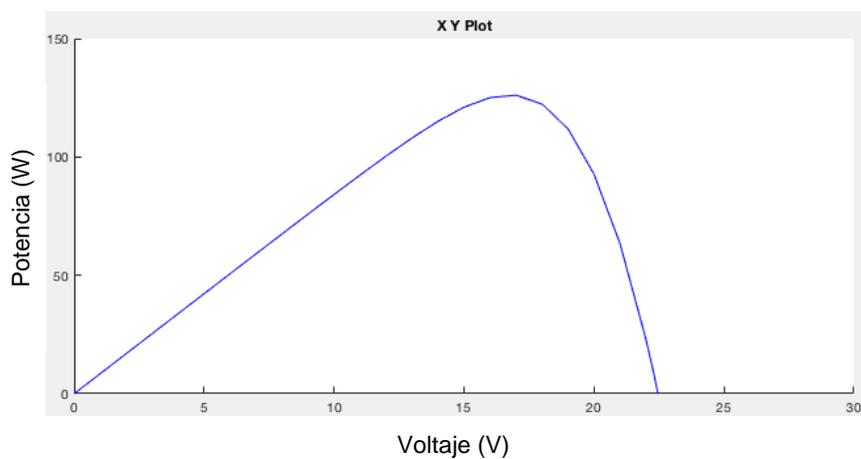


Figura 3.8: Curva característica Potencia vs Voltaje para un panel YL145P-17b

3.3. Caracterización del Conversor CC/CA

El panel solar es el dispositivo encargado de convertir la irradiancia solar en corriente continua. Sin embargo, dicha corriente generada no es la más óptima para el consumo doméstico de energía debido a que no todos los dispositivos de uso doméstico son alimentados por fuentes de corriente continua, sino más bien, por corriente alterna. En el Perú, la corriente alterna que se suministra es de 220 Vac con una frecuencia de 60 Hz. Es por esta razón que, un paso importante para dotar de energía eléctrica a un domicilio es la conversión de la fuente CC a una fuente CA mediante inversores, los cuales se encargan de realizar la función de conversión CC/CA. De esta forma, la caracterización del bloque inversor CC/CA debe responder a la relación de las expresiones matemáticas definidas en la Fórmula 2.18

$$\{V_c = V_{ac} \quad I_c = \frac{V_2 \cdot I_2}{\eta \cdot V_1} \quad (2.18)$$

la cual representa la relación entre la tensión/corriente continua y alterna del circuito eléctrico de la Figura 2.8. Siendo así que, el parámetro de entrada de este bloque es el voltaje DC

proveniente del panel solar y como salida se obtendrá una tensión alterna óptima para el consumo domiciliario, el cual está representado en la Figura 3.9.

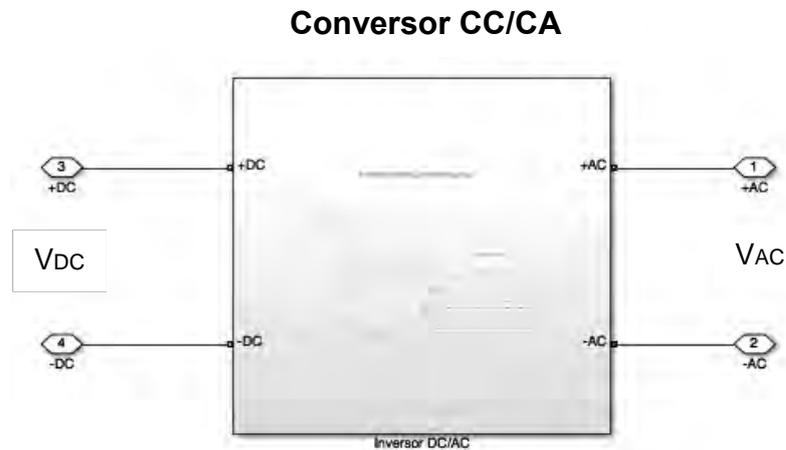


Figura 3.9: Bloque convertor CC/CA.

La caracterización matemática de la conversión de una fuente de corriente o voltaje continuo en alterna, mostrada en la Figura 3.10, se realiza a través de la utilización de un puente H y una etapa de filtrado que permite obtener el comportamiento sinusoidal adecuado para el consumo de cargas.

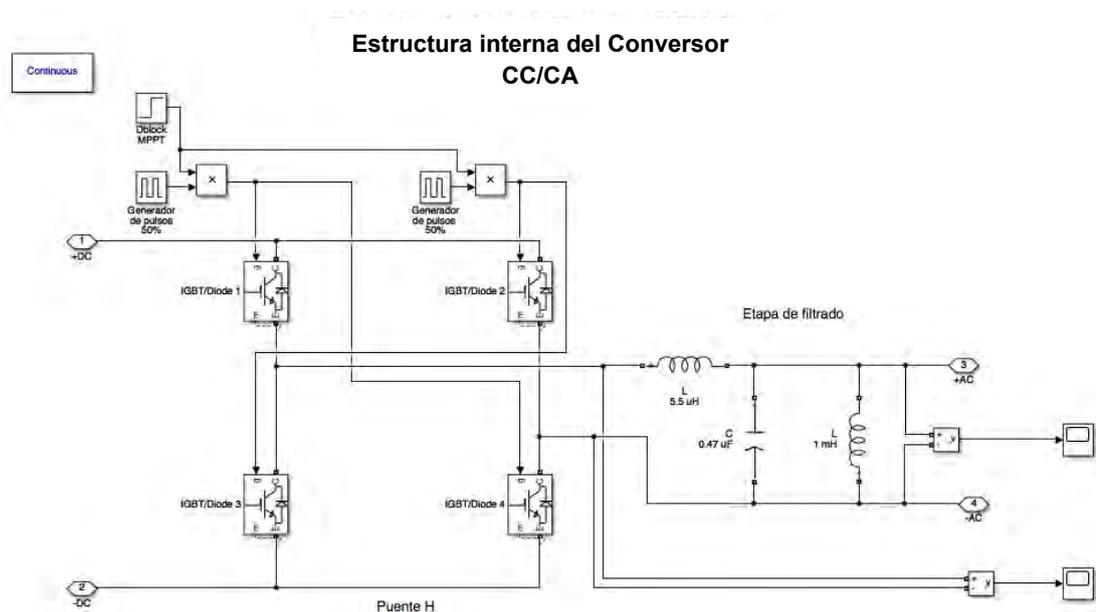


Figura 3.10: Estructura interna del bloque convertor CC/CA.

Es por eso que, para la construcción de un puente H se dispone de 4 bloques IGBT/Diode (transistor bipolar de puerta aislada) de la librería Simscape de Matlab y de 2 generadores de pulsos con duty cycle del 50% multiplicados por los pulsos MPPT (Maximum Power Point Tracker) provenientes del panel fotovoltaico, los cuales permiten la generación de una onda

cuadrada. Los bloques IGBT/Diode trabajan como interruptores de conmutación rápida que harán posible el cambio de la polaridad de la tensión DC. Siendo así que, cuando los bloques IGBT/diode 1 y 4 están cerrados e IGBT/Diode 2 y 3 permanecen abiertos, se aplica una tensión positiva que ingresará a la etapa de filtrado. Mientras que, si IGBT/diode 2 y 3 están cerrados e IGBT/Diode 1 y 4 se encuentran abiertos, la tensión aplicada a la etapa de filtrado será negativa. La conmutación entre los interruptores dependerá del porcentaje de duty cycle establecido en el generador de pulsos [39]. La magnitud de la tensión RMS a la salida del puente H será equivalente a la tensión en la salida del filtro

$$V_c = V_{ac} \quad (2.18)$$

sin embargo, la tensión en los bornes de salida del puente H posee un comportamiento de onda cuadrada, la cual requiere de una etapa de filtrado para que adquiera un comportamiento sinusoidal característico de los filtros de resonancia LC. Por otro lado, la corriente de salida del circuito completo (I_2) estará sujeta a la relación del producto de la corriente generada por el panel fotovoltaico (I), la eficiencia del inversor (η) y la magnitud de la tensión DC (V_1), entre la magnitud de la tensión alterna en los bornes de la salida del filtro resonante (V_2) [39].

$$V_2 = \frac{I \cdot \eta \cdot V_1}{I_2} \quad (2.18)$$

Asimismo, se debe tener en consideración que la inductancia en serie debe ser de magnitud muy baja para que no exista pérdidas en la tensión, mientras que, para la inductancia en paralelo, con un valor de 1mH se podrá evitar la aparición de cortocircuitos y sobrecargas en el inversor.

3.4. Caracterización de la batería

La librería Simscape de Matlab ofrece el bloque genérico “Battery”, la cual está modelada para 5 diversos tipos de batería: plomo-ácido, ion-litio, níquel-cadmio e hidruro metálico de níquel [40]. Al utilizar este bloque, solo se hace necesario elegir el tipo de batería deseada y determinar los parámetros indicados por el fabricante de la batería. Para la elaboración de esta tesis, se usará el modelo de batería plomo-ácido y se pasará a caracterizar empleando dicho modelo, tal como se encuentra en la Figura 3.11.

Batería Plomo-Ácido

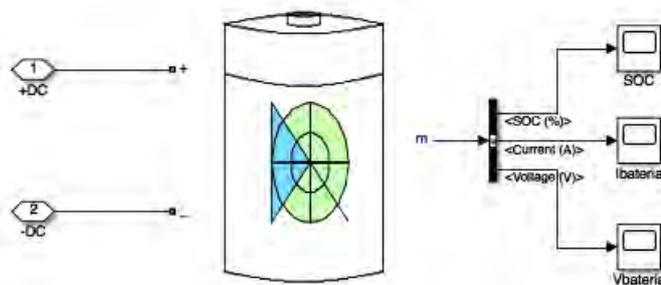


Figura 3.11: Bloque “Battery” de la librería Simscape de Matlab [40].

Dado que la batería está modelada como una fuente de almacenamiento constante de corriente limitada, esta tendrá como parámetro de entrada el voltaje del controlador de carga (en polarización positiva y negativa). Y, mediante el voltaje nominal y capacidad de la batería, se podrá obtener datos del comportamiento de la misma, tales como: estado de carga (State of Charge SOC) en porcentaje, voltaje y corriente almacenada por la batería. El proceso que realiza el bloque “Battery” responde al modelo de la Figura 3.12.

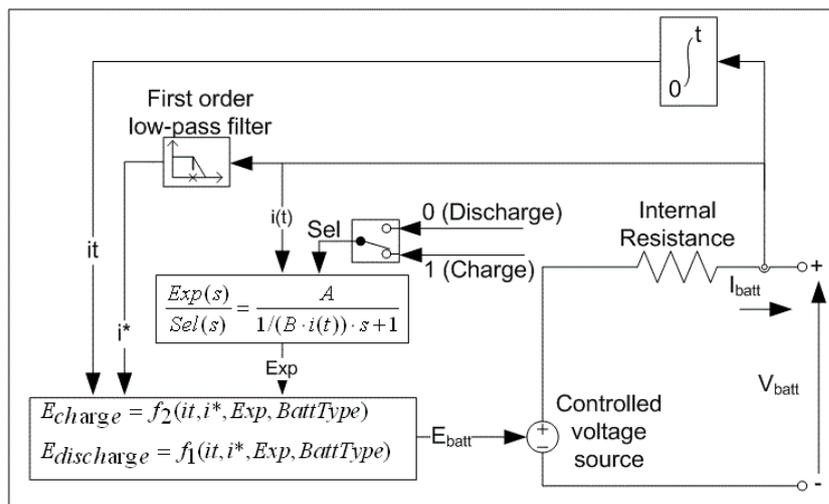


Figura 3.12: Circuito equivalente del bloque “Battery” de Matlab [40].

Según este modelo, la batería permite el paso de corriente desde la salida del convertor DC/DC para el almacenamiento, el cual depende de su estado actual que puede ser de carga o de descarga. Al ser evaluada esta condición, si la batería ha llegado a su máximo nivel de carga, se aplica la Fórmula 3.1 [40] de descarga, de manera que se pueda proteger a la batería de posibles sobrecargas. En esta situación, se restará al voltaje constante E_0 , en V, el producto de la constante de polarización K en V/Ah, la capacidad máxima de la batería Q en Ah, la corriente dinámica it , en A, y la inversa de la suma de la corriente de la batería it , en A, y el

0.1 de la capacidad Q ; el producto de la constante de polarización K , la capacidad máxima de la batería Q , la corriente de batería it y la inversa de la resta de la capacidad Q y la corriente de la batería it . Además, se sumará la inversa de Laplace de la función de transferencia $\frac{Exp(s)}{Sel(s)}$ multiplicado por cero.

$$f1(it,i*,i,Exp) = E0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1Q} \cdot i* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + Laplace^{-1}\left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot 0\right) \quad (3.1)$$

Pero, en caso de que la batería esté descargada o parcialmente cargada, se aplicará la Fórmula 2.29 de carga para batería, para incrementar el paso de corriente hacia la misma forma que toma la función de carga es similar a la Fórmula 3.2 [40], solo que la expresión $\frac{Exp(s)}{Sel(s)}$ no se multiplica por cero, sino por $\frac{1}{s}$.

$$f1(it,i*,i,Exp) = E0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1Q} \cdot i* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + Laplace^{-1}\left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot \frac{1}{s}\right) \quad (3.2)$$

Tanto la Fórmula 3.1 como la Fórmula 3.2, son dadas por el entorno Matlab para una batería del tipo Plomo-Ácido. Sin embargo, el gobierno del flujo de corriente en los estados de carga y descarga deberá ser determinado por un elemento adicional que es el controlador de carga para batería.

3.5. Controlador de carga para batería

El proceso de carga y descarga de la batería está regulado por el controlador de carga que es aquel dispositivo que se comportará como un interruptor que permite el ingreso de corriente a la batería cuando está se encuentre descargada y los paneles capten el nivel de irradiancia adecuada. Y, dejará en circuito abierto a la batería cuando esta se encuentre completamente cargada para que así se eviten sobrecargas que dañen el sistema de la batería misma. Para la caracterización del controlador de carga, se realizó un bloque en Simulink, en el cual tiene como parámetros de entrada a la corriente proveniente del panel fotovoltaico en A y el voltaje proveniente del convertor DC/DC en V . Mientras que como salidas se podrán observar el comportamiento del estado de carga (SOC), voltaje en la batería y corriente en la batería, tal como se muestra en la Figura 3.13.

Controlador de carga para batería

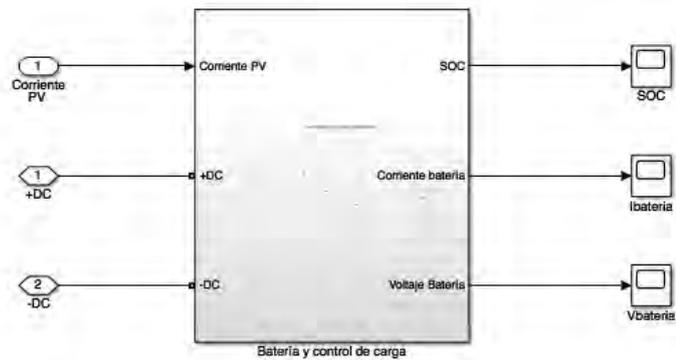


Figura 3.13: Bloque final del control de carga para batería en Simulink.

La caracterización elaborada corresponde al tipo de regulación por algoritmos de cálculo del estado de carga, detallado en la Tabla 2.3. De esta forma, el controlador operará como un interruptor en estado abierto o cerrado, dependiendo del voltaje que reciba del panel fotovoltaico. En la Figura 3.14 se observa que uno de los parámetros de entrada es el Voltaje PV que será restado con una constante numérica, siendo así que, si la resta de ambos valores es 0 o menor que 0, el controlador se comporta como un interruptor abierto. Mientras que, si esta diferencia es mayor que 0, el interruptor pasará a estar cerrado, permitiendo que la batería pueda ser cargada.

Controlador de Carga de Batería

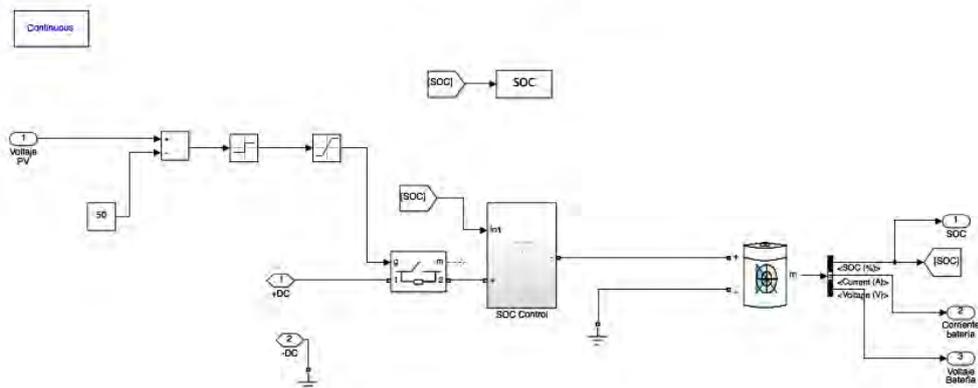


Figura 3.14: Estructura interna del bloque de control de carga.

Este comportamiento está caracterizado por la Fórmula 2.11, en la que el interruptor entre el panel y la batería estará abierto o desconectado cuando el voltaje de la batería sea mayor al voltaje máximo de histéresis $V_{hp_{max}}$. Y, el interruptor quedará cerrado o conectado cuando no sobrepase el voltaje de seguridad ($V_{hp_{seg}}$).

$$interruptor_{panel} = \begin{cases} desconexión, & V_{batería} \geq V_{hp_{max}} \\ conexión, & V_{batería} \leq V_{hp_{seg}} \end{cases} \quad (2.11)$$

Para que esta relación ocurra, la salida del interruptor se convertirá en la entrada del sub bloque Control SOC, en el cual se realizará el análisis del estado de carga de la batería. En la Figura 3.15 se observa la estructura interna del Controlador SOC, el cual también es modelado a través de un interruptor.

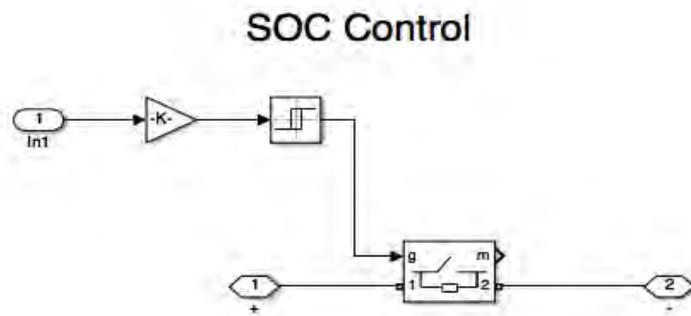


Figura 3.15: Estructura interna del sub bloque de control SOC.

Este interruptor permanecerá en estado abierto o desconectado, cuando el voltaje de la batería haya superado al mínimo valor del voltaje de histéresis de carga ($V_{hc_{min}}$). Y, se cerrará o conectará, cuando detecte que la batería posee un valor menor al Voltaje de seguridad ($V_{hc_{seg}}$). Este comportamiento está caracterizado por la Fórmula 2.12.

$$interruptor_{panel} = \begin{cases} desconexión, & V_{batería} \geq V_{hc_{min}} \\ conexión, & V_{batería} \leq V_{hc_{seg}} \end{cases} \quad (2.12)$$

Entonces, la batería podrá ser cargada cuando exista el suficiente voltaje producido por el panel fotovoltaico y la batería se encuentre en un estado que no sobrepase su límite de carga. Mientras que la desconexión de carga de batería se llevará a cabo cuando el panel no produzca el suficiente voltaje para alimentar a la batería y/o cuando la batería haya llegado a su máximo nivel de carga.

3.6. Convertidor CC/CC

El convertidor CC/CC se comportará como un bus de conexión entre el panel solar y la batería y el convertidor CC/CA. Se hace necesario el uso de este conversor, dado que el voltaje producido por el panel no es constante y necesita ser regulado a un valor, el cual permita una mejora del rendimiento del sistema fotovoltaico y una óptima entrega de energía tanto a la

batería como a las cargas CC o al convertor CC/CA. En la Figura 3.16 se observa el bloque Convertidor CC/CC, el cual tiene como parámetros de entrada al voltaje proveniente del panel fotovoltaico, el pulso MPPT y Dblock MPPT provenientes del controlador MPPT del panel. En cuanto a las salidas, se obtendrá el voltaje CC apto para alimentar a la batería y las cargas, o ingresar al convertor.

Convertidor CC/CC

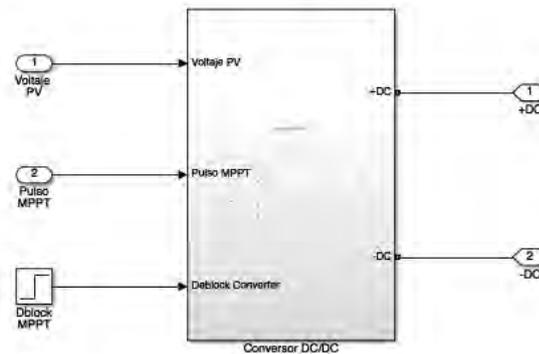


Figura 3.16: Bloque Convertidor CC/CC.

La estructura interna del convertidor CC/CC, mostrada en la Figura 3.17, está conformada por dos convertidores que regulan y mejoran el voltaje final que se obtendrá en la salida del módulo, estos convertidores son el Buck Converter y Boost Converter. Además, se hace uso de diodos de protección para el circuito.

Estructura interna convertidor CC/CC

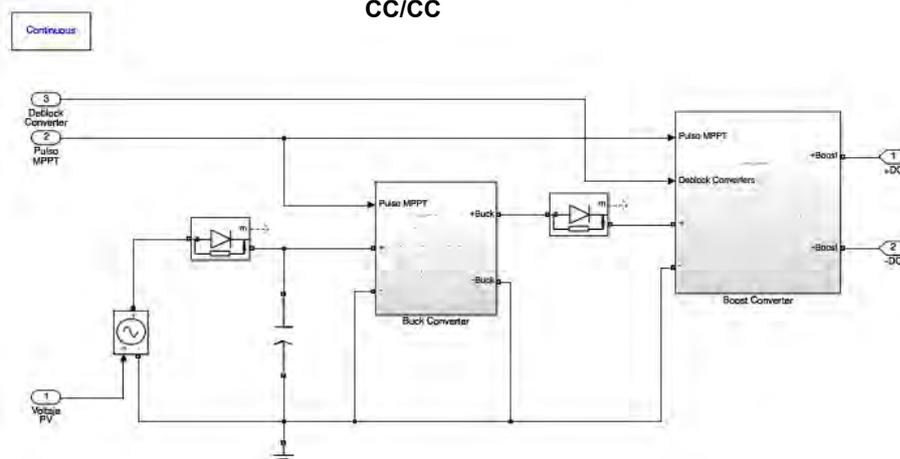


Figura 3.17: Estructura interna del bloque convertidor CC/CC.

La corriente que ingresa al convertidor podrá alcanzar un valor máximo (de acuerdo al modelo de panel seleccionado) que corresponde a la corriente en el punto de máxima potencia.

Asimismo, el voltaje de entrada al conversor se encontrará entre el rango del valor de voltaje en el punto de potencia máxima y el voltaje en circuito abierto. Esta relación está caracterizada por la Fórmula 2.23 y la limitación de estos valores será ejecutado por el controlador MPPT.

$$\begin{cases} 0 \leq I_C \leq I_{pmp} \\ V_{pmp} \geq V_C \geq V_{on} \end{cases} \quad (2.23)$$

Por otro lado, la construcción del bloque Buck Converter tiene el objetivo de forzar a que el panel fotovoltaico trabaje siempre en el punto de máxima potencia. Por lo que, además de tener como parámetro de entrada al voltaje proveniente del panel fotovoltaico, también se incluye como entrada a los pulsos MPPT generados por el controlador MPPT. De esta forma, se podrá asegurar de que la tensión que el panel fotovoltaico se encuentre en el rango de máxima potencia. Por otro lado, para dimensionar la magnitud del inductor y capacitor, se hará uso de la Fórmula 3.3 y Fórmula 3.4 [41].

$$L_{min} = \frac{(1 - D_{min}) \cdot V_{out}}{2 \cdot f_s \cdot I_{out}} \quad (3.3)$$

$$C_{min} = \frac{(1 - D_{min})}{8 \cdot f_s^2 \cdot L_{min} \cdot \frac{\Delta V_o}{V_o}} \quad (3.4)$$

Para la resolución de estas ecuaciones, se tendrá en cuenta que: D_{min} es el mínimo ciclo de trabajo, el cual tiene un valor del 5%, f_s es la frecuencia de interrupción que tendrá un valor de 100 kHz, y $\frac{\Delta V_o}{V_o}$ corresponde al rizado del voltaje que es 1% [41]. Con estos valores se obtiene, para el panel fotovoltaico a utilizar, que L_{min} tendrá un valor de 0.126 nF, y C_{min} alcanzará 0.1 F. Sin embargo, el voltaje de salida de este convertidor tiene un rendimiento bajo debido a que la reducción de la tensión de salida, lo cual no permitirá energizar a la batería y las cargas. Además de presenta altas corrientes de rizado en la salida del conversor [41].

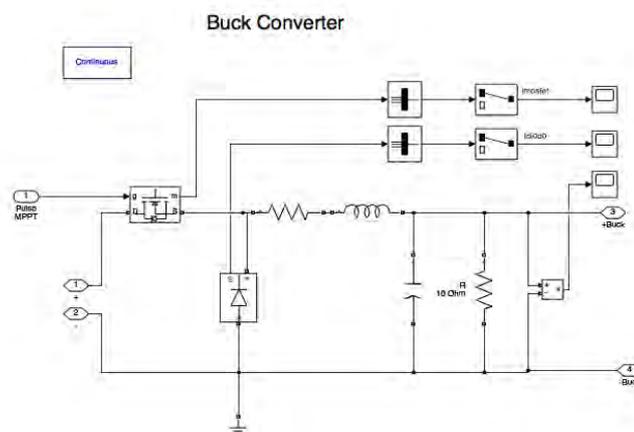


Figura 3.18: Estructura interna del sub-bloque Buck Converter.

A manera de reducir el rizado y regular una tensión en la salida del convertidor CC/CC, se hace uso de un Boost Converter. Este convertidor permite convertir el voltaje recogido del Buck converter al nivel de tensión requerido por la batería. En la Figura 3.19 se observa la estructura interna del Boost Converter, el cual ubica la inductancia y resistencia en la entrada del circuito y, de esta forma, evitar el rizado en la salida del conversor [41].

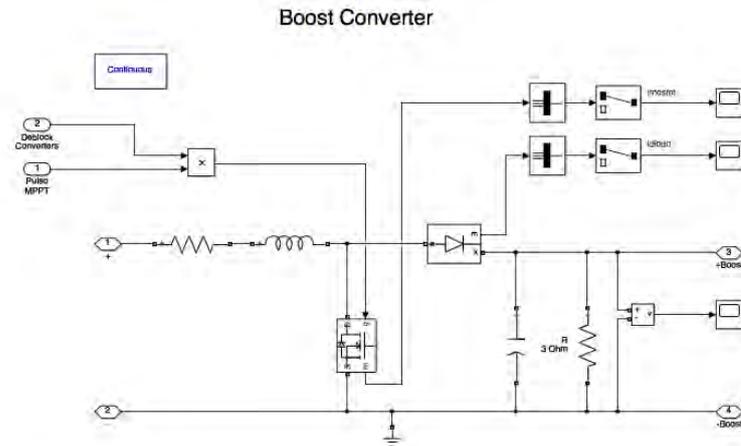


Figura 3.19: Estructura interna del sub-bloque Boost Converter.

Para la selección de los valores de la inductancia y capacitancia, se harán uso de la Fórmula 3.5 y Fórmula 3.6 [41]. Teniendo en cuenta que: D_{max} es el máximo ciclo de trabajo, el cual tiene un valor del 95%, D_{opt} es el ciclo de trabajo promedio para obtener la mínima inductancia el cual es del 50%, f_s es la frecuencia de interrupción que tendrá un valor de 100 kHz, y $\frac{\Delta V_o}{V_o}$ corresponde al rizado del voltaje que es 1% [41].

$$L_{min} = \frac{D_{opt} \cdot (1 - D_{opt})^2 \cdot V_{out}}{2 \cdot f_s \cdot I_{out}} \quad (3.5)$$

$$C_{min} = \frac{I_{out} \cdot D_{max}}{V_{out} \cdot f_s \cdot \frac{\Delta V_o}{V_o}} \quad (3.6)$$

Con estos valores se obtiene, para el panel fotovoltaico a utilizar, que L_{min} tendrá un valor de $1.65 \mu H$, y C_{min} alcanzará $357 \mu F$, para el Boost Converter.

3.7. Sistema fotovoltaico aislado

En la Figura 3.20 se observa la conexión final de bloques para obtener el Sistema Fotovoltaico. En el caso del controlador MPPT, se hizo uso de un modelo predeterminado por el entorno Matlab [42].

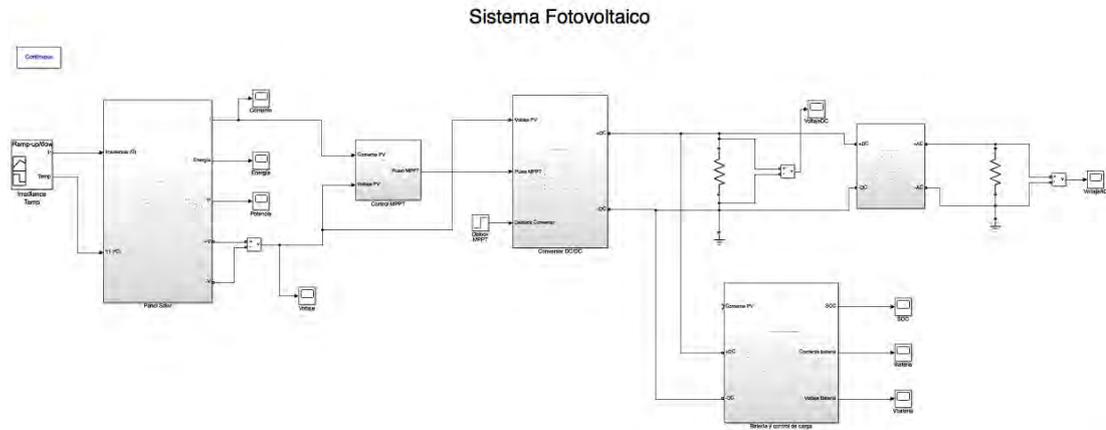


Figura 3.20: Sistema Fotovoltaico aislado a través de la conexión de bloques Simulink.

3.8. Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR)

Teniendo en cuenta que la ciudad del Cusco posee precipitaciones pluviales intensas y tormentas eléctricas durante los meses de verano, se hizo necesario implementar un algoritmo que determine el riesgo de que un domicilio se vea afectado por un rayo. Para esto, se recurrió a la Norma Técnica Peruana NTP-IEC 62305-2 Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo [43], la cual ofrece definiciones y ecuaciones mejoradas para la evaluación de zonas con riesgo de destello de rayos. De esta manera, se podrá evitar perjuicios como: daños a la estructura de las viviendas y su contenido, falla de los sistemas eléctricos y electrónicos asociados, y lesiones a los seres vivos en o cerca de la estructura.

Para lograr identificar la necesidad de protección de una vivienda y seleccionar las medidas de protección, se recurrió al entorno Matlab en el cual se diseñó un algoritmo basado en el diagrama de flujo de la Figura 3.21 y que se detalla en el Anexo 7. A través de este algoritmo y tomando como datos solo las dimensiones del terreno (ancho y largo en metros), se puede identificar los tipos de pérdidas que puede sufrir la estructura de acuerdo a su ubicación (L1: pérdida de vida humana, L2: pérdida de servicio público, L3: pérdida de patrimonio cultural, y L4: pérdida de valor económico). A partir de cada tipo de pérdidas, también se podrán calcular las componentes de riesgo de acuerdo con las fórmulas establecidas por la Norma. Posteriormente, se dará paso a evaluar cada riesgo: si el riesgo evaluado no es mayor que el

riesgo tolerable, la estructura obtendrá la condición de “Estructura Protegida”; caso contrario, se evaluará si la estructura posee un SPCR (Sistema de Protección Contra Rayos). Si el terreno a evaluar cuenta con un SPCR, también se evaluará la existencia de un SMPI (Sistema de medidas de protección contra el IEMR) que, de obtener un resultado positivo, se sugerirá optar por otras medidas de protección, mientras que, si no existe un SMPI, se pedirá la instalación de uno adecuado. Asimismo, si la estructura no cuenta con un SPCR, se calculará la sumatoria de la componentes de riesgo R_A (heridas a los seres vivos – descargas en la estructura), R_B (daños físicos en una estructura – descargas en la estructura), R_U (heridas a los seres vivos – descargas a la línea conectada) y R_V (daños físicos a la estructura – descargas a la línea conectada), que de ser mayor que el riesgo tolerable R_T , se pedirá la instalación de un SPCR adecuado al sistema, mientras que si el valor es menor al R_T , solo se pedirá la instalación de un SMPI.

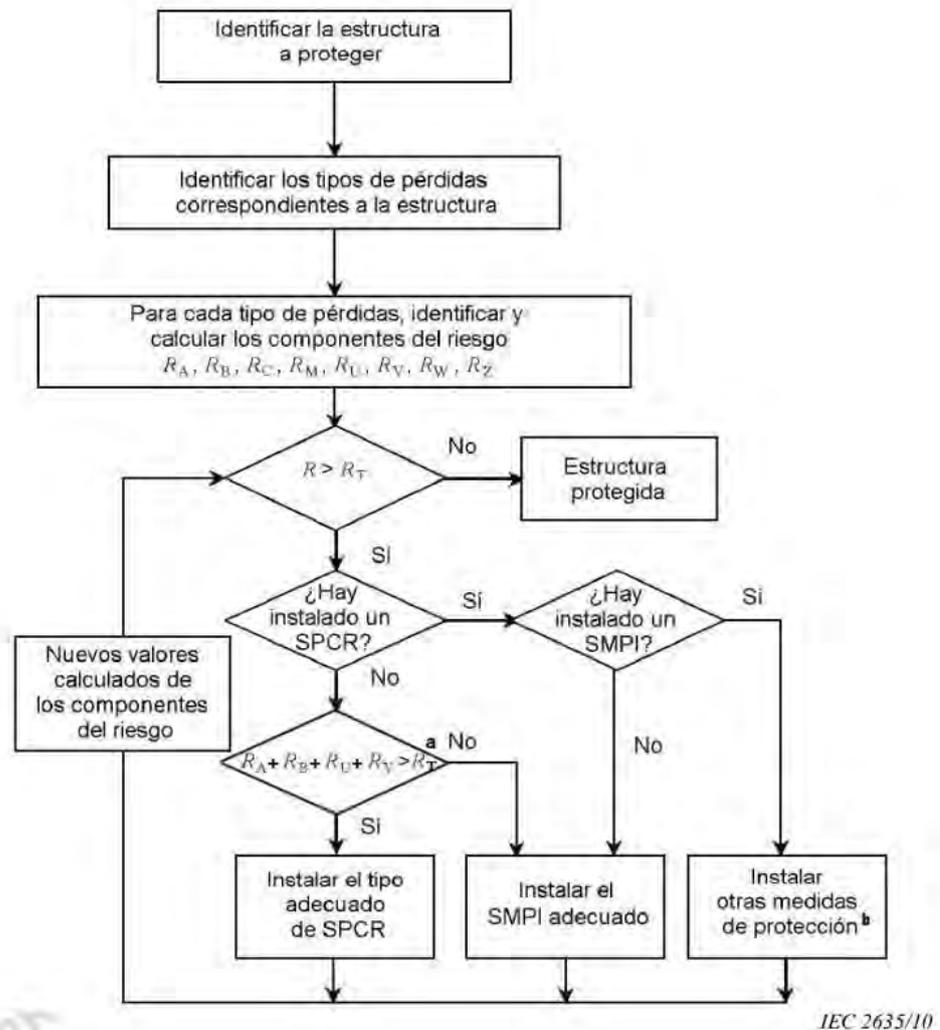


Figura 3.21: Diagrama de flujo del procedimiento para decidir la necesidad de protección y para seleccionar las medidas de protección

CAPÍTULO 4

Resultados técnicos, económicos y sociales

En el capítulo 3 se desarrolló la caracterización de los dispositivos que comprenden un sistema fotovoltaico aislado para el consumo eléctrico domiciliario, haciendo uso del software Simulink de Matlab. En el presente capítulo 4 que se desarrollará en las siguientes secciones, se presentarán resultados técnicos de la caracterización previamente realizada en el capítulo 3. Para esto, se tomará como referencia las pruebas de campo realizadas en dos empresas dedicadas a la comercialización de tecnologías fotovoltaicas ubicadas en Lima Metropolitana. Luego, se procederá a realizar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico apto para su implementación en la localidad rural de El Vallecito, teniendo en cuenta su posible consumo eléctrico mensual y las características de vivienda que presenta. Por otro lado, se presentarán resultados económicos, con los cuales se analizará la viabilidad económica del proyecto, teniendo en cuenta la selección de componentes cuyos costos influenciará la tarifa mensual por concepto de suministro a partir de la instalación de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales. Adicionalmente, se desarrollará un análisis de las posibles implicancias de índole social, a través de las cuales se estudiarán las condiciones de vida de los pobladores de la localidad de El Vallecito. También, se determinará cómo la inclusión de sistemas fotovoltaicos como alternativa de dotación del servicio de electricidad pueden influenciar positivamente en la calidad de vida de los beneficiarios de las localidades rurales. Y, por último, se elaborará una hoja de ruta con estrategias claves para incrementar el Índice de Desarrollo Humano a partir del concepto de energías renovables y su implementación como servicio eléctrico domiciliario.

4.1. Resultados técnicos

Los resultados técnicos presentados en este capítulo tienen el objetivo de contrastar el comportamiento resultante de la caracterización de los dispositivos que conforman el sistema fotovoltaico en el software Matlab con los valores de energía hallados en las pruebas de campo que se realizaron. De tal forma que, dicho sistema alimente las cargas que utiliza una familia promedio en el distrito de Saylla: 4 lámparas ahorradoras de 18W cada una, 1 reproductor de sonido de 15W, 1 televisor (TV) de 70W y 2 cargadores de celular de 5W cada uno, las cuales se pueden apreciar en la Figura 4.27. Las pruebas mencionadas se realizaron en las empresas Waira: Energía y Movilidad Sostenible. Paralelamente, la empresa Q-Energy Perú ofreció un compilado de datos relacionados a la producción energética de un arreglo de 10 paneles fotovoltaicos. A continuación, se detallarán los resultados obtenidos de ambas empresas. Cabe resaltar que las pruebas realizadas se encontraron en circuito abierto y no se realizó pruebas con cargas.

4.1.1. Pruebas de campo realizadas en Waira: Energía y Movilidad Sostenible

Las mediciones halladas en la empresa Waira: Energía y Movilidad Sostenible fueron llevadas a cabo gracias a la colaboración del Ing. Mg. Franco Canziani¹, quien además de ofrecer sus instalaciones y equipos de medición, también participó de la jornada de pruebas. Los datos ambientales y externos para la elaboración de mediciones se encuentran en la Tabla 4.1, los datos técnicos del panel fotovoltaico a utilizar figuran en la tabla 4.2, y la lista de dispositivos utilizados en las mediciones son detallados en la tabla 4.3.

Tabla 4.1: Condiciones ambientales y externas del 22 de octubre del 2018.

Condiciones ambientales y externas para las pruebas de campo	
Ubicación	Waira: Energía y Movilidad Sostenible (Av. Guillermo Dansey 1685, Cercado de Lima)
Coordenadas	-12.047442, -77.063481
Día	22 de octubre del 2018
Hora de prueba	11:00 am a 12:00 m
Temperatura ambiente	20 °C con nubosidad
Irradiancia solar	92.68 W/m ²

Para las mediciones, se utilizaron dos paneles fotovoltaicos correspondientes al modelo CHN72P de tipo policristalino, fabricados por la empresa Chinaland Solar Energy y que, en esta ocasión, estuvieron conectados en serie. Tener en cuenta que, en este caso y tomado como referencia la Figura 2.11, se conectarían 2 paneles en serie.

Tabla 4.2: Características técnicas del panel fotovoltaico CHN72P.

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)			
Tipo de módulo	-	-	CHN72P (Poly Crystalline)
Potencia máxima	P _{max}	W	305
Máxima potencia de tolerancia	ΔP _{max}	%	+/- 3
Eficiencia del módulo	η _m	%	15.8
Voltaje a P _{max}	V _{mpp}	V	36.9
Corriente a P _{max}	I _{mpp}	A	8.27
Voltaje en circuito abierto	V _{oc}	V	43.7
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	A	8.78
Dimensiones (L/W/H)		mm	1950/ 990/ 40

¹ Franco Canziani: Gerente General de la empresa Waira Energía y Movilidad Sostenible.

Por otro lado, para una adecuada adquisición de datos como voltaje CC del arreglo fotovoltaico, voltaje CA entregado por el inversor, energía entregada por el arreglo y frecuencia del sistema, se necesitó recurrir a los siguientes dispositivos:

Tabla 4.3: Dispositivos utilizados durante la etapa de pruebas de campo.

Lista de dispositivos utilizados para la prueba de campo		
Dispositivo	Modelo - Marca	Función
2 paneles fotovoltaicos	CHN72P - Chinaland Solar Energy	Captar fotones y convertirlos a corriente eléctrica
1 pinza Amperimétrica	Fluke 325	Medir la corriente DC proveniente del panel fotovoltaico
3 batería	AGM 12V/100Ah - Kaise	Almacenamiento de energía
1 PV Grid Inverter	Growatt 1500-S	Dispositivo integrado por inversor y controlador de carga apto para micro redes
Medidor eléctrico de energía activa	Falke	Medidor de energía activa (kWh) monofásica. Ofrece protección contra campos magnéticos y electrostáticos.

En la Figura 4.1 se puede observar el arreglo fotovoltaico cuya configuración es tipo serie y, también, se puede apreciar el tablero de conexiones que la empresa Waira actualmente posee, en la cual se ubica el dispositivo PV Grid Inverter (dispositivo que cuenta con un controlador MPPT y etapa de transformación como parte de su composición interna), los medidores eléctricos de energía activa y llaves termomagnéticas. Asimismo, respecto a la Figura 2.11, se utilizó 3 baterías en lugar de solo 1 que aparece en el esquema de dicha figura. Además las pruebas se realizaron sin conexión a carga.



(a)



(b)

Figura 4.1: (a) Conexión en serie de 2 paneles fotovoltaicos. (b) Tablero de conexiones del sistema fotovoltaico.

Para las pruebas en la empresa Waira, el sistema fotovoltaico ya se encontraba implementado y no requirió realizar algún tipo de conexión previa. También, el dispositivo PV Grid Inverter

ubicado en el tablero de conexiones ofrecía un display en la parte frontal a través del cual se actualizaban los valores de voltaje DC del arreglo fotovoltaico, voltaje AC generado por el inversor, energía producida y frecuencia cada 5 minutos. De esta forma, la observación de los resultados en este display fue suficiente para organizar un registro de resultados que empezó a las 11 am y culminó a las 12pm. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.4, en la cual fue añadida la columna “Voltaje PV unitario (V)”, dado que el dispositivo PV Grid Inverter entregó los valores resultantes del arreglo, mas no de cada panel. Es así que, esta columna de datos fue hallada dividiendo el valor de los voltajes en serie entre 2, debido a que la conexión fue de tipo serie.

Tabla 4.4: Registro de valores obtenidos durante las pruebas de campo en la empresa Waira.

Hora	Voltaje PV unitario (V)	Voltaje PV serie (V)	Voltaje AC (V)	Energía serie (Wh)	Frecuencia (Hz)
11:15 am	36.5	73	219	80	59.8
11:25 am	36	72	219	85	60
11:30 am	36	72	217	85.5	59.9
11:35 am	36	72	218	89.1	60
11:40 am	39.8	79.6	216	91.6	59.9
11:45 am	36.5	73	219	93.3	59.9
11:50 am	37.5	75	219	94.4	60
11:55 am	37.5	75	220	99.2	59.8
12:00 m	36	72	220	102.9	60

Según la Tabla 4.4, el sistema fotovoltaico perteneciente a la empresa Waira produce un voltaje que oscila entre los 36 V y 39.8 V por cada panel fotovoltaico. Así también, se obtuvo una resultante de voltaje AC generado por el inversor DC/AC que se ubica entre los 216 V y 220V, con una frecuencia oscilante entre los 59.8 Hz y 60 Hz, el cual es apto para el consumo domiciliario. Además, la producción de energía proveniente de este sistema fotovoltaico entre las 11:15 am y las 12:00 pm fue incrementándose, iniciando con un valor de 86 Wh y alcanzando hasta los 102.9 Wh al mediodía del 22 de octubre de este año.

Con estos resultados hallados de manera empírica, se procedió a compararlos con los datos obtenidos a través de simulaciones en Matlab. Para este procedimiento, se configuró cada uno de los dispositivos caracterizados según las condiciones técnicas que la empresa Waira gestiona, de manera que los resultados finales resulten los más similares a las pruebas de campo. En el Anexo 8 se puede observar la integración de todos los dispositivos que conforman el sistema fotovoltaico según sus características técnicas.

Para la evaluación de las curvas de Corriente vs Voltaje y Potencia vs Voltaje a condiciones ideales se utilizó un valor de irradiancia correspondiente a 1000 W/m^2 y 25°C de temperatura. Las gráficas obtenidas pueden ser observadas en la Figura 4.2, las cuales presentan valores muy cercanos en comparación a los datos de fábrica. Siendo así que en la curva Corriente vs Voltaje se obtiene una corriente en el punto de potencia máxima (I_{mpp}) la cual es 8.27 A para el valor de voltaje en el punto de potencia máxima (V_{mpp}) que responde a 36.9 V . Y para la curva Potencia vs Voltaje, se obtiene la potencia máxima (P_{max}) de 305 W para el valor de voltaje en el punto de potencia máxima (V_{mpp}) que es 36.9 V .

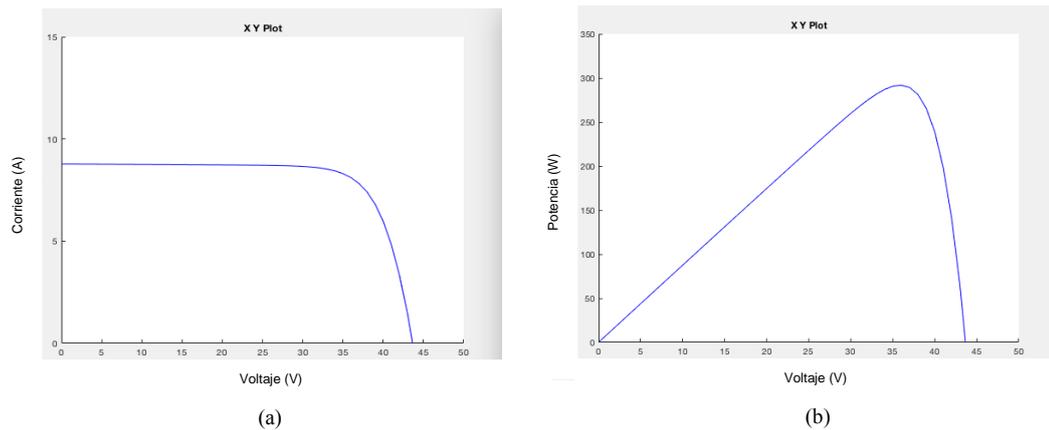


Figura 4.2: (a) Curva Corriente vs Voltaje. (b) Curva Potencia vs Voltaje

Por otro lado, para el análisis de resultados entre las 11 am y 12 pm, se varió los datos de entrada del bloque “Panel Solar” con la irradiancia registrada por la NASA para ese día correspondiente a $2.22 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$, y la temperatura indicada por el SENAHMI que osciló entre los 19°C y 20°C para el tiempo de pruebas. De esta forma, a través de la interconexión de bloques en el entorno Simulink de Matlab, se obtuvieron gráficas que demuestran el comportamiento de los dispositivos del sistema fotovoltaico entre las horas mencionadas y a las condiciones ambientales establecidas. En la Figura 4.3 se observa el comportamiento de la corriente del panel fotovoltaico en función del tiempo, a través del cual se demuestra que, minutos después de las 11 am, se generó una corriente de 0.607 A , la cual fue constante hasta aproximadamente las 12:15 pm. La variación de corriente ocurre debido al escalamiento de Matlab que no fue muy alto.

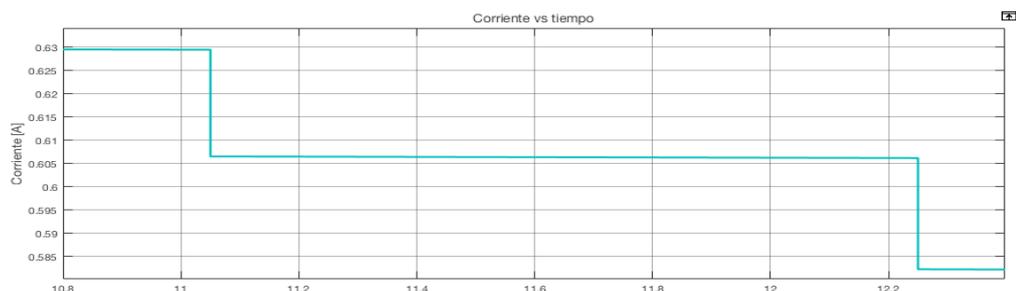


Figura 4.3: Curva Corriente vs tiempo (minutos) para el 22 de octubre del 2018.

Para este día y en las condiciones definidas, el comportamiento del voltaje del panel fotovoltaico respecto al tiempo presentó un comportamiento ligeramente ascendente (casi constante) con un valor de 72.048 V a las 11:00 am y de 72.058 V para las 12pm. Los valores obtenidos en la Figura 4.4 son similares a los datos registrados en campo y que figuran en la Tabla 4.4.

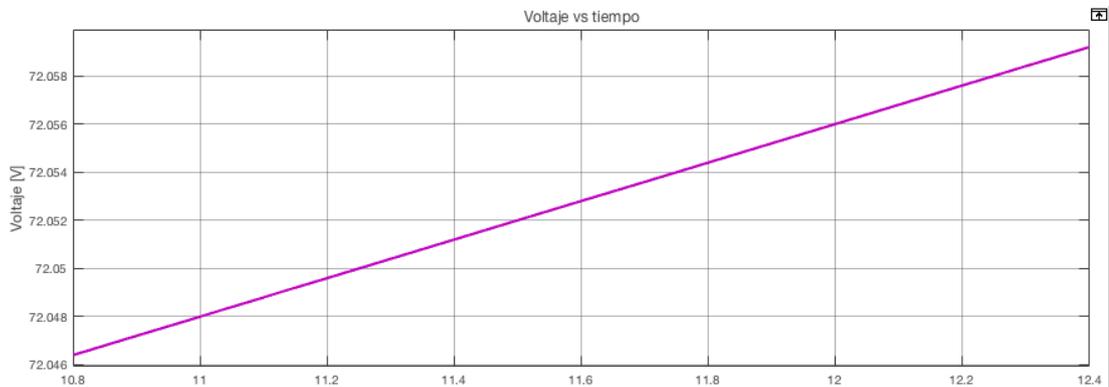


Figura 4.4: Curva Voltaje DC vs tiempo (minutos) para el 22 de octubre del 2018.

Al respecto de la potencia registrada, la cual se observa en la Figura 4.5, cada panel fotovoltaico entregó un aproximado de 43.75W a partir de las 11:05 am, valor que se mantuvo hasta las 12:15 pm del día de prueba.

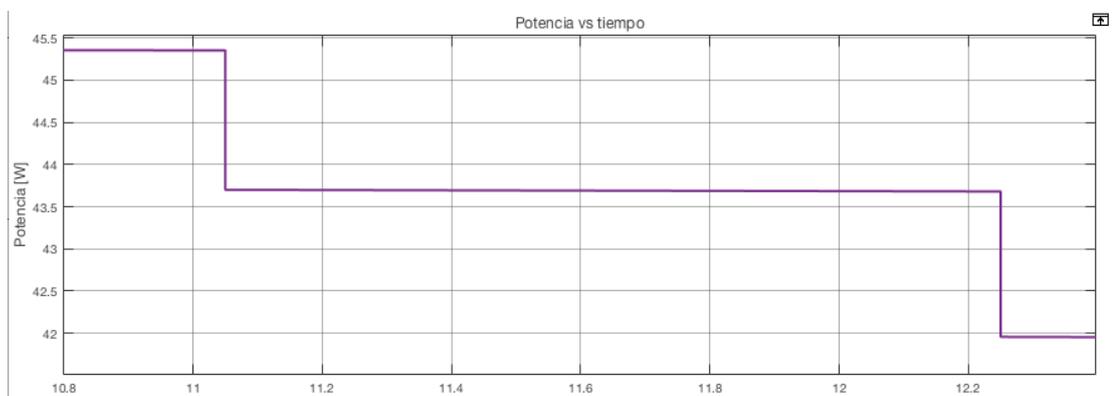


Figura 4.5: Curva Potencia vs tiempo (minutos) para el 22 de octubre del 2018.

En cuanto a la energía producida por el panel fotovoltaico y que está demostrada en la Figura 4.6, se afirma que dicha energía fue incrementándose con el paso del tiempo. Siendo así que a las 11:00 am generó 80Wh y conforme pasaron los minutos, este valor fue incrementándose hasta llegar a los aproximadamente 103 Wh para las 12:00 pm. Estos resultados comparados con la prueba de campo, cuyos valores se registran en la Tabla 4.4, son de carácter muy similar, considerándose así que existe un contraste óptimo entre las pruebas prácticas y las simulaciones a través de software.

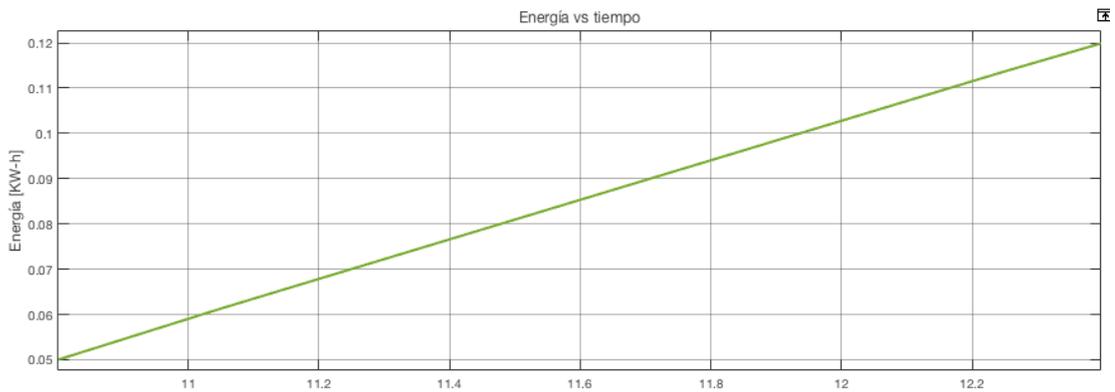


Figura 4.6: Curva Energía vs tiempo (minutos) para el 22 de octubre del 2018.

De la misma forma, el bloque “Inversor DC/AC” fue configurado con las características técnicas del dispositivo PV Grid Inverter y a una frecuencia de 60 Hz, obteniendo un comportamiento que se observa en la Figura 4.7. En la simulación a través de Matlab se obtuvo una curva de voltaje AC de tipo sinusoidal y con un valor de voltaje pico - pico que se encuentra entre los 205 V y 230 V. Estos resultados obtenidos también son muy cercanos a los datos registrados en la columna de Voltaje AC en la Tabla 4.4.

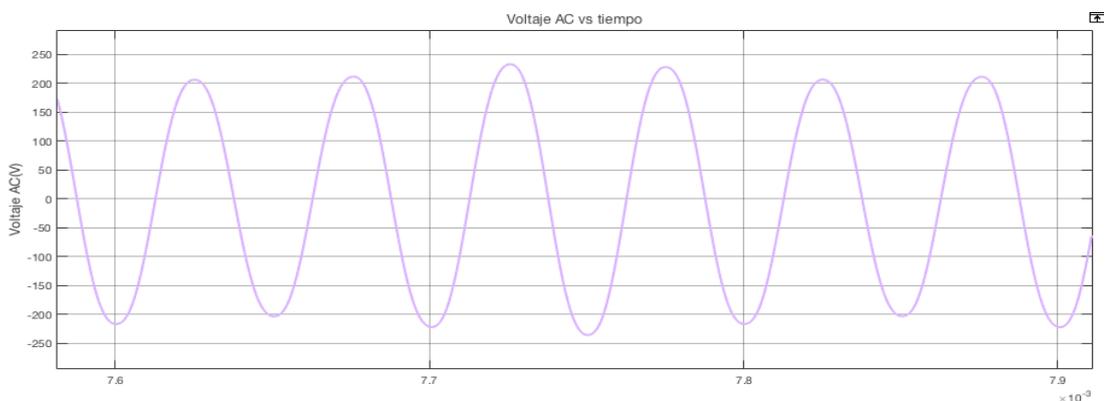


Figura 4.7: Curva Voltaje AC vs tiempo (minutos) para el 22 de octubre del 2018.

4.1.2. Análisis de datos provenientes de la empresa Q-Energy Perú

Siguiendo con el análisis de resultados técnicos, se logró realizar gestiones con la empresa Q-Energy Perú, a través del Ing. Aldo Rosas², quien otorgó el reporte de datos registrados, en un periodo de 4 días, correspondientes a un arreglo de 10 paneles fotovoltaicos de 325W cada uno ubicados en el Ministerio de Energía y Minas. Este reporte corresponde a los días 3, 4, 5 y 6 de noviembre del 2018 cuyos valores pueden ser analizados en el Anexo 9. De esta forma, en la Tabla 4.5 se especifica las características técnicas de los paneles fotovoltaicos a evaluar.

² Aldo Rosas: Gerente Comercial de la empresa Q-Energy Perú

Tabla 4.5: Características técnicas del panel fotovoltaico CSUN325-72P (China Sunergy).

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)			
Tipo de módulo	-	-	CSUN325-72P (Poly Crystalline)
Potencia máxima	Pmax	W	325
Máxima potencia de tolerancia	ΔP_{max}	%	+/- 4
Eficiencia del módulo	η_m	%	16.78
Voltaje a Pmax	Vmpp	V	37.7
Corriente a Pmax	Impp	A	8.62
Voltaje en circuito abierto	Voc	V	46
Corriente de cortocircuito	Isc	A	9.12
Dimensiones (L/W/H)		mm	1956/ 990/ 50

Para la evaluación de las curvas de Corriente vs Voltaje y Potencia vs Voltaje, se modificó los datos de entrada del bloque “Panel Solar” correspondientes a irradiancia y temperatura por valores a condiciones ideales que son 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ respectivamente. En la Figura 4.8 se aprecia que, en la curva Corriente vs Voltaje, para un voltaje en el punto de potencia máxima (Vmpp) que es 37.7 V para cada panel fotovoltaico, se obtiene una corriente en el punto de potencia máxima (Impp) de 8.62 A. De igual manera, para la curva de Potencia vs Voltaje, se obtiene una potencia máxima (Pmax) de 325 W para el valor de voltaje en el punto de potencia máxima (Vmpp). Estos valores hallados son congruentes con los datos de fábrica y fueron probados sin carga.

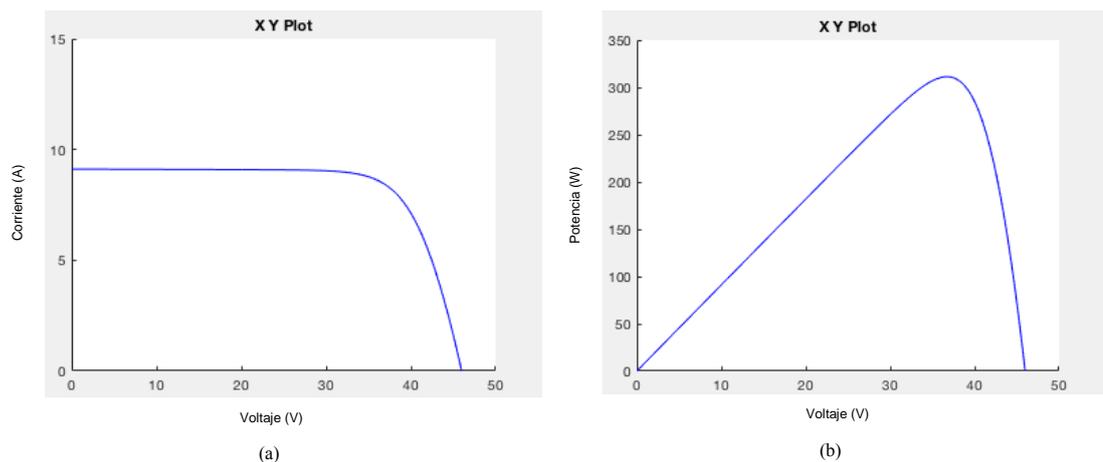


Figura 4.8: (a) Curva Corriente vs Voltaje. (b) Curva Potencia vs Voltaje

Por otro lado, para realizar un contraste entre los resultados entregados por la empresa Q-Energy Perú y el modelo caracterizado en Matlab, se realizaron simulaciones por cada día de

registro. En las gráficas que se mostrarán a continuación se toma como referencia las 24 horas del día, siendo las 6 am la hora de salida del sol, momento en el que el panel fotovoltaico inicia la generación de energía fotovoltaica, y las 5:00 pm como la hora de puesta de sol, momento en que el panel fotovoltaico deja de producir energía. Para cada día se tomaron como valores de entrada la irradiancia diaria registrada por la NASA y el valor de temperatura en grados Celsius determinado por el SENAHMI para cada hora del día en Lima Metropolitana (distrito de San Borja).

4.1.2.1. Sábado 03 de Noviembre del 2018

Para este día, la NASA registró una irradiancia solar de $3.67 \text{ KWh}/\text{m}^2/\text{día}$, además la temperatura máxima fue de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ acentuándose entre las 10:00 am y las 2:00 pm. Con estas características ambientales simuladas en el sistema fotovoltaico de Matlab, se obtuvo que cada panel fotovoltaico produjo alrededor de 1.4 A entre las horas de máxima temperatura e irradiancia solar. Antes de este intervalo de tiempo la corriente tuvo un comportamiento creciente con variaciones debido a los cambios de temperatura y, también, después de atravesar el periodo de entrega de máxima corriente, esta empezó a disminuir hasta adquirir un valor de 0A para horas de la noche como se muestra en la Figura 4.9.

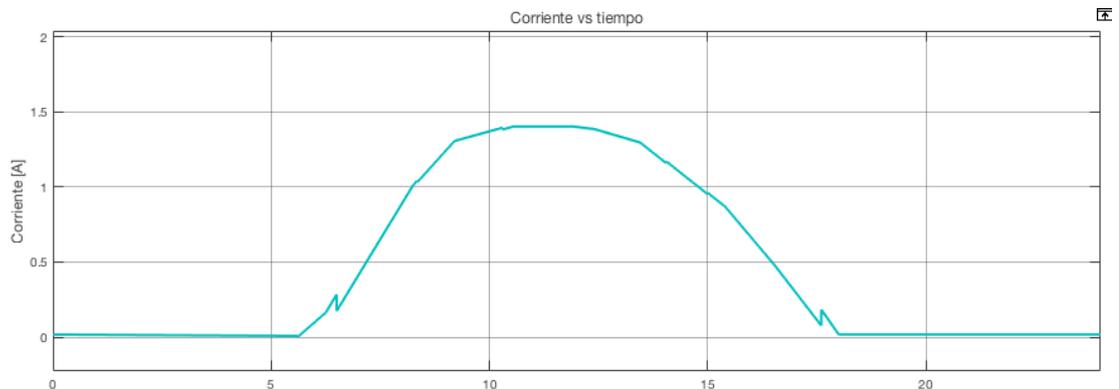


Figura 4.9: Curva Corriente vs tiempo (horas) para el 3 de noviembre del 2018.

En cuanto al voltaje DC entregado por el panel fotovoltaico, este presentó un valor constante 37.7V , el cual permite obtener la potencia máxima durante el intervalo de tiempo de captación de fotones que empieza a las 6:00 am y que culmina pasado las 5:00 pm, tal como se puede observar en la Figura 4.10. Este valor constante fue modificado dentro de la estructura interna del bloque “Panel Solar”, de tal forma que el sistema genere la máxima energía capaz de alimentar las cargas de un domicilio.

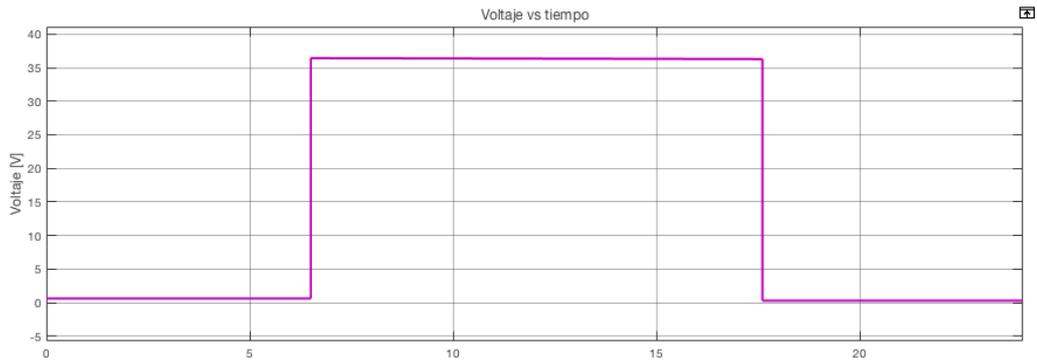


Figura 4.10: Curva Voltaje DC vs tiempo (horas) para el 3 de noviembre del 2018.

En cuanto al comportamiento de la potencia, el cual es un dato entregado por la empresa Q-Energy Perú, esta adquiere un comportamiento similar al de la corriente, tal como se aprecia en la Figura 4.11. Siendo así que, la potencia máxima registrada empieza a las 10:00 am y culmina entre las 2:00pm y 3:00pm, con un valor que asciende a los 52 W. Estos valores pueden ser comparados con el registro del día 3 de noviembre del Anexo 9.

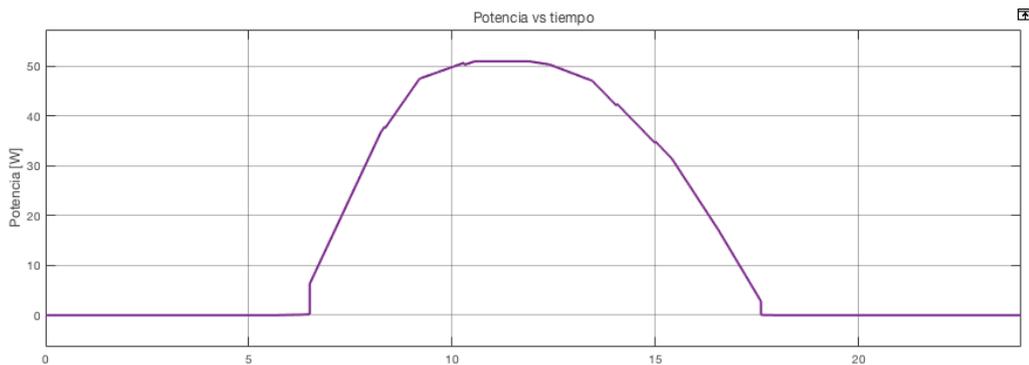


Figura 4.11: Curva Potencia vs tiempo (horas) para el 3 de noviembre del 2018.

En cuanto al valor de energía producida por el panel fotovoltaico, se obtuvo una curva de pendiente positiva en las horas que el panel fotovoltaico realiza la conversión de fotones a energía eléctrica. Según la Figura 4.12, la producción de energía inicia a las 6:30 am la cual asciende hasta un valor de 400 Wh para las 5:30pm

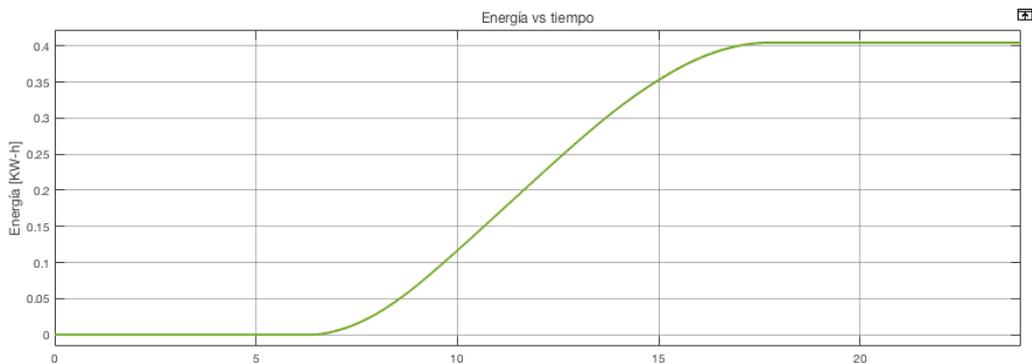


Figura 4.12: Curva Energía vs tiempo (horas) para el 3 de noviembre del 2018.

4.1.2.2. Domingo 04 de Noviembre del 2018

El 4 de noviembre, la NASA registró una irradiancia solar de $3.86 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$, a una temperatura máxima que osciló entre 20 °C y 21 °C entre las 9:45 am y las 2:45 pm. Estas características ingresadas como parámetros de entrada al sistema fotovoltaico diseñado en Matlab permitieron obtener un valor de corriente máximo que alcanzó los 1.6A para las horas de máxima irradiancia solar y temperatura. Tal como se puede apreciar en la Figura 4.13, la corriente se incrementará a partir de las 6:00 am hasta llegar a su valor pico entre las 10:00 am y 2:00 pm, para luego disminuir y llegar a 0A a partir de las 5:30 pm.

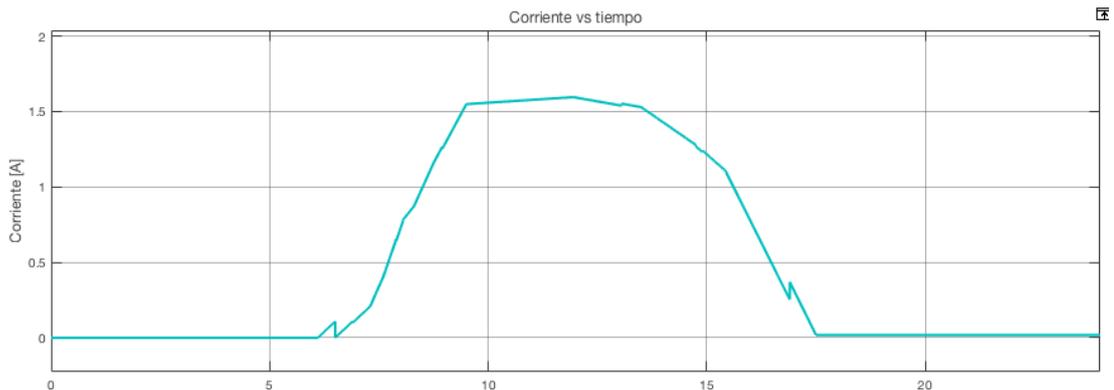


Figura 4.13: Curva Corriente vs tiempo (horas) para el 4 de noviembre del 2018.

El voltaje DC entregado por el panel fotovoltaico adquiere un valor constante 37.7V , el cual permite obtener la potencia máxima durante el tiempo que el panel fotovoltaico emana energía eléctrica. Tal como se muestra en la Figura 4.14, este valor será constante desde las 6:30 am y las 17:30 pm. Y al igual que en el caso anterior, este valor de voltaje fue modificado dentro de la estructura interna del bloque “Panel Solar” para que el sistema genere la máxima potencia.

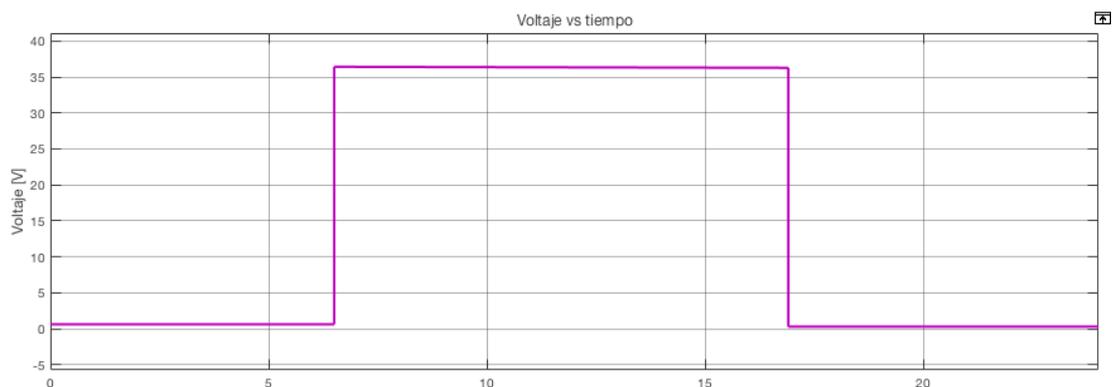


Figura 4.14: Curva Voltaje DC vs tiempo (horas) para el 4 de noviembre del 2018.

Por otro lado, el panel fotovoltaico empezó a entregar potencia a partir de las 6:30 de la mañana con un valor de 0.825 W , cifra que se elevó hasta los 57 W en el momento de mayor irradiancia solar y temperatura que ocurrió entre las 11:00 am y las 2:00 pm. Después de ese intervalo de tiempo, la potencia fue disminuyendo progresivamente hasta alcanzar los 0 W pasado las 5:00

pm. Estos valores mostrados en la Figura 4.15 pueden ser contrastados con el registro que figura en el Anexo 9 para el 4 de noviembre del 2018.

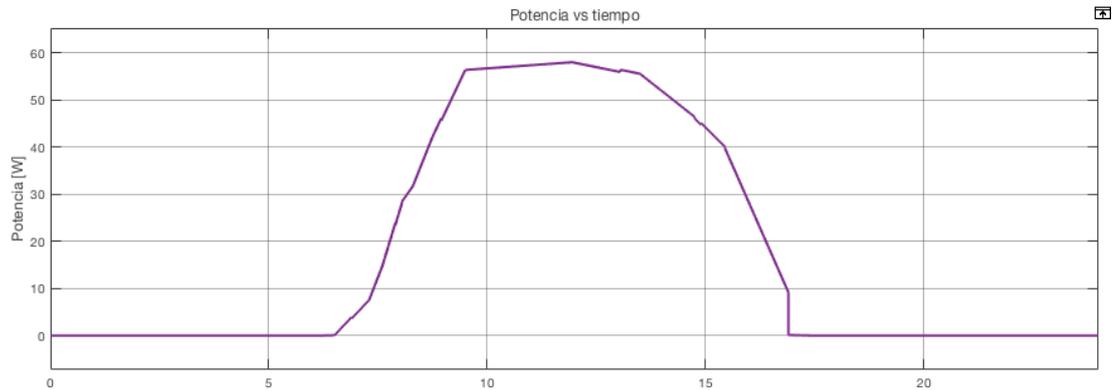


Figura 4.15: Curva Potencia vs tiempo (horas) para el 4 de noviembre del 2018.

En cuanto a la energía generada por el panel fotovoltaico, se puede apreciar que, durante las 6:45 am y las 5:30 pm, ésta tuvo un comportamiento lineal y ascendente, llegando a generar alrededor de 430 Wh al final del día. Dicho comportamiento es mostrado en Figura 4.16.

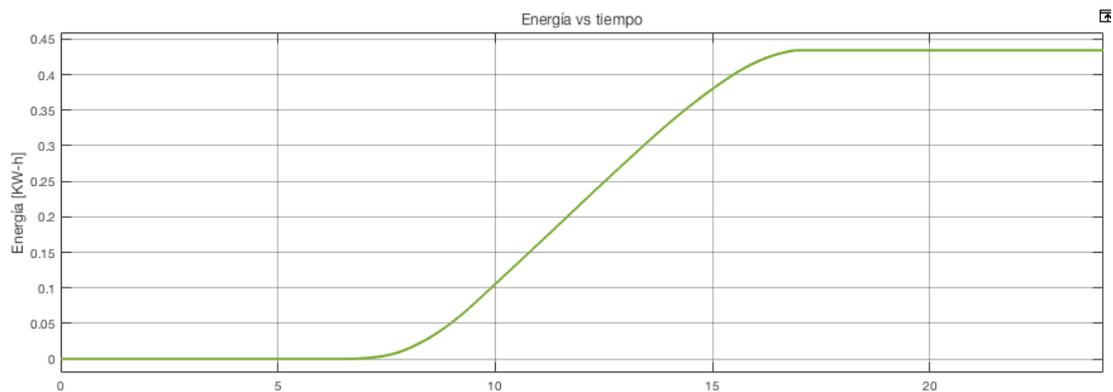


Figura 4.16: Curva Energía vs tiempo (horas) para el 4 de noviembre del 2018.

4.1.2.3. Lunes 05 de Noviembre del 2018

Dada la próxima llegada del verano, la temperatura en la ciudad de Lima se incrementa de manera notable, haciendo que la irradiancia diaria también se eleve. De esta manera, para el 5 de noviembre del 2018, la NASA determinó un nivel de irradiancia solar de $5.27 \text{ KWh}/\text{m}^2/\text{día}$ y el SENAHMI registró una temperatura máxima que llegó a una temperatura máxima que osciló entre $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y $21 \text{ }^\circ\text{C}$ entre las 10:00 am y las 3:00 pm. Estas condiciones ambientales fueron ingresadas como parámetros de entrada en la simulación del sistema fotovoltaico en Matlab, dando lugar a que se generen resultados correspondientes a la corriente que indican que el panel fotovoltaico alcanzó a entregar 1.8 A en las horas de mayor predominio de irradiancia solar y temperatura, tal como se muestra en la Figura 4.17. Antes de ese momento, la corriente mantuvo un comportamiento creciente iniciándose a las 6:00 am,

mientras que, tras alcanzar el valor máximo de corriente de 1.8 A, esta empezó a disminuir hasta ser 0A después de las 5:30 pm.

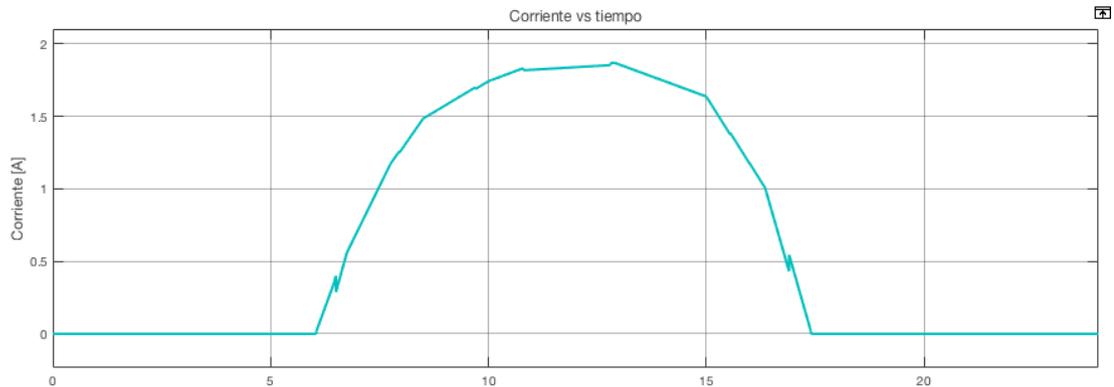


Figura 4.17: Curva Corriente vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

Respecto al comportamiento del voltaje, se sigue fijando este parámetro en 37.7 V de tal forma que el panel fotovoltaico trabaje constantemente en el punto donde pueda entregar la potencia máxima. Según la Figura 4.18, se puede observar que este valor de voltaje fue fijado entre las 6:00 am, hora de salida del sol, y las 5:30 pm, hora de puesta del sol.

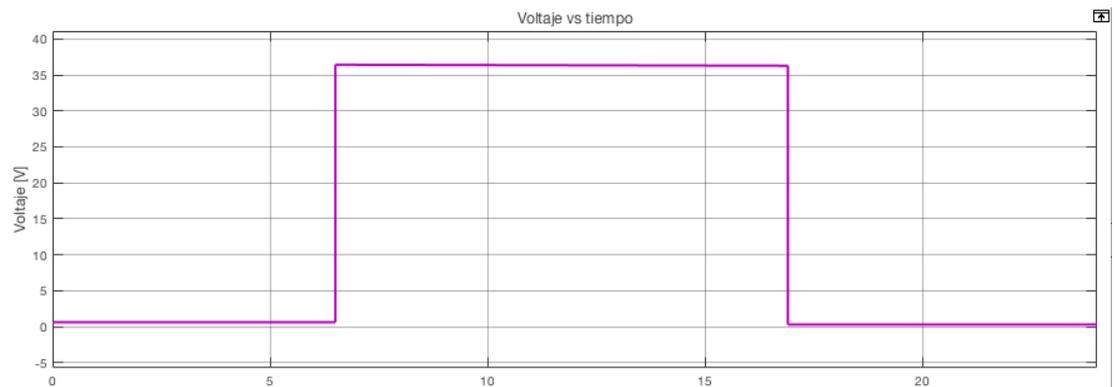


Figura 4.18: Curva Voltaje DC vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

En cuanto a la potencia, del cual su registro se puede apreciar en el Anexo 9, se observa que mantuvo un comportamiento creciente entre las 6:00 am y 11:00 am, dado que entre las 11:00 am y 2:00 pm se registraron los mayores valores de potencia entregados por el panel fotovoltaico que alcanzaron un máximo de 67 W. Pasado este intervalo de tiempo, la potencia empieza a disminuir hasta convertirse en 0W después de las 5:00 pm. Este comportamiento se muestra en la Figura 4.19.

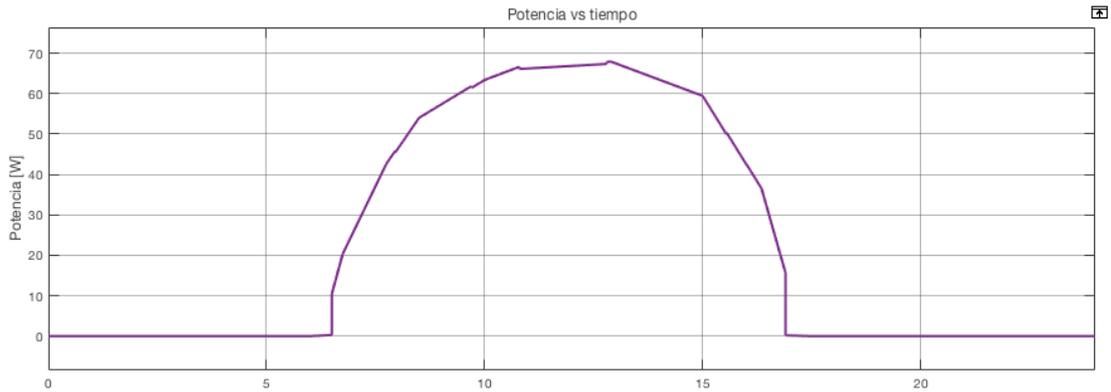


Figura 4.19: Curva Potencia vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

Así también, el comportamiento de la energía en función del tiempo fue de carácter ascendente, de acuerdo a lo plasmado en la Figura 4.20. En esta se aprecia que la energía empieza a incrementarse a partir de las 6:30 am hasta alcanzar un máximo de 550 Wh después de las 5:00 pm.

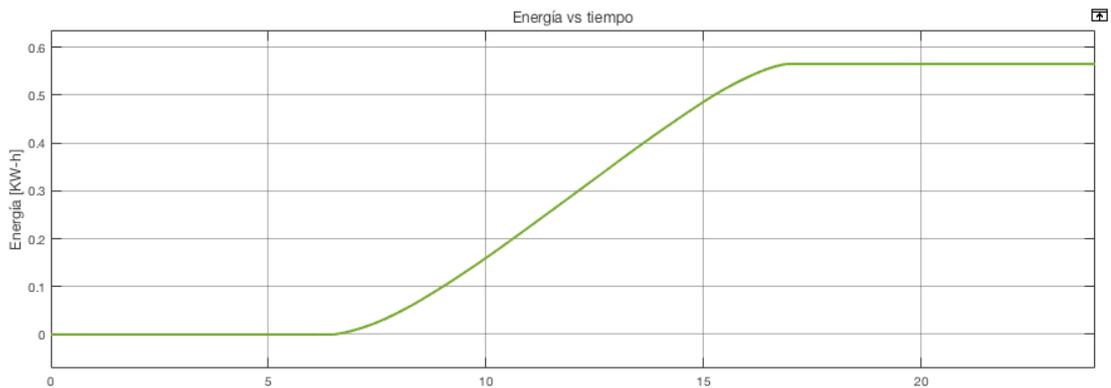


Figura 4.20: Curva Energía vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

4.1.2.4. Martes 06 de Noviembre del 2018

Para este día, los valores de la temperatura y la irradiancia solar fueron aumentando debido al inminente cambio de estación que posicionan al territorio peruano cada vez más cerca al Sol. De esta manera, para el 6 de noviembre, la NASA registró una irradiancia solar de $5.63 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$ y el SENAEMI evaluó una temperatura máxima de 21 °C a una temperatura máxima entre las 11:00 am y las 2:00 pm. Con estos parámetros de entrada determinados, se procedió a realizar la simulación del sistema fotovoltaico a través del cual se obtuvo un valor máximo de corriente de 2 A para las horas de máxima irradiancia solar y temperatura (entre las 11:00 am y las 2:00pm). Antes de ese intervalo de tiempo, la corriente tuvo un comportamiento ascendente iniciado a las 6:00 am y, tras las 2:00 pm la corriente empezó a disminuir progresivamente hasta alcanzar los 0 A a las 5:30 pm, según la Figura 4.21.

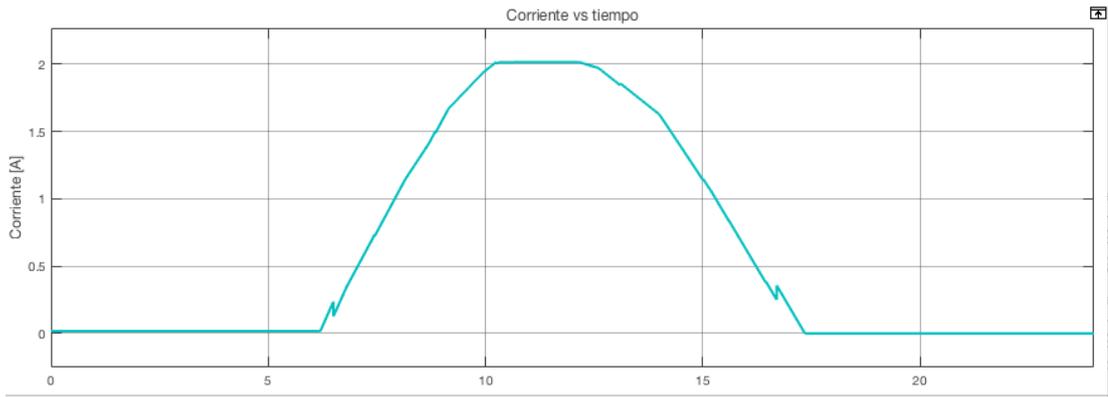


Figura 4.21: Curva Corriente vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

El comportamiento del voltaje DC en función del tiempo mantiene un valor constante de 37.7 V como en los tres casos anteriores, de tal forma que el panel fotovoltaico trabaje siempre en la zona de entrega de máxima potencia. Para este día, el nivel de voltaje DC mencionado fue ubicado entre las 6:00 am y 5:30 pm, como se muestra en la Figura 4.22.

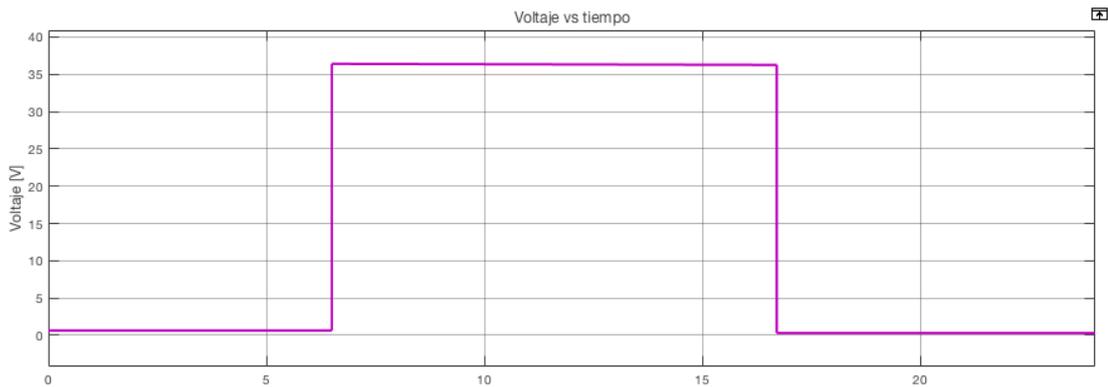


Figura 4.22: Curva Voltaje DC vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

Según la Figura 4.23, la potencia para el 6 de noviembre alcanza un valor máximo de 72 W entre las 11:00 am y las 2:00pm, teniendo además un comportamiento ascendente entre las 6:30 am y la hora que se registra la máxima potencia. Por otro lado, la potencia empieza a disminuir conforme pasa el tiempo después de las 2:00 pm hasta adquirir un valor de 0 W después de las 5:00 pm. Estos valores obtenidos a través de simulaciones en Matlab pueden ser contrastados con el registro del Anexo 9. En este caso, se encuentra una ligera variación entre los resultados de simulación y los datos recibidos por la empresa, esto puede atribuirse a la presencia de nubosidad del día, la cual no es considerada en la simulación, y que disminuyó el valor de la potencia registrada por Q-Energy Perú.

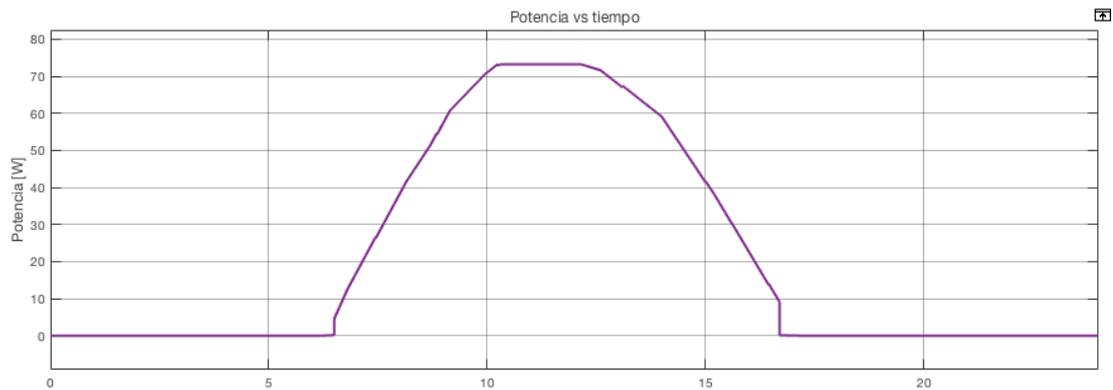


Figura 4.23: Curva Potencia vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

Por otro lado, la generación de energía por parte del panel fotovoltaico también tuvo un carácter ascendente, logrando alcanzar un valor máximo de 520 Wh al culminar el periodo de producción del panel a las 5:30 pm aproximadamente. Dicho comportamiento se puede apreciar en la Figura 4.24

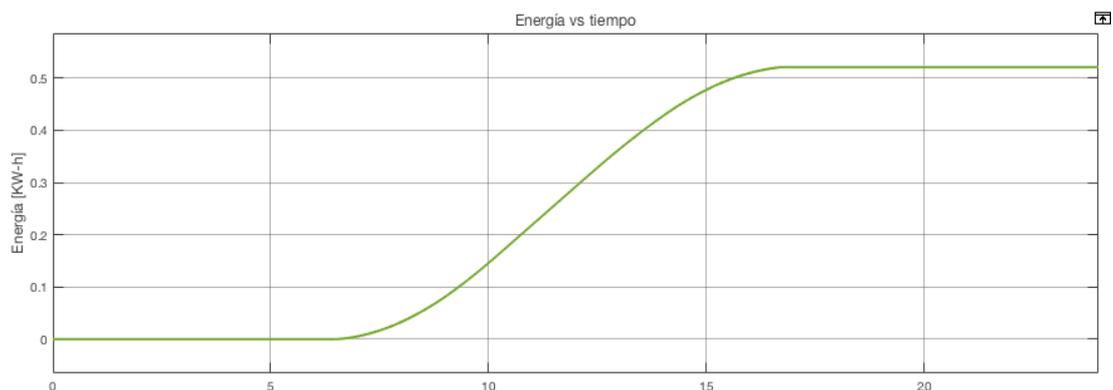


Figura 4.24: Curva Energía vs tiempo (horas) para el 5 de noviembre del 2018.

4.2. Dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico para la localidad rural de El Vallecito, Saylla, Cusco

Tras haber realizado las pruebas de campo en las empresas Waira: Energía y Movilidad Sostenible y Q-Energy Perú, y haber hallado resultados bastante semejantes entre dichas pruebas prácticas y los valores hallados a través de simulaciones en Matlab, se procederá a diseñar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico apto para la localidad rural de El Vallecito, perteneciente al distrito de Saylla en la ciudad del Cusco. El sistema fotovoltaico por dimensionar deberá ser capaz de satisfacer el consumo energético de una familia típica del área rural de esta localidad, tomando en consideración las cargas que el sistema fotovoltaico deberá alimentar y los niveles de temperatura ambiente e irradiancia solar que se presentan en cada mes del año.

Para obtener un dimensionamiento más preciso, es necesario analizar el plano arquitectónico de una vivienda típica del distrito de Saylla. Es por eso que, para esta tesis, el Arq. Jesús Ortega ofreció el plano arquitectónico de una vivienda de adobe propia de la localidad a estudiar, la cual se puede apreciar en la Figura 4.25. Esta vivienda tiene una dimensión de 17.89 m de largo y 8.90 m de ancho.

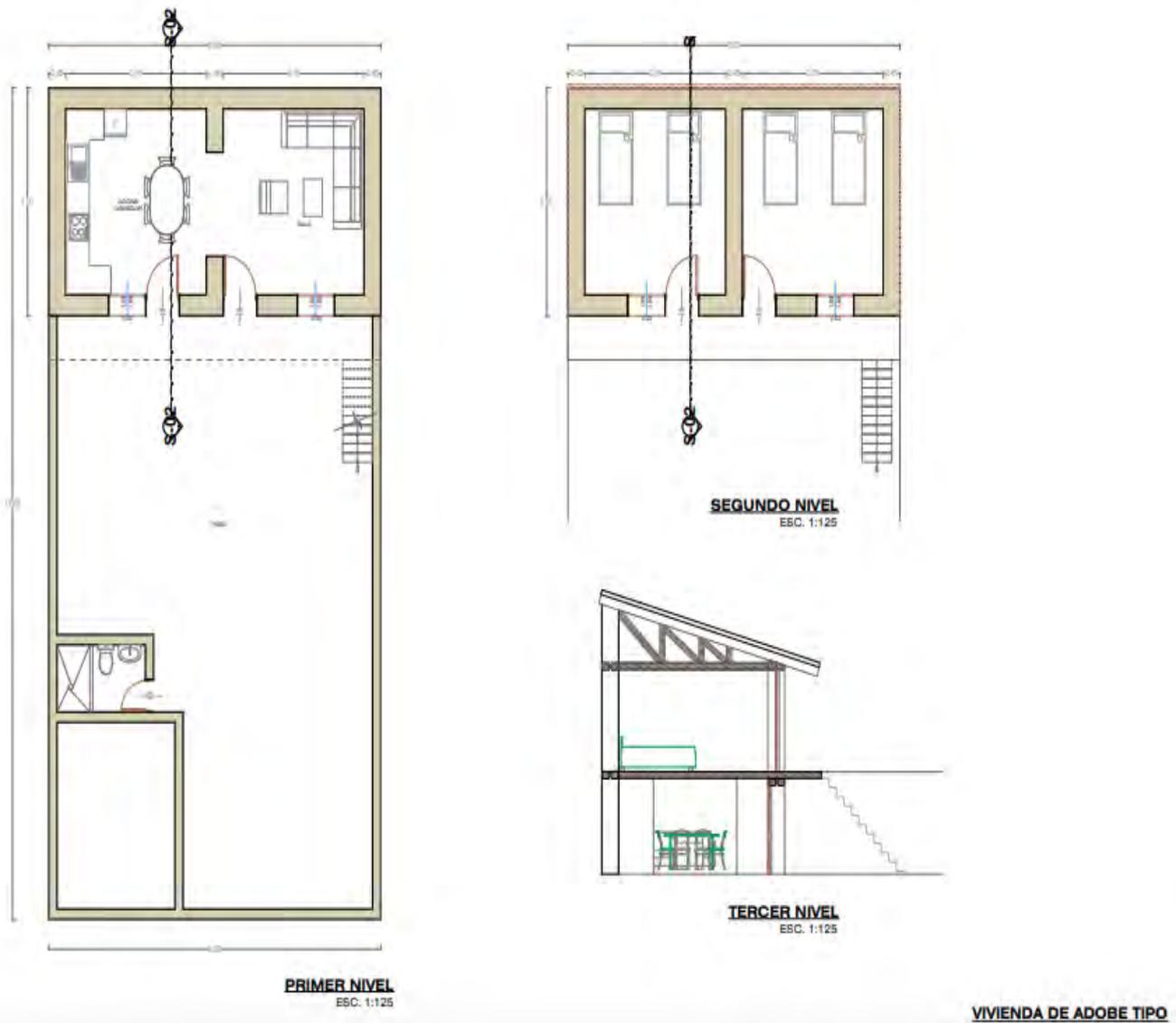


Figura 4.25: Plano arquitectónico de una vivienda de adobe típica en el distrito de Saylla.

Sin embargo, dado que el objetivo de la presente tesis es dotar de energía eléctrica a domicilios del sector rural de El Vallecito, el plano anteriormente mostrado no se ajusta exactamente a las condiciones de vida de los pobladores de la localidad en estudio. Esta situación ocurre debido a que en el sector urbano del distrito de Saylla es común que los habitantes posean viviendas de dos o tres pisos con servicios básicos incluidos, mientras que, en el sector rural, estas condiciones se limiten a viviendas de 1 piso que albergan hasta tres habitaciones, tal

como se puede observar en la Figura 4.26, y que no cuentan con servicios básicos como acceso a la electricidad, agua y alcantarillado. Es por eso que, tomando en cuenta esta situación, se realizarán los cálculos de dimensionamiento utilizando únicamente el primer nivel del plano arquitectónico mostrado en la Figura 4.26. Además, se considerará la inclinación del techo, típico en regiones de la sierra, como una variable favorable para la inclinación del panel fotovoltaico en el momento de instalación. Se recomienda que el ángulo de inclinación de dicho panel sea el valor del ángulo de latitud del lugar. En este caso 13° (ver Anexo 1 y 2) orientado al norte para favorecer la captación de irradiancia en los meses de invierno.



Figura 4.26: Plano arquitectónico de una vivienda típica en el distrito de Saylla.

4.2.1. Análisis de consumo energético

Para realizar el análisis del consumo energético en un domicilio rural, se hará uso de una hoja Excel en la cual se detalle cada una de las cargas que existen en el domicilio, la potencia de cada una de estas cargas y las horas aproximadas que estas serán usadas. En el caso de una vivienda típica rural de El Vallecito, se estima que se hará uso de un máximo de 4 lámparas ahorradoras de 18W, una radio o reproductor de sonido que es muy común en esta zona y que puede consumir 15 W, hasta 2 celulares para la comunicación y en casos remotos, una TV de 28'' que consume 70 W. Al multiplicar cada potencia por el número de equipos, por el número de horas a utilizar, y luego hallar la suma total de cada producto, se obtuvo que cada vivienda podría consumir hasta 0.578 KWh en un día tal como se muestra en la Figura 4.27.

último la producción neta para cada mes del año (0.83 KWh/día en promedio), las cuales son superiores a la demanda de 0.578 KWh/día que requiere el domicilio rural. Asimismo, en la Figura 4.28 se puede observar que para el mes de julio se obtendrá la producción neta mínima del sistema y para marzo, la producción neta máxima del sistema fotovoltaico.

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN			
RADIACION SOLAR SEGÚN NASA (Para módulos con inclinación equatorial)		Prod Bruta kW-h/día	Prod NETA * kW-h/día
mes	radiación kW-h/(m ² x día)		
ENERO	7.39	1.28	0.89
FEBRERO	7.38	1.28	0.89
MARZO	7.40	1.28	0.89 MAXIMO
ABRIL	6.96	1.21	0.84
MAYO	6.90	1.20	0.83
JUNIO	6.55	1.14	0.79
JULIO	5.98	1.04	0.72 MINIMO
AGOSTO	6.39	1.11	0.77
SEPTIEMBRE	6.82	1.18	0.82
OCTUBRE	6.83	1.19	0.82
NOVIEMBRE	7.16	1.24	0.86
DICIEMBRE	7.30	1.27	0.88
		PRODUCCIÓN NETA PROMEDIO	0.83 kW-h/día

* CONSIDERANDO
 MERMA EN RADIACION 8%
 MERMA POR AUMENTO DE TEMPERATURA 8%
 PERDIDA EN CABLEADO 2%
 PERDIDA EN BATERIAS 10%
 PERDIDA EN INVERSORES Y REGULADORES 7%

Figura 4.28: Análisis de producción energética para un domicilio de El Vallecito.

4.2.3. Simulaciones del sistema fotovoltaico dimensionado para los meses de máxima y mínima producción energética

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico destinado a la localidad de El Vallecito, se eligió un panel fotovoltaico de 150 W de la marca Era Solar. El proceso de selección se detalla en la parte de factibilidad económica de este capítulo y las características técnicas del módulo a utilizar se encuentran en la Tabla 4.6. Este dimensionamiento y el funcionamiento de dispositivos se realizó a condiciones ideales.

Tabla 4.6: Características técnicas del panel fotovoltaico ESPSC150 (Era Solar).

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)			
Tipo de módulo			Era Solar ESPSC150 (Poly Crystalline)
Potencia máxima	Pmax	W	150
Máxima potencia de tolerancia	ΔPmax	%	+/- 3
Eficiencia del módulo	ηm	%	17.6%
Voltaje a Pmax	Vmpp	V	18.2
Corriente a Pmax	Impp	A	8.25
Voltaje en circuito abierto	Voc	V	22.5
Corriente de cortocircuito	Isc	A	8.85
Dimensiones (L/W/H)		mm	1482/ 676/ 35

Según el reporte de irradiancia solar mensual ofrecido por la NASA, este valor irá variando en cada mes del año, la menor irradiancia solar se dará en el mes de julio con un valor de 5.98 KWh/m²/día, y la magnitud máxima de irradiancia solar se registrará en marzo, la cual

será $7.40 \text{ KWh}/\text{m}^2/\text{día}$. Dada esta información, se procederá a evaluar la producción energética que tendrá el sistema fotovoltaico dimensionado para el mes con mayor irradiancia solar, así como para el mes con el mínimo valor. A continuación, se presentará una comparación del comportamiento de las curvas de corriente, voltaje CC, potencia y energía generada en función del tiempo, las cuales podrán predecir la producción de energía que proporcionará el sistema fotovoltaico en los meses de condiciones más extremas en la localidad de El Vallecito.

Para la evaluación de los indicadores anteriormente mencionados, se estableció que la hora de aparición del sol es a las 6:30 am y la hora de puesta del mismo, a las 5:00 pm. Esta decisión surge debido a que, en las regiones de la sierra, el día inicia a horas más tempranas y, en consecuencia, las noches surgen también de manera más rápida. De esta forma, para el mes de marzo se ingresó, como parámetros de entrada del bloque “Panel Solar”, una irradiancia máxima de $7.40 \text{ KWh}/\text{m}^2/\text{día}$ a una temperatura máxima de $21 \text{ }^\circ\text{C}$, acentuada entre las 10:00 am y 2:30 pm, además de una temperatura mínima de $4 \text{ }^\circ\text{C}$ durante las horas de la noche y madrugada. Como resultado, el cual se muestra en la Figura 4.29, se obtuvo que la corriente máxima que producirá el panel fotovoltaico en el mes de marzo será de 2.6 A en las horas de mayor irradiancia solar y temperatura que se encuentran entre las 10:00 am y 2:00 pm.

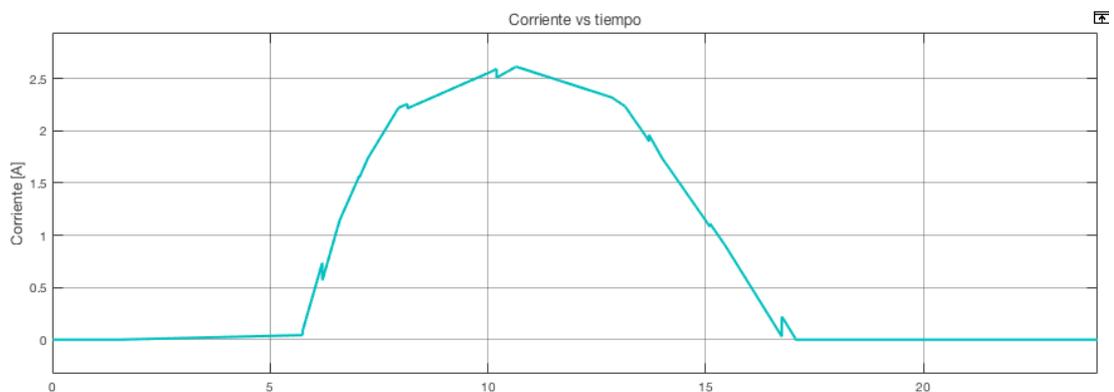


Figura 4.29: Curva Corriente vs tiempo (días) para el mes de marzo en El Vallecito

Por otro lado, para el mes de julio que presenta menor irradiancia solar, se ingresarán como parámetros de entrada una irradiancia solar que alcanza un máximo de $5.98 \text{ KWh}/\text{m}^2/\text{día}$ con una temperatura pico de $21 \text{ }^\circ\text{C}$, entre las 10:00 am y 2:00 pm, y una temperatura mínima de $-4 \text{ }^\circ\text{C}$ para las horas de la madrugada. Con estos datos, se obtiene que la corriente máxima que entregará el panel fotovoltaico en el mes de julio es aproximadamente 2.2 A , la cual es menor que la producción de marzo en 0.4 A . Este resultado puede verificarse en la Figura 4.30.

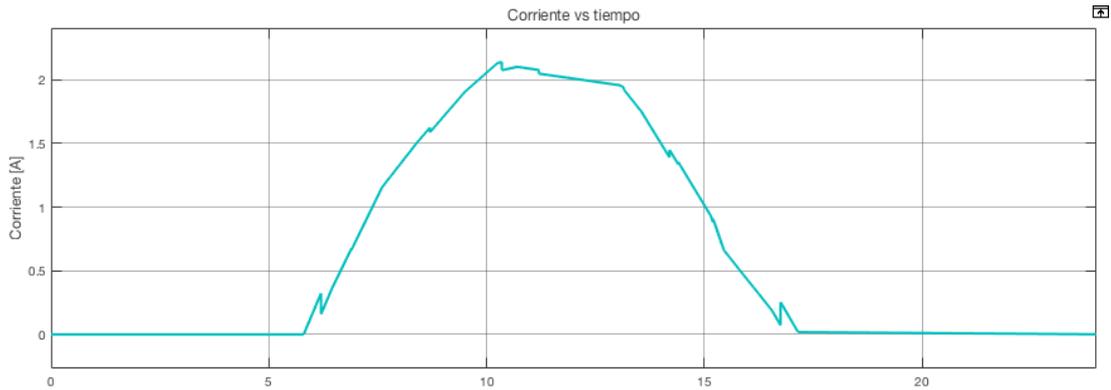


Figura 4.30: Curva Corriente vs tiempo (días) para el mes de julio, en El Vallecito

En el caso del voltaje, se fijará una magnitud constante de 18.2 V, que coincide con el voltaje en el punto de potencia máxima (V_{mpp}), de tal forma que el panel fotovoltaico entregue la máxima potencia durante el tiempo de producción energética. Este valor será modificado en la estructura interna del bloque “Panel Solar” y mantendrá un comportamiento independiente ante las variaciones de temperatura e irradiancia solar a lo largo de los meses del año, tal cual se puede observar en la Figura 4.31 y Figura 4.32 que presentan un comportamiento semejante para marzo y julio.

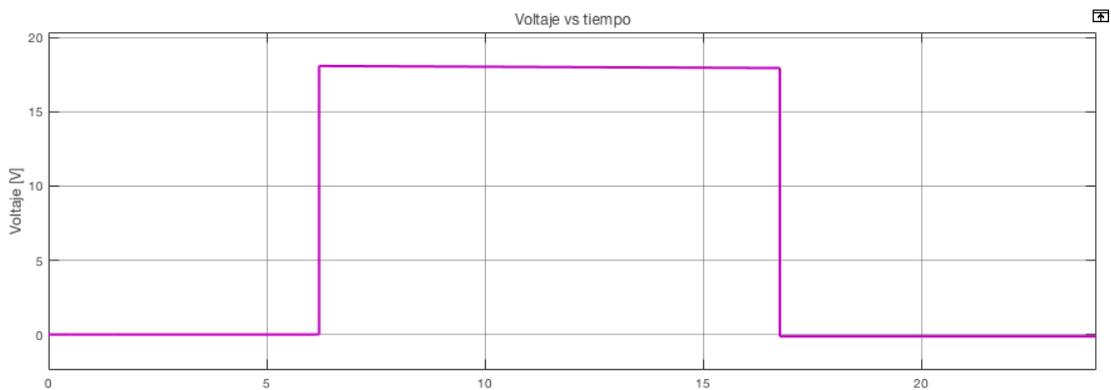


Figura 4.31: Curva Voltaje DC vs tiempo (días) para marzo, en la localidad de El Vallecito.

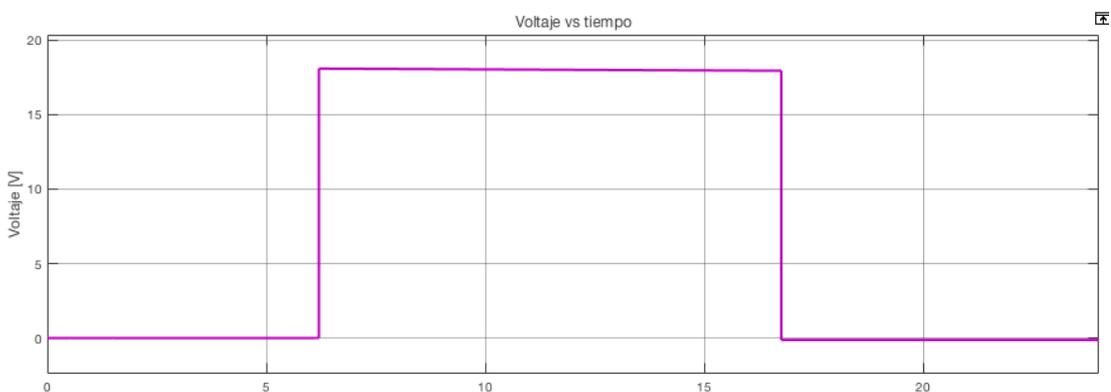


Figura 4.32: Curva Voltaje DC vs tiempo (días) para julio, en la localidad de El Vallecito.

La potencia sí tendrá un comportamiento que variará de acuerdo con el nivel de irradiancia solar y temperatura al que se encuentre sometido el panel fotovoltaico. Siendo así que, para el mes de marzo, la potencia alcanzará un pico de 47.32 W, en las horas que comprenden las 10:00 am y las 2:00 pm. Pasada estas horas, la potencia tenderá a disminuir hasta adquirir un valor de 0 W después de las 5:00 pm, como se muestra en la Figura 4.33.

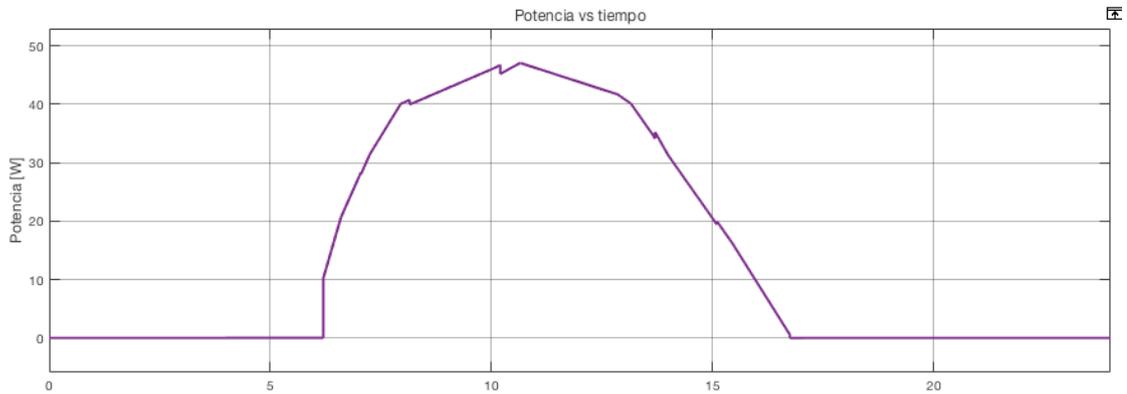


Figura 4.33: Curva Potencia vs tiempo (días) para el mes de marzo, en El Vallecito

Mientras que, para el mes de julio que presenta una irradiancia solar menor, la potencia emanada por el panel fotovoltaico será menor que en el mes de marzo, logrando alcanzar como pico 40.04 W entre las 10:00 am y 1:30 pm, el cual es menor que la potencia de marzo en 7 W. Este comportamiento se puede observar en la Figura 4.34.

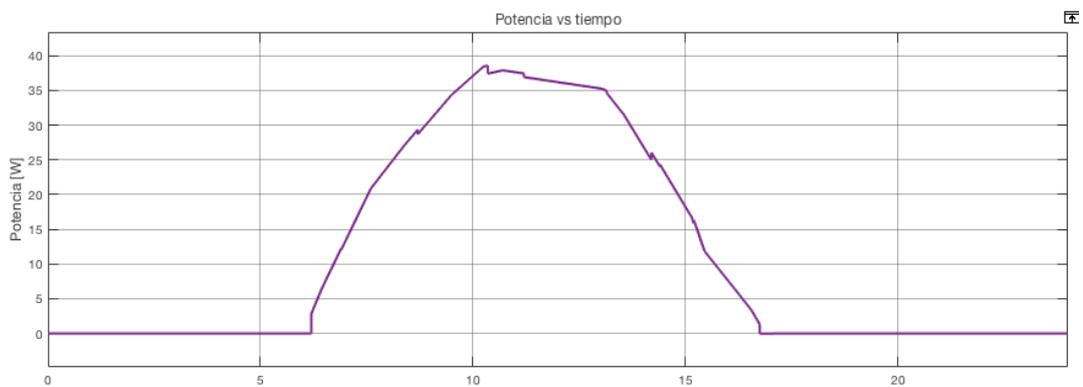


Figura 4.34: Curva Potencia vs tiempo (días) para el mes de julio, en El Vallecito

La energía generada también se verá afectada por las variaciones de irradiancia solar y temperatura a lo largo de los meses, estableciendo así que, en el mes de marzo, el sistema fotovoltaico logrará producir un máximo de 350 Wh, presentado en la Figura 4.35. Mientras que, en el mes de julio, esta producción energética se verá limitada a los 270 Wh, como se muestra en la Figura 4.36. Ambos casos presentarán un comportamiento creciente durante las horas de producción del sistema fotovoltaico.

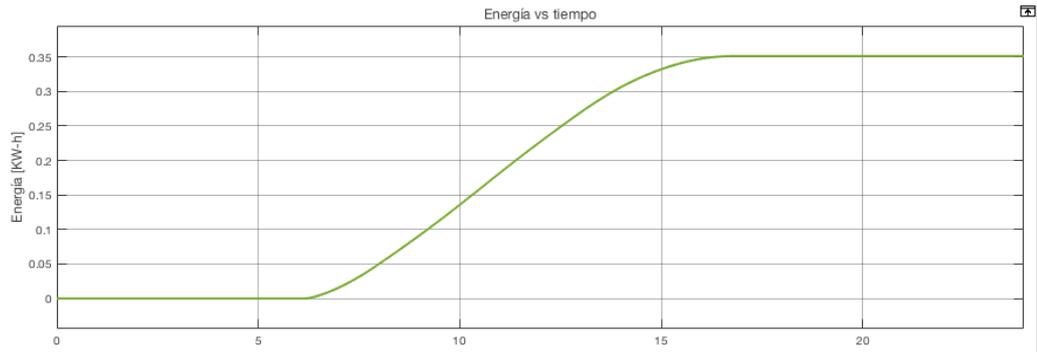


Figura 4.35: Curva Energía vs tiempo para el mes de marzo, en la localidad de El Vallecito

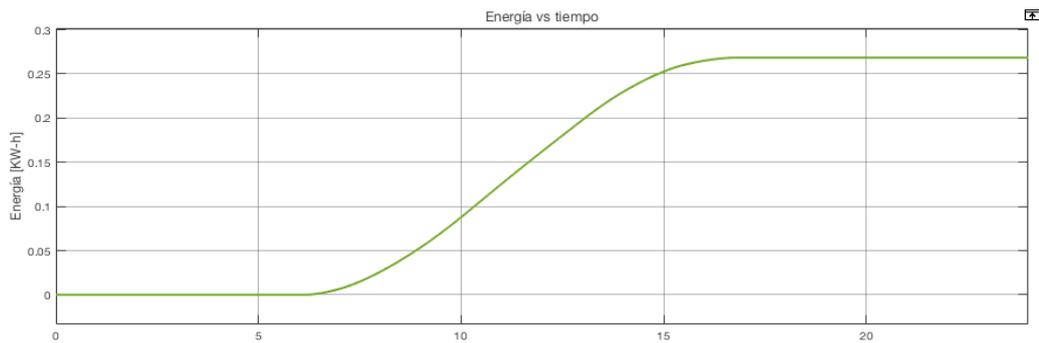


Figura 4.36: Curva Potencia vs tiempo para el mes de julio, en la localidad de El Vallecito

Finalmente, dado que el voltaje del panel fotovoltaico es fijado a 18.2 V en el bloque “Panel Solar”, este indicador tendrá un comportamiento constante que facilitará el proceso de conversión en el bloque “Convertidor CC/CC”, cuyo resultado será la entrada del bloque “Convertor CC/CA”. Con el valor de voltaje fijado en el módulo fotovoltaico, se obtendrá un valor de voltaje CA similar para cualquier mes del año, sin que dependa de las variaciones del ambiente como la irradiancia solar y la temperatura. En la figura 4.37 se aprecia que el voltaje CA pico - pico máximo alcanzado es de 230 V a una frecuencia de 60 Hz fijada en la estructura interna del bloque y sin efectos de carga. Asimismo, para observar con mejor precisión la onda sinusoidal, se hizo uso de la herramienta Zoom en el eje X.

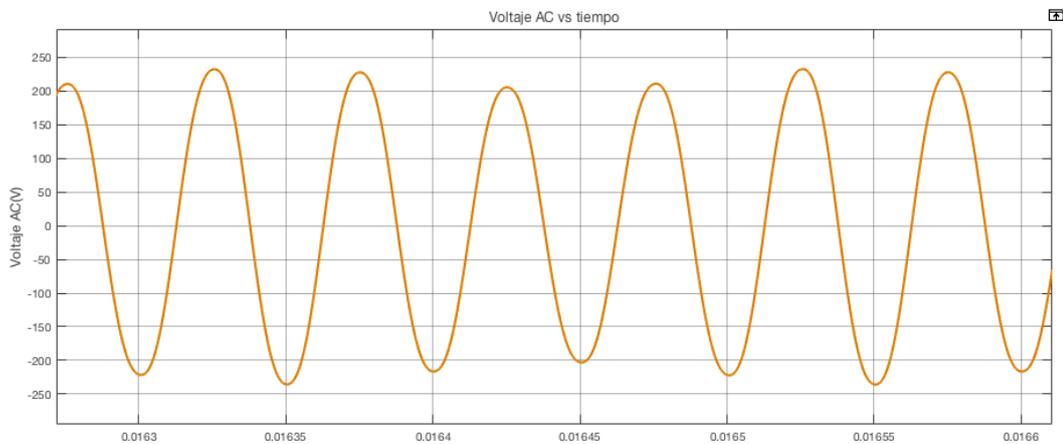


Figura 4.37: Curva Voltaje AC vs tiempo (días) en la localidad de El Vallecito

4.2.4. Evaluación de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR)

Para establecer la necesidad de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR), se desarrolló un algoritmo en Matlab (ver Anexo 7) en el cual, las condiciones de evaluación fueron establecidas para un tipo de sector rural. Dicho algoritmo se caracteriza por definir como variables de entrada a las dimensiones del domicilio a evaluar (largo y ancho), los cuales fueron tomados del plano arquitectónico de la Figura 4.25 correspondiente a una vivienda típica de adobe en el distrito de Saylla, la cual tiene 17.89 m de largo y 8.90 m. Con estos valores se pudo establecer cualitativamente que, por las dimensiones del domicilio, este mismo se encuentra vulnerado a posibles riesgos de vidas humanas y también la pérdida del propio servicio eléctrico. Asimismo, al no contar con un SPCR, esta vivienda también presenta riesgos de pérdidas económicas y del patrimonio cultural. Estos resultados pueden ser observados en la Figura 4.38, a través del cual se puede deducir que la instalación del sistema fotovoltaico necesitará de un sistema de protección contra rayos a manera de proteger la integridad de las personas y la instalación.

```
>> gr_prueba
Digite la longitud de la estructura: 17.89
L = 17.8900

Digite lel ancho de la estructura: 8.9
W = 8.9000

Riesgo de pérdidas de vidas humanas en una estructura
Riesgo de pérdidas del servicio al público en una estructura

Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: 0
preg1 = 0

Instalar el SMPI adecuado
Riesgo de pérdidas de patrimonio cultural en una estructura
Riesgo de pérdidas de valor económico en una estructura
Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: 0
preg1 = 0

Instalar el SPCR adecuado
```

Figura 4.38: Resultados de la evaluación de un posible Sistema de Protección Contra Rayos

4.3. Mantenimiento del Sistema Fotovoltaico Aislado

El mantenimiento de un sistema fotovoltaico es un proceso indispensable que influenciará la producción energética del sistema y el tiempo de vida que alcance la misma. Con un adecuado plan de mantenimiento es posible reducir las probabilidades de accidentes de índole eléctricos y mejorar el rendimiento energético y regulatorio de cada dispositivo que conforman el sistema fotovoltaico.

Actualmente, existen tres tipos de mantenimiento aplicados a sistemas eléctricos a través de energía solar: el primer tipo es el mantenimiento preventivo, el cual consiste en una serie de actividades que se realizan de manera periódica con el objetivo de detectar anomalías en el sistema y procurar la limpieza del mismo. El segundo tipo es el mantenimiento correctivo, el cual se aplica tras haber detectado algún imperfecto o daño en el sistema, o tras haber ocurrido algún accidente que haya vulnerado el correcto funcionamiento de los dispositivos. Por último, el tercer tipo es el mantenimiento predictivo, que consiste en determinar una serie de parámetros con los cuales se puede predecir el estado del sistema fotovoltaico mucho antes que ocurra un daño o fallo en el mismo. Normalmente, el mantenimiento predictivo se realiza a través de estudios y pruebas científicas.

Para el caso de esta tesis y teniendo en consideración la realidad social y económica de El Vallecito, se analizarán una serie de medidas que aportarán en el proceso de mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas en esta localidad del Cusco. Estas medidas preventivas y correctivas se pueden observar en la Tabla 4.7, que además incluye la frecuencia de mantenimiento y el nivel de responsabilidad por cada tipo de actividad.

Tabla 4.7: (a) Actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

DISPOSITIVO	OBJETIVO	MANTENIMIENTO PREVENTIVO			MANTENIMIENTO CORRECTIVO
		ACTIVIDAD	RESPONSABLE	FRECUENCIA	
Panel Fotovoltaico ESPSC 150	Mantener de manera óptima el tiempo de vida del panel fotovoltaico y reducir el soiling a menos del 5%	Limpieza con agua (sin uso de agentes abrasivos ni instrumentos metálicos)	Propietario	Mensual	Limpieza en caso de lluvias y presencia de barro
		Inspección visual de degradaciones en el panel: roturas en el vidrio, desgaste de las células, deformaciones/roturas del marco	Propietario	Bimestral	Inspección visual de roturas y deformaciones en el panel en casos de accidentes o sismos. Cambio del mismo.
		Inspecciones termográficas del panel: descarte de anomalías en el panel a través de la revisión de las variaciones de temperatura en el módulo	Personal capacitado	Semestral	Inspecciones termográficas en caso de malfuncionamiento del panel fotovoltaico
Accesorios (cableado y conectores)	Prevenir el desgaste de cables y conectores, y posibles accidentes eléctricos	Inspección visual de: sulfatación de contactos, oxidaciones en circuitos y soldaduras, adherencia de los cables a los terminales del panel	Propietario/ personal capacitado	Trimestral	Sustitución de piezas en mal estado y/o limpieza de terminales
		Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra	Propietario/ personal capacitado	Trimestral	Adecuación de la puesta a tierra
		Comprobación de temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja	Personal capacitado	Semestral	Si las conexiones superan los 60 °C deberán sustituirse

Tabla 4.7: (b) Actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

DISPOSITIVO	OBJETIVO	MANTENIMIENTO PREVENTIVO			MANTENIMIENTO CORRECTIVO
		ACTIVIDAD	RESPONSABLE	FRECUENCIA	
Soporte para panel (Aluminio/acero inoxidable)	Fijación adecuada del soporte al panel fotovoltaico y la cubierta	Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc)	Propietario	Semestral	Sustitución del panel fotovoltaico
		Comprobación del estado de fijación de la estructura a lacubierta. La tornillería deberá estar adecuadamente ajustada.	Propietario/ personal capacitado	Semestral	Fijación de tornillos o reemplazo de los mismos
		Comprobación del estado de empalmes	Personal capacitado	Semestral	Reparación a empalmes
Controlador MPPT BlueSolar MPPT 75/10	Mantener la adecuada regulación de la corriente producida por el panel fotovoltaico y transmitida a la batería e inversor	Comprobación del flujo de aire y ventilación alrededor del controlador	Propietario	Trimestral	Limpieza de suciedad en el disipador de calor
		Inspección del estado de cables para asegurar que el aislamiento no esté dañado por la solarización grave, desgaste, suciedad, insectos y corrosión	Propietario/ personal capacitado	Trimestral	Reemplazo de cables si existen daños
		Inspección visual de conexiones y cables sueltos, rotos o quemados	Propietario/ personal capacitado	Semestral	Reemplazo de elementos dañados
		Comprobación del correcto funcionamiento de la pantalla LED	Personal capacitado	Semestral	Arreglo o reemplazo del dispositivo
Batería Kaise KBL121000	A pesar de que este modelo de batería no requiere mantenimiento, estas actividades pueden optimizar su funcionamiento	Control de la temperatura de la estancia de las baterías	Propietario/personal capacitado	Anual	Si la temperatura no ronda los 20 °C, adecuar un sistema de ventilación que permita una temperatura estándar
		Limpieza de los bornes con un pañuelo seco y limpio antes de realizar las conexiones y de forma periódica	Propietario	Anual	-
		Control del estado de las conexiones entre las baterías y el inversor de corriente		Anual	Fijación de conectores y reemplazo de cableado que ha sido recalentado
Inversor DC/AC VE12250IEC	Mantener de manera óptima el estado interno del dispositivo, su funcionamiento y conexiones	Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos	Propietario	Mensual	-
		Limpieza de los filtros de entrada de aire y ventiladores (ruidos)	Personal capacitado	Semestral	Reemplazo de ventiladores por otros de menor permeabilidad
		Inspección visual de los fusibles y seccionadores	Personal capacitado	Semestral	Reemplazo de fusibles
		Revisión del estado de: interruptores de protección, automáticos y potencia	Personal capacitado	Anual	Reemplazo si existe daño
		Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior	Personal capacitado	Mensual	Limpieza del inversor
		Revisión de todas las conexiones del cableado eléctrico	Propietario/ personal capacitado	Bimestral	Ajuste de los conectores
		Comprobación de anomalías en el aislamiento y los bornes	Personal capacitado	Semestral	Cambio de elementos deteriorados u oxidados

4.4. Factibilidad económica

Tras haber realizado la evaluación de resultados técnicos provenientes de las pruebas de campo en las empresas Waira: Energía y Transporte Sostenible y Q-Energy Perú, las cuales resultaron satisfactorias y congruentes; el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico óptimo para el consumo eléctrico de las viviendas no beneficiadas con el suministro de energía eléctrica y la evaluación de la necesidad de un Sistema de Protección contra Rayos (SPCR), se procederá a realizar evaluaciones de índole económico que permitan establecer la factibilidad económica de este tipo de instalación eléctrica para la localidad rural de El Vallecito. Para lograr este objetivo, se presentará el proceso de selección de componentes, la evaluación de costos y la determinación del tarifario mensual por el servicio eléctrico brindado a través de un sistema fotovoltaico.

4.4.1. Selección de componentes del sistema fotovoltaico

La selección de componentes fue determinada tomando en consideración la demanda energética hallada en el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico y que puede ser apreciada en la Figura 4.27. Además, también se tomó en cuenta la calidad de los dispositivos, el precio que presentan en el mercado peruano y una serie de criterios de durabilidad que permiten elegir de manera estratégica los modelos de dispositivos que conformarán el sistema fotovoltaico. De esta forma, las siguientes tablas demostrarán las características y costos de posibles dispositivos a elegir y que pueden ser adquiridos sin necesidad de importación.

4.4.1.1. Criterios de durabilidad del panel fotovoltaico

Para el panel fotovoltaico se evaluó cuatro posibles opciones de empresas peruanas que ofrecen este tipo de dispositivo. Todas estas proveen una potencia que oscila entre los 140 W y 150 W. Sin embargo, también se consideró indicadores como el coeficiente de temperatura P_{mpp} , que es la reducción de eficiencia del panel cada vez que se incrementa en 1 °C la temperatura, la resistencia al agua y las certificaciones de calidad que presenta tanto el producto como la empresa fabricante del mismo. En la Tabla 4.8 se puede observar que se seleccionó el panel fotovoltaico ESPC150 debido a que permitirá obtener una producción neta mínima de 0.72 KWh/día, lo cual es superior a lo demandado en el dimensionamiento, ofrece una eficiencia de 17.6% que es superior a las otras opciones, 25 años de garantía, menor reducción de la eficiencia frente a la temperatura, mejores estándares de calidad y un costo de US\$ 108.95.

Tabla 4.8: Lista de opciones de paneles fotovoltaicos.

		MODELO			
		Solar CS6C-145/150P [46]	EGE-140P-36 [47]	ESPSC 150 [48]	SOLARMAX150W [49]
CRITERIOS DE DURABILIDAD	Marca	CANADIAN SOLAR INC.	ECO GREEN ENERGY	ERA SOLAR	SOLAR MAX
	Empresa	Deltavolt Perú	Pro Viento Perú	Auto Solar Perú	Panel Solar Perú
	Producción neta mínima (kW-h/día)	0.68	0.61	0.72	0.68
	Tipo	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
	Dimensiones	1480 x 660 x 25 mm	1330×670×30 mm	1480 x 670 x 35 mm	1482 x 673 x 35 mm
	Peso	11 Kg	10 Kg	12 Kg	12 Kg
	Celdas	36 (4x9)	36 (4x9)	36 (4x9)	
	Datos técnicos	Vmp: 17.9V Imp: 8.09A Voc: 22.2V Isc: 8.65A	Vmp: 19.05V Imp: 7.35A Voc: 23.41V Isc: 7.85A	Vmp: 18.1V Imp: 8.33A Voc: 22.4V Isc: 8.82A	Vmp: 18.5V Imp: 8.11A Voc: 22.2V Isc: 8.52A
	Potencia	145W	140W	150W	150W
	Variación de potencia	+3%	+3%	+3%	+3%
	Coefficiente de temperatura Pmpp	-0.43%/°C	-0.41%/°C	-0.38001%/°C	-0.38001%/°C
	Resistencia al agua	Empalmes IP67	Empalmes IP65/IP67	Empalmes IP67	-
	Carga de nieve (presión)	2400 Pa - 5400 Pa	2401 Pa - 5400 Pa	5400 Pa	-
	Eficiencia	14.66%	15.71%	17.60%	15.71%
	Garantía	25 años	25 años	25 años	10años
Certificados del producto	IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, UL 1703, PV CYCLE	IEC 61215, IEC 61730, CE, PV CYCLE	IEC 61215, IEC 61730, CE, ROHS	IEC 61215, IEC 61730	
Certificados de la empresa	ISO9001, ISO14001, ISO 16949, ISO18001	ISO 9001	ISO9001, ISO 14001, ISO 18001	ISO 9001	
Precio (US\$) [06/2019: S/./US\$=3.3]	159.50	100.00	108.95	103.03	

4.4.1.2. Criterios de durabilidad del controlador MPPT

Dado que el sistema fotovoltaico dimensionado posee una demanda menor a 1 KWh/día, el controlador MPPT que requerirá dicho sistema deberá soportar hasta 10 A, dado que la corriente de cortocircuito Isc es de 8.82 A, y 22.4 V en corriente continua, al ser el voltaje en

circuito abierto Voc 22.4. Estos valores son entregados por el panel fotovoltaico e ingresan directamente al controlador MPPT.

Para la selección del control MPPT, se consideró como criterios de durabilidad el grado de impermeabilidad, la eficiencia y las protecciones que presenta el dispositivo. Estos mismos son tomados en cuenta porque su adecuada elección permitirá la regulación óptima de la producción energética y la prevención de anomalías y mantenimientos correctivos. De esta manera, se eligió el controlador MPPT modelo LD Solar TD2107, dado que posee una eficiencia del 98%, un grado de impermeabilidad IP32 (recomendable IP68) y un costo de US\$ 63.64, el cual es menor que las otras dos opciones. Estos detalles se pueden observar en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Lista de opciones de controladores MPPT.

		MODELO		
		LD Solar TD2107[50]	BlueSolar MPPT 75/15 [51]	Morningstar SunSaver-10 [52]
CRITERIOS DE DURABILIDAD	Marca	LD SOLAR	VICTRON ENERGY	SUNSAVER
	Empresa	Panel Solar Perú	Auto Solar Perú	Pro Viento Perú
	Tipo	MPPT	MPPT	MPPT
	Dimensiones	165 × 123 × 46 mm	100 x 113 x 40mm	152 x 55 x 34 mm
	Peso	0.56 Kg	0.5 Kg	0.23Kg
	Tensión nominal	24.12V	24V	24V
	Corriente de carga nominal	15A	15A	10A
	Tensión de entrada PV máxima	75V	75V	60V
	Potencia de entrada PV máxima	190W	220W	1500W
	Carga sobre protección	Reinicio automático cada 30 seg	Variable multietapas	Variable multietapas (4)
	Autoconsumo	<= 25mA	10mA	<8mA
	Protecciones	Batería sobre voltaje, Conexión inversa	Polaridad inversa de la batería (fusible), Cortocircuito de salida/ sobrecalentamiento	Polaridad inversa de la batería, alta temperatura, rayos y tensiones transitorias
	Compensación de temperatura	-24mV/°C	-32mV/°C	-30mV/°C
	CPU	1.32 bits	VE.Direct	-
	Grado impermeable	IP32	IP43, IP22	IP10
Eficiencia	98.00%	98.00%	98.00%	
Precio (US\$) [06/2019: S./US\$=3.3]	63.64	137.92	120.00	

4.4.1.3. Criterios de durabilidad de la batería

En el caso de la selección de batería, se evaluó, en la parte de dimensionamiento, que se necesitará de 3 baterías que trabajen a 12 V y 100 Ah para evitar sobretensiones respecto al panel fotovoltaico de 22.4 Voc. Con estas condiciones previamente establecidas, se evaluaron ciertos criterios de durabilidad los cuales optimicen el funcionamiento de la batería. Estos criterios son: el tiempo de vida del dispositivo, la temperatura de funcionamiento, ya que las bajas temperaturas pueden impedir la adecuada carga de la batería y las altas temperaturas pueden ocasionar sobrecalentamiento de esta, absorción del gas y las certificaciones de calidad del producto.

Tabla 4.10: Lista de opciones de baterías solares.

		MODELO			
		Ritar RA12100 [53]	UPower SPO120 [54]	6-GFM G-100Ah [55]	Kaise KBL121000 [56]
CRITERIOS DE DURABILIDAD	Marca	RITAR	U-POWER	SUNBRIGHT POWER	KAISE
	Empresa	Panel Solar Perú	Auto Solar Perú	Pro Viento Perú	Panel Solar Perú
	Capacidad de carga	100 Ah @ 10 h	105 Ah @ 20 h	100 Ah @ 10 h	100 Ah @ 10 h
	Tipo	AGM	AGM	GEL	AGM
	Dimensiones	328 × 172 × 222 mm	345 × 175 × 230 mm	330 × 173 × 217 mm	330 × 171 × 215 mm
	Peso	30 Kg	27.1 Kg	30.8 Kg	29 Kg
	Vida útil	5 años	5 años	10 ~ 12 años	10 años
	Tensión nominal	12V	12 V	12 V	12 V
	Carga máxima recomendada	30 A	30 A	25 A	30 A
	Máxima corriente de descarga	1000 A (5 sec)	-	1500 A (5 sec)	900 A (5sec)
	Voltaje de carga en modo flotante	13.6 - 13.8 Vdc/unidad	-	13.6 - 13.8 Vdc/unidad	12.5 - 13.2 Vdc/unidad
	Temperatura de funcionamiento	-20 °C ~ 60 °C	-20 °C ~ 50 °C	-20 °C ~ 60 °C	-20 °C ~ 60 °C
	Tipo de terminal	Bornes F5/F12	Cobre	Cobre	Cobre M8
	Mantenimiento	No requiere	Sí requiere	No requiere	No requiere
	Absorción de gas	98% + recombinación	98% + recombinación	-	99% + recombinación
	Garantía	2 años	1 año	-	2 años
	Certificados del producto	UL, CE	-	UL, CE	UL, CE, RE
	Certificados de la empresa	ISO9002	ISO9001, ISO14001	ISO 9001	ISO9001, ISO14001
Precio (US\$) [06/2019: S/./US\$=3.3]	169.70	171.33	220.00	175.76	

Se optó por elegir el modelo de batería Kaise KBL121000 de tipo AGM y 2 años de garantía, la cual no requiere de mantenimiento, tiene un tiempo de vida de hasta 10 años, 99% de absorción del gas y mayor número de certificados de calidad. Asimismo, a pesar de que el costo de esta batería es superior a las otras opciones mostradas en la Tabla 4.10, se eligió la misma por presentar referencias considerables por la empresa Waira: Energía y Transporte Sostenible.

Por otro lado, con el arreglo de 3 baterías Kaise en serie se obtiene una energía total de 1944Wh, aplicando el factor de eficiencia del transformador n y teniendo en consideración que el porcentaje de descarga recomendable de la batería oscila entre el 60% y 80% [59], [60], factor denominado como f_b que para esta tesis será del 60%. Además, las cargas instaladas requieren solo de 578Wh, lo que hace posible que existan 1366Wh restantes para ser utilizados por una nueva carga como una cocina eléctrica de 2 hornillas y 1000W de potencia [61].

$$E_{batería} = 3 \cdot n \cdot f_b \cdot I \cdot V \quad (4.1)$$

$$E_{batería} = 3 \cdot (0,9) \cdot (0,6) \cdot (100) \cdot (12) = 1944 \text{ Wh}$$

$$E_{restante} = 1944 \text{ Wh} - 578 \text{ Wh} = 1366 \text{ Wh}$$

Cabe resaltar que esta cocina eléctrica puede ser usada solamente durante 1h en caso de que todas las cargas estén conectadas o en uso. Caso contrario, tras el tiempo de uso de la cocina eléctrica, la batería podrá volver a cargarse.

4.4.1.4. Criterios de durabilidad del convertidor CC/CA

En el caso del convertidor CC/CA, se requiere un dispositivo que permita convertir 22.4 V de corriente CC a 220 V en CA con 60 Hz. Dada esa condición, se fijaron los criterios de durabilidad centrados en la eficacia del dispositivo, resistencia a la humedad, protecciones que poseen, certificaciones de seguridad y garantía del proveedor. En este sentido, el inversor CC/CA Zonhan TW-1500 presenta las condiciones óptimas de diseño con una eficacia máxima de 90%, protecciones de fusible externo (se recomienda reemplazo por IP68), garantía de 2 años y un precio de US\$ 120 ofrecido por la empresa Pro Viento Perú. Los detalles se pueden observar en la Tabla 4.11. Queda evidenciado para usar el inversor Zonhan TW-1500 se requiere utilizar 3 baterías de la marca Kaise KBL121000.

Tabla 4.11: Lista de opciones de Convertidores CC/CA.

		MODELO	
		VE12250IEC [57]	Zonhan TW-1500 [58]
CRITERIOS DE DURABILIDAD	Marca	VICTRON ENERGY	ZONHAN
	Empresa	Panel Solar Perú	Pro Viento Perú
	Potencia a 25 °C	250 VA	1500 VA
	Potencia pico	400 W	3000 W
	Tensión de entrada DC	18.4 ~ 34 Vdc	21.6 ~ 31 Vdc
	Tensión de salida AC	210 ~ 245 Vac	200 ~ 240 Vac
	Frecuencia	50 Hz o 60 Hz	50 Hz o 60 Hz
	Dimensiones	86 x 165 x 260 mm	315 x 195 x 135 mm
	Peso	2.4 Kg	2.6 Kg
	Eficacia máxima	88%	90%
	Rango de temperatura	-40 °C ~ 65 °C	-10 °C ~ 50 °C
	Humedad	95%	90%
	Protecciones	IP21	Fusible externo
	Seguridad	EN-IEC 60335-1/EN-IEC 62109-1	-
	Garantía	2 años	2 años
Certificados de la empresa	ISO 9001	ISO 9001	
Precio (US\$) [06/2019: S./US\$=3.3]	145.45	120.00	

Finalmente, realizando un compilado de los costos de los dispositivos seleccionados, se halla un costo total de US\$ 1027.97. El costo de accesorios fue recopilado a través de la experiencia propia que la empresa Waira: Energía y Transporte Sostenible ofreció y que se detalla en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Costos totales de los dispositivos del sistema fotovoltaico

EQUIPO	MODELO	PRECIO UNITARIO (US\$)
Panel fotovoltaico	ESPSC 150	108.95
Controlador MPPT	LD Solar TD2107	63.64
3 Baterías	Kaise KBL121000	527.28
Convertor CC/CA	Zonhan TW-1500	120
Soporte para panel	Sunfer Energy Structures	38.1
Accesorios	Cables unifilares, terminales para cable, juego de bornes, fusible, conectores.	100
Parrarayos	Tipo Franklin	70
TOTAL		1027.97

4.4.2. Evaluación de costos

Para la evaluación de costos, se tomará como referencia la tarifa BT8 establecida para los años 2018 - 2022 (explicada en el Capítulo 2 de la presente tesis) [18], de tal forma que la tarifa mensual que se irá a determinar se encuentre acorde a los parámetros del reglamento tarifario actual. Siendo así que en la Figura 4.40 se puede apreciar la conformación de los costos de instalación de un sistema fotovoltaico, la cual no solo está determinada por el costo total de materiales, sino también, por la mano de obra, transporte, ingeniería, gastos generales e intercalarios.

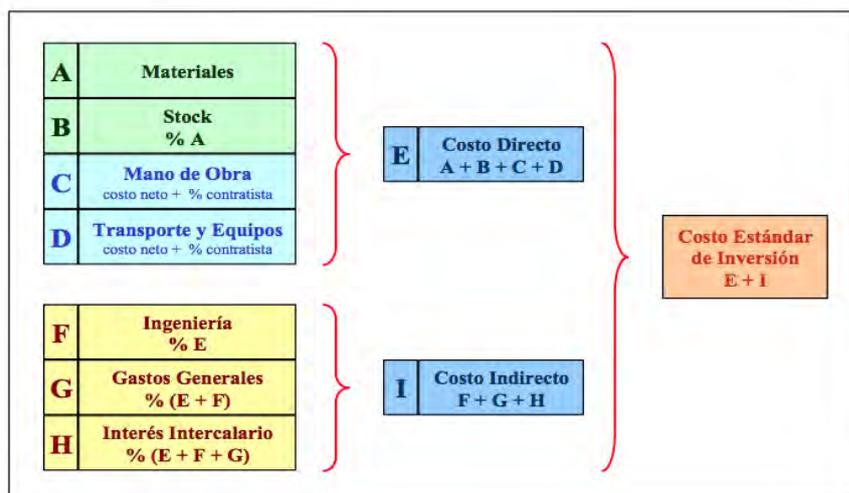


Figura 4.39: Costo estándar de inversión de una instalación fotovoltaica [18].

Los valores porcentuales que también son considerados como costos de inversión figuran en la Tabla 4.13. Dichas magnitudes son determinadas por el reglamento de Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros no Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos).

Tabla 4.13: Valores porcentuales de los dispositivos del sistema fotovoltaico.

Indicador	Valor porcentual en base a los costos netos (materiales y recursos)
%Contratista	25.00%
Stock %A	6.81%
Ingeniería %E	11.17%
Gastos Generales %(E + F)	6.00%
Interés Intercalarario %(E + F + G)	2.50%

En la parte del dimensionamiento del sistema fotovoltaico para la localidad de El Vallecito, se halló que la demanda energética diaria de un domicilio alcanzaría los 0.578 KWh/día. Esta cifra es muy importante dado que permitirá determinar el tipo de Módulo Fotovoltaico que se ajusta al reglamento. De esta forma, para un mes se requerirá multiplicar el valor diario de

demanda energética que es 0.578 KWh/día por 30 días, generando como resultado una demanda energética mensual de 17.34 KWh/mes.

Dado que el valor de demanda energética mensual en un domicilio de El Vallecito se encuentra dentro del rango de energía demandada (menor a 17.59 KWh/mes) para el tipo de Módulo Fotovoltaico BT8-160, la cual se puede observar en la Figura 4.40, se deduce que el análisis de costos se realizará en base al tipo de módulo BT8-160 para la región Sierra.

Tipo de Módulo	Potencia Instalada (Wp)	Tensión de Servicio	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h/mes)		
			Costa	Sierra	Selva y Amazonía
BT8-070	70	12 V DC	7,75	8,06	6,46
BT8-100	100	12 V DC	10,36	10,77	8,63
BT8-160	160	220 V AC	16,92	17,59	14,09
BT8-240	240	220 V AC	25,37	26,39	21,13
BT8-320	320	220 V AC	33,83	35,18	28,17

Figura 4.40: Tipos de módulos de sistemas fotovoltaicos [18].

Con este dato establecido se procederá a calcular los costos totales de instalación. En la tabla 4.14 se puede observar que el costo de instalación asciende a US\$ 1149, en el cual está incluido el costo total de materiales que resultó US\$ 577.8, mano de obra, transporte y equipos. Además, durante el proceso de instalación será necesario el uso de oficinas, vehículos, herramientas y equipos que representan un costo de US\$ 36.85. Unidos estos costos se obtiene el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que asciende a US\$ 1185.85.

Tabla 4.14: Proceso para hallar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Indicador	Valor monetario en US\$ (BT8 - 160 para la región Sierra)
Costo de instalación	1149.00
Incluye los costos de materiales (panel fotovoltaico, batería, inversor y controlador), costos de recursos de mano de obra, transporte y equipos (servicios de terceros para las actividades de instalación).	
Infraestructura y Equipamiento	36.85
Para la gestión de las actividades: oficinas, almacén, vehículos, herramientas, equipos de comunicación y equipos de cómputo.	
VNR (Valor Nuevo de Reemplazo)	1185.85

Por otro lado, también se requiere analizar los costos de explotación que están divididos en

dos grupos: en cuanto al costo de explotación directa que representa un valor de US\$ 106.56, se consideran las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo en un periodo de 20 años. Y, en referencia al costo de explotación indirecta que asciende a US\$ 7.40, se incluyen las actividades de tipo comercial, facturación y cobranza. De esta forma. El costo total de explotación resulta un valor de US\$ 113.93, el cual se muestra en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Proceso para hallar el costo de explotación total

Indicador	Valor monetario en US\$ (BT8 - 160 para la región Sierra)
Costo de explotación directa	106.56
Explotación técnica: actividades de mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.	
Costo de explotación indirecto	7.40
Explotación comercial: actividades de facturación, emisión y reparto de recibos y cobranza de los mismos.	
TOTAL	113.93

4.4.3. Análisis Tarifario

Con los costos de inversión y explotación anteriormente hallados, se procederá a realizar el cálculo tarifario mensual para un domicilio de la localidad de El Vallecito que se beneficie del suministro eléctrico a través de un sistema fotovoltaico. Esta tarifa será influida por el Procedimiento para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros no Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos) [18] y la aplicación de la subvención del 77.5% proveniente del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) [19].

Para este análisis, se eligió la alternativa de inversión 100% Estado para un módulo fotovoltaico BT8-160 en la región de la Sierra. De esta forma, se establece que los costos anuales de dicha instalación ascienden a US\$ 160.49, conformados por: la anualidad de reposición (bVNR) que representa el costo VNR cuando a éste se le aplica una tasa pasiva del 2.23% en un periodo de 20 años y que resulta un monto de US\$ 46.56. Así también, figura el costo anual de explotación que equivale a US\$ 113.93, hallado en la Tabla 4.14.

Dado que los costos hallados son para un periodo de un año, es necesario obtener los montos mensuales. Para ello, se aplica un factor de amortización de capital de 0.082494 (establecido por el reglamento de Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros no Convencionales) al valor de a la anualidad de reposición (bVNR), lo cual resulta un costo de US\$ 3.83. Además,

el costo anual de explotación deberá ser dividido entre 12 meses, resultando un monto de US\$ 9.49. Al sumar estas dos últimas cifras resultantes, se obtiene un costo mensual total de US\$ 13.32, el cual se muestra en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16: Proceso para hallar el tarifario anual y mensual de una instalación fotovoltaica

	Indicador	Valor monetario en US\$ (BT8 - 160 para la región Sierra) INVERSIÓN 100% ESTADO
Anual	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	1185.85
	Anualidad de la Reposición (bVNR) [tasa pasiva anual de 2.23% y periodo de 20 años, aplicada a la anualidad del VNR]	46.56
	Costo Anual de Explotación (OyM)	113.93
	Total Costo Anual	160.49
Mensual	Costo Mensual bVNR [Con factor de amortización de capital igual a 0.082494]	3.83
	Costo Mensual OyM [Periodo de 12 meses]	9.49
	Total Costo Mensual	13.32

Después de hallar el costo mensual total será posible determinar la tarifa en soles que deberá pagar una familia beneficiada por la dotación de energía eléctrica a través de un sistema fotovoltaico. Para este procedimiento se tomará como referencia el tipo de cambio al 30 de mayo del 2019, en el que US\$ 1 equivale a S/. 3.36, tal como figura en la Tabla 4.17. En primer lugar, se convertirá el monto del costo mensual en dólares, equivalente a US\$ 13.32, a soles, equivalente a S/. 44.73³. Este cargo fijo representa el monto que una familia pagaría por abastecerse del suministro eléctrico a través de instalaciones fotovoltaicas.

Sin embargo, como la localidad de El Vallecito es una comunidad rural y de acceso remoto, se encuentra favorecida por el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) [19] que subvenciona el 77.5% del cargo fijo mensual para domicilios que tengan consumos energéticos mensuales menores a 30 KWh/mes. Según el sistema fotovoltaico dimensionado, el máximo consumo energético mensual que alcanzará un domicilio es de 17.34 KWh/mes, lo cual hace posible que sea apto para la subvención FOSE. Entonces, aplicando la reducción del 77.5% al cargo fijo mensual en soles hallado, se obtiene que una familia deberá pagar un total de S/.10.06. Este valor final determina la viabilidad económica de este proyecto.

³ Tasa de cambio al 30 de mayo del 2019, indicada en la Página Web del Banco Central de Reserva del Perú (www.bcrp.gob.pe)

Tabla 4.17: Proceso para hallar la tarifa mensual en soles

Tipo de Cambio (S./US\$) (Al 30 de mayo del 2019) [45]	3.36
Cargo fijo mensual (US\$)	13.32
Cargo fijo mensual (S/.)	44.73
Subvención Fose del 77.5% (S/.)	10.06

4.5. Factibilidad Social

Las necesidades sociales son la motivación fundamental que impulsa la búsqueda de soluciones eficientes a través de los procesos y herramientas de la ingeniería. Es por eso que, en las próximas líneas, se procederá a realizar un análisis social del distrito de Saylla, al cual pertenece la localidad de El Vallecito, y que permitirá predecir la factibilidad social de la instalación de un sistema fotovoltaico en esta zona rural para el acceso al suministro eléctrico. Para esto, se realizará el análisis de línea base en la que se indiquen las condiciones sociales y de vida del distrito de Saylla, también se establecerá una escalera de pasos que definan cómo la dotación del servicio eléctrico puede influenciar positivamente la vida de los beneficiados. Y, finalmente, se realizará una hoja de ruta con las principales acciones a ejecutar para potenciar la utilización del sistema fotovoltaico aislado en El Vallecito.

4.5.1. Línea base

Las estadísticas que se mostrarán a continuación fueron recopiladas de los registros del INEI entre los años 2007 y 2017 [44] que fueron los dos últimos censos nacionales. De esta manera, para el año 2015, el distrito de Saylla contaba con una población de aproximadamente 5389 habitantes, de los cuales 49.16% son mujeres y un 50.84% varones. En la Figura 4.41, se puede observar la distribución porcentual de dicha población.

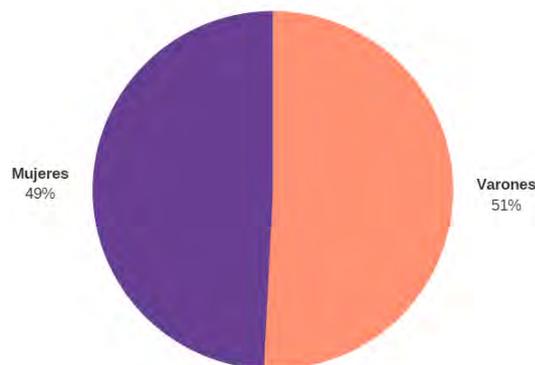


Figura 4.41: Población estimada en el distrito de Saylla para el año 2015.

Asimismo, dado que esta tesis depende de las condiciones domiciliarias para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, es necesario evaluar las condiciones de vivienda

del lugar. En el Anexo 11 se muestra que el 99% de la población posee una vivienda propia y que el total de viviendas al 2007 asciende a 861 hogares. Por otro lado, el material de construcción de viviendas que más prevalece en este distrito es el adobe o tapia con un porcentaje del 87.09%, lo cual corrobora la elección del dimensionamiento del sistema fotovoltaico en base a un plano arquitectónico de una casa típica de adobe. Los demás porcentajes figuran en el Anexo 12.

En cuanto al acceso a los servicios básicos, éste es un indicador fundamental a evaluar, debido a que la dotación de suministro eléctrico está directamente relacionada con el acceso al agua potable y alcantarillado. En la Figura 4.42, se aprecia que solo 323 viviendas tienen acceso al agua potable en sus hogares, mientras que las demás se abastecen por pilones, cisternas o el agua de los ríos.

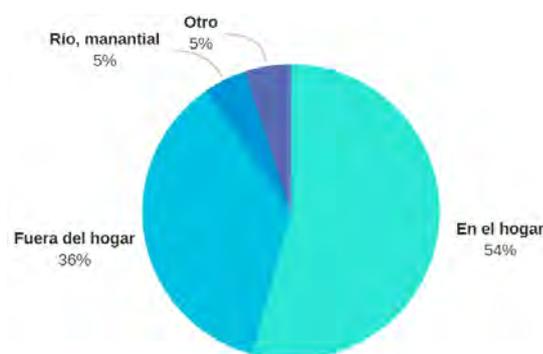


Figura 4.42: Acceso al servicio de agua en Saylla, Cusco (2007).

La situación referente al acceso al servicio de alcantarillado es más alarmante, debido a que menos del 50% de las viviendas de este distrito, 261 exactamente, cuentan con el acceso al servicio público de desagüe en sus domicilios. Dejando al 59.4% de la población sin acceso a un sanitario que eleve su calidad de vida y evite la exposición a infecciones diversas. Las estadísticas detalladas se pueden observar en la Figura 4.43.

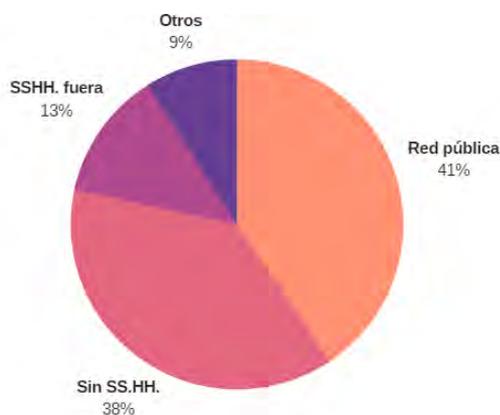


Figura 4.43: Acceso al servicio de alcantarillado en Saylla, Cusco (2007).

Así también, el estilo o forma de cocinar es un indicador relevante para este análisis social enfocado en la dotación del servicio eléctrico. Según el Anexo 15, la cocina a leña es la que más predomina en las familias de Saylla, siendo 381 viviendas las que recurren a esta alternativa de cocina que es considerada como un problema de salud pública, dado que el humo de la leña es altamente contaminante para el organismo de las personas⁴.

De igual manera, el servicio público que adquiere un rol más relevante es el acceso al servicio eléctrico. De esta forma, se puede apreciar en la Figura 4.44 que el 84% de la población si cuenta con el suministro eléctrico a través de la red pública. Sin embargo, este valor no es congruente con las estadísticas nacionales que indican que el 94.85% de la población cuenta con el servicio eléctrico. En este sentido, se determina que en el año 2017 (año del último censo nacional) aún figuraban 152 familias sin acceso a la electricidad, las cuales forman parte, en su mayoría, del sector rural del distrito de Saylla.

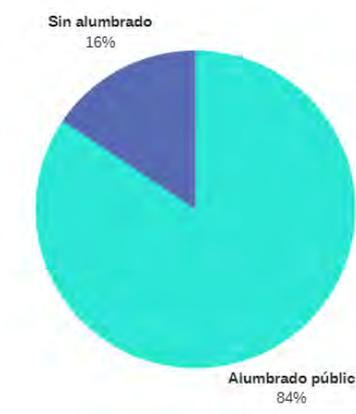


Figura 4.44: Acceso el servicio de electricidad en Saylla, Cusco (2017).

Finalmente, el análisis de acceso a la educación escolar para el año 2015 indica que hubo 816 matrículas escolares, de los cuales el 52.33% provenía de una población femenina. Estas cifras están plasmadas en el Anexo 17.

⁴ La Organización Mundial de la Salud reconoce al humo de fogones o cocinas a leña como una de las principales causas de enfermedades como: cardiopatías, accidentes cerebrovasculares, neumopatía obstructiva crónica y cáncer de pulmón. Todo esto ocurre debido a que un fogón humeante equivale a la combustión de 400 cigarrillos por hora.
(<https://www.who.int/features/2014/clean-household-energy/es/>)

4.5.2. Escalera de pasos

Tras haber identificado las principales estadísticas sociales que caracterizan al distrito de Saylla, se procederá a realizar una escalera de pasos que defina cómo la entrega de un beneficio social, en este caso el servicio eléctrico a través de un sistema fotovoltaico puede repercutir en los diferentes aspectos de vida de la sociedad de El Vallecito. En el Anexo 18, se muestra el diseño de la escalera de pasos que se procederá a desarrollar.

La instalación de un sistema fotovoltaico aislado en una localidad rural, como es El Vallecito, no solo se limita a entregar un beneficio de carácter eléctrico. Sino que también, tras su instalación y aprovechamiento del servicio, los beneficiarios del suministro eléctrico se encontrarán en una situación en la que exista mayor apertura a las oportunidades de diversas índoles, que hagan posible que estas mismas personas eleven su calidad de vida y que por ende, también incremente su Índice de Desarrollo Humano (IDH). En las siguientes líneas se explicará cómo, a partir de la instalación de un sistema fotovoltaico, se puede influir en el empoderamiento de una sociedad.

Acceso a los servicios básicos de agua y alcantarillado

El acceso a la electricidad está intrínsecamente relacionado con el acceso al servicio de agua y alcantarillado, siendo así que estos servicios han sido gestionados de manera conjunta a lo largo del tiempo. De esta manera, recurrir al uso de tecnología fotovoltaica para satisfacer las necesidades de suministro eléctrico en la localidad rural de El Vallecito es también una alternativa para integrar planes estratégicos de gestión de recursos hídricos y entrega de servicios de agua y alcantarillado a los domicilios de dicha localidad que en la actualidad no gozan con estos bienes de carácter obligatorio para una vida digna. Los cuales pueden ser subvencionados por el Estado o inversiones privadas provenientes de entidades internacionales (Banco Mundial, ONU, BID, FMI, entre otros) y empresas privadas a través del proceso de obras por impuesto (OXI).

Educación

Los conceptos que constituyen el estudio y entendimiento de un sistema fotovoltaico están estrechamente ligados a las áreas de Matemáticas, Física, Mecánica, Informática, entre otros. A través de la instalación de sistemas fotovoltaicos en los domicilios no conectados a la red pública, se fomenta que las escuelas incluyan conceptos básicos de energía, ciencias y medio ambiente en la malla curricular y en su desenvolvimiento cotidiano. Asimismo, gracias a este tipo de suministro eléctrico, los estudiantes tendrán la oportunidad de empaparse de áreas del conocimiento relacionadas a la Ciencia y Tecnología de manera más didáctica, dado que

podrán relacionar los conceptos teóricos con la administración de su propia energía. Por otro lado, se espera que a partir de la creatividad de los mismos estudiantes se promueva alternativas innovadoras para la mejor gestión de su suministro eléctrico y aplicaciones relacionadas a la tecnología fotovoltaica.

Salud

Dado al alto porcentaje de familias que cocinan a leña (54.9%), los casos de enfermedades respiratorias y cardiovasculares son más comunes en esta localidad, debido a que el humo proveniente de la quema de leña se aloja fácilmente en los pulmones de las personas ocasionando daños similares a la inhalación del humo de cigarro. En este contexto, la instalación de sistemas fotovoltaicos se perfila como una medida que promoverá la búsqueda de otras alternativas para las actividades de cocina, tales como: uso de cocinas eléctricas, cocinas a biogas, cocinas mejoradas o uso de balón de gas. De esta manera, se haría posible mejorar la calidad del aire y se reducirían los casos de enfermedades respiratorias y muertes prematuras.

Medios de comunicación

El acceso a la electricidad está también ligado al desarrollo de las telecomunicaciones y vías de comunicación entre localidades aledañas. Siendo así que, al dotar de servicio eléctrico a las viviendas de El Vallecito, también se promueve que las empresas de telecomunicaciones opten por alternativas de electrificación fotovoltaica para la energización de centrales de telefonía y antenas en estos sectores de acceso remoto.

Desarrollo e inclusión social

El acceso a la energía es conocido como la oportunidad de generar desarrollo en una sociedad, debido a que este servicio básico promueve el empleo e integra de manera participativa a los habitantes de la localidad. En este sentido, la entrega de sistemas fotovoltaicos a las localidades rurales es una alternativa que permite proveer de trabajo a sus habitantes, mejorar sus condiciones de vida, solidificar sus lazos comunitarios y establecer un vínculo entre el Estado y los ciudadanos beneficiados con este servicio. Asimismo, estos pobladores, se benefician con una producción energética descentralizada, poco burocrática y sostenible que los empodera directamente en actividades productivas y comerciales.

Empoderamiento de la mujer

Hoy en día, el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas está estrechamente relacionada con el empoderamiento de la mujer, especialmente de las madres, logrando que ellas mismas sean las administradoras de su propia energía [7]. Dado el porcentaje de mujeres que habita en la

localidad de Saylla, integrar a las madres y mujeres de esta localidad en la gestión del sistema fotovoltaico instalado en su domicilio es una alternativa inclusiva y eficiente que les permitirá ser capaces de evaluar su producción energética fotovoltaica, darle mantenimiento al mismo y prever medidas de protección. De esta forma, las mujeres de esta localidad se convertirán en miembros activos e indispensables para el cotidiano ejercicio de la familia y la comunidad.

Medio ambiente

Recurrir a la implementación del suministro eléctrico a través de sistemas fotovoltaicos aislados es una forma de contribuir a la sostenibilidad energética, dado que representa la reducción de la dependencia energética proveniente de recursos fósiles y permite reducir las emisiones de Gases Efecto Invernadero [15], los cuales son causantes del cambio climático. Por otro lado, esta tecnología aprovecha una fuente de energía infinita que resulta amigable con el ecosistema y permite regular los niveles actuales de contaminación del aire y los suelos.

Agricultura

Los roles que cumplen las tecnologías fotovoltaicas no solo están centrados en la entrega del suministro eléctrico para consumo domiciliario. Hoy en día, las instalaciones fotovoltaicas son consideradas como herramientas que facilitan las actividades productivas destinadas a la agricultura. Siendo así que, el sector agrícola de El Vallecito puede beneficiarse de la inclusión de tecnologías fotovoltaicas en sus procesos agrícolas a través de estrategias de riego por goteo o microaspersión que otorga hasta un 90% de eficiencia en el uso de agua, bombeo de agua del suelo y secado de materias primas como semillas que requieren de un sistema de energización para su funcionamiento. Necesidad que puede ser cubierta a través del uso de paneles solares.

Comercio

Conjugando todos los beneficios anteriormente mencionados, aquellas personas beneficiadas con un suministro eléctrico proveniente del aprovechamiento de la energía del sol tienen mayores oportunidades de realizar actividades productivas y comerciales que antes eran más complicadas de realizar. Gracias a la llegada del servicio eléctrico a sus hogares, estas familias podrán encontrar mejores oportunidades de estudio que les permitan estar más preparados en una materia, mejorar sus actividades económicas como la agricultura, comunicarse con otras personas a larga distancia y adquirir la capacidad de integrar su forma de vida y sus actividades al rubro comercial a través de la tecnología.

4.5.3. Hoja de ruta⁵

Explicado los beneficios sociales que atrae la instalación de un sistema fotovoltaico en El Vallecito, se procederá a proponer medidas tangibles que permitan utilizar los sistemas fotovoltaicos como una herramienta de desarrollo en los diversos indicadores mencionados en la parte de escalera de pasos. Con las estrategias a mencionar, se pretende integrar una solución técnica como son las tecnologías fotovoltaicas a los diferentes aspectos de la vida de los habitantes de esta localidad, con el objetivo de proporcionarles una mejor calidad de vida y la apertura a otras clases de oportunidades a las que no pudieron acceder antes.

- Promover la dotación de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos aislados, mediante inversión pública, en las localidades rurales no conectadas a la red pública, de remoto acceso y que no estén consideradas dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER).
- Evaluar la viabilidad de la instalación de micro redes fotovoltaicas en comunidades remotas rurales y de escasa densidad poblacional, de tal manera que esta alternativa de electrificación funcione como una fuente de energía para el consumo domiciliario y las actividades productivas como la agricultura, ganadería y comercio.
- Analizar la actual tarifa por concepto de suministro eléctrico a través de sistemas fotovoltaicos para localidades rurales no conectadas a la red pública que actualmente se está gestionando en el Perú, de tal forma que el precio por consumo eléctrico sea más favorable en términos económicos para los usuarios que se abastecen de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos.
- Instalación de sistemas de abastecimiento de agua potable para zonas rurales a través de tecnologías no tradicionales como reservorios familiares elevados en cada domicilio para el acceso al agua durante todo el día.
- Inclusión de alternativas de alcantarillado para sectores rurales que consistan en la implementación de servicios higiénicos a través de tanques sépticos mejorados que

⁵ La presente hoja de rutas fue realizada a través del análisis de los lineamientos estratégicos relacionados al acceso a servicios básicos y producción energética presentados en la última campaña presidencial del año 2016. Para ello, se tomó como base las propuestas de los 4 partidos políticos que ocuparon los primeros puestos de la campaña de ese año: Fuerza Popular, Peruanos por el Cambio, Frente Amplio y Acción Popular.

permitan el tratamiento de aguas residuales y sólidos a través de la conversión de estos a lodo estabilizado.

- Escuelas fotovoltaicas: Incorporar las tecnologías fotovoltaicas como alternativa secundaria de suministro eléctrico, de manera que los estudiantes tengan la oportunidad de aprender de manera empírica sobre el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y el consumo energético sostenible, además de afianzar sus conocimientos teóricos sobre Matemáticas y Ciencias Básicas. Asimismo, estas escuelas deberán promover proyectos piloto que tengan el objetivo de recopilar las ideas de los estudiantes aporte sobre aplicaciones innovadoras de los sistemas fotovoltaicos en su vida cotidiana.
- Cocinas mejoradas y cocinas solares en localidades rurales: inclusión de tecnologías sostenibles para las actividades de cocina, como son las cocinas mejoradas o solares energizadas por la radiación incidente del sol. Esta medida cumplirá el propósito de que los habitantes de la localidad rural de El Vallecito erradiquen la alternativa de cocina a leña, la cual es altamente nociva para su salud.
- Negociar con los operadores móviles que forman parte del mercado peruano de las telecomunicaciones para que el área de cobertura y la calidad de esta en las zonas donde serán instalados los sistemas fotovoltaicos sea el óptimo. Además, plantear proyectos duales que incluyan las tecnologías fotovoltaicas en el desarrollo de proyectos destinados a la extensión de la red de cobertura.
- Impulsar la sinergia entre los conocimientos ancestrales y tecnologías limpias, como los sistemas fotovoltaicos, para permitir una construcción social sostenible e inclusiva. Para lograr este objetivo se deberá capacitar a *Yachachiq*⁶ en temas de energía y tecnologías fotovoltaicas para que ellos mismos sean capaces de transmitir estos saberes a otros campesinos y habitantes de las localidades rurales en su lengua propia, respetando sus creencias y tradiciones.
- Fomentar el rol de la mujer como gestora de su propia energía a través de la capacitación a las madres de las localidades beneficiadas con las tecnologías fotovoltaicas, en temas de energía, instalación de sistemas fotovoltaicos, mantenimiento de estos y ahorro energético. De esta forma se impulsará la

⁶ *Yachachiq*: Del Runasimi “campesino que tiene saberes y hace que otro aprenda”.

reivindicación del papel de la mujer en las localidades rurales y se hará posible que el suministro eléctrico se mantenga en óptimas condiciones durante su funcionamiento.

- Impulsar la utilización de bombas de agua fotovoltaicas como mecanismo de riego de cultivos en la localidad de El Vallecito y los secadores solares para la transformación de las materias primas a un producto de comercialización final.
- Comercio exterior sostenible: promover el consumo nacional y las exportaciones de aquellos productos que incluyen, dentro de su cadena de valor, procedimientos realizados a través de las tecnologías fotovoltaicas.

Conclusiones

1. A través de la caracterización de los elementos que conforman un sistema fotovoltaico aislado (panel fotovoltaico, conversor CC/CC, inversor CC/CA y controlador de carga) en el software Matlab, se pudo demostrar que este proceso se convierte en una herramienta útil para la evaluación del comportamiento de esta alternativa de electrificación ante variables externas ambientales como la temperatura, irradiancia solar y fenómenos atmosféricos. Asimismo, a través de los procesos de caracterización unidos a la simulación en Matlab, se adquirieron resultados fiables comparados con los valores obtenidos durante las pruebas de campo, los cuales posibilitan una selección de dispositivos más eficiente que se verá reflejado durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico en la localidad para la cual fue dimensionada, y ante las condiciones atmosféricas y ambientales del mismo.
2. A través del diseño del algoritmo para la protección contra rayos se determinaron de manera cualitativa los tipos de riesgos que vulneran el funcionamiento eléctrico del sistema fotovoltaico, estos se encuentran relacionados a la integridad de las personas beneficiadas por este sistema y el patrimonio del lugar en el que radican. Estos resultados establecen la necesidad de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) para la localidad de El Vallecito.
3. El proceso de caracterización de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico permitió el dimensionamiento favorable de un sistema fotovoltaico para las condiciones ambientales y climáticas que presenta la localidad de El Vallecito. Además, con las simulaciones realizadas en Matlab, se lograron predecir resultados fiables y óptimos en términos de energía producida, los cuales permitirán suministrar un servicio eléctrico de calidad a los habitantes de la localidad rural estudiada, tanto en los meses de menor como de mayor irradiancia solar.
4. Dado que el sistema fotovoltaico aislado destinado a la localidad de El Vallecito fue dimensionado de acuerdo con la demanda energética que una familia de la zona puede consumir durante un mes, se hizo posible delimitar de manera más precisa el tipo de módulo fotovoltaico BT8 establecido en el documento “Procedimiento para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros no Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos)”. Así también, con el cálculo obtenido por concepto de cargo fijo mensual a pagar por domicilio, por concepto de servicio eléctrico, al cual también fue aplicado la subvención tarifaria del 77.5% establecido por el Fondo Social de Compensación Eléctrica (FOSE) para este tipo de localidad y consumo energético mensual, se halló que este beneficio otorgado abarata

la cifra tarifaria final. De esta manera, se concluye que esta alternativa de electrificación es factible en términos económicos para localidades rurales de acceso remoto y recursos económicos escasos.

5. A partir de la instalación de un sistema fotovoltaico para el consumo eléctrico domiciliario, resulta posible el impulso de oportunidades de índole social relacionadas con el acceso a los servicios básicos como agua y alcantarillado, educación y promoción de la Ciencia y Tecnología, salud, mitigación de la contaminación del aire, inclusión social asociada al respeto y prevalencia de las prácticas culturales, y empoderamiento de la mujer, los cuales, en conjunto, representan el incremento progresivo del Índice de Desarrollo Humano en la localidad rural mencionada.

Recomendaciones y trabajos futuros

- En la presente tesis se caracterizaron los elementos de un sistema fotovoltaico aislado comprendidos en el panel fotovoltaico, conversor DC/DC, inversor DC/AC y controlador de carga. Sin embargo, debido a la extensión y complejidad del tema, las baterías solares no formaron parte de dicha caracterización, convirtiéndose en una alternativa de investigación.
- En el caso de que la localidad materialice su necesidad de suministro del servicio eléctrico a través de la instalación de un sistema fotovoltaico para el consumo domiciliario, se recomienda realizar mediciones de campo (irradiancia solar, temperatura y humedad), a través del uso de piranómetros y sensores de temperatura y humedad relativa, de tal forma que estos sean contrastados con los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas en Matlab.
- Por otro lado, se recomienda sofisticar esta investigación a través del desarrollo de la factibilidad de instalación de micro redes fotovoltaicas en localidades remotas y concentradas en actividades productivas de diversas índoles. Se plantea que este trabajo futuro pueda incluir la combinación de otras fuentes de energía como la eólica y biomasa.
- También, se propone el desarrollo de un algoritmo que permita el dimensionamiento de un Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR), a través del método de las Esferas Rodantes (NTP IEC 62305-3).

BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Acceso a la electricidad*. (2014). *Banco Mundial*. Retrieved 19 March 2018, from <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2014&locations=PE&start=1990&view=chart>
- [2] DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL - MEM, S. (2015). *Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) periodo 2016 - 2025* [Ebook]. Lima: Ministerio de Energía y minas (MEM). Retrieved from http://dger.minem.gob.pe/ArchivosDger/PNER_2016-2025/F1-PNER-2016-25.pdf
- [3] Municipalidad distrital de Saylla – Cusco. (2018). Retrieved from <http://www.municipalidadesaylla.gob.pe/alcaldia/>
- [4] LEY N° 28749 Ley general de electrificación rural (2006). Lima, Perú. Retrieved from http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2028749%20-%20Ley%20General%20de%20Electrificaci%C3%B3n%20Rural.pdf
- [5] *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource*. (2018). *NASA*. Retrieved 02 July 2018, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [6] CEPAL. (2018). Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Retrieved from <https://www.cepal.org/es/temas/agenda-2030-desarrollo-sostenible/objetivos-desarrollo-sostenible-ods>
- [7] *Mujeres hondureñas aprenden sobre energía solar en India*. (2017). *Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)*. Retrieved 23 March 2018, from <http://www.undp.org/content/undp/es/home/ourwork/ourstories/women-from-honduras-learn-about-solar-energy-in-india.html#.WrXJy83pRXo.facebook>
- [8] *Paneles solares alumbran distritos rurales de Lesoto*. (2017). *Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)*. Retrieved 18 March 2018, from <http://www.undp.org/content/undp/es/home/ourwork/ourstories/solar-panels-light-rural-districts-of-lesotho.html>
- [9] Díaz López, J. R., & Fontanet, J. A. (2004). Viabilidad social de los proyectos de electrificación fotovoltaica con miniredes en Cuba. *Santiago*, (103), 96-105. Retrieved from

<http://eds.a.ebscohost.com.ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/eds/pdfviewer/pdfviewer?vid=2&sid=348852f7-ba4a-4d85-9950-f560036d5164@sessionmgr4010>

[10] Rúa Ramírez, E. B., Barrera Siabato, A. I., & Gómez Orduz, M. (2017). Análisis técnico, socioeconómico y ambiental de la electrificación con energía solar fotovoltaica aislada para vivienda rural en Hato Corozal, Casanare, Colombia. *Revista De Investigación Agraria Y Ambiental*, 8(1), 239-248. Retrieved from <http://eds.a.ebscohost.com/eds/pdfviewer/pdfviewer?vid=6&sid=daf93840-3d87-4c3b-a69d-9794337e6d6b%40sessionmgr4007>

[11] Bello, C., Vera, L., & Busso, A. (2011). *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN ESCUELAS RURALES: EL CASO DE LA PROVINCIA DE CORRIENTES, ARGENTINA* (pp. 3 - 7). Corrientes, Argentina. Retrieved from <http://ing.unne.edu.ar/imate/jornadasint/pub/t11.pdf>

[12] Morante, F., Zilles, R., Espinoza, R., & Horn, M. (2005). *CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARES DE LAS COMUNIDADES DE LOS UROS, TAQUILE, AMANTANÍ Y HUANCHO LIMA DE LA REGIÓN PUNO, PERÚ* (pp. 3 - 5). Lima, Perú. Retrieved from <http://fc.uni.edu.pe/mhorn/E&D%202005.pdf>

[13] PNUD. (2015). *Objetivo 7: Energía asequible y sostenible*. Retrieved from <http://www.pe.undp.org/content/peru/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html>

[14] United Nations. (2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Retrieved from <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>

[15] UNFCCC. (2015). *Acuerdo de París*. Retrieved from https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf

[16] DGIEM. (2018). *Ley de Promoción y Utilización de los Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País*. Retrieved from http://www.dgiem.gob.pe/wp-content/uploads/2013/01/pw27_ley28546.pdf

[17] Decreto Legislativo N° 1002 (2008). Lima, Perú. Retrieved from [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con_uibd.nsf/D0681924B700D3B305257463005A94D1/\\$FILE/01002.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con_uibd.nsf/D0681924B700D3B305257463005A94D1/$FILE/01002.pdf)

[18] OSINERGMIN. (2018). *Fijación de la Tarifa Rural para Sistemas Fotovoltaicos 2014-2018*. Retrieved from <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/Informe-No.0322-2014-GART.pdf>

[19] OSINERGMIN. (2018). *Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica*. Retrieved from http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2027510%20-%20Ley%20del%20Fondo%20de%20Compensaci%C3%B3n%20Social%20Energ%C3%A9tica.pdf

[20] El Peruano. *Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida (2018)*. Lima.

[21] *Evoluciones en el Sector Eléctrico 1995 - 2015*. (2015). Lima, Perú. Retrieved from http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=517

[22] *REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL ELECTRICIDAD – Las energías renovables en el mundo*. (2016) (8th ed.). Lima, Perú. Retrieved from

[23] *Introducción a las Energías Renovables*. (2013). OSINERGMIN. Retrieved from <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html>

[24] Naciones Unidas. (1998). *PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO*. Kyoto, Japón. Retrieved from <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

[25] *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. (2016). Lima, Perú. Retrieved from http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

[26] *PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL (PNER) PERIODO 2016 - 2025*. (2015). Lima, Perú. Retrieved from http://dger.minem.gob.pe/ArchivosDger/PNER_2016-2025/F1-PNER-2016-25.pdf

[27] *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*. (2017) (pp. 99 - 113). Lima, Perú. Retrieved from

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10años.pdf

[28] SENAMHI. (2018). Información del tiempo y clima. Retrieved from <https://www.senamhi.gob.pe/site/sea/www/?p=pronostico-detalle-turistico&localidad=0019>

[29] Plitnik, G. P. (2013). *Solar Energy*. Salem Press Encyclopedia Of Science. Available from: Research Starters, Ipswich, MA.

[30] Ministerio de Energía y Minas. (2007). *Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para la electrificación rural*. Lima: El Peruano.

[31] Tono revista técnica de la Empresa de Telecomunicaciones de Cuba, S.A. (2013). *Sistemas Fotovoltáicos* [Ebook] (10th ed.). La Habana.

[32] Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2010). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica* [Ebook] (1st ed.). Madrid: McGraw-Hill Interamericana de España S.L.

[33] Química-Biología-12-13-Células fotovoltaicas orgánicas. (2018). Retrieved from <https://quimica-biologia-12-13.wikispaces.com/C%C3%A9lulas+fotovoltáicas+org%C3%A1nicas>.

[34] Escobar, A., Torres, C., & Hincapie, R. (2010). *Conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica* [Ebook] (44th ed.). Pereira: Scientia et Technica.

[35] Vera, J., & Mereles, W. (2009). *Modelo de Simulación para Sistemas Fotovoltáicos Automáticos en entorno MATLAB/SIMULINK* [Ebook] (5th ed.). Asunción: ELÉCTRICA.

[36] Guasch Murillo, D. (2003). *Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos* (Doctorado). Universidad Politécnica de Cataluña.

[37] Serna Ruiz, A. F., Marín García, E. J., & Liliana Alzate, S. (2016). *Herramienta para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados*. Lámpsakos, (16), 61-74.

[38] Ruiz Allende, F. (2010). *Modelado y simulación orientada al análisis de una micro-red eléctrica con generación fotovoltaica*. Retrieved from

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/8782/Binder1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[39] Universitat de València. (2007). Inversores. Retrieved from https://www.uv.es/emaset/iep00/temas/IEP11_0607.pdf

[40] MathWorks. *Implement generic battery model*. Retrieved from <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>

[41] Deveci, O. (2015). *Control of a Photovoltaic System Operating at Maximum Power Point and Constant Output Voltage under Different Atmospheric Conditions*. Retrieved from <http://www.ijcee.org/vol7/891-C04.pdf>

[42] MathWorks. (2018). *MPPT based Photovoltaic (PV) system - File Exchange - MATLAB Central*. Retrieved from <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/39406-mppt-based-photovoltaic-pv-system>

[43] Dirección de Normalización - INACAL. (2015). *Protección contra el rayo Parte 2: Gestión del Riesgo*. Lima.

[44] INEI. *Sistema de Información Regional para la Toma de Decisiones*. Webinei.inei.gob.pe. Retrieved from <http://webinei.inei.gob.pe:8080/SIRTOD1/inicio.html#>

[45] BCRP. (2018). Banco Central de Reserva del Perú. Retrieved from <http://www.bcrp.gob.pe/>

[46] CANADIAN SOLAR INC. (2015). CS6C-145|150P. Retrieved from <https://deltavolt.pe/documentos/CS6C-P-Off-Grid-Module.pdf>

[47] ECO GREEN ENERGY. (2015). EGE-140P-36. Retrieved from <https://www.proviento.com.pe/EGE-140P.pdf>

[48] ENF. (2019). ESPSC&ESPSA 10W-150W. Retrieved from <https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/14229>

[49] PANEL SOLAR PERÚ. (2019). Panel Solar 150wp policristalino Solar Max. Retrieved from <https://www.panelsolarperu.com/productos/165-panel-solar-150wp-policristalino-solar-max.html>

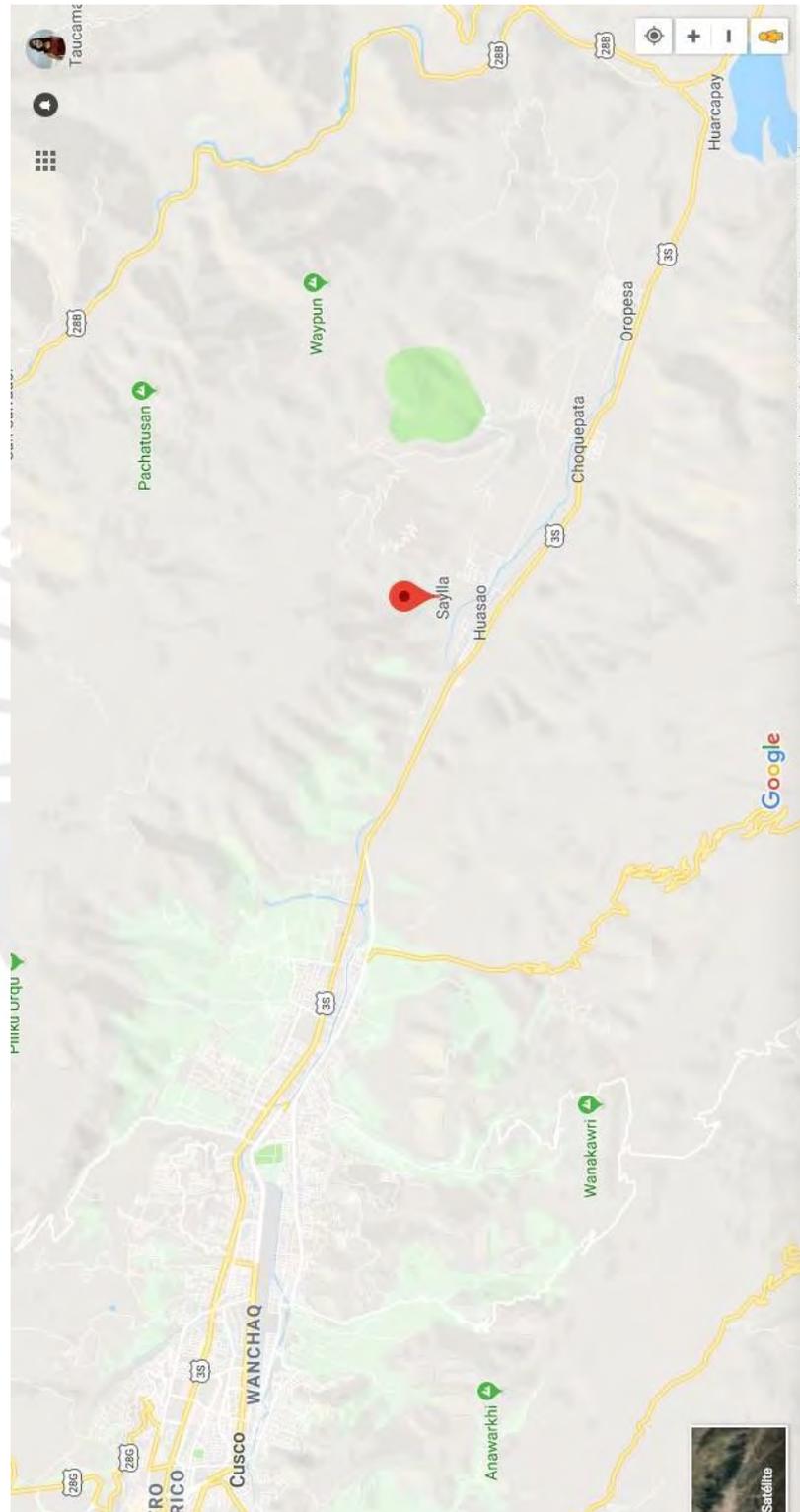
- [50] PANEL SOLAR PERÚ. (2019). Controlador de Carga MPPT LD Solar 75v 15A. Retrieved from <https://www.panelsolarperu.com/productos/173-controlador-de-carga-mppt-ld-solar-15a.html>
- [51] VICTRON ENERGY. (2019). Controladores de carga BlueSolar MPPT 75/10, 75/15 y MPPT 100/15. Retrieved from <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-Blue-Solar-Charge-Controller-MPPT-75-10,-75-15-&-MPPT-100-15-ES.pdf>
- [52] MORNINGSTAR CORPORATION. (2012). Sun Saver. Retrieved from https://www.proviento.com.pe/SunSaver_gen3.pdf
- [53] RITAR. (2015). RA12-100. Retrieved from <http://www.ritarpower.com/upimg/20151211154018926.pdf>
- [54] AUTO SOLAR PERÚ. (2015). Batería 120Ah 12V UPower SPO120. Retrieved from <https://www.panelsolarperu.com/productos/165-panel-solar-150wp-policristalino-solar-max.html>
- [55] SUNBRIGHT POWER. (2014). 6-GFM G -100Ah Gel Battery Specification. Retrieved from <https://www.proviento.com.pe/12V100AH-gel.pdf>
- [56] KAISE. (2019). KBL121000. Retrieved from http://calculationsolar.com/pdfs/Calculationsolar_battery_KAISE_KBL121000576.pdf
- [57] PANEL SOLAR PERÚ. (2019). Inversor Victron Phoenix 250VA (12V/200W). Retrieved from <https://www.panelsolarperu.com/productos/110-inversor-victron-phoenix-250va-12v200w.html>
- [58] ZONHAN. (2019). Inversor de onda sinusoidal pura tw-1500w. Retrieved from <http://www.zonhan.com/eproducts/101.html>
- [59] DELTAVOLT. (2019). Cómo cargar baterías solares. Retrieved from <https://deltavolt.pe/energia-renovable/baterias/mantener-baterias>

[60] SUNFIELDS EUROPA. (2019). Conceptos sobre baterías para placas solares – Parte III. Retrieved from <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-fotovoltaicos-baterias-solares-parte-iii/>

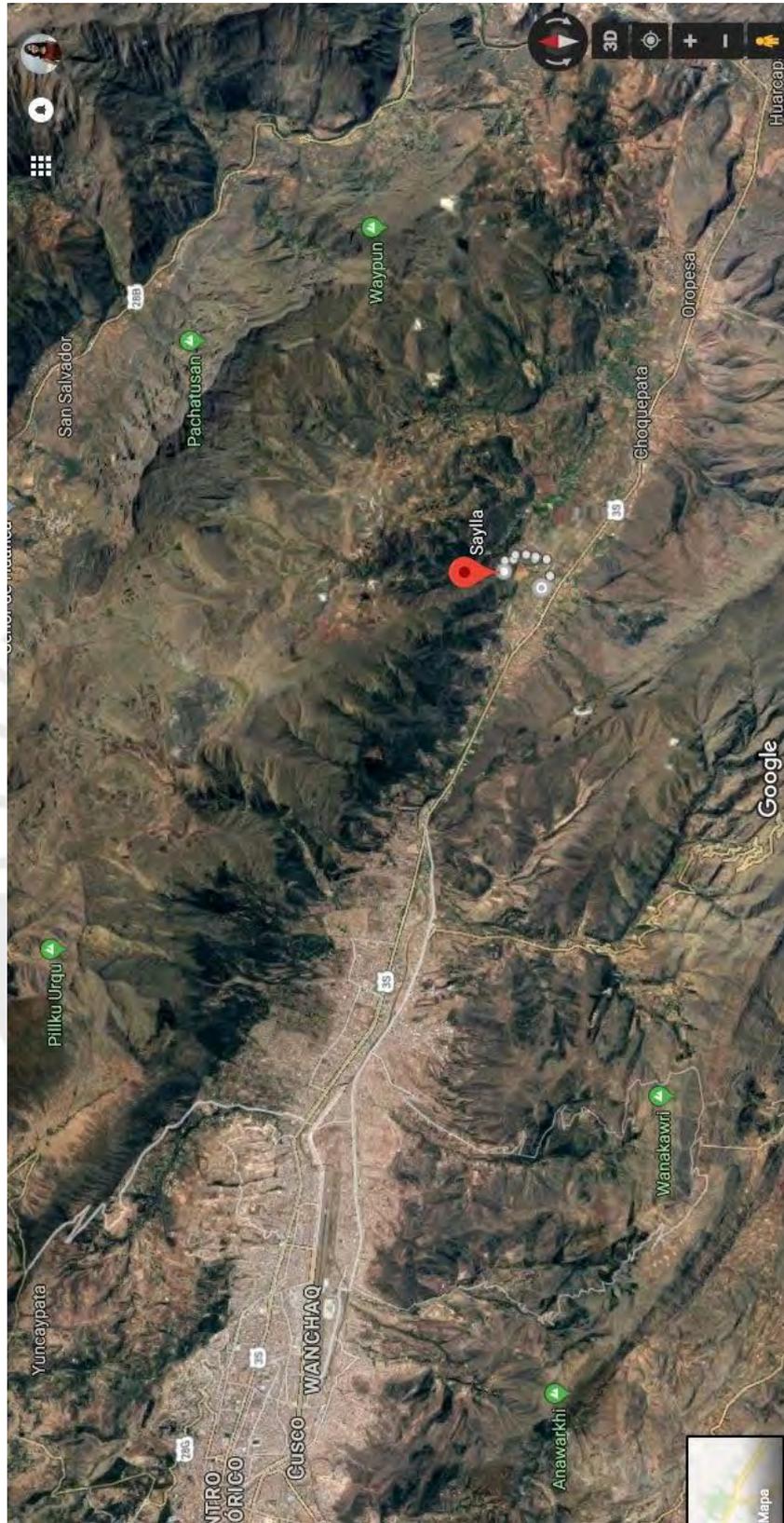
[61] HIRAOKA. (2019). Cocina Eléctrica Miray CMM-26 E 2 Hornillas. Retrieved from <https://hiraoka.com.pe/cocina-electrica-miray-cmm-26-e-2-hornillas>

ANEXOS

1. Anexo 1: Mapa del distrito de Saylla, Cusco.



2. Anexo 2: Mapa del distrito de Saylla, Cusco a través de Google Earth.



3. Anexo 3: Especificaciones técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes.

Tabla 3.1: Requisitos del Módulo Fotovoltaico.

Requisitos del Módulo Fotovoltaico	
Características Generales	<ul style="list-style-type: none"> -Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional IEC-61215, IEEE-1262 o equivalente (MFV-CG-1). -Debe tener un certificado de garantía del fabricante sobre la potencia pico del módulo fotovoltaico. Debe indicarse en el certificado la marca, modelo y potencia pico del módulo y el tiempo de garantía. (MFV-CG-2). -Debe estar acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas, de uso, Curvas Corriente vs Tensión y factor de reducción de capacidad por envejecimiento (MFV-CG-3). - Debe estar debidamente etiquetado sobre la superficie inferior del módulo fotovoltaico. Debe indicar: marca, modelo, número de serie, denominación comercial, fecha de fabricación, tipo de módulo, tensión nominal, potencia máxima (Wp), temperatura normal de operación, tensión máxima, corriente máxima, tensión de circuito abierto, corriente de cortocircuito en CEM. (MFV-CG-4).
Características Físicas	<ul style="list-style-type: none"> -Tener un mínimo de 36 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la costa o amazonía (MFV-CF-1). -En el caso que el módulo fotovoltaico cuente con un marco, este debe ser de aluminio anodizado y rígido. La fijación del módulo fotovoltaico a su soporte sólo podrá realizarse mediante tornillos, tuercas, arandelas, etc. (MFV-CF-3). -Verificar que no se presenten en el módulo fotovoltaico defectos visibles (MFV-CF-4).
Protecciones	<ul style="list-style-type: none"> -La caja de conexión debe estar firmemente unida al módulo y contar con dos diodos de “by pass”. Las entradas y salidas de los cables deben estar provistos con prensaestopas para lograr una efectiva hermeticidad. El índice de protección (IP) debe ser IP54 (MFV-P-1). -Los módulos fotovoltaicos deben tener dos diodos de “by pass” (MFV-P-2).
Características Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> -La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico debe ser declarado en CEM (MFV-CE-1). -La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico después de 20 años de operación, no debe ser inferior al 20 % de su potencia inicial. (MFV-CE-2). -La tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, a una temperatura ambiente igual a la máxima anual del lugar y a una irradiancia de 800 W/m² debe estar comprendida en el rango de 14,5 V a 15,0 V (MFV-CE-3).

Tabla 3.2: (a)Requisitos del Módulo Fotovoltaico.

Requisitos del Controlador de Carga	
Características Generales	<ul style="list-style-type: none"> -Etiquetado con indicaciones como el nombre de fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial, capacidad en del generador fotovoltaico y del consumo y la tensión nominal de operación (C-CG-1). -Debe contar con: su cartilla de especificaciones técnicas, instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de

Tabla 3.2: (b)Requisitos del Módulo Fotovoltaico

Requisitos del Controlador de Carga	
Características Generales	<p>garantía solicitados (C-CG-2).</p> <p>-Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV. Las características técnicas del controlador deben ser iguales o superiores a las solicitadas (C-CG-3).</p> <p>-La vida útil del controlador no debe ser menor a 10 años (C-CG-4).</p>
Características Físicas	<p>-La superficie del controlador de carga debe ser de material inoxidable o arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva o similar (C-CF-1).</p> <p>-Los terminales del controlador deben ser de fácil acceso, estar claramente indicados sus polaridades y el componente a ser conectado. Debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico (C-CF-2).</p> <p>-El fusible debe ser fácilmente cambiabile, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador (C-CF-3).</p> <p>-Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable (C-CF-4).</p>
Protecciones	<p>-La caja del controlador debe poseer un índice de protección IP 53 (instalados en regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2300 msnm). El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del controlador. La instalación del controlador debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del controlador (C-P-1).</p> <p>-De no contar el controlador con una protección electrónica, este debe ser protegido mediante fusibles (C-P-2).</p> <p>-Debe contar con protecciones contra corrientes inversas (C-P-3).</p> <p>-Debe estar protegido contra inversiones de polaridad en cualquier línea (generador fotovoltaico, batería y consumo) (C-P-4).</p> <p>-Debe contar con protecciones contra cortocircuito en las líneas de consumo y de batería (C-P-5).</p> <p>-Debe estar protegido contra sobrecargas (C-P-6).</p>
Características Eléctricas	<p>-La “Tensión de desconexión del consumo” debe corresponder al valor de la profundidad de descarga máxima y la tasa de descarga especificada (C-CE-1).</p> <p>-La “tensión de reposición del consumo” debe ser 0,8 V a 1 V superior a la “tensión de desconexión del consumo” (C-CE-2).</p> <p>-La “tensión de alarma por proximidad de desconexión del consumo” no debe ser mayor a 0,5 V ni menor a 0,2 V en relación a la “tensión de desconexión del consumo” (C-CE-3).</p> <p>-La “tensión de desconexión de carga” para los controladores de carga tipo on/ off debe estar en el rango de 14,2 V y 14,5 V a 25 oC, y para el tipo PWM en el rango de 13,8 V y 14,1 V a 25 oC (C-CE-4).</p> <p>-La “tensión de reposición de carga” para los controladores on/off debe ser 0,8 V a 1 V menor a la “Tensión de desconexión de carga” (C-CE-5).</p> <p>-Las tensiones no deben modificarse en más de 1 % producto de la variación de la corriente (C-CE-6).</p> <p>-Las caídas internas de tensión entre cualquiera de los terminales del controlador deben ser de 4 %, como máximo (C-CE-7).</p> <p>-El autoconsumo del controlador en cualquier condición climática, geográfica y de funcionamiento solicitado no debe exceder el dos por mil (2 %) de su capacidad nominal de carga (C-CE-8).</p> <p>-El factor de corrección debe estar entre -18 mV/oC y -30 mV/oC (C-CE-9).</p> <p>-No debe producir ruido o interferencias en otros componentes a una distancia de más de 50 cm (C-CE-10).</p> <p>-Debe ser automático. El dispositivo de información visual podrá ser apagado o encendido manualmente (C-CE-11).</p>

Tabla 3.3: Requisitos de la Batería.

Requisitos de la Batería	
Características Generales	<p>-Debe estar debidamente etiquetada sobre la superficie (lateral o superior) de la batería. Debe constar en ella la marca, modelo, número de serie denominación comercial, fecha de fabricación, tensión nominal y capacidad en A.h para una determinada cantidad de horas de la descarga que también debe ser indicada (B-CG-1).</p> <p>-Debe estar acompañada de su cartilla de especificaciones técnicas, de operación y mantenimiento, de instalación y los certificados de garantía solicitados. Las especificaciones deben incluir las informaciones presentadas en la etiqueta, la densidad del electrolito, las curvas de carga y descarga para distintos números de horas, como mínimo para 10, 20 y 100 horas(B-CG-2).</p> <p>-La batería debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV. Las características técnicas de la batería en esas condiciones deben ser igual o superior a las solicitadas (B-CG-3).</p>
Características Físicas	<p>-Debe contar con algún dispositivo de fijación como parte integral de la caja de la batería que facilite el transporte de la batería con seguridad (B-CF-1).</p> <p>-La polaridad debe estar señalizada sobre la caja de la batería al lado de cada terminal mediante una impresión en bajo o alto relieve con las siguientes simbologías, “+” para la polaridad positiva y “-” para la polaridad negativa (B-CF-2).</p> <p>-Los terminales de la batería deben ser fijados a los cables mediante pernos, los cuales deben ser entregados con sus respectivas arandelas y tuercas (B-CF-3).</p> <p>-Las tapas de la batería deben poder ser retiradas manualmente sin mayores dificultades y sin necesidad de herramientas (B-CF-4).</p> <p>-La densidad del electrolito debe estar entre 1,20 g/cm₃ y 1,229 g/cm₃ en regiones con temperaturas promedio superiores a 30 oC, 1,23 g/cm₃ y 1,25 g/cm₃ en regiones con temperaturas promedio que se encuentren entre 15 oC y 30oC y 1,26g/cm₃ (B-CF-5).</p> <p>-Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable (B-CF-6).</p>
Características Eléctricas	<p>-Debe tener la capacidad solicitada en Ah con un factor de corrección de la capacidad por temperatura de 1%/°C . La capacidad medida no debe ser menor al 5 % ni mayor al 20 % de la capacidad solicitada (B-CE-1).</p>

Tabla 3.4: Requisitos del Convertidor CC/CA.

Requisitos del Convertidor CC/CA	
Características Generales	<p>-Debe estar debidamente etiquetado sobre la superficie del inversor y conteniendo el nombre del fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial, tensión de entrada, tensión de salida, potencia nominal y el diagrama eléctrico, el cual debe mostrar claramente la localización de los terminales para hacer las conexiones en corriente continua y alterna (I-CG-1).</p> <p>-El inversor debe estar acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados (I-CG-2).</p> <p>-Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV. Las características del inversor en estas condiciones deben ser iguales o superiores a lo solicitado (I-CG-3).</p>
Características Físicas	<p>-La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (I-CF-1).</p> <p>-La polaridad de los terminales del lado CC y CA deben estar identificados claramente sobre la superficie del inversor (I-CF-2).</p> <p>-En el caso que el inversor sea protegido mediante fusibles o elementos similares, la localización del fusible debe estar claramente identificada y debe poder ser cambiado por el usuario de forma simple, sin necesidad de abrir el inversor o del uso de herramientas (I-CF-3).</p> <p>-De no poseer el inversor una protección electrónica, ésta debe ser garantizada mediante fusibles. El fusible debe ser fácilmente cambiable (I-CF-4).</p> <p>-Se debe tener acceso a la placa electrónica del inversor, debiendo ser posible identificar sus dispositivos a fin de que pueda ser reparado localmente. De ninguna manera debe encontrarse sellado o su placa o dispositivos cubiertos con algún material (I-CF-5).</p> <p>-El inversor debe contar con un interruptor para el encendido o apagado del equipo (I-CF-6).</p> <p>-Todos los terminales, tuercas y demás elementos deben ser de material inoxidable (I-CF-7).</p>
Protecciones	<p>-Debe estar protegido contra cualquier apagado repentino en la alimentación en CC en todo el rango de tensiones de entrada de 11,4V a 13,8V y para cualquier factor de carga (I-P-1).</p> <p>- Debe estar protegido contra inversiones de polaridad a la entrada del inversor (I-P-2).</p> <p>-La caja del inversor debe poseer, como mínimo, un índice de protección IP 53 para regiones amazónicas o en caja de selva que no superen los 2 300 msnm. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del inversor. La instalación del inversor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja (I-P-3).</p>
Características Eléctricas	<p>-La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5 % en relación a la tensión fundamental RMS de la forma de onda para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4V a 13,5V (I-CE-1).</p> <p>-El autoconsumo del inversor en modo de espera o en vacío, debe ser menor que 3 % de la potencia de consumo nominal del inversor para cualquier factor de carga y para todo el rango tensiones de entrada de 11,0V a 13,5V (I-CE-2).</p> <p>-Debe tener una eficiencia superior al 80 % para factores de carga entre 15% y 90 % para el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V para cualquier condición de funcionamiento solicitado (I-CE-3).</p> <p>-La tensión de salida en corriente alterna se debe mantener entre ± 10 % del valor nominal, para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4V a 13,5V (I-CE-4).</p> <p>-La frecuencia nominal se debe mantener entre ± 5 % del valor nominal para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V (I-CE-5).</p> <p>-La tensión de desconexión del consumo debe ser mayor a 11,4 V y menor a 11,7V (I-CE-6).</p> <p>-La tensión de alarma por corte inminente del consumo debe estar entre 11,82 V y 12,0V (I-CE-7).</p> <p>- La tensión de reposición del consumo debe estar entre 13,5 V y 13,8 V (I-CE-8).</p>

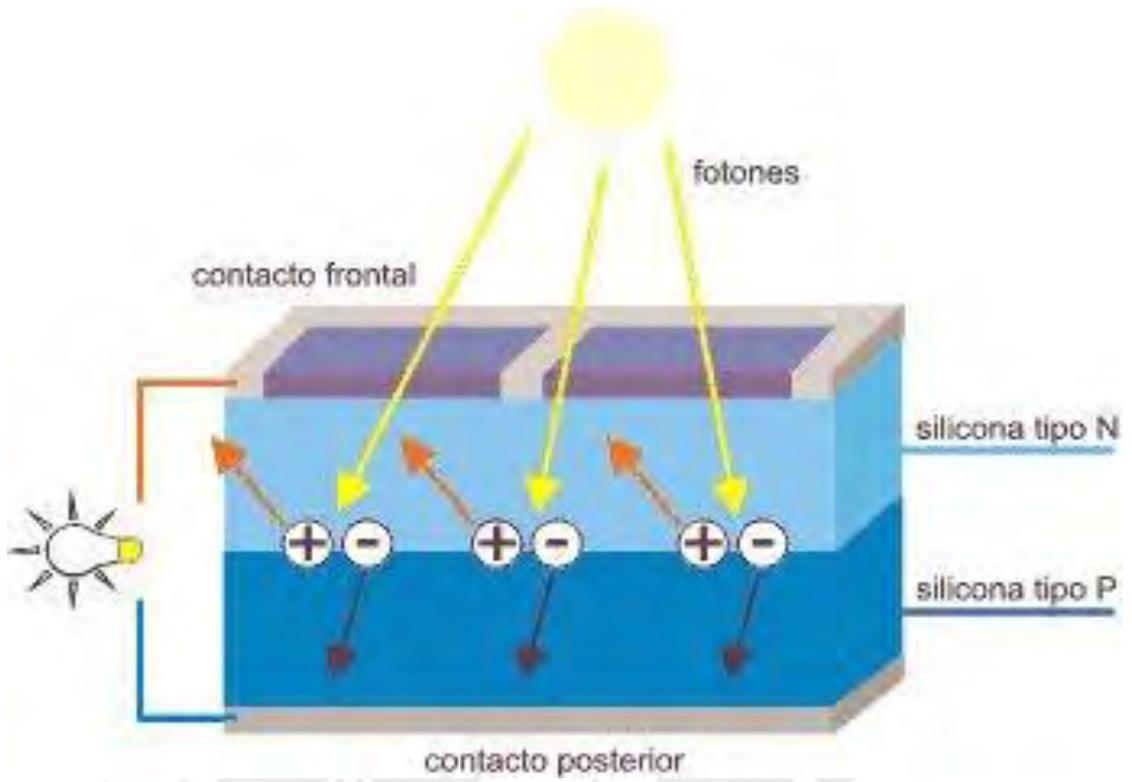
Tabla 3.5: Requisitos del Convertidor CC/CC.

Requisitos del Convertidor CC/CC	
Características Generales	<ul style="list-style-type: none"> -Debe estar etiquetado sobre la superficie del convertidor CC/CC, conteniendo el nombre del fabricante, modelo, denominación comercial, tensión de entrada, tensiones de salida y capacidad (CV-CG-1). -Debe estar acompañado por: la cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento y los certificados de garantía solicitados (CV-CG-2). -El tiempo de vida de los convertidores CC/CC debe ser superior a 5 años (CV-CG-3). -El convertidor debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV. Las características técnicas del convertidor en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas (CV-CG-4).
Características Físicas	<ul style="list-style-type: none"> -Todos los terminales del convertidor, deben permitir una fácil conexión de cables de, por lo menos, 2,5 mm² de sección (CV-CF-1). -Debe ser de estado sólido o de resistencia de divisores de tensión (CV-CF-2). -La selección de las tensiones debe realizarse mediante la presión de interruptores o el giro de una perilla (CV-CF-3). -Los terminales del convertidor deben ser de fácil acceso y sus polaridades y el componente a ser conectado estar claramente indicados (CV-CF-4). -De no poseer el convertidor una protección electrónica, ésta debe ser garantizada mediante fusibles. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador (CV-CF-5). -La superficie del convertidor debe ser de material inoxidable o en su defecto arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva o similar (CV-CF-6). -Los terminales de conexión del convertidor deben indicar claramente el componente a conectar y su respectiva polaridad (CV-CF-7). -Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable (CV-CF-8).
Características Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> -Debe funcionar con una tensión de entrada entre 11,0 V y 15,0 V (CV-CE-1). -El convertidor debe suministrar tensiones de salida de 9,0 V, 6,0 V y 3,0V (CV-CE-2). -El autoconsumo del convertidor no debe exceder los 10 mA (CV-CE-3). -Debe resistir sin presentar daños al circular una corriente equivalente a la solicitada durante 1 hora en cualquier condición climática o geográfica solicitada (CV-CE-4). No debe producir ruidos o interferencias en otros componentes a más de 50cm (CV-CE-5).
Protecciones	<ul style="list-style-type: none"> -Debe estar protegido contra sobrecargas (CV-P-1). -Debe estar protegido contra una inversión de polaridad en la línea del controlador como en la del consumo (CV-P-2). -La caja del convertidor debe poseer un índice de protección IP 53 para regiones amazónicas. La caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del convertidor. La instalación del convertidor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del convertidor (CV-P-3). -Debe estar protegido contra cortocircuitos (CV-P-4).

Tabla 3.6: Requisitos de las luminarias.

Requisitos de la Luminaria en CC	
Características Generales	<ul style="list-style-type: none"> -La luminaria debe estar debidamente etiquetada sobre la superficie de la luminaria y conteniendo el nombre del fabricante, modelo, denominación comercial, tensión de entrada, potencias del reactor y de la lámpara y el flujo luminoso (L-CG-1). -Cada luminaria debe estar acompañada por: cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados (L-CG-2). - En el caso que la luminaria posea un tubo fluorescente recto o del tipo PL, éstos deben estar comercialmente disponibles en las cercanías del lugar de la instalación (L-CG-3). - La luminaria debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV. Las características técnicas de la luminaria en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas. (L-CG-4).
Características Físicas	<ul style="list-style-type: none"> -La polaridad de los terminales o de los cables de conexión debe estar claramente identificada sobre la superficie de la luminaria (L-CF-1). -En el caso de que la luminaria posea un fluorescente recto o del tipo PL, ésta debe ser desmontable (L-CF-2). -La superficie debe ser de material resistente a la oxidación o en su defecto arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (L-CF-3). -El proceso de limpieza de la luminaria no debe presentar peligro de causar heridas ni de desprendimiento de la pintura o material de la cubierta (L-CF-4). -La forma de la luminaria debe permitir una instalación fácil (L-CF-5). -Los electrodos de las lámparas no deben estar conectados a los elementos de fijación de las luminarias (L-CF-6). -Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza (L-CF-7). -Los terminales de la luminaria deben ser de fácil acceso y sus polaridades estar indicadas (L-CF-8). -Todos los terminales, tuercas y demás elementos deben ser de material inoxidable (L-CF-9).
Protecciones	<ul style="list-style-type: none"> -Debe estar protegida contra inversiones de polaridad (LP-1). -Debe funcionar por tiempo indeterminado sin lámpara (LP-2). -Debe funcionar por tiempo indeterminado luminarias. con la lámpara quemada (LP-3). -La luminaria debe poseer, como mínimo, deben poder desmontarse un índice de protección IP 53 para regiones amazónicas o en ceja de selva que no superen los 2300 msnm (LP-4).
Características Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> -El balasto debe asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de 11,0V a 15,0V para cualquier condición de operación especificada (L-CE-1). -No debe producir ningún tipo de ruido o interferencia en otros componentes o cargas de consumo a más de 1,0m en todo el rango de tensiones de 11,0 a 15,0V (L-CE-2). -La temperatura en la superficie de la luminaria debe ser inferior a los 50°C (L-CE-3). -La potencia CC mínima requerida en la entrada del balasto debe ser el 90 % del valor nominal de la lámpara a la tensión nominal del balasto (L-CE-4). -El número de ciclos de la luminaria debe ser superior a 5 000 ciclos para la menor temperatura especificada (L-CE-5). -El consumo de la luminaria con tubos fluorescente rectos o del tipo PL al operar sin su lámpara fluorescente, debe ser menor al 20 % de su consumo nominal a su tensión nominal (L-CE-6).

4. Anexo 4: Efecto fotoeléctrico en una célula fotovoltaica



5. Anexo 5: Electrical parameters at Standard Test Conditions para el panel fotovoltaico YL145P-17b

 英利能源(中国)有限公司
YINGLI ENERGY (CHINA) CO., LTD
yinglisolar.com

TEST CONDITION: AM 1.5, 25°C, 1000W/m²

组件型号 MODULE TYPE:	YL145P-17b	±5%
额定功率 RATED POWER:	145.0	W
额定电压 RATED VOLTAGE:	18.2	V
额定电流 RATED CURRENT:	7.99	A
开路电压 OPEN-CIRCUIT VOLTAGE:	22.5	V
短路电流 SHORT-CIRCUIT CURRENT:	8.47	A
最大系统电压 MAX. SYSTEM VOLTAGE:	600	V

 **WARNING!** ELECTRICAL HAZARD.
DO NOT CONNECT OR DISCONNECT UNDER LOAD.

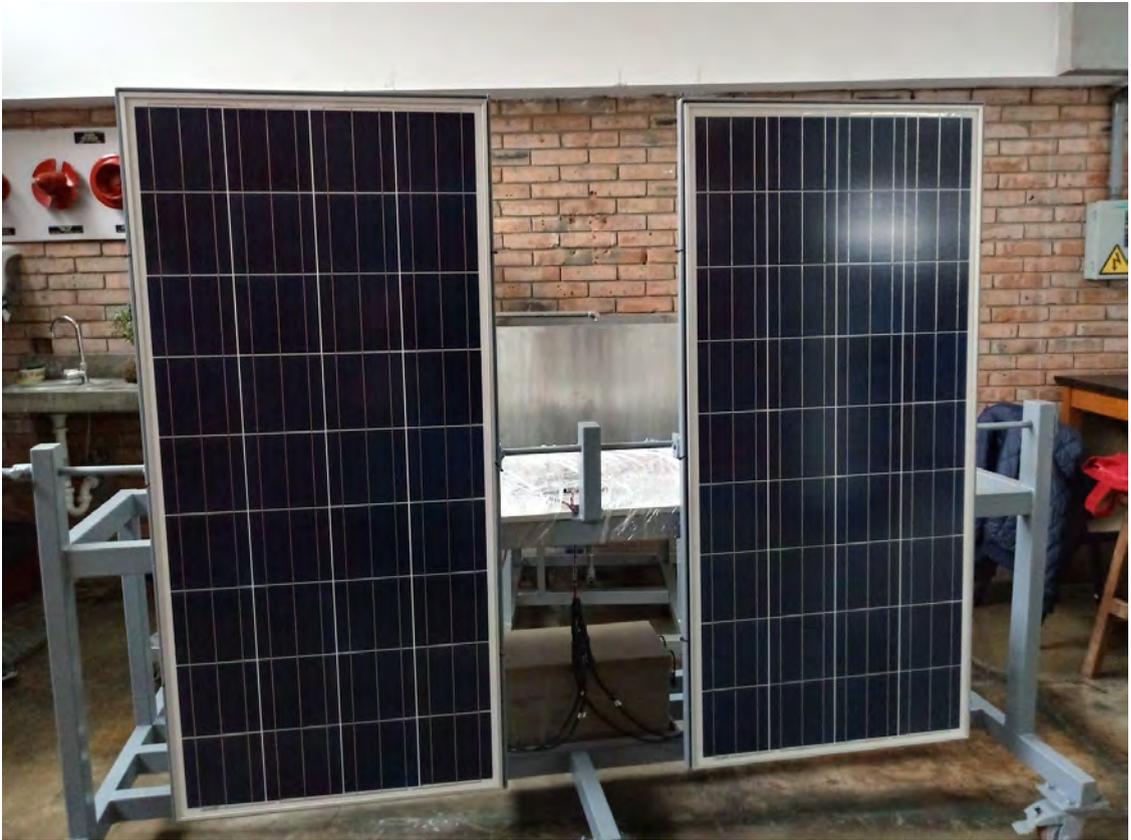
PLEASE READ THE INSTALLATION AND USER MANUAL PRIOR TO INSTALLING,
OPERATING, OR SERVICING THIS UNIT.

警告!电气危险。请勿在连接负载的情况下进行连接和断开。
请在安装、操作或者维护该组件前阅读安装使用手册。



MADE IN CHINA

6. Anexo 6: Panel fotovoltaico YL145P-17b del Laboratorio de Energía PUCP



7. Anexo 7: Código de programación en Matlab para la protección contra rayos

```
function [rpta1,rpta2,rpta3,rpta4] = gestion_riesgo(L,W,preg1,preg2)

L = input('Digite la longitud de la estructura: ')
W = input('Digite el ancho de la estructura: ')
Ll = 1000; %Longitud de la sección de la línea

Ng = 4; %Densidad de descargas a tierra de los rayos
Ai = 4000.*Ll; %Superficie de captación de descargas cerca de una línea
Al = 40.*Ll ; %Superficie de captación de descargas de una línea
Am = 2*500.*(L + W) + 3.1416*500^2; %Zona de influencia de las descargas cerca de una
estructura
Ci = 0.5; %Factor de Instalación de la línea
Ce = 1; %Factor del medio ambiente
Ct = 1; %Factor del tipo de línea para un transformador de AT/BT en una línea

Nd = 1.03*10^(-2); %Número de eventos peligrosos debido a descargas en la estructura
Ni = Ng.*Ai.*Ci.*Ce.*Ct.* 10^(-6); %Número de eventos peligrosos debido a descargas
cerca de la línea
Nl = Ng.*Al.*Ci.*Ce.*Ct.* 10^(-6); %Número de eventos peligrosos debido a descargas en
una línea
Ndj = 0; %Número de eventos peligrosos debido a descargas en las estructuras adyacentes
Nm = Ng.*Am.*10^(-6); %Número de eventos peligrosos debido a descargas cerca de una
estructura

Ks1 = 10^(-4); %Factor correspondiente a la efectividad del apantallamiento de la estructura
Ks2 = 10^(-4); %Factor correspondiente a la efectividad del apantallamiento de las pantallas
internas en la estructura
Ks3 = 1; %Factor correspondiente a las características del alambrado interno
Ks4 = 0.4; %Factor correspondiente a la tensión de impulso soportada de un sistema

Pta = 1; %Probabilidad de reducir PA dependiendo de las medidas de protección contra la
tensión de toque y de paso
```

$P_{dps} = 1$; %Probabilidad de reducir PC, PM, PW y PZ cuando un sistema coordinado de DPS está instalado.

$C_{ld} = 1$; %Factor dependiente de las condiciones de apantallamiento, puesta a tierra y aislamiento de la línea para las descargas en la línea

$C_{li} = 1$; %Factor dependiente de las condiciones de apantallamiento, puesta a tierra y aislamiento de la línea para las descargas cerca de la línea

$P_{ms} = (K_{s1} \cdot K_{s2} \cdot K_{s3} \cdot K_{s4})^{(2)}$; %Probabilidad de reducir PM dependiendo del apantallamiento, el alambrado y la tensión soportada del equipo

$P_{tu} = 1$;

$P_{eb} = 1$; %Probabilidad de reducir PU y PV dependiendo de las características de la línea y de la tensión soportada del equipo cuando la conexión equipotencial está instalada.

$P_{ld} = 1$; %Probabilidad de reducir PU, PV y PW dependiendo de las características de la línea y de la tensión soportada del equipo (descargas en la línea conectada)

$P_{li} = 0.3$; %Probabilidad de reducir PZ dependiendo de las características de la línea y de la tensión soportada de los equipos (descargas cerca de una línea conectada)

$P_b = 1$; %Probabilidad de daño físico en una estructura (descargas en una estructura)

$P_a = P_{ta} \cdot P_b$; %Probabilidad de heridas en los seres vivientes por choque eléctrico (descargas en una estructura)

$P_c = P_{dps} \cdot C_{ld}$; %Probabilidad de falla de los sistemas internos (descargas en una estructura)

$P_m = P_{dps} \cdot P_{ms}$; %Probabilidad de falla de los sistemas internos (descargas cerca de una estructura)

$P_u = P_{tu} \cdot P_{eb} \cdot P_{ld} \cdot C_{ld}$; %Probabilidad de heridas a los seres vivos por choque eléctrico (descargas a una línea conectada)

$P_v = P_{eb} \cdot P_{ld} \cdot C_{ld}$; %Probabilidad de daño físico a una estructura (descargas a una línea conectada)

$P_w = P_{dps} \cdot P_{ld} \cdot C_{ld}$; %Probabilidad de falla de los sistemas internos (descargas en una línea conectada)

$P_z = P_{dps} \cdot P_{li} \cdot C_{li}$; %Probabilidad de falla de los sistemas internos (descargas cerca de una línea conectada)

$r_t = 10^{(-2)}$; %Factor de reducción asociado con un tipo de superficie

$L_t = 10^{(-2)}$; %Pérdidas debido a heridas por choque eléctrico

$n_z = 28$; %Número de personas potencialmente en peligro (víctimas o usuarios del servicio)

$n_t = 4$; %Número total de personas esperado (o de usuarios servidos)

$t_z = 16$; %Duración en horas por año que las personas están presentes en un lugar peligroso

$r_p = 1$; %Factor de reducción de las pérdidas debido a las provisiones contra el incendio

$r_f = 10^{(-2)}$; %Factor de reducción de las pérdidas dependiendo del riesgo de incendio

$h_z = 1$; %Factor de aumento de las pérdidas cuando un peligro especial está presente.

$L_f = 10^{(-1)}$; %Pérdidas en la estructura debido a daños físicos

$L_o = 10^{(-1)}$; %Pérdidas en una estructura debida a la falla de los sistemas internos

$L_{a1} = (r_t * L_t * n_z / n_t) * (t_z / 8760)$; %Pérdidas 1 debido a heridas en los seres vivos por choque eléctrico (descargas en la estructura)

$L_{a4} = r_t * L_t$; %Pérdidas 4 debido a heridas en los seres vivos por choque eléctrico (descargas en la estructura)

$L_{b1} = (r_p * r_f * h_z * L_f * n_z / n_t) * (t_z / 8760)$; %Pérdidas 1 en la estructura relacionadas al daño físico (descargas en la estructura)

$L_{b2} = (r_p * r_f * L_f * n_z / n_t)$; %Pérdidas 2 en la estructura relacionadas al daño físico (descargas en la estructura)

$L_{b3} = (r_p * r_f * L_f)$; %Pérdidas 3 en la estructura relacionadas al daño físico (descargas en la estructura)

$L_{b4} = r_p * r_f * L_f$; %Pérdidas 4 en la estructura relacionadas al daño físico (descargas en la estructura)

$L_{c2} = (L_o * n_z / n_t)$; %Pérdidas 2 relacionadas a falla de los sistemas internos (descargas en la estructura)

$L_{c4} = L_o$; %Pérdidas 4 relacionadas a falla de los sistemas internos (descargas en la estructura)

$L_{m2} = (L_o * n_z / n_t)$; %Pérdidas 2 relacionadas a la falla de los sistemas internos (descargas cerca de la estructura)

$L_{u1} = (r_t * L_t * n_z / n_t) * (t_z / 8760)$; %Pérdidas 1 debido a heridas en los seres vivos por choque eléctrico (descargas en la línea)

$L_{u4} = r_t * L_t$; %Pérdidas 4 debido a heridas en los seres vivos por choque eléctrico (descargas en la línea)

$L_{v1} = (r_p * r_f * h_z * L_f * n_z / n_t) * (t_z / 8760)$; %Pérdidas 1 en una estructura debido a daños físicos (descargas en la línea)

$L_{v2} = (r_p * r_f * L_f * n_z / n_t)$; %Pérdidas 2 en una estructura debido a daños físicos (descargas en la línea)

$L_{v3} = (r_p * r_f * L_f)$; %Pérdidas 3 en una estructura debido a daños físicos (descargas en la línea)

$Lv4 = rp \cdot rf \cdot Lf$; %Pérdidas 4 en una estructura debido a daños físicos (descargas en la línea)

$Lw2 = (Lo \cdot nz / nt)$; %Pérdidas 2 relacionadas a las fallas en los sistemas eléctricos (descargas en la línea)

$Lw4 = Lo$; %Pérdidas 4 relacionadas a las fallas en los sistemas eléctricos (descargas en la línea)

$Lz2 = (Lo \cdot nz / nt)$; %Pérdidas 2 relacionadas a las fallas en los sistemas internos (descargas cerca de la estructura)

$Lz4 = Lo$; %Pérdidas 4 relacionadas a las fallas en los sistemas internos (descargas cerca de la estructura)

$Ra1 = Nd \cdot Pa \cdot La1$; %Componente del riesgo 1 (heridas a los seres vivos ? descargas en la estructura)

$Rb1 = Nd \cdot Pb \cdot Lb1$; %Componente del riesgo 1 (daños físicos en una estructura ? descargas en la estructura)

$Ru1 = (NI + Ndj) \cdot Pu \cdot Lu1$; %Componente del riesgo 1 (heridas a los seres vivos ? descargas a la línea conectada)

$Rv1 = (NI + Ndj) \cdot Pv \cdot Lv1$; %Componente del riesgo 1 (daños físicos a la estructura ? descargas a la línea conectada)

$Rb2 = Nd \cdot Pb \cdot Lb2$; %Componente del riesgo 2 (daños físicos en una estructura ? descargas en la estructura)

$Rc2 = Nd \cdot Pc \cdot Lc2$; %Componente del riesgo 2 (Fallas de los sistemas internos ? descargas en la estructura)

$Rm2 = Nm \cdot Pm \cdot Lm2$; %Componente del riesgo 2 (Fallas de los sistemas internos ? descargas cerca de la estructura)

$Rv2 = (NI + Ndj) \cdot Pv \cdot Lv2$; %Componente del riesgo 2 (daños físicos a la estructura ? descargas a la línea conectada)

$Rw2 = (NI + Ndj) \cdot Pw \cdot Lw2$; %Componente del riesgo 2 (Falla de los sistemas internos ? descargas a la línea conectada)

$Rz2 = Ni \cdot Pz \cdot Lz2$; %Componente del riesgo 2 (Falla de los sistemas internos ? descargas cerca de una línea)

$Rb3 = Nd \cdot Pb \cdot Lb3$; %Componente del riesgo 3 (daños físicos en una estructura ? descargas en la estructura)

$Rv3 = (NI + Ndj) \cdot Pv \cdot Lv3$; %Componente del riesgo 3 (daños físicos a la estructura ? descargas a la línea conectada)

$Ra42 = Nd \cdot Pa \cdot La4$; % Componente del riesgo 4 (heridas a los seres vivos ? descargas en la estructura) Con posible pérdida de animales

$Rb4 = Nd \cdot Pb \cdot Lb4$; %Componente del riesgo 4 (daños físicos en una estructura ? descargas en la estructura)

$Rc4 = Nd \cdot Pc \cdot Lc4$; %Componente del riesgo 4 (Fallas de los sistemas internos ? descargas en la estructura)

$Ru42 = (NI + Ndj) \cdot Pu \cdot Lu4$; %Componente del riesgo 4 (heridas a los seres vivos ? descargas a la línea conectada) Con posible pérdida de animales

$Rv4 = (NI + Ndj) \cdot Pv \cdot Lv4$; %Componente del riesgo 4 (daños físicos a la estructura ? descargas a la línea conectada)

$Rw4 = (NI + Ndj) \cdot Pw \cdot Lw4$; %Componente del riesgo 4 (Falla de los sistemas internos ? descargas a la línea conectada)

$Rz4 = Ni \cdot Pz \cdot Lz4$; %Componente del riesgo 4 (Falla de los sistemas internos ? descargas cerca de una línea)

$R1 = Ra1 + Rb1 + Ru1 + Rv1$; % Riesgo de pérdidas de vidas humanas en una estructura

$R2 = Rb2 + Rc2 + Rm2 + Rv2 + Rw2 + Rz2$; % Riesgo de pérdida del servicio al público en una estructura

$R3 = Rb3 + Rv3$; % Riesgo de pérdidas de patrimonio cultural en una estructura

$R4 = Ra42 + Rb4 + Rc4 + Ru42 + Rv4 + Rw4 + Rz4$; % Riesgo de pérdidas de valor económico en una estructura

$RT1 = 10^{(-5)}$;

$RT2 = 10^{(-3)}$;

$RT3 = 10^{(-4)}$;

$RT4 = 10^{(-3)}$;

rpta1 = 'Estructura protegida';

rpta2 = 'Instalar otras medidas de protección';

rpta3 = 'Instalar el SMPI adecuado';

rpta4 = 'Instalar el SPCR adecuado';

if $R1 > RT1$

 preg1 = input('Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: ');

 if preg1 == 1

```

presg2 = input('Digite 1 si se instaló un SMPI, sino digite 0: ')
if presg2 == 1
    disp(rpta2)
else
    disp(rpta3)
end
else
    if (Ra1 + Rb1 + Ru1 +Rv1)>RT1
        disp(rpta4)
    else
        disp(rpta3)
    end
end

else
    disp(rpta1)
end

if R2>RT2
    presg1 = input('Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: ')
    if presg1 == 1
        presg2 = input('Digite 1 si se instaló un SMPI, sino digite 0: ')
        if presg2 == 1
            disp(rpta2)
        else
            disp(rpta3)
        end
    else
        if (Rb2 + Rv2)>RT2
            disp(rpta4)
        else
            disp(rpta3)
        end
    end
end

```

```
end

else
    disp(rpta1)
end

if R3>RT3
    preg1 = input('Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: ')
    if preg1 == 1
        presg2 = input('Digite 1 si se instaló un SMPI, sino digite 0: ')
        if preg2 == 1
            disp(rpta2)
        else
            disp(rpta3)
        end
    else
        if (Rb3 + Rv3)>RT1
            disp(rpta4)
        else
            disp(rpta3)
        end
    end
end
else
    disp(rpta1)
end

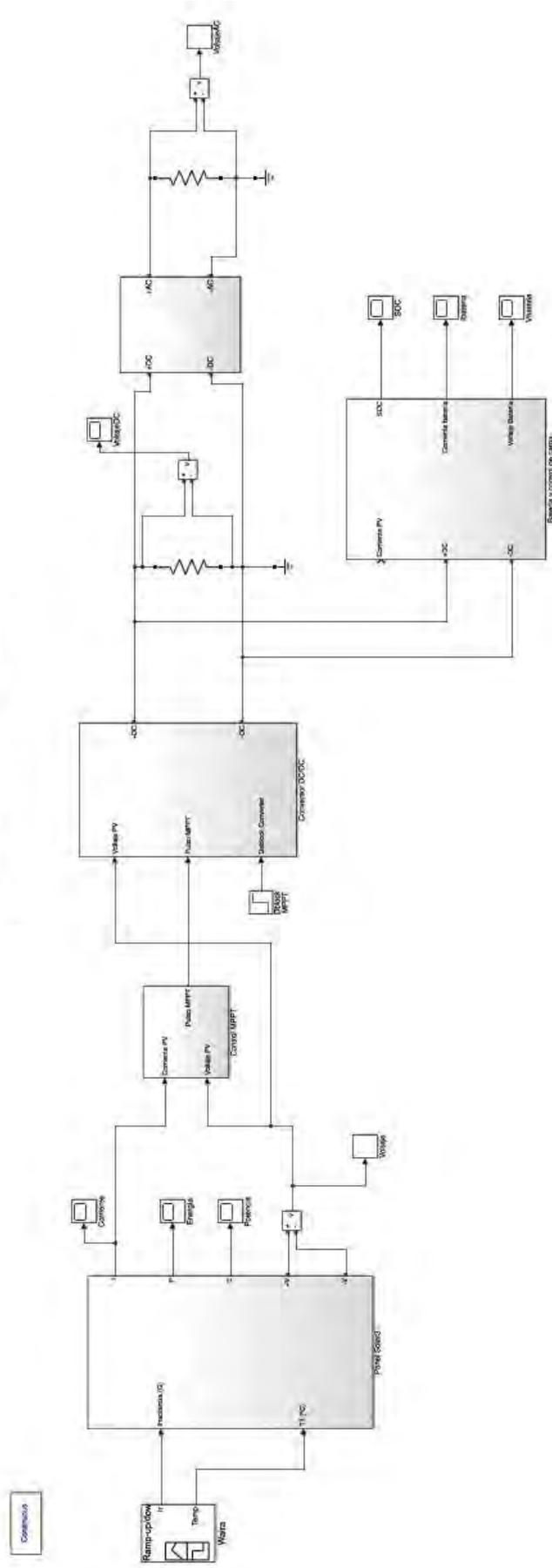
if R4>RT4
    preg1 = input('Digite 1 si se instaló un SPCR, sino digite 0: ')
    if preg1 == 1
        preg2 = input('Digite 1 si se instaló un SMPI, sino digite 0: ')
        if preg2 == 1
            disp(rpta2)
        else
```

```
        disp(rpta3)
    end
else
    if (Ra42 + Rb4 + Ru42 +Rv4)>RT1
        disp(rpta4)
    else
        disp(rpta3)
    end
end
end
else
    disp(rpta1)
end
end
```



8. Anexo 8: Esquema del sistema fotovoltaico integrado en Simulink, Matlab

Sistema Fotovoltaico Aislado



9. Anexo 9: Reporte de producción energética de un arreglo de 10 paneles fotovoltaicos en el Ministerio de Energía Minas del Perú proporcionado por la empresa Q-Energy Perú

Tabla 9.1: Reporte de producción energética Q-Energy Perú del 03 de noviembre del 2018

	Generación fotovoltaica/ Promedios [Wpp]	Generación fotovoltaica [Wpp]x panel	Generación fotovoltaica neta (16.5% de eficiencia) [Wpp]x panel	Temperatura (° C)
0:15	0	0	0	18
0:30	0	0	0	18
0:45	0	0	0	18
1:00	0	0	0	18
1:15	0	0	0	18
1:30	0	0	0	18
1:45	0	0	0	18
2:00	0	0	0	18
2:15	0	0	0	18
2:30	0	0	0	18
2:45	0	0	0	18
3:00	0	0	0	18
3:15	0	0	0	18
3:30	0	0	0	18
3:45	0	0	0	18
4:00	0	0	0	18
4:15	0	0	0	18
4:30	0	0	0	18
4:45	0	0	0	18
5:00	0	0	0	18
5:15	0	0	0	18
5:30	0	0	0	18
5:45	0	0	0	18
6:00	0	0	0	18
6:15	0	0	0	18
6:30	26	2.6	0.429	18
6:45	66	6.6	1.089	18
7:00	112	11.2	1.848	18
7:15	206	20.6	3.399	18
7:30	284	28.4	4.686	18
7:45	360	36	5.94	18
8:00	423	42.3	6.9795	18
8:15	557	55.7	9.1905	18
8:30	723	72.3	11.9295	18
8:45	843	84.3	13.9095	18

9:00	907	90.7	14.9655	19
9:15	1.085	108.50	17.9025	19
9:30	1.277	127.70	21.0705	19
9:45	1.551	155.10	25.5915	19
10:00	1.818	181.80	29.997	20
10:15	2.052	205.20	33.858	20
10:30	2.272	227.20	37.488	20
10:45	2.531	253.10	41.7615	20
11:00	2.553	255.30	42.1245	20
11:15	2.652	265.20	43.758	20
11:30	2.7	270.00	44.55	20
11:45	2.708	270.8	44.682	20
12:00	2.733	273.3	45.0945	20
12:15	2.744	274.4	45.276	20
12:30	2.732	273.2	45.078	20
12:45	2.489	248.9	41.0685	20
13:00	2.069	206.9	34.1385	20
13:15	2.124	212.4	35.046	20
13:30	1.953	195.3	32.2245	20
13:45	1.81	181	29.865	20
14:00	1.721	172.1	28.3965	20
14:15	1.422	142.2	23.463	20
14:30	1.4	140	23.1	20
14:45	1.338	133.8	22.077	20
15:00	1.607	160.7	26.5155	20
15:15	1.815	181.5	29.9475	20
15:30	1.549	154.9	25.5585	20
15:45	1.337	133.7	22.0605	20
16:00	1.372	137.2	22.638	20
16:15	1.222	122.2	20.163	20
16:30	989	98.9	16.3185	20
16:45	851	85.1	14.0415	20
17:00	628	62.8	10.362	20
17:15	365	36.5	6.0225	20
17:30	282	28.2	4.653	20
17:45	205	20.5	3.3825	20
18:00	114	11.4	1.881	19
18:15	9	0.9	0.1485	19
18:30	0	0	0	19
18:45	0	0	0	19
19:00	0	0	0	19
19:15	0	0	0	19

19:30	0	0	0	19
19:45	0	0	0	19
20:00	0	0	0	19
20:15	0	0	0	19
20:30	0	0	0	19
20:45	0	0	0	19
21:00	0	0	0	18
21:15	0	0	0	18
21:30	0	0	0	18
21:45	0	0	0	18
22:00	0	0	0	18
22:15	0	0	0	18
22:30	0	0	0	18
22:45	0	0	0	18
23:00	0	0	0	18
23:15	0	0	0	18
23:30	0	0	0	18
23:45	0	0	0	18
0:00	0	0	0	18

Tabla 9.2: Reporte de producción energética Q-Energy Perú del 04 de noviembre del 2018

	Generación fotovoltaica / Promedios [W]	Generación fotovoltaica/ Promedios [W]x panel	Generación fotovoltaica neta (16.5% de eficiencia) [Wpp]x panel	Temperatura (° C)
0:15	0	0	0	18
0:30	0	0	0	18
0:45	0	0	0	18
1:00	0	0	0	17
1:15	0	0	0	17
1:30	0	0	0	17
1:45	0	0	0	17
2:00	0	0	0	17
2:15	0	0	0	17
2:30	0	0	0	17
2:45	0	0	0	17
3:00	0	0	0	17
3:15	0	0	0	17
3:30	0	0	0	17
3:45	0	0	0	17
4:00	0	0	0	17
4:15	0	0	0	17
4:30	0	0	0	17

4:45	0	0	0	17
5:00	0	0	0	17
5:15	0	0	0	17
5:30	0	0	0	17
5:45	0	0	0	17
6:00	0	0	0	17
6:15	50	5	0.825	17
6:30	112	11.2	1.848	17
6:45	124	12.4	2.046	17
7:00	178	17.8	2.937	18
7:15	221	22.1	3.6465	18
7:30	245	24.5	4.0425	18
7:45	269	26.9	4.4385	18
8:00	327	32.7	5.3955	18
8:15	377	37.7	6.2205	18
8:30	476	47.6	7.854	18
8:45	545	54.5	8.9925	18
9:00	573	57.3	9.4545	18
9:15	615	61.5	10.1475	19
9:30	708	70.8	11.682	19
9:45	882	88.2	14.553	20
10:00	956	95.6	15.774	20
10:15	1.217	121.7	20.0805	20
10:30	1.49	149	24.585	20
10:45	1.721	172.1	28.3965	20
11:00	2.277	227.7	37.5705	20
11:15	2.626	262.6	43.329	20
11:30	2.736	273.6	45.144	20
11:45	2.623	262.3	43.2795	20
12:00	2.742	274.2	45.243	21
12:15	2.761	276.1	45.5565	21
12:30	2.648	264.8	43.692	21
12:45	2.787	278.7	45.9855	21
13:00	2.473	247.3	40.8045	21
13:15	2.631	263.1	43.4115	21
13:30	2.561	256.1	42.2565	21
13:45	2.336	233.6	38.544	21
14:00	2.274	227.4	37.521	20
14:15	2.189	218.9	36.1185	20
14:30	1.465	146.5	24.1725	20
14:45	1.417	141.7	23.3805	20
15:00	1.366	136.6	22.539	19

15:15	1.318	131.8	21.747	19
15:30	952	95.2	15.708	19
15:45	932	93.2	15.378	19
16:00	775	77.5	12.7875	19
16:15	590	59	9.735	19
16:30	544	54.4	8.976	19
16:45	498	49.8	8.217	19
17:00	409	40.9	6.7485	19
17:15	358	35.8	5.907	19
17:30	272	27.2	4.488	19
17:45	231	23.1	3.8115	19
18:00	83	8.3	1.3695	19
18:15	14	1.4	0.231	19
18:30	0	0	0	19
18:45	0	0	0	19
19:00	0	0	0	19
19:15	0	0	0	19
19:30	0	0	0	19
19:45	0	0	0	19
20:00	0	0	0	19
20:15	0	0	0	19
20:30	0	0	0	19
20:45	0	0	0	19
21:00	0	0	0	18
21:15	0	0	0	18
21:30	0	0	0	18
21:45	0	0	0	18
22:00	0	0	0	18
22:15	0	0	0	18
22:30	0	0	0	18
22:45	0	0	0	18
23:00	0	0	0	18
23:15	0	0	0	18
23:30	0	0	0	18
23:45	0	0	0	18
0:00	0	0	0	18

Tabla 9.3: Reporte de producción energética Q-Energy Perú del 05 de noviembre del 2018

	Generación fotovoltaica / Promedios [W]	Generación fotovoltaica/ Promedios [W] x panel	Generación fotovoltaica neta (16.5% de eficiencia) [Wpp]x panel	Temperatura (° C)
0:15	0	0	0	18
0:30	0	0	0	18
0:45	0	0	0	18
1:00	0	0	0	18
1:15	0	0	0	18
1:30	0	0	0	18
1:45	0	0	0	18
2:00	0	0	0	18
2:15	0	0	0	18
2:30	0	0	0	18
2:45	0	0	0	18
3:00	0	0	0	18
3:15	0	0	0	18
3:30	0	0	0	18
3:45	0	0	0	18
4:00	0	0	0	17
4:15	0	0	0	17
4:30	0	0	0	17
4:45	0	0	0	17
5:00	0	0	0	17
5:15	0	0	0	17
5:30	0	0	0	17
5:45	0	0	0	17
6:00	0	0	0	17
6:15	0	0	0	17
6:30	0	0	0	17
6:45	29	2.9	0.4785	17
7:00	68	6.8	1.122	18
7:15	114	11.4	1.881	18
7:30	163	16.3	2.6895	18
7:45	204	20.4	3.366	18
8:00	271	27.1	4.4715	18
8:15	346	34.6	5.709	18
8:30	477	47.7	7.8705	18
8:45	506	50.6	8.349	18
9:00	611	61.1	10.0815	18
9:15	714	71.4	11.781	19
9:30	771	77.1	12.7215	19
9:45	821	82.1	13.5465	19

10:00	951	95.1	15.6915	20
10:15	1.046	104.6	17.259	20
10:30	1.09	109	17.985	20
10:45	1.217	121.7	20.0805	20
11:00	1.591	159.1	26.2515	20
11:15	1.61	161	26.565	20
11:30	1.624	162.4	26.796	20
11:45	1.852	185.2	30.558	20
12:00	2.214	221.4	36.531	21
12:15	2.259	225.9	37.2735	21
12:30	2.53	253	41.745	21
12:45	2.442	244.2	40.293	21
13:00	2.672	267.2	44.088	21
13:15	2.753	275.3	45.4245	21
13:30	2.726	272.6	44.979	21
13:45	2.652	265.2	43.758	21
14:00	2.544	254.4	41.976	21
14:15	2.471	247.1	40.7715	21
14:30	2.406	240.6	39.699	21
14:45	2.211	221.1	36.4815	21
15:00	2.04	204	33.66	20
15:15	2.027	202.7	33.4455	20
15:30	1.882	188.2	31.053	20
15:45	1.733	173.3	28.5945	20
16:00	1.543	154.3	25.4595	20
16:15	1.37	137	22.605	20
16:30	1.177	117.7	19.4205	20
16:45	981	98.1	16.1865	20
17:00	746	74.6	12.309	20
17:15	396	39.6	6.534	20
17:30	402	40.2	6.633	20
17:45	341	34.1	5.6265	20
18:00	179	17.9	2.9535	19
18:15	51	5.1	0.8415	19
18:30	0	0	0	19
18:45	0	0	0	19
19:00	0	0	0	19
19:15	0	0	0	19
19:30	0	0	0	19
19:45	0	0	0	19
20:00	0	0	0	19
20:15	0	0	0	19

20:30	0	0	0	19
20:45	0	0	0	19
21:00	0	0	0	18
21:15	0	0	0	18
21:30	0	0	0	18
21:45	0	0	0	18
22:00	0	0	0	18
22:15	0	0	0	18
22:30	0	0	0	18
22:45	0	0	0	18
23:00	0	0	0	18
23:15	0	0	0	18
23:30	0	0	0	18
23:45	0	0	0	18
0:00	0	0	0	18

Tabla 9.4: Reporte de producción energética Q-Energy Perú del 06 de noviembre del 2018

	Generación fotovoltaica / Promedios [W]	Generación fotovoltaica/ Promedios [W]x panel	Generación fotovoltaica neta (16.5% de eficiencia) [Wpp]x panel	Temperatura (° C)
0:15	0	0	0	18
0:30	0	0	0	18
0:45	0	0	0	18
1:00	0	0	0	18
1:15	0	0	0	18
1:30	0	0	0	18
1:45	0	0	0	18
2:00	0	0	0	18
2:15	0	0	0	18
2:30	0	0	0	18
2:45	0	0	0	18
3:00	0	0	0	18
3:15	0	0	0	18
3:30	0	0	0	18
3:45	0	0	0	18
4:00	0	0	0	17
4:15	0	0	0	17
4:30	0	0	0	17
4:45	0	0	0	17
5:00	0	0	0	17
5:15	0	0	0	17
5:30	0	0	0	17

5:45	0	0	0	17
6:00	0	0	0	17
6:15	0	0	0	17
6:30	3	0.3	0.054	17
6:45	25	2.5	0.45	17
7:00	29	2.9	0.522	18
7:15	64	6.4	1.152	18
7:30	144	14.4	2.592	18
7:45	155	15.5	2.79	18
8:00	172	17.2	3.096	18
8:15	217	21.7	3.906	18
8:30	242	24.2	4.356	18
8:45	374	37.4	6.732	18
9:00	657	65.7	11.826	18
9:15	706	70.6	12.708	19
9:30	765	76.5	13.77	19
9:45	879	87.9	15.822	19
10:00	936	93.6	16.848	20
10:15	994	99.4	17.892	20
10:30	966	96.6	17.388	20
10:45	1.319	131.9	23.742	20
11:00	1.758	175.8	31.644	20
11:15	2.078	207.8	37.404	20
11:30	1.989	198.9	35.802	20
11:45	2.367	236.7	42.606	20
12:00	2.884	288.4	51.912	21
12:15	2.699	269.9	48.582	21
12:30	2.741	274.1	49.338	21
12:45	2.896	289.6	52.128	21
13:00	2.703	270.3	48.654	21
13:15	2.522	252.2	45.396	21
13:30	2.447	244.7	44.046	21
13:45	2.448	244.8	44.064	21
14:00	2.656	265.6	47.808	21
14:15	2.541	254.1	45.738	21
14:30	2.565	256.5	46.17	21
14:45	2.403	240.3	43.254	21
15:00	2.295	229.5	41.31	20
15:15	2.013	201.3	36.234	20
15:30	1.527	152.7	27.486	20
15:45	1.556	155.6	28.008	20
16:00	1.156	115.6	20.808	20

16:15	897	89.7	16.146	20
16:30	777	77.7	13.986	20
16:45	637	63.7	11.466	20
17:00	555	55.5	9.99	20
17:15	322	32.2	5.796	20
17:30	251	25.1	4.518	20
17:45	150	15	2.7	20
18:00	52	5.2	0.936	19
18:15	41	4.1	0.738	19
18:30	0	0	0	19
18:45	0	0	0	19
19:00	0	0	0	19
19:15	0	0	0	19
19:30	0	0	0	19
19:45	0	0	0	19
20:00	0	0	0	19
20:15	0	0	0	19
20:30	0	0	0	19
20:45	0	0	0	19
21:00	0	0	0	18
21:15	0	0	0	18
21:30	0	0	0	18
21:45	0	0	0	18
22:00	0	0	0	18
22:15	0	0	0	18
22:30	0	0	0	18
22:45	0	0	0	18
23:00	0	0	0	18
23:15	0	0	0	18
23:30	0	0	0	18
23:45	0	0	0	18
0:00	0	0	0	18

10. Anexo 10: Población estimada en el distrito de Saylla para el año 2015

Tabla 10: Población estimada en el distrito de Saylla para el año 2015 [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2015	(%) 2015
SAYLLA	Población total Estimada	Personas	5389	100%
SAYLLA	Población femenina estimada	Personas	2649	49.16%
SAYLLA	Población masculina estimada	Personas	2740	50.84%

11. Anexo 11: Condición de viviendas en el distrito de Saylla

Tabla 11: Condición de viviendas en el distrito de Saylla para el año 2007 [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2007	(%) 2007
SAYLLA	Viviendas particulares	Viviendas	855	99%
SAYLLA	Vivienda colectiva	Viviendas	5	0.58%
SAYLLA	Vivienda de otro tipo	Viviendas	1	0.12%

12. Anexo 12: Materiales de construcción de viviendas en el distrito de Saylla

Tabla 12: Materiales de construcción de viviendas en el distrito de Saylla (2007) [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2007	(%) 2007
SAYLLA	Ladrillo o bloque de cemento	Viviendas	76	12%
SAYLLA	Adobe o tapia	Viviendas	560	87.09%
SAYLLA	Madera	Viviendas	1	0.16%
SAYLLA	Quincha (barro)	Viviendas	3	0.47%
SAYLLA	Estera	Viviendas	0	0.00%
SAYLLA	Piedra con barro	Viviendas	0	0.00%
SAYLLA	Sillar con cal o cemento	Viviendas	1	0.16%
SAYLLA	Otro material	Viviendas	2	0.31%

13. Anexo 13: Acceso al servicio de agua potable en el distrito de Saylla

Tabla 13: Acceso al servicio de agua potable en el distrito de Saylla (2007) [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2007	(%) 2007
SAYLLA	Por red pública dentro de la vivienda	Viviendas	323	54.19%
SAYLLA	Por red pública fuera de la vivienda, pero dentro de la edificación	Viviendas	203	34.06%
SAYLLA	Por pilón de uso público	Viviendas	17	2.85%
SAYLLA	Por camión cisterna u otro similar	Viviendas	0	0.00%
SAYLLA	Por pozo	Viviendas	1	0.17%
SAYLLA	Por río, acequia, manantial o similar	Viviendas	28	4.70%
SAYLLA	Otro tipo	Viviendas	24	4.03%

14. Anexo 14: Acceso al servicio de agua potable en el distrito de Saylla

Tabla 14: Acceso al servicio de alcantarillado en el distrito de Saylla (2007) [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2007	(%) 2007
SAYLLA	Por red pública de desagüe dentro de la vivienda	Viviendas	261	40.59%
SAYLLA	Por red pública de desagüe (fuera de la vivienda pero dentro de la edificación)	Viviendas	81	12.60%
SAYLLA	Por pozo séptico	Viviendas	25	3.89%
SAYLLA	Por pozo ciego o negro / letrina	Viviendas	23	3.58%
SAYLLA	Por río, acequia o canal	Viviendas	10	1.56%
SAYLLA	Sin servicio higiénico	Viviendas	243	37.79%

15. Anexo 15: Alternativas de cocina en el distrito de Saylla

Tabla 15: Alternativas de cocina en el distrito de Saylla para el año 2007 [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2007	(%) 2007
SAYLLA	Hogares que cocinan con Electricidad	Número de hogares	6	0.86%
SAYLLA	Hogares que cocinan con Gas	Número de hogares	275	39.63%
SAYLLA	Hogares que cocinan con Kerosene	Número de hogares	11	1.59%
SAYLLA	Hogares que cocinan con Carbón	Número de hogares	8	1.15%
SAYLLA	Hogares que cocinan con Leña	Número de hogares	381	54.90%
SAYLLA	Hogares que cocinan con Bosta, estiércol	Número de hogares	0	0.00%
SAYLLA	Hogares que cocinan con otro tipo	Número de hogares	0	0.00%
SAYLLA	Hogares que no cocinan	Número de hogares	13	1.87%

16. Anexo 16: Acceso al servicio eléctrico en el distrito de Saylla

Tabla 16: Acceso al servicio eléctrico en el distrito de Saylla (2017) [44].

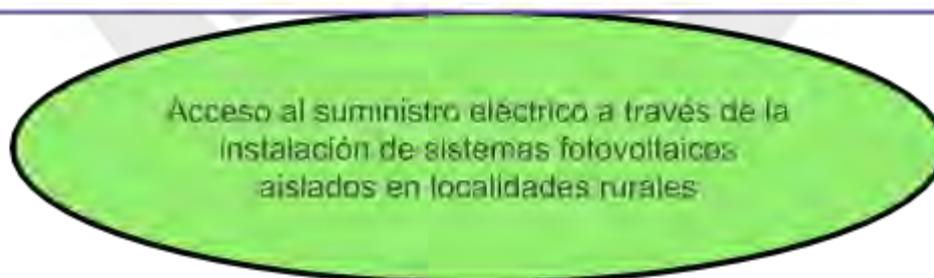
Distrito	Indicador	Unidad	2017	(%) 2017
SAYLLA	Viviendas con alumbrado eléctrico	Viviendas	1199	88.75%
SAYLLA	Viviendas sin alumbrado eléctrico	Viviendas	152	11.25%

17. Anexo 17: Acceso al servicio eléctrico en el distrito de Saylla

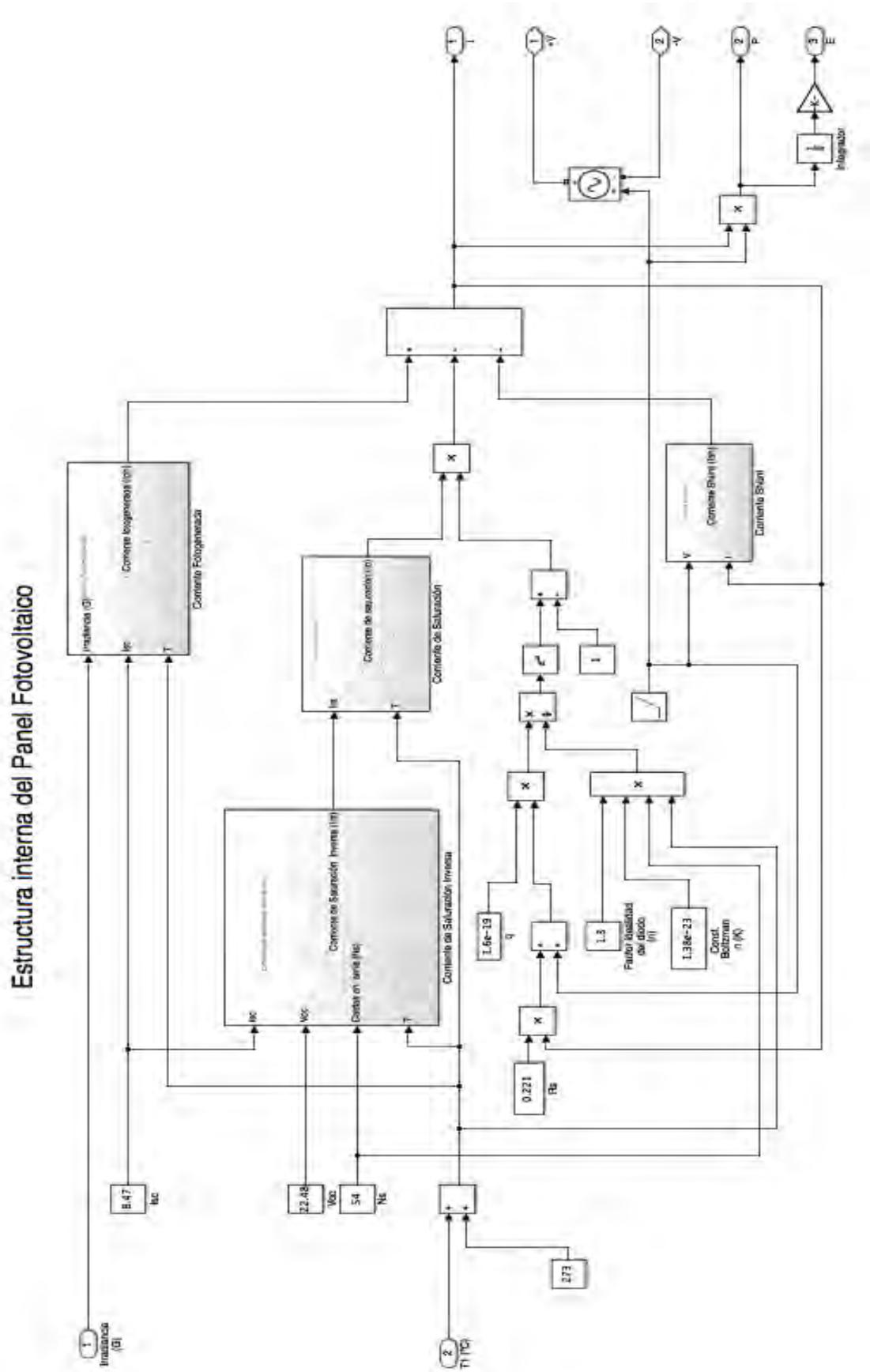
Tabla 17: Número de matrículas escolares en el distrito de Saylla (2015) [44].

Distrito	Indicador	Unidad	2015	(%) 2015
SAYLLA	Alumnos(as) matriculados	Personas	816	100.00%
SAYLLA	Alumnos matriculados	Personas	389	47.67%
SAYLLA	Alumnas matriculadas	Personas	427	52.33%

18. Anexo 18: Escalera de pasos



19. Anexo 19: Diagrama de bloques interno de un panel fotovoltaico desarrollado en Simulink



Corriente Fotogenerada (I_{ph})

