



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES**



**“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED
(SFCR) DE 3 KW CON CONVERTORES CC/CC ANALIZADO
EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y
CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”**

Vanesa Chávez Chambi

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Asesor:

M.Sc. Reynaldo Condori Yucra



Juliaca – 2020



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES**



**“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED
(SFCR) DE 3 KW CON CONVERTORES CC/CC ANALIZADO
EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y
CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”**

Vanesa Chávez Chambi

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Asesor:

M.Sc. Reynaldo Condori Yucra



Jullaca – 2020

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES



“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED
(SFCR) DE 3 KW CON CONVERTORES CC/CC ANALIZADO
EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y
CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”

Vanesa Chávez Chambi

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor:

M.Sc. Reynaldo Condori Yucra

Juliaca - 2020

Ficha catalográfica

Chávez, V. (2020). *Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional de Juliaca. Juliaca.

AUTOR: Vanesa Chávez Chambi

TÍTULO: Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2020

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (155 pp)

NOTA: Tesis de la Escuela profesional de Ingeniería en Energías Renovables — Universidad Nacional de Juliaca.

CÓDIGO: 02-00003-02/C512

NOTA: Incluye bibliografía.

ASESOR: M.Sc. Reynaldo Condori Yucra

PALABRAS CLAVE:

Sistema fotovoltaico, convertidores cc/cc, conectado a red

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

“DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFCR) DE 3 KW CON CONVERTORES CC/CC ANALIZADO EN LAS CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMATOLÓGICAS DE LA CIUDAD DE JULIACA”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Presentada por:

Bach. Vanesa Chávez Chambi

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado

Dr. Norman Jesús Beltrán Castañón

PRESIDENTE JURADO



Dr. Henry Pizarro Viveros

JURADO (Secretario)



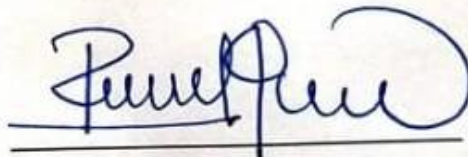
2° MIEMBRO

M.sc. Jhon Eduardo Abarca Suca

JURADO (Vocal)



3° MIEMBRO



Asesor de tesis

M.Sc. Reynaldo Condori Yucra

DEDICATORIA:

A Dios, quien está en mis más grandes frustraciones y en mis mayores logros. Por las largas noches y los sueños que me motivan.

A mis Padres, por su apoyo. Lo que soy y seré, es por Ustedes.

A mi abuelita Elsa Marcelina, por el amor y el cuidado que me brindas.

A mi hermanito Dikxon Darwin, eres un motivo más para no rendirme.

AGRADECIMIENTO:

Agradezco a mis padres por el cariño y apoyo, por los jalones de orejas que fueron necesarios, por la ayuda en los momentos más difíciles. Ellos son quienes han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante buscando siempre el mejor camino.

Un agradecimiento muy especial a los doctores Norman Jesús Beltrán y Henry Pizarro, por las orientaciones, buenos consejos y la paciencia durante el desenvolvimiento de este trabajo. Agradezco también a mi asesor de tesis el M.sc. Reynaldo Condori, por las consideraciones sobre este trabajo y por sus contribuciones.

Al grupo de investigación Grid solar EPIER- UNAJ y Al Grupo de Estudios y Desenvolvimiento de Alternativas Energéticas (GEDAE) – UFPA- BRASIL, por el conocimiento y disponibilidad de sus laboratorios para el desenvolvimiento de este trabajo.

A mis amigos de laboratorio de energía solar de GEDAE - UFPA Brasil: José Neto, Luana Albuquerque, Lucas Bulhosa, José Roberto Azevedo, Yan Dos Santos, Ivan Parijos y Leonam Ferreira. Muchas gracias por compartir sus conocimientos y experiencias que fueron de gran ayuda para la elaboración de este trabajo, los llevaré siempre en mi corazón.

A los investigadores Marcos Galhardo, Wilson Macêdo y Orlando Lemos por la disponibilidad de toda la infraestructura y conocimientos que fueron necesarios para realización de este trabajo.

A mi gran amiga Dania, gracias por los momentos felices, por el apoyo en los momentos difíciles y por lo mucho que aprendí de ti.

A mis tíos Héctor y Rocío, quienes me apoyaron y aconsejaron, gracias por todo.

Al Grupo INARCEN, muchas gracias por los consejos, orientaciones y palabras amigas.

Y a todos los que contribuyeron de forma directa o indirecta en este trabajo. ¡Gracias por ser parte de esta historia!

INDICE GENERAL

INDICE DE TABLAS.....	x
INDICE DE FIGURAS.....	xii
INDICE DE ANEXOS.....	xvi
LISTA DE SIGLAS Y SIMBOLOS.....	xvii
RESUMEN.....	xx
INTRODUCCIÓN.....	22
CAPITULO 1 - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	24
1.1 Descripción del problema	24
1.1.1 Formulación del problema general	25
1.1.2 Formulación de los problemas específicos	25
1.2 Objetivos.....	25
1.2.1 Objetivo general.....	25
1.2.2 Objetivos específicos.....	25
1.3 Justificación de la investigación	26
CAPITULO 2 - REVISIÓN DE LA LITERATURA	28
2.1 Antecedentes de la investigación.....	28
2.2 La energía renovable.....	31
2.3 Energía solar.....	35
2.4 Radiación solar.....	37
2.5 Horas solar pico (HSP)	39
2.6 El viento y la temperatura del panel	40
2.7 Punto de máxima potencia	40
2.8 Condiciones estándares de medida	41
2.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR)	42
2.10 Arquitecturas de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.....	43
2.11 Teoría general de los convertidores cc/cc.....	44
2.11.1 Conversor reductor-elevador (buck-boost)	45
2.12 Arquitectura de conexión con convertidores cc/cc.....	46

CAPITULO 3 - MATERIALES Y MÉTODOS.....	48
3.1 Formulación de hipótesis	48
3.1.1 Hipótesis general.....	48
3.1.2 Hipótesis específicas.....	48
3.2 Materiales.....	48
3.2.1 Módulo fotovoltaico.....	48
3.2.2 Conversor cc/cc.....	51
3.2.3 Inversor cc /ca.....	52
3.2.4 Recursos.....	54
3.3 Metodología.....	55
3.4 Inclinación y orientación optima	55
3.5 Metodología para la obtención de irradiación solar.....	56
3.5.1 Irradiación según el atlas solar:	56
3.5.2 Irradiación en las estaciones meteorológicas de Puno	58
3.5.3 Irradiación en planos inclinados según el modelo de Ångstrom – Prescott	59
3.5.4 Medición de la irradiación solar en el plano inclinado con celda solar calibrada	59
3.6 Metodología para la obtención de temperatura exterior media	60
3.6.1 Temperatura media según NASA.....	61
3.6.2 Temperatura media según SENAMHI	62
3.7 Metodología para la obtención de velocidad de viento	62
3.7.1 Velocidad del viento según la NASA.....	63
3.7.2 Velocidad del viento según SENAMHI	63
3.8 Metodología para la obtención de humedad relativa	64
3.8.1 Humedad relativa según NASA	64
3.8.2 Humedad relativa según SENAMHI.....	65
3.9 Metodología del diseño mecánico de la estructura de soporte	66
3.9.1 Normatividad para el diseño de la estructura de soporte.....	67
3.9.2 Características técnicas de la estructura de soporte.....	67
3.10 Metodología de simulación de sombras	71
3.11 Metodología de arquitectura de conexión y diseño eléctrico.....	74
3.11.1 Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).....	76
3.11.2 Fusible y portafusible	80

3.11.3	Disyuntor diferencial	82
3.11.4	Interruptor magnetotérmico	84
3.11.5	Puesta a tierra	85
3.11.6	Puesta a tierra de todo el sistema.....	87
3.11.7	Dimensionamiento de sección de conductores.....	89
3.11.8	Pérdidas en el sistema fotovoltaico	90
3.11.9	Calculo de la producción anual esperada	94
3.12	Implementación del SFCR.....	94
3.12.1	Ubicación del proyecto.....	94
3.12.2	Normatividad utilizada	96
3.12.3	Pruebas antes de la implementación.....	96
3.12.4	Montaje de la estructura de soporte.....	97
3.12.5	Montaje de los módulos fotovoltaicos.....	99
3.12.6	Instalación de los convertidores cc/cc.....	100
3.12.7	Implementación de la puesta a tierra	101
3.12.8	Instalación de protecciones y elementos de seguridad eléctrica.	101
3.12.9	Instalación del inversor	102
3.13	Análisis económico.....	103
3.13.1	Presupuesto para la implementación	103
3.13.2	Financiamiento	104
3.13.3	Valor Presente Neto (VPN).....	105
3.13.4	Tasa Interna de Retorno (TIR)	105
3.13.5	Período de recuperación de la inversión.....	105
3.13.6	Beneficio/ costo	106
CAPITULO 4 - RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		107
4.1	Análisis de los parámetros geográficos y climatológicos	107
4.1.1	Análisis por pérdida de temperatura.....	109
4.1.2	Análisis por pérdida de potencia de salida en el convertidor cc/cc y el inversor.....	110
4.1.3	Cálculo de rendimiento energético o “performance ratio”	110
4.1.4	Producción anual esperada	111
4.1.5	Resultados económicos	112

CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
5.1 Conclusiones	116
5.2 Recomendaciones.....	117
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118
ANEXOS.....	123

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Top 10 de inversiones de RER por país 2015 (OSINERGMIN, 2017).....	33
Tabla 2.2: Indicadores de energía renovable a nivel mundial (OSINERGMIN, 2017).	33
Tabla 2.3: Principales plantas solares en el mundo 2015 (OSINERGMIN, 2017).	36
Tabla 3.1: Parámetros eléctricos y térmicos del módulo fotovoltaico Bauer Energy BSP 370 M, adaptado de la ficha técnica del fabricante (BAUER, 2019).	50
Tabla 3.2: Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico compuesto por 8 módulos Bauer Energy BSP 370 M (Elaboración propia).....	50
Tabla 3.3: Parámetros eléctricos del convertor cc/cc P370 adaptado del ficha técnica del fabricante (Solar Edge, 2019).	52
Tabla 3.4: Características eléctricas del inversor SE3000H, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Solaredge, 2019).	54
Tabla 3.5: Irradiación solar - ATLAS de Energía Solar del Perú (SENAMHI, 2019).....	57
Tabla 3.6: Irradiación en el plano horizontal media anual (R. C. Yucra & Meléndez, 2005).	58
Tabla 3.7: Tabla de Irradiación solar media anual en plano inclinado para 15°(Condori, 2010).	59
Tabla 3.8: Irradiación solar mensual en plano inclinado 15°(N. Beltran et al., 2017).	60
Tabla 3.9: Temperatura media – (NASA, 2020).	61
Tabla 3.10: Temperatura media – (Senamhi, 2020).	62
Tabla 3.11: Velocidad del viento – (NASA, 2020).	63
Tabla 3.12: Velocidad del viento – (Senamhi, 2020).	64
Tabla 3.13: Humedad relativa – (NASA, 2020).	65
Tabla 3.14: Humedad relativa – (Senamhi, 2020).	66
Tabla 3.15: Características eléctricas de los DPS lado CC, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).	77
Tabla 3.16: Características técnicas generales del DPS lado CA, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).	79

Tabla 3.17: Características técnicas específicas del DPS lado CA, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).....	79
Tabla 3.18: Especificaciones técnicas del fusible Bussmann Solar PV – 15A 10F, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Bussmann, 2020).....	81
Tabla 3.19: Especificaciones técnicas del portafusible modular, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Bussmann, 2020).....	82
Tabla 3.20: Especificaciones técnicas del disyuntor BP 2P 25A (General Electric, 2014).	83
Tabla 3.21: Especificaciones técnicas de los interruptores magnetotérmico, lado CC y lado CA. (Schneider Electric, 2020).	85
Tabla 3.22: Coeficientes de perdidas calculados y obtenidos experimentalmente (Teles, 2017).	93
Tabla 3.23: Costo total del SFCR con convertidores cc/cc (Elaboración propia).	104
Tabla 4.1: Irradiación en el plano horizontal y en el plano inclinado (Elaboración propia).	107
Tabla 4.2: Resultados del estudio de las condiciones climatológicas (Elaboración propia).	108
Tabla 4.3: Pérdidas por temperatura (Elaboración Propia).	109
Tabla 4.4: Eficiencia del inversor, convertidor cc/cc y convertidor cc/cc + inversor (Elaboración propia).	110
Tabla 4.5: Resumen de pérdidas (Elaboración propia).	111
Tabla 4.6: Producción anual de energía (Elaboración propia).	112
Tabla 4.7: Valores de base para los cálculos (Elaboración propia).....	113
Tabla 4.8: Flujo de caja (Elaboración propia).	114
Tabla 4.9: Indicadores económicos del proyecto (Elaboración propia).	115

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Participación de las energías renovables en la matriz energética mundial adaptado de (Inter- American Development Bank, et al, 2013).	32
Figura 2.2: Capacidad instalada de generación con tecnologías de RER(GW)2015 (OSINERGMIN, 2017).	34
Figura 2.3: Radiación directa, difusa y reflejada (CHNT, 2019).	37
Figura 2.4: Relación entre irradiancia e irradiación (Friosolar, 2017).	39
Figura 2.5: Irradiancia y horas solar pico adaptado de Wagner (2019).	39
Figura 2.6: Curva I-V gris claro, y Curva de Potencia gris oscuro de un FV , adaptado de Zilles, et al,(2012).	41
Figura 2.7: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red (SANEA, 2018).	42
Figura 2.8: Ejemplo de configuración básica de un SFCCR adaptado de Teles (2017).	43
Figura 2.9: Esquema general de los convertidores cc/cc (Domingo, 2017).	44
Figura 2.10: Esquema de un convertidor Buck-Boost (Domingo, 2017).	45
Figura 2.11: Estados del convertidor Buck- Boost (Domingo, 2017).	45
Figura 2.12: Potencia de salida proporcionada por cada módulo y generador fotovoltaico adaptado de Johns, Le, & Seeman (2008).	46
Figura 2.13: Diagrama esquemático de configuración con convertidores cc/cc adaptado de Teles (2017).	47
Figura 2.14: Ejemplo de operación con diferentes curvas I-V y la misma corriente en la salida de convertidores cc/cc adaptado de Teles (2017).	47
Figura 3.1: Módulo fotovoltaico modelo BSP370 M (BAUER, 2019).	49
Figura 3.2: Convertidor cc/cc P370 (Solar Edge, 2019).	51
Figura 3.3: Inversor Solaredge modelo SE3000H (Solaredge, 2019).	53
Figura 3.4: Irradiación según el atlas de energía solar de Puno (SENAMHI, 2019).	57
Figura 3.5: Perfil o canal tipo C de fierro galvanizado para la estructura (Elaboración propia).	68

Figura 3.6: Tubo cuadrado de fierro galvanizado que se ubicaron en forma horizontal para la estructura (Elaboración propia).....	68
Figura 3.7: Tubo cuadrado de fierro galvanizado que se ubica en forma vertical para el soporte (Elaboración propia).....	69
Figura 3.8: Diseño de la estructura de soporte en 3D, vista isométrica (Elaboración propia).....	69
Figura 3.9: Estructura de soporte con 8 paneles fotovoltaicos diseño en 3D (elaboración propia).....	70
Figura 3.10: Vista frontal de la estructura de soporte (Elaboración propia).....	70
Figura 3.11: Vista en perfil de la estructura de soporte (Elaboración propia).....	70
Figura 3.12: Vista en planta de la estructura de soporte (Elaboración propia).....	71
Figura 3.13: Geo localización en Sketch Up, ubicación del proyecto al norte geográfico (Elaboración propia).....	71
Figura 3.14: Transposición de la maqueta virtual en 3D; a) vista frontal; b) vista de la estructura de soporte en 3D para simulación de sombras (Elaboración propia).....	72
Figura 3.15: Simulación de sombras con sistemas adicionales a su costado; c) simulación en horas de la mañana; d) simulación en horas de la tarde (Elaboración propia).....	73
Figura 3.16: Esquema general de conexiones (Elaboración propia).....	74
Figura 3.17: Diagrama multifilar del sistema fotovoltaico conectado a red con conversores cc/cc (Elaboración propia).....	75
Figura 3.18: Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS), lado CC. (Clamper, 2020).....	77
Figura 3.19: Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) lado CA. (Clamper, 2020).....	78
Figura 3.20: Fusible Bussmann solar PV – 15 A 10F(Bussmann, 2020).....	81
Figura 3.21: Portafusible modular Bussmann para sistemas fotovoltaicos (Bussmann, 2020).....	82
Figura 3.22: Disyuntor diferencial General Electric BP 2P 25A(General Electric, 2014).....	83

Figura 3.23: Interruptor magnetotérmico Schneider Electric (Schneider Electric, 2020).	84
Figura 3.24: Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos (Alonso, 2019).	86
Figura 3.25: Puesta a tierra de la estructura de soporte (Alonso, 2019).	87
Figura 3.26: Puesta a tierra bajo el reglamento electrotécnico de baja tensión ITC BT – 18 “Instalaciones de puesta a tierra” (AENOR, 2002).	88
Figura 3.27: Infraestructura del instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Fuente Propia).	95
Figura 3.28: Ubicación en la Azotea de la instalación del sistema fotovoltaico (Fuente Propia).....	96
Figura 3.29: Armado de la estructura de soporte; e) verificación de las características diseñadas; f) inicio del armado (Elaboración propia).	98
Figura 3.30: Armado de la estructura de soporte terminada (Elaboración propia).	99
Figura 3.31: Montaje de estructura de soporte y paneles fotovoltaicos concluido; g) vista isométrica; h) vista posterior (Elaboración propia).	100
Figura 3.32: Implementación de los convertidores CC/CC, diseño 3D (Elaboración propia).	100
Figura 3.33: Implementación del tablero de control, diseño 3D (Elaboración propia).....	101
Figura 3.34: Instalación de la tubería EMT galvanizada para protección interna del cableado (Fuente propia).....	102
Figura 3.35: Implementación del inversor, diseño 3D (Elaboración propia).....	102
Figura 3.36: Implementación terminada, diseño 3D (Elaboración propia).....	103
Figura A.1: Geo localización en Sketch Up; i) ingreso de las coordenadas; j) selección de la región de trabajo (Elaboración propia).....	146
Figura A.2: Simulación de sombras durante los meses: noviembre, diciembre y enero a las 17:20 horas (Elaboración propia).	147
Figura A.3: Simulación de sombras durante los meses: noviembre, diciembre y enero a las 17:40 horas (Elaboración propia).	148
Figura A.4: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:30 horas (Elaboración propia).....	148

Figura A.5: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:40 horas (Elaboración propia).....	149
Figura A.6: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:50 horas; k) vista lateral; l) vista posterior (Elaboración propia).	150
Figura A.7: Simulación de sombras durante los meses: mayo, junio y julio a las 17:05 horas (Elaboración propia).....	150
Figura A.8: Simulación de sombras durante los meses: mayo, junio y julio a las 17:15 horas; m) vista lateral; n) vista posterior (Elaboración propia).	151
Figura A.9: Simulación de sombras durante los meses: agosto y setiembre a las 17:15 horas (Elaboración propia).....	152
Figura A.10: Simulación de sombras durante los meses: agosto y setiembre a las 17:23 horas (Elaboración propia).....	152
Figura A.11: Simulación de sombras en octubre a las 17:20 horas; o) vista lateral; p) vista posterior (Elaboración propia).....	153

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Componentes del sistema	124
1.1: Ficha técnica del módulo.....	124
1.2: Ficha técnica de los convertidores cc/cc.....	125
1.3: Ficha técnica del inversor.....	127
1.4: Ficha técnica del DPS lado CC.....	129
1.5: Ficha técnica del DPS lado CA.....	131
1.6: Ficha técnica del fusible	134
1.7: Ficha técnica del portafusible.....	136
1.8: Ficha técnica del disyuntor diferencial.....	138
1.9: Ficha técnica del interruptor magnetotérmico lado CC.....	140
1.10: Ficha técnica del interruptor magnetotérmico lado CA.....	143
Anexo 2: Análisis de sombreadamiento	146
Anexo 3: Diagrama unifilar del SFCR.....	154
Anexo 4: Diseño de la estructura de soporte.....	155

LISTA DE SIGLAS Y SÍMBOLOS

MINEM	Ministerio de Energía y Minas
GTZ	<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i> (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)
SFD	Sistema Fotovoltaico Domiciliario
GEF	<i>Global Environment Facility</i> (Fondo para el Medio Ambiente Mundial)
FV	Fotovoltaica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red
STC	<i>Standard Test Condition</i> (Condición de prueba estándar)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
VPN	Valor Presente Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
BM	Banco Mundial
INDC	<i>Nationally determined contributions</i> (Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional)
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
RER	Recurso Energético Renovable
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (Punto de máxima potencia)
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agencia internacional de las energías renovables)
HSP	Horas Solar Pico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comisión Electrotécnica Internacional)
EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i> (Compatibilidad electromagnética)
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i> (Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio)
DPS	Dispositivo de protección contra sobretensiones

Letras latinas

km/h	Kilometro - hora
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio - hora
kVA	Kilovolt- Amper
cc/cc	Corriente continua/corriente continua
cc/ca	Corriente continua / corriente alterna
I	Corriente
V	Voltaje
P _{mp}	Potencia eléctrica máxima
I _{mp}	Corriente de máxima potencia

V_{mp}	Tensión de máxima potencia
I_{sc}	Corriente de corto circuito
V_{oc}	Tensión de circuito cerrado
I_n	Corriente nominal
U_{ref}	Tensión de referencia
g	Coefficiente de temperatura
T_c	Temperatura de los módulos
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{onc}	Temperatura de operación nominal de la célula.
E	Irradiación media en un día soleado
G	Irradiación solar media
P_{nom}	Potencia Nominal
PR	Rendimiento energético

Letras griegas

$\cos \phi$	Factor de potencia
ρ	Resistividad
β_{opt}	Inclinación optima
ϕ	Latitud

RESUMEN

El objetivo de este trabajo de investigación es diseñar, implementar y analizar económicamente el SFCR de 3 kW con convertidores cc/cc en condiciones geográficas y climatológicas de Juliaca. En el desarrollo de este proyecto primero se estimó el recurso solar existente en la zona, luego se usaron programas de diseño y simulación; obteniendo como resultados principales que el sistema tendrá 8 módulos fotovoltaicos de 370 Wp, 8 convertidores cc/cc y un inversor monofásico de 3 kW como elementos principales. Con estos equipos y con una irradiación anual promedio de 6 kWh/m²/día, 15° de inclinación y orientado al norte geográfico, se espera obtener una producción de 5650,99 kWh/año. Luego se realizó la implementación del sistema fotovoltaico de acuerdo al diseño realizado anteriormente, el lugar donde se implementó el SFCR con convertidores cc/cc es en el pabellón del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) sede Ayabacas. En seguida se realizó el análisis económico del sistema fotovoltaico, con indicadores de VPN, TIR, Periodo de recuperación y beneficio/costo, los resultados económicos muestran que el sistema es rentable recuperando la inversión inicial en el año 12 con 9 meses de funcionamiento; además se realizó el flujo de caja del proyecto para un tiempo de operación de 25 años, obteniendo para un precio de venta de energía de S/. 0,6545 KWh, un Valor Presente Neto (VAN) de S/. 12 810,06, una relación de Beneficio/Costo de 1,41; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13%, podemos concluir que el proyecto es viable económicamente. Ello en el marco del proyecto de investigación aplicada y desarrollo tecnológico ganador de los fondos concursables financiado por el FONDECYT-Banco Mundial, con Contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, con el título: “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre 3800 msnm” a través del grupo de investigación GRID SOLAR de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables de la Universidad Nacional de Juliaca.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, convertidores cc/cc, conectado a red.

ABSTRACT

The objective of this research work is to design, implement and analyze economically the 3 KW SFCR with dc / dc converters in Juliaca geographical and climatological conditions. In the development of this project, the existing solar resource in the area was first estimated, then design and simulation programs were used; obtaining as main results that the system will have 8 photovoltaic modules of 370 Wp, 8 dc / dc converters and a 3 kW single phase inverter as main elements. With these equipments and with an average annual irradiation of 6 kWh / m² / day, 15 ° inclination and oriented to the geographic north, it is expected to obtain a production of 5650,99 kWh / year. Then the photovoltaic system implementation was carried out according to the design made previously, the place where the SFCR with DC / DC converters was implemented is in the pavilion of the Institute of Renewable Energies and Energy Efficiency at the National University of Juliaca (UNAJ) headquarters Ayabacas. The economic analysis of the photovoltaic system was then carried out, with indicators of NPV, IRR, Recovery period and benefit / cost. The economic results show that the system is profitable, recovering the initial investment in year 12 with 9 months of operation; In addition, the cash flow of the project was carried out for an operation time of 25 years, obtaining for an energy sale price of S / . 0,6545 KWh, a VPN of S/. 12 810,06, a Benefit / Cost ratio of 1,41; and an Internal Rate of Return (IRR) of 13%, we can conclude that the project is economically viable. This within the framework of the applied research and technological development project winner of the competitive funds financed by the FONDECYT-World Bank, with Contract No. 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV, with the title: “Design and Validation of the Operation and Monitoring of Grid-Connected Photovoltaic Systems (SFCRs) in Extreme Conditions of the Altiplano at 3800 masl ”through the GRID SOLAR research group of the Professional Engineering School in Renewable Energy at the National University of Juliaca.

Keywords: Photovoltaic system, DC / DC converters, network connected

INTRODUCCIÓN

En diciembre de 2015 se llevó a cabo la 21° Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático en París (Francia), en donde 195 países establecieron acuerdos orientados a la mitigación de GEI (Gases de Efecto Invernadero) y la necesidad de mantener el incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2° C. Entre los principales puntos abordados en esta cumbre destaca que los 195 países se comprometieron a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono, asimismo, de los 189 países que presentaron sus propuestas de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDC, por sus siglas en inglés),¹⁴⁷ mencionaron las energías renovables como instrumento para reducir sus emisiones, también se concretizó el apoyo financiero por parte de los países desarrollados por US\$ 100 000 millones anuales como mínimo a partir de 2020; dicha suma serviría como apoyo financiero en la lucha contra el cambio climático de los países en desarrollo, finalmente, se estableció que todos los países deberían comunicar cada cinco años sus contribuciones a la reducción de emisiones de GEI (OSINERGMIN, 2017). La preocupación de enfrentar el cambio climático, la crisis energética y aumentar el porcentaje de la generación de electricidad por las energías renovables en la matriz energética de nuestro país nos lleva a investigar el aprovechamiento y la eficiencia que podríamos tener en nuestra región de Puno con un sistema fotovoltaico conectado a red, además tenemos la opción de recuperar el capital inicial a largo plazo (Ccama, 2017). Añadiendo al caso, será económicamente viable ya que los precios de los paneles fotovoltaicos habrán reducido casi 5 veces su precio en los últimos 10 años, el promedio global de los precios mundiales se reducirían de 2,54 USD /W en 2010 a 0,53 USD/W en el año 2020 y estas proyecciones indican que cada vez serán más viables económicamente (Roca, 2016).

En el Perú el desarrollo de los proyectos de generación con Recurso Energético Renovable (RER) se inició en 2008, con la emisión de un marco normativo especial. Este marco normativo define como RER a las fuentes de energía eólica, solar, de biomasa, de geotermia, mareomotriz, y las pequeñas fuentes hidráulicas con una capacidad instalada de hasta 20 MW; y está respaldado por la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (Decreto Legislativo N° 1002), el Reglamento de la

Generación de Electricidad con Energías Renovables (Decreto Supremo, D.S., N° 012-2011-EM2), y el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a la Red (D.S. N° 020-2013-EM). El Decreto Legislativo (D.L.) N° 1002 declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante RER y establece que cada cinco años el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) debe definir el porcentaje objetivo en que debe participar la electricidad generada a partir de RER (en el consumo nacional de electricidad), sin considerar a las centrales hidroeléctricas. Este porcentaje será de hasta el 5% anual durante el primer quinquenio (OSINERGMIN, 2017).

En el país no se tienen investigaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a red con convertidores cc/cc que muestren resultados del uso de este tipo de convertidor. Ninguna de las centrales solares nacionales usa este tipo de tecnología, por lo cual se propone evaluar al convertidor cc/cc teniendo las condiciones climáticas de irradiación solar y áreas geográficas ideales, a esto se suma que las nuevas tecnologías son cada vez más eficientes y económicas, como por ejemplo el convertidor cc/cc está diseñado para que busque siempre el punto de máxima potencia (MPPT) y así mejorar más la eficiencia del sistema fotovoltaico además de obtener energía limpia, segura y sustentable. En ese sentido, el objetivo de ésta tesis es diseñar, implementar y analizar económicamente el sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con convertidores cc/cc en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad Juliaca. Los objetivos específicos a cumplir son: diseñar las características técnicas y la topología adecuada de conexión del SFCR con convertidores cc/cc de 3 kW, implementar y realizar el montaje e instrumentación del SFCR con convertidores cc/cc, finalmente, evaluar la viabilidad económica del SFCR con convertidores cc/cc en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

CAPITULO 1 - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

Uno de los principales problemas es la baja eficiencia de conversión de energía, por lo tanto es importante lograr un proceso de conversión de energía eficiente que permitan aprovechar al máximo la energía eléctrica que pueda ser generada a partir del efecto fotoeléctrico.

Por otra parte el Perú cuenta con una matriz energética con el mayor porcentaje del uso de energías no renovables como son el gas natural y la hidroeléctrica (mayores a 20 MW), a esto se suma problemas con efectos globales como la crisis energética y el cambio climático (Quispe, 2017).

En la actualidad el Perú tiene que vencer barreras para alcanzar condiciones que permitan la masificación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ya sea como inexistencia de un marco regulatorio promotor de tecnología FV conectada a la red, escasos de profesionales especializados en el tema FV, escasez de oferta empresarial local en el sector FV y la condición socio – cultural poblacional del Perú (Espinoza et al,2015).

En la región de Puno, no se aprovecha el rico potencial solar que se tiene como promedio anual de la irradiación solar sobre superficie horizontal de 6 kWh/m²día. No existe investigación alguna de sistemas fotovoltaicos conectados a la red con convertidores cc/cc en el Perú y mucho menos en los repositorios y bibliotecas de las universidades de la región Puno, ya que se deben de considerar varios factores climatológicos y geográficos a 3825 msnm, como la velocidad del viento, la irradiación, la inclinación, orientación, temperatura ambiente y otros.

A su vez tampoco existen estudios de viabilidad económica de un sistema fotovoltaico conectado a red con convertidores cc/cc en la región de Puno, considerando las tarifas eléctricas de los consumidores conectados a red eléctrica convencional. Por todo lo afirmado en los antecedentes, y por las condiciones geográficas y climatológicas que presenta la zona de estudio, se plantea realizar el diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas de la ciudad de Juliaca.

1.1.1 Formulación del problema general

¿Será viable técnicamente el SFCR con convertidores cc/cc en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca?

1.1.2 Formulación de los problemas específicos

- ¿Qué parámetros geográficos y climáticos se deben considerar para el diseño del SFCR con convertidores cc/cc?
- ¿Los convertidores cc/cc seleccionados serán adecuados para para la implementación del SFCR?
- ¿Será viable económicamente el SFCR con convertidores cc/cc para las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Diseñar, implementar y analizar económicamente el sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 KW con convertidores cc/cc en condiciones geográficas y climatológicas de Juliaca.

1.2.2 Objetivos específicos

- Diseñar las características técnicas y la topología adecuada de conexión del SFCR de 3 KW con convertidores cc/cc.
- Implementar y realizar el montaje del SFCR con convertidores cc/cc.
- Evaluar la viabilidad económica del SFCR con convertidores cc/cc en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

1.3 Justificación de la investigación

En las últimas décadas, la preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono, y sus efectos sobre el ambiente, ha llevado a los países a establecer diversos compromisos internacionales para la reducción de sus emisiones, así como a apostar por mecanismos para promover el ingreso de fuentes energéticas renovables en la matriz energética mundial (OSINERGMIN, 2017).

Dada su diversidad y ecosistemas únicos, el Perú no solo es rico en flora y fauna, sino también en climas y recursos renovables, los cuales brindan la capacidad para que puedan existir fuentes alternativas al gas natural y a las grandes hidroeléctricas. El atlas de energía solar del Perú muestra que la región con los mayores recursos se sitúa en el sur del Perú, la radiación media diaria anual es de alrededor de 250 vatios por metro cuadrado (W/m²).

Aumentar el porcentaje de la generación de electricidad por las energías renovables en la matriz energética del país nos lleva a investigar el aprovechamiento y la eficiencia que podríamos tener en nuestra región de Puno con un sistema fotovoltaico conectado a red, además tenemos la opción de recuperar el capital inicial a largo plazo lo que es una prioridad de reducir las tarifas de medición en el consumo de energía eléctrica (Ccama, 2017).

Los sistemas fotovoltaicos son económicamente viables ya que los precios de los paneles fotovoltaicos se habrían reducido casi 5 veces su precio en los últimos 10 años, el promedio global de los precios mundiales se reducirán de 2.54 USD /W en 2010 a 0.53 USD/W en el año 2020 y estas proyecciones indican que cada vez serán más viables económicamente (Roca, 2016).

Teniendo las condiciones climáticas de irradiación solar y áreas geográficas ideales, a esto se suma que las nuevas tecnologías son cada vez más eficientes y económicas, como por ejemplo el convertidor cc/cc está diseñado para que busque siempre el punto de máxima potencia (MPPT) y así mejorar más la eficiencia del sistema fotovoltaico además de obtener energía limpia, segura y sustentable.

Los resultados de esta investigación contribuirán al conocimiento del comportamiento de este tipo convertidor cc/cc en condiciones geográficas poco comunes. Además será sentada las bases para futuras investigaciones en la EPIER – UNAJ.

CAPITULO 2 - REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Antecedentes de la investigación

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía solar, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo. Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico. El primer proyecto de electrificación rural FV en el Perú fue un proyecto de la cooperación -técnica alemana (GTZ) que instaló entre 1986 - 1996 en el departamento Puno cerca de 500 SFD. Posteriormente, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) instaló entre 1995-2000 un total de 1500 sistemas fotovoltaicos domiciliario (SFD) en diferentes regiones del Perú, mayormente en comunidades de la selva. Durante los años 1999 - 2007 el MINEM con el apoyo del (GEF), ejecutó el proyecto "Electrificación rural en base a energía fotovoltaica en el Perú" - PER/98/G3 1, que estructuró acciones para superar las barreras identificadas, sobre la base de las experiencias y lecciones aprendidas durante la primera etapa (1995). En esta segunda etapa se logró la instalación de 4200 sistemas fotovoltaicos en las regiones de Cajamarca, Loreto, Ucayali y Pasco. Entre los años 2010-2011, el MINEM realizó la subasta de suministro de electricidad con energías renovables. En el grupo de energía solar se adjudicaron 5 proyectos solares fotovoltaicos con un total de 96 MW de potencia y 216 GW.h/año de generación (Corilla,2014).

Cornejo (2013) estudia el dimensionamiento, diseño, instalación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red convencional, para alimentar parte de la demanda de carga del Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura. Además también estudio de la rentabilidad del sistema fotovoltaico, Esta concluye que la instalación se amortizaría en el décimo noveno año de funcionamiento, comenzando a obtener beneficios a partir de entonces. Ante esta situación, el sistema fotovoltaico de conexión a red no es rentable, siendo necesario buscar opciones para mejorar la rentabilidad del proyecto y disminuir el tiempo de recuperación de la inversión. Mencionar como opciones: Prima o incentivo del ministerio o de la empresa distribuidora y Bonos de carbono.

En el departamento de Ica en la investigación de Corilla (2014) presenta el diseño, la estimación del costo y la viabilidad de una planta solar fotovoltaica de 200 kW de potencia,

conectada a la red de media tensión. De acuerdo con los cálculos realizados para el diseño del sistema fotovoltaico, es necesario 1000 módulos fotovoltaicos de 220Wp y un inversor de 200kVA trifásico, como elementos principales. Con estos equipos y con una radiación solar anual de 5,986 kWh/m²/día (10° de inclinación), se espera obtener una producción de 378,15 MWh de Energía eléctrica. Analizando el VAN y el TIR concluye que el proyecto es viable económicamente, sin embargo cabe mencionar que para lograr esta viabilidad se consideró necesariamente una tarifa alta de energía y una baja tasa de interés de financiamiento tales como: Costo de energía de S/. 0,55 kWh y Tasa de interés de 8,5% anual.

En la tesis de investigación de Quispe (2017), se determinó la factibilidad de la instalación de una planta fotovoltaica ubicada en la zona rural llamada Mucra (Juliaca), allí se determinó valores como radiación solar, temperatura, y velocidad de viento, para determinar la inclinación óptima de 15°. Con estos datos se determinaron los criterios óptimos para el diseño de la planta fotovoltaica, se desarrolló la parte técnica para luego proceder con la parte económica del proyecto y así poder determinar la viabilidad de proyecto. En ese sentido ha podido comprobar que la región Puno tiene como promedio anual de la irradiación solar sobre superficie horizontal 5,9 kWh/m² día. La irradiación mínima ocurre en el mes de enero con 5,1 kWh/m² día, lo que nos indica según esta investigación que es viable la instalación de una planta fotovoltaica en nuestra región de Puno. Por otra parte también concluyo que la temperatura media de diseño es de 7,99 °C y la velocidad de viento del diseño será de 2,77 m/s.

Rojas (2018), Realizó el diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en el departamento, provincia y distrito de Tacna; con el objetivo de realizar su análisis Técnico, Operativo y Económico. Para lo cual primero se estimó el recurso Solar existente en el área donde se ubicará la Central Fotovoltaica Tacna, con ayuda del software especializado pvPlanner; obteniendo los valores diarios y mensuales de suma de Irradiación Global; así como la suma anual de la Irradiación Global Horizontal, el cual resulto ser de 2 234 kWh/m². Con estos valores de Irradiación en el área de estudio, se realizó el Diseño de la Central Fotovoltaica, utilizando el software PVsyst y Cálculos de Ingeniería, obteniendo como resultados principales que la Central tendrá 98 400 módulos fotovoltaicos de 315Wp, y 15 Inversores de 2 000kW; y producirá 73 257MWh/año con un Factor de rendimiento de 83%, y un Factor de Planta de 27,88%. Luego, con el Diseño Eléctrico de la Central Fotovoltaica, se procedió a modelar la

Central, en el software de Ingeniería de Sistemas Eléctricos de Potencia DigSILENT, con la finalidad de realizar la simulación de su operación, con una inyección de potencia de 30MW, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y mediante el Análisis de flujo de Potencias y Análisis de Cortocircuitos, comprobar si el ingreso de la Central Fotovoltaica, causa efectos negativos, que no estén dentro de los permitidos por el operador del Sistema COES; obteniendo que la Central Solar Fotovoltaica no afecta la operación ni la seguridad del equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Y finalmente, con las características y cantidades totales de la central fotovoltaica, se procedió a estimar la inversión inicial para su construcción; y se realizó el flujo de caja del Proyecto, con la finalidad de obtener los Indicadores Económicos, los cuales resultaron ser: VAN de \$2 286 822,26; Relación Beneficio/Costo de 1,1; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13,1%. Demostrando la viabilidad financiera de la Central Fotovoltaica Tacna de 30MW.

En la disertación de Teles (2017), se evaluó experimentalmente las 3 tecnologías, las cuales son: inversor string, microinversor y convertidor cc/cc, para la aplicación de las diferentes topologías de interconexión de generadores fotovoltaicos a la red, para esto se utilizaron diferentes sistemas instalados en el laboratorio de GEDAE / UFPA, región norte de Brasil, los resultados obtenidos muestran que el convertidor cc/cc presentó desempeños superiores a los demás sistemas monitoreados, en períodos de operación sin anomalías. Sin embargo, también hubo varios problemas debido al proceso de emparejamiento de estos sistemas. También se observó que la configuración del microinversor presenta un rendimiento interesante, siendo en algunos casos comparado en esta investigación, más eficiente que las configuraciones de cadena. Aunque los resultados encontrados en este trabajo no son completamente concluyentes, se puede aprender mucho sobre el funcionamiento de las diferentes arquitecturas evaluadas, especialmente aquellas que usan convertidores cc/cc.

En la disertación de Lopes (2006), se detalla los tipos y técnicas de conmutación de los convertidores estáticos cc/cc y cc/ca. La energía procedente de los paneles fotovoltaicos es procesada en los convertidores cc/cc boost, estos convertidores se controlan para rastrear el punto de máxima potencia y también para eliminar selectivamente los armónicos, finalmente con todas las simulaciones y resultados experimentales demostraron que las topologías y

técnicas adoptadas para el control de los convertidores cc/cc y cc/ca son perfectamente empleadas en el control del sistema experimental.

N. Beltran, Tinajeros, & Morante (2016), realizaron el análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a red de 3,3 kW, instalado en la escuela profesional de Física de la Universidad Nacional de San Agustín (Arequipa). Se identificó que el costo del sistema fotovoltaico, precio de la energía y ayuda financiera, es crucial para la viabilidad económica del proyecto, además de condiciones climatológicas favorables. Los resultados obtenidos muestran la viabilidad económica del sistema fotovoltaico. La tasa interna de retorno (TIR) del proyecto es 10,7%, sin deducción de impuestos, créditos fiscales y subsidios. El valor presente neto (VPN) tiene un valor de 10 708 US\$. Los flujos de caja empiezan a ser positivos a los 11,6 años. No es atractivo invertir cuando la tasa de descuento supere el 8%. El costo de la energía producida es 0.10 US\$/kWh, comparado con el costo de electricidad del sector residencial de 0.154 US\$/kWh.

2.2 La energía renovable

La energía renovable es aquella que puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible en la tierra no disminuye a medida que se aprovecha, la principal fuente de energía renovable es el sol. A la tierra únicamente llega la energía radiante, es decir luz visible, radiación infrarroja, y algo de radiación ultravioleta, sin embargo en la atmosfera se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, como son la energía eólica, la energía de la biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas (Hermosillo & Gudiño, 1995).

Dos de los sectores más comprometidos con la emisión de GEI (gases de efecto invernadero) en el mundo son la generación eléctrica y el transporte. Las políticas sostenibles buscan promover las energías renovables, en el sector eléctrico, estas energías actualmente solo cubren el 22% del consumo mundial de electricidad. La importancia de la energía hidroeléctrica, que representa tres cuartas partes de la electricidad de los recursos renovables. En el sector transporte se están desarrollando nuevas tecnologías de automóviles eléctricos, además de biocombustibles, para mitigar las emisiones de GEI (OSINERGMIN, 2017).

La participación de la producción de las energías renovables en la matriz eléctrica a nivel mundial se muestra en la Figura 2.1. Es así que en el mundo, estas energías participan con un 21,9%, en tanto que en América Latina es 52,4%. La proyección a 2035 mantiene esa hegemonía, con el 71% de recursos renovables para América Latina y 31% para el mundo (Inter- American Development Bank, et al, 2013).

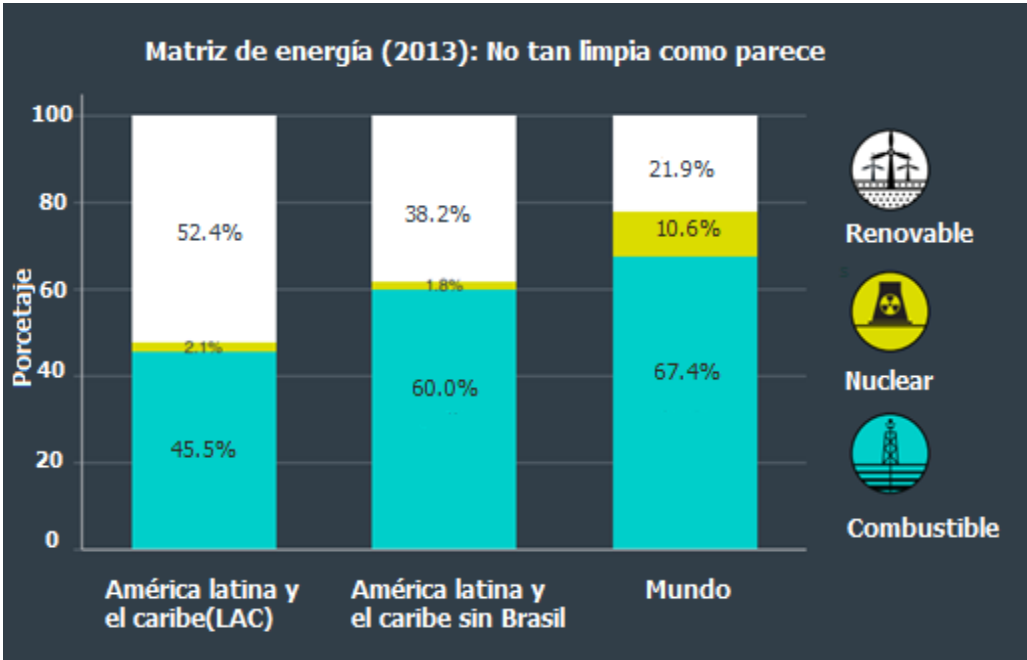


Figura 2.1 : Participación de las energías renovables en la matriz energética mundial adaptado de (Inter- American Development Bank, et al, 2013).

A nivel de países, los que mayor inversión realizaron en energías renovables durante 2015 fueron China (36% del total), Estados Unidos (15% del total) y Japón (13% del total). Cabe mencionar que las inversiones realizadas por China representaron la tercera parte de las hechas a nivel mundial. En la Tabla 2.1 presenta los 10 países que realizaron las mayores inversiones en 2015(OSINERGMIN, 2017).

Tabla 2.1: Top 10 de inversiones de RER por país 2015 (OSINERGMIN, 2017).

País	Inversión(miles de millones de U\$\$)	Crecimiento anual (%)
China	102.9	17%
Estados Unidos	44.1	19%
Japón	36.2	0.10%
Reino Unido	22.2	25%
India	10.2	22%
Alemania	8.5	-46%
Brasil	7.1	-10%
Sudáfrica	4.5	329%
México	4	105%
Chile	3.4	151%

En la Tabla 2.2 se presenta la capacidad instalada de generación en base a fuentes de energía renovable a nivel mundial, mientras que en la Figura 2.2 se puede apreciar que la tecnología hidráulica representa el 58% de la capacidad total de generación en base a fuentes renovables (OSINERGMIN, 2017).

Tabla 2.2: Indicadores de energía renovable a nivel mundial (OSINERGMIN, 2017).

Capacidad instalada	Medida	2014	2015
Energía renovable (no incluye centrales hidráulicas)	GW	665	785
Energía renovable (incluye centrales hidráulicas)	GW	1701	1849
Hidráulica	GW	1036	1064
Geotérmica	GW	12.9	13.2
Solar	GW	177	227
Eólica	GW	370	433

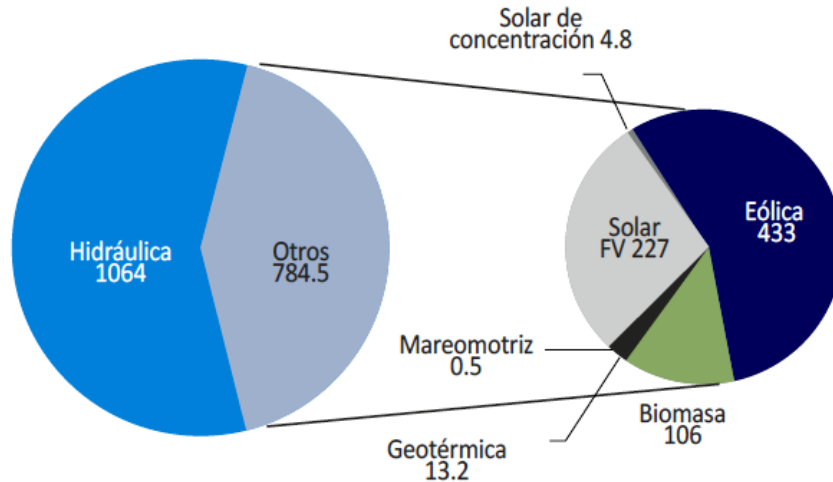


Figura 2.2: Capacidad instalada de generación con tecnologías de RER(GW)2015 (OSINERGMIN, 2017).

En 2014, con el objetivo de conocer la capacidad de las fuentes renovables e incrementar la producción de energías renovables, el estado peruano se ofreció a realizar la primera evaluación del estado de preparación de las energías renovables en América Latina, en cooperación con la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), el país ha realizado un gran avance en el desarrollo de las subastas de energías renovables y que tiene, además de considerable potencial de energía hidroeléctrica, abundantes recursos energéticos, tales como biomasa, fuerza eólica, energía solar y geotérmica, de los cuales la mayor parte no ha sido explotada (OSINERGMIN, 2017).

Tradicionalmente el Perú ha sido un país hidroeléctrico, hasta 2002 esta fuente representaba el 85% del total de energía eléctrica generada en el país. Sin embargo, con el desarrollo del proyecto energético de Camisea este porcentaje ha ido disminuyendo hasta representar, en 2016 el 46% de la matriz energética, en 2008, año en que se inicia la promoción de las energías renovables no convencionales. La producción de energía con RER representaba menos del 0,01% del total de la energía producida del SEIN, sin embargo, debido a la adjudicación de nuevos proyectos de RER, este porcentaje se ha incrementado desde entonces hasta alcanzar, en diciembre de 2016, el 5,3% del total de la energía eléctrica producida (OSINERGMIN, 2017).

2.3 Energía solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de luz y calor emitidos por el sol, los cuales son producidos por reacciones nucleares en el interior del mismo y son transmitidos en forma de ondas electromagnéticas a través del espacio. La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio peruano, la disponibilidad de energía solar es bastante grande y uniforme durante todo el año, comparado con otros países lo que hace muy atractivo su uso (Plasencia, 2018).

Existen diferentes tecnologías solares que se pueden clasificar en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solares térmicos para recolectar la energía entre las técnicas pasivas se encuentran aquellas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural (OSINERGMIN, 2017).

Algunos países como Alemania, Francia, España, Estados Unidos y Japón, han dedicado grandes esfuerzos para el desarrollo y popularización de la industria fotovoltaica. Se han logrado grandes avances en la generación de energía a partir de campos solares conectados a la red pública, así como, de instalaciones fotovoltaicas integradas a edificios públicos y residenciales, esos países han establecido diferentes estrategias para incentivar la difusión y utilización de esta fuente de energía renovable entre los ciudadanos comunes, algunas de esas estrategias incluyen: acceso a préstamos bancarios, compra de la electricidad producida a precios Premium y reducción de impuestos (Camayo-Lapa, et al , 2015).

Las ventajas de la utilización y aprovechamiento de la radiación solar radican en que es una energía inagotable y en abundancia, que puede contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas. Entre sus desventajas se destaca el hecho de que es una energía de baja intensidad e intermitente, por lo que requiere frecuentemente un sistema de acumulación, la intensidad de radiación emanada por el sol disponible en un tiempo y lugar determinado de la superficie terrestre depende de forma compleja pero predecible de ciertas disciplinas que varían desde conocimientos elementales de

astronomía hasta las características topográficas y atmosféricas de la superficie de la Tierra (Camayo-Lapa et al., 2015).

Principales plantas solares en el mundo, la planta solar de Longyangxia, situada en la provincia de Qinghai, en China, es la más grande de tecnología solar en el mundo, con una capacidad instalada de 850 MW y cubre un área de 9,16 km². La segunda más grande es Solar Star, que cuenta con una capacidad de 579 MW y se encuentra en Rosmand, California. Siguen en el ranking las plantas fotovoltaicas de Topaz (550 MW), Desert Sunlight (550 MW) y Copper Mountain (458 MW), ubicadas también en Estados Unidos. En el caso de Latinoamérica, la planta solar más grande es El Romero Solar en Chile (culminada en 2016), que cuenta con una capacidad instalada de 246 MW. En el Perú existen cuatro plantas solares, tres de las cuales poseen una capacidad instalada de 20 MW (Majes, Repartición y Panamericana Solar), mientras que la cuarta (Central Solar Moquegua FV) tiene una capacidad de 16 MW. Todas se encuentran ubicadas en el sur del país. En la Tabla 2.3 se resumen las principales características de las plantas solares descritas (OSINERGMIN, 2017).

Tabla 2.3: Principales plantas solares en el mundo 2015 (OSINERGMIN, 2017).

N°	Central	País	Capacidad (MW)	Inicio de operación
1	Longyangxia Dam Solar Park	China	850	2014
2	Solar Star (I y II)	Estados Unidos	579	2015
3	Topaz Solar Farm	Estados Unidos	550	2014
4	Deser Sunlight Solar Farm	Estados Unidos	550	2015
5	Copper Mountain Solar Facility	Estados Unidos	458	2010
6	El romero	Chile	246	2016
7	Majes	Perú	20	2012

Se presenta información con fines comparativos, no obstante, la central Majes no ocupa el séptimo puesto por capacidad en el ranking mundial.

2.4 Radiación solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol que se propaga a una velocidad de 300000 Km/s, observándose así aspectos ondulatorios y corpusculares. El sol se comporta como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 °K., la radiación solar se distribuye desde infrarrojo (muy abundante pero poco energético) hasta ultravioleta (muy poco abundante , 7%, pero muy energéticos), con un 47% de la energía de la zona visible del espectro (Corilla, 2014).

La radiación solar absorbida por la atmosfera terrestre no es aprovechada al 100%, en términos generales el 24% de la radiación llega directamente, el 21% de la radiación no llega directamente, mientras que el 29% se pierde en el espacio (Plasencia, 2018).

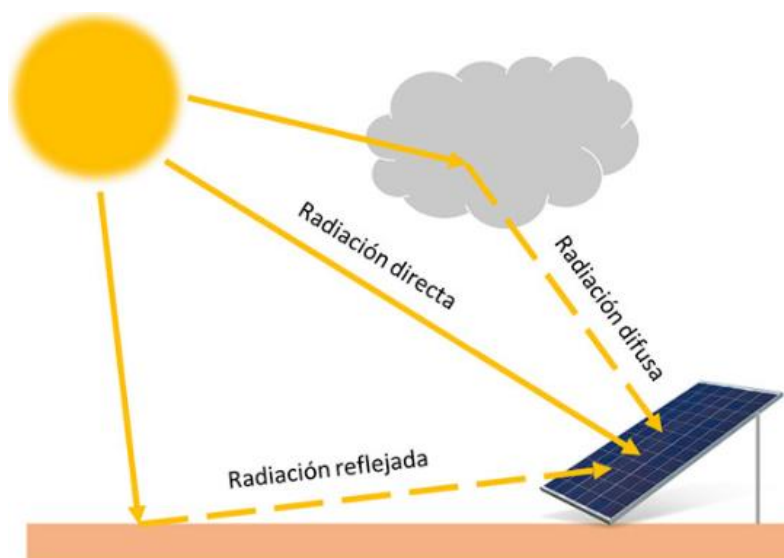


Figura 2.3: Radiación directa, difusa y reflejada (CHNT, 2019).

- **Radiación directa:** Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección.
- **Radiación difusa:** La radiación que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino del propio suelo. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

- **Radiación reflejada:** La radiación reflejada es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- **Radiación global:** Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.

Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, los de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la tierra (potencia instantánea). Su unidad es el W/m^2 . Otro término que se utiliza habitualmente es la irradiación que se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, su unidad es Wh/m^2 y a lo largo de un día $W h/m^2/día$ (Corilla, 2014).

La irradiancia solar: Definida como la densidad de flujo radiante solar, o como potencia de radiación solar incidente en una superficie. Dada la relación entre la distancia con el sol y el tamaño de nuestro planeta, es razonable asumir que su valor es constante en toda la superficie exterior de nuestra atmósfera. Se define como constante solar, el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre, diferentes campañas de medidas han obtenido valores diferentes para la constante solar, pero se acepta como representativo el valor promedio de $B_0 = 1367 W/m^2$ propuesto por la Organización Meteorológica Mundial. (Perpiñan Lamigueiro, 2014). Sin embargo, la luz solar en la superficie de nuestro planeta es atenuada por la atmósfera de la Tierra, por lo que menos potencia llega a la superficie a nivel del mar, aproximadamente $1000 W/m^2$.

Irradiación solar: Es la energía del sol incidente sobre una superficie durante un período de tiempo. A menudo se expresa en kilovatios hora por metro cuadrado y año (kWh/m^2 año) o en kilovatios hora por metro cuadrado y día (kWh/m^2 día). En un día brillante y soleado en cualquier parte del planeta (excepto en los polos) la irradiación solar será de alrededor de $8 kWh/m^2$ día. La irradiación solar media dependerá de la ubicación geográfica, por ejemplo, en algunas partes de Latinoamérica podrá ser de $1950 kWh/m^2$ año (o $5,3 kWh/m^2$ día). La irradiación se representa con la letra H (Friosolar, 2017).

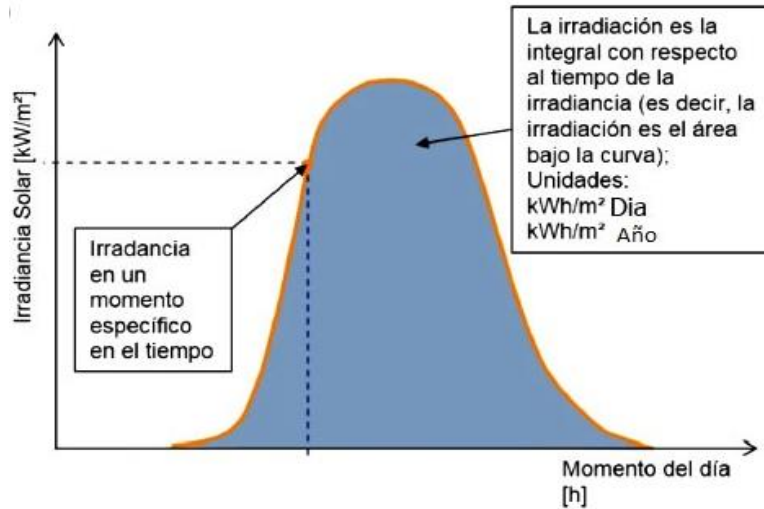


Figura 2.4: Relación entre irradiancia e irradiación (Friosolar, 2017).

2.5 Horas solar pico (HSP)

Se emplea un concepto relacionado con la radiación solar para el estudio de sistemas fotovoltaicos que hace más sencillo el cálculo de las prestaciones energéticas de este tipo de instalaciones. Se denomina HSP al número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m^2 proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. Este concepto se explica gráficamente en la Figura 2.5.

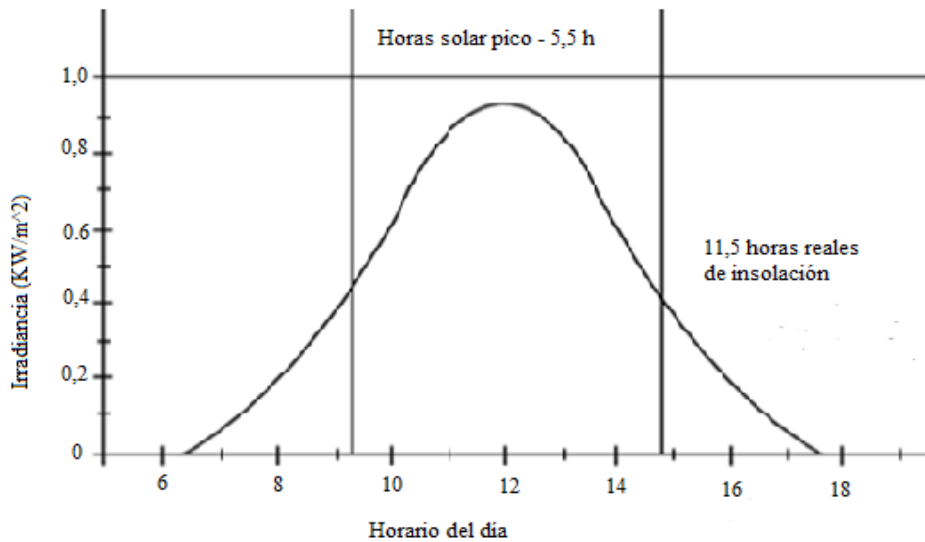


Figura 2.5: Irradiancia y horas solar pico adaptado de Wagner (2019).

Si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000 W/m², se obtienen las HSP. Se puede deducir fácilmente que si los valores de irradiación solar disponibles están expresados en kWh/m², coinciden numéricamente con los que resultan al expresarlos en HSP.

2.6 El viento y la temperatura del panel

Es necesario dimensionar correctamente un sistema fotovoltaico para obtener un buen rendimiento energético. Al momento de diseñar los sistemas fotovoltaicos se deben analizar cuáles son las variables que influirán beneficiosamente y cuáles serán las variables que no ayudaran en el resultado esperado. El factor más importante en cuanto a la potencia del sistema será la radiación solar en el plano, pero existe otra variable que no influye de manera positiva en la potencia generada: la temperatura (Battioni, Risso, Cutrera, & Schmidt, 2016).

La temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico, desempeña un papel clave en el proceso de conversión de energía, tanto en el rendimiento eléctrico como la potencia de salida del módulo, dependen linealmente de la temperatura de funcionamiento del módulo. Los módulos solares absorben en promedio el 80% de la irradiación solar recibida, sin embargo, una parte de esta irradiancia se convierte en electricidad y la restante se convierte en calor. La fracción que se convierte en calor aumenta la temperatura del módulo, formando concentraciones de portadores intrínsecos produciendo una mayor saturación de corriente, lo que provoca una reducción en la eficiencia, para regular la temperatura de los paneles solares se utilizan varios métodos con el fin de mejorar su eficiencia (Cepeda & Sierra, 2017).

Shahrestani (2017) evaluó el rendimiento energético y térmico de un sistema fotovoltaico naturalmente ventilado, este consistía en aprovechar las corrientes de viento que se presentan en Izmir (Turquía) para disminuir la temperatura del panel. Los resultados en dicho estudio mostraron una mejora en la eficiencia hasta del 4% y un aumento en la generación anual de electricidad del sistema entre 4,7 a 5,7%.

2.7 Punto de máxima potencia

Para el área práctica de los sistemas fotovoltaicos, la parte más útil es la curva I-V (corriente-voltaje) es la que produce energía eléctrica. Con respecto a la Figura 2.6, se percibe

que esto no ocurre en el punto de tensión de circuito abierto ($0, V_{oc}$) ni en el punto de cortocircuito ($I_{sc}, 0$). En estos puntos no se produce ninguna energía, ya que la potencia instantánea obtenida a partir del producto entre corriente y tensión es igual a cero. La curva característica corriente versus tensión se define como la “representación de los valores de la corriente de salida de un convertidor fotovoltaico (FV) en función de la tensión, para condiciones preestablecidas de temperatura y radiación”. A partir de la curva I-V, determinada bajo las condiciones estándar de prueba (del inglés *Standard Test Conditions* - STC), de una célula o módulo FV, se obtiene los principales parámetros que determinan su calidad y desempeño, entre ellos I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} y p_{mp} (Zilles, Macedo, Galhardo, & Oliveira, 2012).

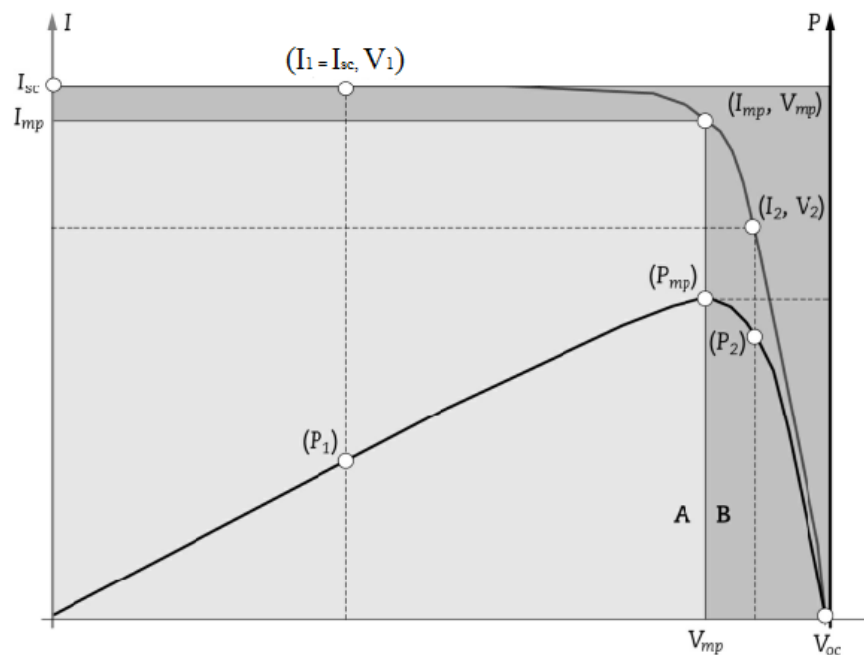


Figura 2.6: Curva I-V gris claro, y Curva de Potencia gris oscuro de un FV , adaptado de Zilles, et al,(2012).

2.8 Condiciones estándares de medida

Se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas condiciones estándar de medida (STC), válidas para caracterizar una célula o un módulo en un laboratorio de medida (Perpiñán, Colmenar, & Alonso, 2012).

Estas condiciones vienen determinadas por:

- ✓ Irradiancia: $G_{stc} = 1000 \text{ w/m}^2$ com incidência normal
- ✓ Temperatura de la célula: $T_C = 25^\circ\text{c}$
- ✓ Masa de aire: $AM = 1,5$

2.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR)

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas. La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. En este caso, el diseño no necesita considerar un consumo a satisfacer, como sí será el caso en los sistemas autónomos o de bombeo. Con este mecanismo, el objetivo del diseñador es que la producción anual del sistema sea la máxima posible sin tomar en consideración los consumos cercanos (Perpiñán et al., 2012).

Actualmente un número considerable de países realizan experiencias piloto con esta aplicación de la tecnología solar fotovoltaica, mostrando que en todos los países donde se implementó algún tipo de mecanismo de incentivo a la diseminación de esos sistemas, hubo una difusión real de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos. (Zilles et al., 2012).

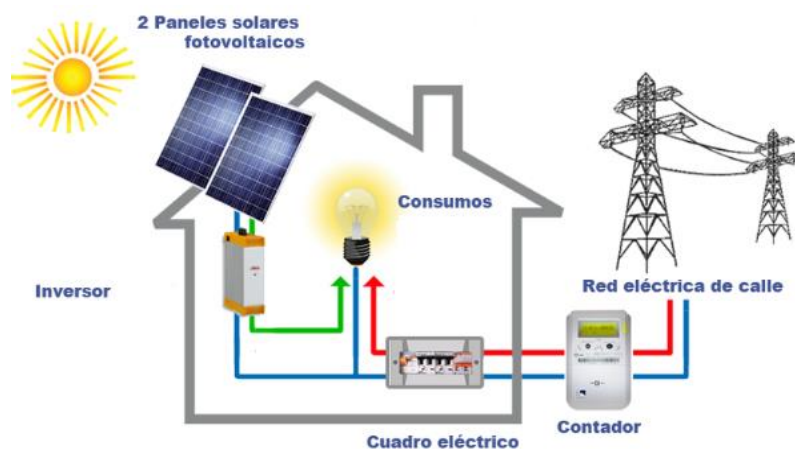


Figura 2.7: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red (SANEA, 2018).

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red.

2.10 Arquitecturas de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica

La configuración básica de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la red - SFCR se muestra en la Figura 2.8, consiste básicamente de un generador FV, constituido por uno o más módulos, cuadros c.c. y c.a. y uno o más inversores, dependiendo del tamaño del sistema. La función principal del inversor es recoger la energía eléctrica en corriente continua (c.c.) del generador FV, convertirla en energía de corriente alterna (c.a.) compatible con las características de la red eléctrica local, e inyectar esa energía a la red de energía pública. Existen diferentes configuraciones para los generadores FV que influyen directamente en la energía producida por un SFCR. La elección de una u otra forma de conectar los paneles entre sí y al inversor será un factor determinante para la mayor o menor influencia de aspectos como sombreado, suciedad o dispersión de parámetros (Teles, 2017).

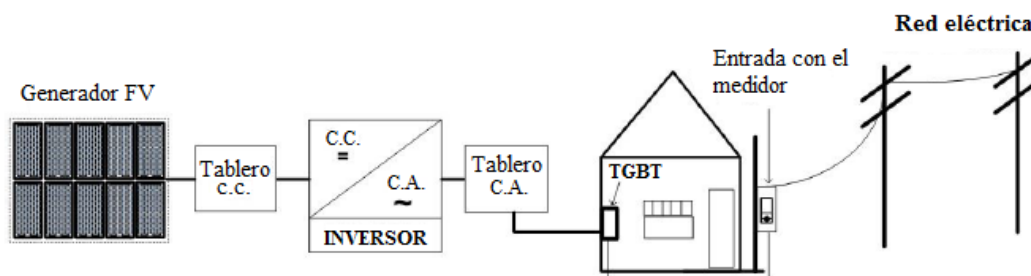


Figura 2.8: Ejemplo de configuración básica de un SFCR adaptado de Teles (2017).

Las arquitecturas más utilizadas se pueden agrupar básicamente en las siguientes cinco configuraciones de inversor: centralizado, string, multistring, microinversor y convertidores cc/cc. Las instalaciones medianas y grandes suelen utilizar configuraciones de tipo central, aunque los sistemas distribuidos tienen algunas ventajas relacionadas con el mejor ajuste del punto de máxima potencia y el mantenimiento del sistema.

2.11 Teoría general de los convertidores cc/cc

Los convertidores cc/cc sirven para transformar una tensión de entrada continua, generalmente de valor fijo, en una tensión de salida también de corriente continua. De forma simplificada se puede pensar que realizan la misma transformación que los transformadores, pero con corriente continua (Domingo, 2017).

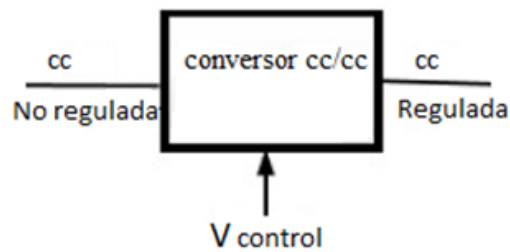


Figura 2.9: Esquema general de los convertidores cc/cc (Domingo, 2017).

Desde el punto de vista puramente técnico, este tipo de convertidores presentan algunas ventajas sobre otras formas de regulación, cuando se aplican al control de accionamientos de cc (Domingo, 2017):

- Pueden proporcionar una variación continua de salida, lo que se traduce también en una aceleración constante del accionamiento.
- Presentan una respuesta dinámica muy rápida.
- Tienen una elevada eficiencia.

Desde el punto de vista de su arquitectura interna, este tipo de convertidores se agrupan según su capacidad para realizar transformaciones en las que la tensión de entrada se reduce, se eleva, o se reduce o eleva indistintamente (Domingo, 2017).

Los convertidores cc/cc se pueden clasificar en:

1. Reguladores lineales: transistor trabaja en zona lineal.
2. Convertidores conmutados: transistor trabaja en corte y saturación (con y sin aislamiento galvánico).
3. Convertidores resonantes: conmutación natural del transistor.

2.11.1 Conversor reductor-elevador (buck-boost)

El conversor buck - boost es un tipo de conversor cc/cc que puede presentar una tensión mayor o menor en la salida con respecto a la tensión de entrada, la tensión de salida se controla modificando el ciclo de servicio del transistor, presenta una inversión de polaridad en la tensión de salida frente a la tensión de entrada (Domingo, 2017).

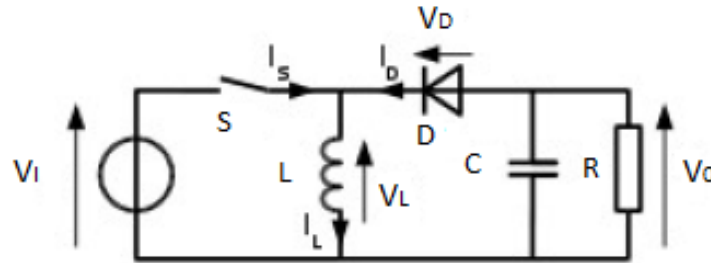


Figura 2.10: Esquema de un conversor Buck-Boost (Domingo, 2017).

El principio de funcionamiento de este conversor es el siguiente:

- Cuando el interruptor está cerrado (ON), la fuente de alimentación está conectada a la inductancia provocando un almacenamiento de energía en la misma. El condensador es el que transmite la intensidad a la carga de salida.
- Cuando el interruptor está abierto (OFF), la inductancia está directamente conectada con el condensador, por lo que la energía se transfiere desde la inductancia al condensador y desde el condensador a la carga.

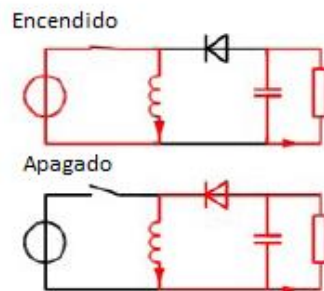


Figura 2.11: Estados del conversor Buck- Boost (Domingo, 2017).

2.12 Arquitectura de conexión con convertidores cc/cc

Los módulos a menudo se colocan en serie para obtener voltajes más altos. Como la corriente en cada serie es la misma en todos los módulos de la serie. La Figura 2.12 muestra la potencia de salida de dos módulos fotovoltaicos colocados en serie dependiendo de la corriente. La curva roja muestra la potencia proporcionada por la asociación de estos módulos en serie si no se utilizan medidas adicionales aparte del uso del diodo. Tenga en cuenta que un módulo tiene una corriente de cortocircuito de 10 A y el otro tiene una corriente de cortocircuito de 8 A. La corriente de potencia máxima está limitada por el módulo FV que produce menos corriente, evitando que el módulo tenga más potencia disponible para operar en su punto de máxima potencia.

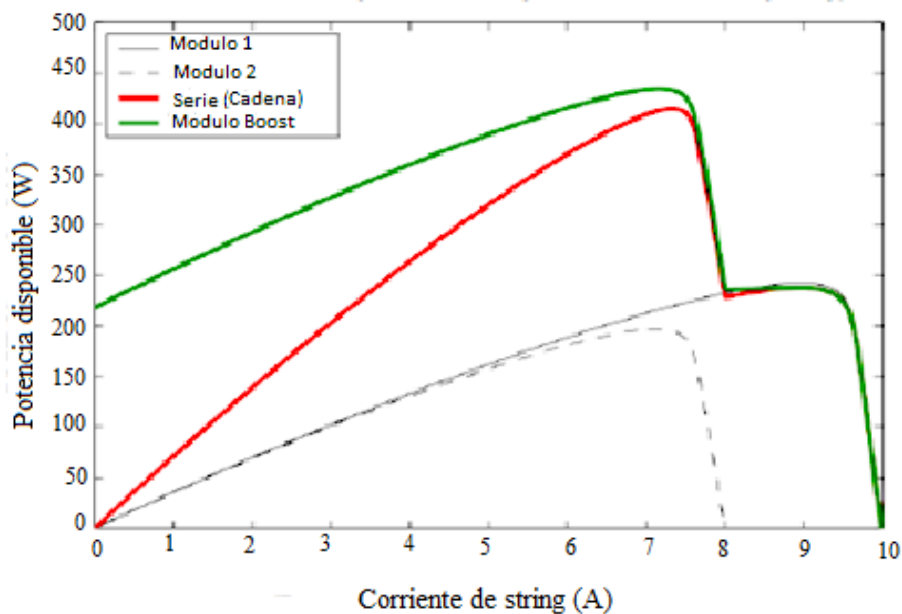


Figura 2.12: Potencia de salida proporcionada por cada módulo y generador fotovoltaico adaptado de Johns, Le, & Seeman (2008).

En la Figura 2.12, si se agrega un convertidor Boost al panel con la mayor potencia disponible para reducir su corriente mientras aumenta su voltaje, ambos módulos fotovoltaicos pueden operar en su punto de máxima potencia. La curva verde muestra la energía producida por los dos módulos conectados en serie cuando el más potente tiene instalado un convertidor Boost. En este escenario particular, se puede lograr una mejora de 20 W (Johns et al., 2008).

En el último caso, se utiliza un "inversor central" para transferir la potencia disponible en la salida de asociación de los convertidores cc/cc hasta el punto de conexión a la red eléctrica, donde la Figura 2.13 ilustra bien esta configuración.

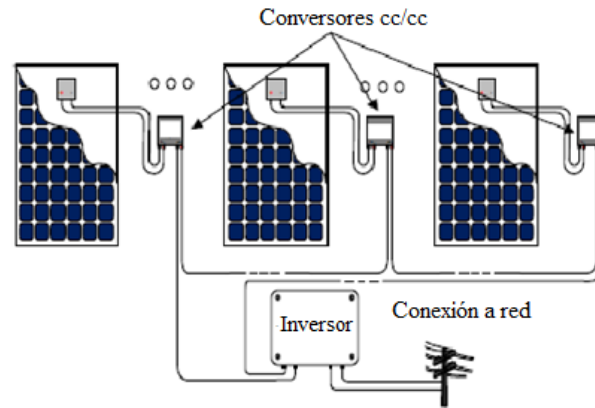


Figura 2.13: Diagrama esquemático de configuración con convertidores cc/cc adaptado de Teles (2017).

Una de las principales ventajas de esta arquitectura es la reducción significativa de las pérdidas por dispersión de parámetros eléctricos, ya que cada módulo FV opera en su punto individual de máxima potencia, independientemente de los otros módulos del sistema, como se muestra en la Figura 2.14, además el sistema tiene la ventaja de que sólo un circuito de inversión y control se hace necesario, reduciendo el costo total del sistema (Teles, 2017).



Figura 2.14: Ejemplo de operación con diferentes curvas I-V y la misma corriente en la salida de convertidores cc/cc adaptado de Teles (2017).

CAPITULO 3 - MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Formulación de hipótesis

3.1.1 Hipótesis general

Técnicamente el SFCR con convertidores cc/cc será viable en condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca por ser un lugar con alto potencial de irradiación solar, además de poder conectarse a la red.

3.1.2 Hipótesis específicas

- Latitud, irradiación, velocidad del viento y temperatura ambiental serán considerados para el diseño del SFCR con convertidores cc/cc.
- El convertidor cc/cc es el componente más importante para esta investigación, sus características y cualidades serán adecuados para la implementación del SFCR.
- El SFCR con convertidores cc/cc será viable económicamente en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca.

3.2 Materiales

A continuación se detallan los materiales más importantes para la implementación del proyecto, como son: modulo fotovoltaico, convertidor cc/cc y el inversor cc/ca. Se describen características importantes de cada material, tales como son: parámetros eléctricos, eficiencia, marca y modelo.

3.2.1 Módulo fotovoltaico

Según recomienda la Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Versión 2 Thermie B: SUP-995-96 1998 por su nombre en inglés (“Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.). Los módulos fotovoltaicos deben ser certificados de acuerdo con la norma internacional IEC-61215 o con la norma nacional para módulos fotovoltaicos utilizada en el país de interés.

- **Normas técnicas :**

- Está certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre, calificación del diseño y aprobación de tipo”.
- Está certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC 61730 “Requisitos de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)”. Parte 1: Requisitos de construcción y Parte 2: Requisitos para Ensayos.

El Sistema fotovoltaico estará compuesto por 8 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 370 Wp en la marca BAUER con 72 piezas monocristalinas con una eficiencia nominal de 19 %, otros datos del módulo fotovoltaico serán encontrados en la ficha técnica proporcionada por el fabricante, los cuales están en el Anexo 1.

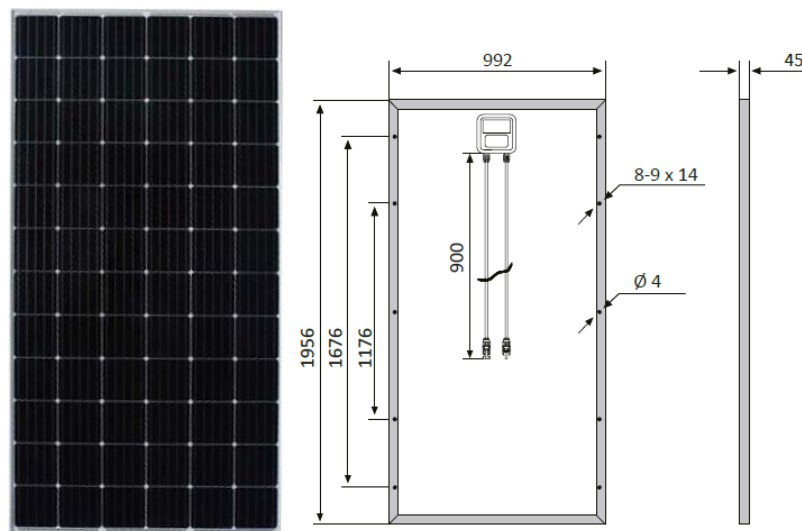


Figura 3.1: Módulo fotovoltaico modelo BSP370 M (BAUER, 2019).

En la Tabla 3.1 muestran los parámetros eléctricos y parámetros térmicos del módulo fotovoltaico BAUER ENERGY BSP 370M, los cuales serán utilizados en este trabajo de investigación. Las características eléctricas y térmicas son importantes para realizar el diseño del sistema y para alcanzar la potencia que deseamos alcanzar.

Tabla 3.1: Parámetros eléctricos y térmicos del módulo fotovoltaico Bauer Energy BSP 370 M, adaptado de la ficha técnica del fabricante (BAUER, 2019).

Módulo BAUER ENERGY BSP370 M	
Parámetros eléctricos(STC)	
Potencia eléctrica máxima (P_{mp})	370 W
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	9,23 A
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	40,1 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	9,95 A
Tensión de circuito cerrado (V_{oc})	48,3 v
Parámetros térmicos	
Temperatura nominal de operación de la célula (TNOC)	45 °C
Coefficiente de temperatura I_{sc}	+0,02973%
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,38038%
Coefficiente de temperatura P_{max}	0,0057%(1/°C)

De acuerdo a los parámetros contenidos en la Tabla 3.1 los parámetros eléctricos del sistema fotovoltaico con los ocho módulos operando en condiciones estándares de prueba (*Standart Test Conditions, STC*) y conectados en serie, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos del generador fotovoltaico compuesto por 8 módulos Bauer Energy BSP 370 M (Elaboración propia).

Generador fotovoltaico	
Parámetros eléctricos(STC)	
Potencia eléctrica máxima (P_{mp})	2,96 kWp
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	9,23 A
Tensión de máxima potencia (V_{mp})	320,8 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	9,95 A
Tensión de circuito cerrado (V_{oc})	386,4 v

Estos datos son muy importantes para calcular los equipos de protección y la sección del conductor más adelante.

3.2.2 Conversor cc/cc

- **Normas técnicas :**
- Está certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC-62109-1 “Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica”. (Seguridad clase II), tiene como objeto asegurar que el diseño y los métodos de construcción utilizados son seguros para el operador y el área que los rodea.
- Está certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC61000 “Compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 6-3: Normas genéricas. Norma de emisión para entornos residenciales, comerciales y de industria ligera”.

El Sistema fotovoltaico estará compuesto también por 8 Conversores cc/cc en la marca Solaredge, modelo P370 para módulos de 60 y 72 células de mayor potencia, eficiencia ponderada a 98,8%, este conversor incrementa hasta un 25% en la producción de electricidad, otros datos del conversor cc/cc serán encontrados en el Anexo 1.



Figura 3.2: Conversor cc/cc P370 (Solar Edge, 2019).

En la Tabla 3.3 se muestran parámetros eléctricos de funcionamiento de entrada y salida del conversor cc/cc P370, los cuales serán utilizados en este proyecto además de ser los más importantes para este trabajo.

Tabla 3.3: Parámetros eléctricos del convertor cc/cc P370 adaptado de la ficha técnica del fabricante (Solar Edge, 2019).

Convertor cc/cc P370	
Parámetros eléctricos(entrada)	
Potencia de entrada nominal	370 W
Corriente de entrada máxima	13,75 Acd
Tensión de entrada máxima	60 Vcd
Corriente máxima de corto circuito (<i>I_{sc}</i>)	11 Acd
Rango operativo MPPT	8-60 Vdc
Salida durante el funcionamiento (conectado al inversor en operación)	
Máxima corriente de salida	15 Acd
Máximo voltaje de salida	60Vcd
Salida durante modo standBy(Desconectado al inversor)	
Voltaje de salida de seguridad por el convertor cc-cc	1Vcd

3.2.3 Inversor cc /ca

A continuación las normas técnicas con las que el inversor se encuentra certificada.

- **Normas técnicas:**
 - Cumple con la norma australiana AS 4777.2 Parte 2: “requisitos del inversor” Esta Norma especifica los requisitos de instalación eléctrica para los sistemas de energía del inversor y los dispositivos de protección de red con clasificaciones de hasta 10 kVA para unidades monofásicas, o hasta 30 kVA para unidades trifásicas, para la inyección de energía eléctrica.
 - Está certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC61000 “Compatibilidad electromagnética (EMC). Parte 6-3 y parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión para entornos residenciales, comerciales y de industria ligera”. IEC 61000-3-11, Compatibilidad electromagnética (EMC) - Parte 3-11: Límites - Limitación de cambios de voltaje, fluctuaciones de voltaje y parpadeo en

sistemas públicos de suministro de bajo voltaje - Equipo con corriente nominal ≤ 75 A y sujeto a conexión condicional.

- Cumple con las normas DIN VDE-AR-N-4105, “Requisitos técnicos mínimos para la conexión y operación en paralelo con redes de distribución de bajo voltaje”. VDE 0126-1-1 “Dispositivo de desconexión automática entre un generador y la red pública de baja tensión”.

Los inversores sin certificación autorizada pueden dañar la red y afectar gravemente a los usuarios finales de energía. Como por ejemplo, los inversores sin certificación puede actuar con red provocando comportamientos perjudiciales en contra a la calidad del servicios como el parpadeo de la tensión, sobre y/o subtensión, incremento de la tasa de distorsión armónica, inestabilidad de tensión de la red (Tanca, Alencastre, & Morales, 2017).

Un inversor cc/ca es necesario para el sistema fotovoltaico conectado a red. Para este sistema usaremos un inversor monofásico también fabricado por Solaredge modelo SE3000H, estos inversores están específicamente diseñado para trabajar con optimizadores de energía o también conocidos como conversores cc/cc otros datos del inversor serán encontrados en el Anexo 1.



Figura 3.3:Inversor Solaredge modelo SE3000H (Solaredge, 2019).

Este inversor cuenta con una máxima eficiencia del 99.2% y consumo de energía nocturno menor a 2.5 W. En la Tabla 3.4 se muestran los datos de la placa del inversor SE3000H.

Tabla 3.4: Características eléctricas del inversor SE3000H, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Solaredge, 2019).

Inversor SE3000H	
Parámetros eléctricos de entrada	
Máxima potencia de entrada C.C.	4650 W
Corriente máxima de entrada	9 Acd
Tensión máxima de entrada	480Vcd
Tensión nominal de entrada de C.C.	380 Vcd
Parámetros eléctricos de salida	
Potencia nominal de salida de CA	3000 VA
Máxima potencia de salida de CA	3000 VA
Voltaje nominal de salida de CA	220 / 230 Vca
Frecuencia	50/60 Hz
Corriente máxima de salida continua	14 A

3.2.4 Recursos

- Recursos humanos

Para la implementación del sistema fotovoltaico, es necesario mano de obra, personas con conocimiento técnico, así que para el proceso de montaje de la estructura de soporte, montaje de los módulos fotovoltaicos, instalación de los convertidores cc/cc, instalación de protectores y elementos de seguridad eléctrica, necesitaremos 5 personas.

También es necesario personal para la obtención y registro de los datos, operación, mantenimiento. Para este rubro se consideró 2 personas.

- Transporte

Para este rubro se consideró el alquiler de una camioneta para transportar los equipos correspondientes a la implementación. El costo de esta movilidad estará considerado para el análisis económico del sistema fotovoltaico.

3.3 Metodología

La metodología abordada en esta investigación es del tipo analítico descriptiva, porque se establece una descripción completa; dado que se generarán datos de las características técnicas y económicas del sistema solar fotovoltaico, además se relacionaron todos los datos obtenidos del diseño. Para realizar el diseño se tomaran datos referentes de la NASA, SENAMHI y cálculos empíricos de proyectos anteriores. Así también se referenciaron normas técnicas que se mencionan en cada ítem del diseño.

Para el primer objetivo, se usarán programas de diseño y simulación; para el diseño de la estructura en 3D, el diseño de la arquitectura de instalación de los módulos fotovoltaicos con los convertidores cc/cc, el diseño del diagrama unifilar donde se representa el esquema indicando las características de los componentes como los disyuntores, DPS, portafusibles + fusibles, diferenciales, etc., todos diseñados en AutoCad. Las sombras que pudieran perjudicar en el correcto desempeño de nuestro sistema fotovoltaico serán simuladas el programa Sketch Up.

Para el segundo objetivo, se realiza la implementación del sistema fotovoltaico de acuerdo al diseño realizado anteriormente.

Para el tercer objetivo se realiza el análisis económico del sistema fotovoltaico, con indicadores de VAN, TIR, Periodo de recuperación y beneficio/costo.

3.4 Inclinación y orientación óptima

Se entiende que la orientación e inclinación es óptima cuando la radiación solar anual sobre un plano es máxima. La orientación óptima de nuestros módulos fotovoltaicos es hacia el norte debido a que nos encontramos en el hemisferio sur.

Por otra parte, según norma técnica de edificación EM080 Instalaciones con energía solar, indica que la orientación de los módulos fotovoltaicos deben analizarse de tal modo que reciba una óptima radiación solar y por lo tanto los módulos fotovoltaicos estacionarios deben estar orientados hacia el norte.

Una vez determinada la orientación óptima pasamos a determinar la inclinación óptima de nuestro sistema fotovoltaico. Honsberg & Stuart (2019) Señala que, para un ángulo de

inclinación, se obtiene la potencia máxima en el transcurso de un año cuando el ángulo de inclinación es casi igual a la latitud del lugar, entonces los paneles fotovoltaicos estarán orientados al norte e inclinados 15° respecto al suelo ya que la latitud donde estará ubicado nuestro proyecto es 15° 25' 30.7" S (-15,42519528000). Por otra parte también se puede hallar la inclinación óptima por la siguiente formula:

$$\beta_{opt}=3,7+0,69\cdot|\phi| \quad (3.1)$$

Donde ϕ es la latitud del lugar. Desarrollando la formula nos da un resultado de 14,34°, así que se asumirá 15°, además al tener mayor inclinación, favorecerá al mantenimiento de los módulos y disminuirá las pérdidas por suciedad que se detallará más adelante.

3.5 Metodología para la obtención de irradiación solar

Para determinar la irradiación solar en la zona de estudio se recopilara los datos proporcionados por el atlas de energía solar del Perú, irradiación en el plano horizontal con datos históricos de 10 años registrados en las estaciones meteorológicas de Puno, irradiación en planos inclinados a 15° según el modelo de Ångström – Prescott y datos obtenidos de un proyecto anterior ubicado en el pabellón de administración de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ).

3.5.1 Irradiación según el atlas solar:

Según los datos suministrado por el SENAMHI en el Atlas Solar del Perú tienen como último dato su publicación los suministrados en el 2003 y tienen como como únicos datos lo siguiente:

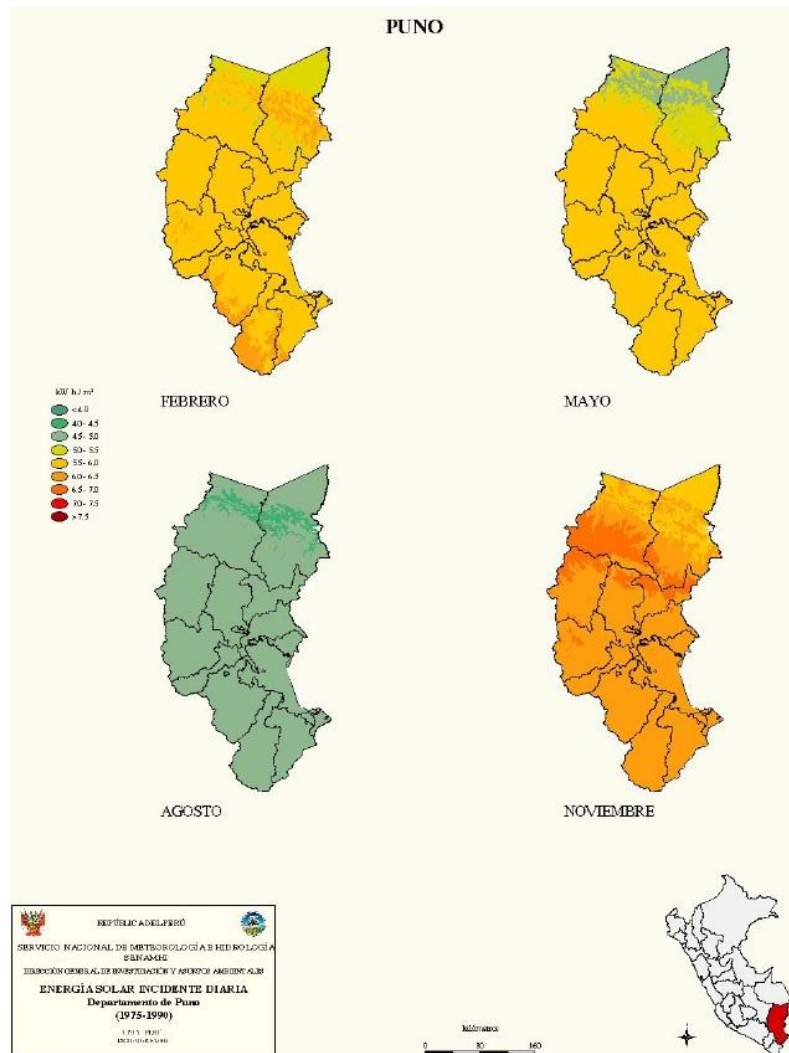


Figura 3.4: Irradiación según el atlas de energía solar de Puno (SENAMHI, 2019).

Solo se registraron cuatro datos, estos se muestran en la Tabla 3.5 y serán promediados.

Tabla 3.5: Irradiación solar - ATLAS de Energía Solar del Perú (SENAMHI, 2019).

Irradiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m²/día)	
Febrero	5,5
Mayo	5,9
Agosto	4,5
Noviembre	6,1
PROMEDIO	5,5

Según la Tabla 3.5 la irradiación en la superficie horizontal más baja es para el mes de agosto que es de 4.5 kWh/m²/día, y la más alta para noviembre que es de 6.1 kWh/m²/día. Como promedio anual se obtiene 5.5 kWh/m²/día.

3.5.2 Irradiación en las estaciones meteorológicas de Puno

Los investigadores R. C. Yucra & Meléndez,(2005) evaluaron la irradiación en el plano horizontal con datos históricos de 10 años, registrados en las estaciones meteorológicas de Puno.

Tabla 3.6: Irradiación en el plano horizontal media anual (R. C. Yucra & Meléndez, 2005).

Irradiación en el plano horizontal media anual (kWh/m²/día)	
Enero	6,1
Febrero	6,0
Marzo	5,7
Abril	5,8
Mayo	5,5
Junio	5,2
Julio	5,2
Agosto	5,8
Septiembre	6,3
Octubre	6,6
Noviembre	6,7
Diciembre	6,4
Média anual	5,9

De acuerdo a la Tabla 3.6 la irradiación promedio anual es de 5,9 kWh/m²/día perteneciente a datos históricos de 10 años, registrados en las estaciones meteorológicas de Puno, también se puede observar la irradiación máxima es de 6,7 kWh/m²/día en el mes de Noviembre y la irradiación mínima es de 5,2 kWh/m²/día durante los meses de Junio y Julio.

3.5.3 Irradiación en planos inclinados según el modelo de Ångström – Prescott

En el año 2010, el investigador Condori (2010) Realizó una evaluación de la irradiación en planos inclinados a 15° según el modelo de Ångström – Prescott, para conocer la energía disponible en la región de Puno.

Tabla 3.7: Tabla de Irradiación solar media anual en plano inclinado para 15°(Condori, 2010).

Tabla de Irradiación solar media anual en plano inclinado para 15° [kWh/m²/día]	
Enero	6.1
Febrero	6.5
Marzo	6.4
Abril	6.5
Mayo	6.3
Junio	5.9
Julio	5.9
Agosto	6.5
Septiembre	7.0
Octubre	7.1
Noviembre	6.9
Diciembre	6.3
Média anual	6.5

El promedio anual es de 6.5 kWh/m²/día, la irradiación máxima es de 7.1 kWh/m²/día en el mes de Octubre y la irradiación mínima es de 5.9 kWh/m²/día durante los meses de Junio y Julio.

3.5.4 Medición de la irradiación solar en el plano inclinado con celda solar calibrada

Medición de irradiación en el plano inclinado de un año (marzo 2019 a febrero 2020), registrado en una celda calibrada de 5 Wp donado por la UJA-España. A partir del Convenio de cooperación académica entre la Universidad de Jaén (España) y la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ), y a través del Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER-UNI), el año 2018 se inició con la implementación del sistema de monitoreo

del sistema fotovoltaico conectado a red en el pabellón administrativo y así siendo parte del proyecto “emergiendo con el sol” de donde se obtuvieron los datos de irradiancia y procesados para la obtención de la irradiación para el año 2019-2020.

Tabla 3.8: Irradiación solar mensual en plano inclinado 15°(N. Beltran et al., 2017).

Promedio de irradiación en plano inclinado[kWh/m²-día], año 2019	
Enero (2020)	5,62
Febrero (2020)	5,61
Marzo	5,45
Abril	5,73
Mayo	6,11
Junio	5,80
Julio	5,98
Agosto	6,72
Setiembre	6,29
Octubre	6,96
Noviembre	5,95
Diciembre	5,64
PROMEDIO	6,0

De acuerdo a la Tabla 3.8, la irradiación en plano inclinado promedio es de 6,0 kWh/m²/día, la irradiación máxima es de 6,96 kWh/m²/día en el mes de octubre y la irradiación mínima es de 5,45 kWh/m²/día en el mes de marzo.

3.6 Metodología para la obtención de temperatura exterior media

Para determinar la temperatura exterior media en la zona de estudio se recopilara los datos proporcionados por la NASA y datos obtenidos de una estación meteorológica de SENAMHI que se encuentra más cercano a nuestra ubicación del proyecto.

3.6.1 Temperatura media según NASA

Según los datos meteorológicos de la NASA y suministrando las coordenadas donde se ubicara el proyecto se recogen los siguientes datos:

Coordenadas:

Latitud: 15° 25' 30.7" S (-15.42519528000)

Longitud: 70° 4' 28.9" W (-70.07469338000)

Tabla 3.9: Temperatura media – (NASA, 2020).

Mes	Temperatura máxima (°C)	Temperatura mínima (°C)	Temperatura media exterior (°C)
Enero	15,87	2,96	9,41
Febrero	15,34	2,55	8,95
Marzo	16,64	3,07	9,86
Abril	16,21	2,13	9,17
Mayo	15,17	-0,74	7,22
Junio	16,30	-1,97	7,16
Julio	16,05	-2,64	6,70
Agosto	15,90	-0,92	7,49
Setiembre	12,85	1,37	7,11
Octubre	16,56	3,44	10
Noviembre	16,86	4,84	10,85
Diciembre	15,46	5,75	10,60
Promedio Anual	15,77	1,65	8,71

El promedio anual según la NASA es 8,71 °C, y la temperatura máxima registrada es de 16,86 °C en el mes de noviembre, y la mínima registrada es de -2,64°C en el mes de julio.

3.6.2 Temperatura media según SENAMHI

Según los datos suministrados por el SENAMHI, para Juliaca durante el año 2019.

Tabla 3.10: Temperatura media – (Senamhi, 2020).

Mes	Temperatura máxima (°C)	Temperatura mínima (°C)	Temperatura media exterior (°C)
Enero	17,85	4,83	11,34
Febrero	16,70	4,25	10,46
Marzo	18,45	4,47	11,46
Abril	18,06	2,61	10,33
Mayo	17,74	-1,66	8,04
Junio	17,37	-5,77	5,80
Julio	17,00	-5,94	5,53
Agosto	18,18	-6,55	5,82
Setiembre	19,34	-0,59	9,38
Octubre	19,02	0,38	9,7
Noviembre	18,91	2,76	10,83
Diciembre	19,42	4,66	12,04
Promedio Anual	18,17	0,29	9,22

El promedio anual es de 9,22 °C, se acerca demasiado al promedio anual de los datos proporcionados por la NASA, así que por tomaremos los datos de la Tabla 3.10 para nuestro proyecto. Así también se puede observar que la temperatura máxima es de 19,42 °C registrada en el mes de diciembre, y la temperatura mínima es de -6,55 °C registrada en el mes de agosto.

3.7 Metodología para la obtención de velocidad de viento

Para obtener la velocidad del viento en la zona de estudio se recopilara los datos proporcionados por la NASA y datos obtenidos de una estación meteorológica de SENAMHI que se encuentra más cercano a nuestra ubicación del proyecto.

3.7.1 Velocidad del viento según la NASA

Los datos proporcionados por la NASA, son del año 2019, estos datos son a 10 metros respecto al suelo.

Tabla 3.11: Velocidad del viento – (NASA, 2020).

Mes	Velocidad del viento mínima (m/s)	Velocidad del viento máxima (m/s)	Velocidad media del viento (m/s)
Enero	1,21	4,90	3,06
Febrero	1,08	3,95	2,52
Marzo	0,84	3,89	2,37
Abril	0,75	3,64	2,20
Mayo	1,17	3,81	2,50
Junio	0,85	4,06	2,46
Julio	0,99	4,17	2,58
Agosto	0,95	3,99	2,47
Setiembre	1,24	5,35	3,30
Octubre	1,00	5,09	3,05
Noviembre	1,05	5,36	3,21
Diciembre	0,84	4,61	2,73
Promedio Anual	0,99	4,40	2,70

El promedio anual de acuerdo a los datos procesados de la NASA es de 2,70 m/s, a 10 metros respecto al suelo, y la velocidad máxima registrada es de 5,36 m/s en el mes de Noviembre y la velocidad mínima es de 0,75 m/s registrada en el mes de abril.

3.7.2 Velocidad del viento según SENAMHI

Según los datos suministrados por el SENAMHI, para Juliaca durante el año 2019.

Tabla 3.12: Velocidad del viento – (Senamhi, 2020).

Mes	Velocidad del viento (m/s)
Enero	2,18
Febrero	1,96
Marzo	1,96
Abril	1,79
Mayo	1,23
Junio	1,32
Julio	1,66
Agosto	1,68
Setiembre	2,27
Octubre	2,44
Noviembre	2,52
Diciembre	2,26
Promedio Anual	1,94

De acuerdo a los resultados de los datos proporcionados por el SENAMHI, el promedio anual es de 1,94 m/s, la velocidad de viento máximo registrado es de 2,52 m/s en el mes de noviembre y la velocidad mínima registrada es de 1,23 m/s en el mes de mayo.

3.8 Metodología para la obtención de humedad relativa

Para obtener la humedad relativa de la zona de estudio se recopilara los datos proporcionados por la NASA y datos obtenidos de una estación meteorológica de SENAMHI que se encuentra más cercano a nuestra ubicación del proyecto.

3.8.1 Humedad relativa según NASA

Los datos proporcionados por la NASA, son del año 2019.

Tabla 3.13: Humedad relativa – (NASA, 2020).

Mes	Humedad relativa (%)
Enero	67,03
Febrero	70,20
Marzo	66,67
Abril	63,27
Mayo	60,53
Junio	55,35
Julio	53,62
Agosto	46,60
Setiembre	56,87
Octubre	53,74
Noviembre	56,74
Diciembre	61,91
Promedio Anual	59,38

De acuerdo a la Tabla 3.13, el promedio anual de humedad relativa es de 59,38%, y la máxima humedad relativa registrada en el 2019 es de 70,20 % en el mes de Febrero, y la mínima humedad relativa registrada en el año 2019 es de 53,62 % en el mes de Julio.

3.8.2 Humedad relativa según SENAMHI

Según los datos suministrados por el SENAMHI, para Juliaca durante el año 2019

De acuerdo a la Tabla 3.14, el promedio anal de la humedad relativa es de 79,64%, y la máxima humedad relativa registrada es de 86,48% en el mes de Marzo, y la mínima humedad relativa registrada es de 74,11% en el mes de Setiembre.

Tabla 3.14: Humedad relativa – (Senamhi, 2020).

Mes	Humedad relativa (%)
Enero	84,25
Febrero	80,28
Marzo	86,48
Abril	85,60
Mayo	81,30
Junio	78,63
Julio	76,85
Agosto	74,40
Setiembre	74,11
Octubre	74,43
Noviembre	78,03
Diciembre	81,28
Promedio Anual	79,64

3.9 Metodología del diseño mecánico de la estructura de soporte

Los módulos solares necesitan de algunos accesorios que son indispensables para su buen funcionamiento, el soporte para los módulos solares es relevante, por ejemplo, un módulo que no posea la orientación adecuada no podrá trabajar correctamente porque la eficiencia del mismo dispositivo no será aprovechada completamente.

El diseño de la estructura para el arreglo de los módulos fotovoltaicos deben ser montados sobre una estructura que debe ser rígida y de geometría adecuada para dar orientación y ángulo de inclinación necesarios, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, el mantenimiento de la misma y la posible necesidad de sustitución de los elementos. Tenemos que asegurar la máxima captación de luz solar y de dotar al conjunto una rigidez mecánica que permita soportar el peso de los módulos y los fuertes vientos que se tiene en nuestra área de ejecución. Además de eso la estructura de soporte debe estar eléctricamente aterrada y ser fabricada con materiales menos susceptibles a la corrosión, especialmente en localidades con condiciones ambientales agresivas como la nuestra.

3.9.1 Normatividad para el diseño de la estructura de soporte

- Norma técnica universal para sistemas fotovoltaicos domésticos Versión 2 Thermie B: SUP-995-96 1998 de su título en inglés (“Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.)
- Norma técnica de edificación EM080 instalaciones con energía solar.

3.9.2 Características técnicas de la estructura de soporte

De acuerdo a las normas técnicas mencionadas anteriormente, se pueden utilizar muchos materiales para las estructuras de soporte, entre ellos acero inoxidable, aluminio, hierro galvanizado con una capa protectora de 30 μm , madera tratada, etc. y también se tienen las siguientes consideraciones.

- Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.
- Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.
- En el caso de módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes sólo puede realizarse mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable.
- Estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.
- En caso de utilizarse estructuras metálicas, éstas deberán pintarse con un esmalte anticorrosivo no contaminante para proteger la integridad del panel fotovoltaico. Si se quiere utilizar ángulos de acero galvanizados y no vive cerca del mar (aire salino) puede usar ferretería de acero. En todos los casos se deberán sellar adecuadamente las perforaciones hechas en las azoteas para no perjudicar la impermeabilización del mismo.
- El diseño de las estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.

Perfiles de la estructura

Perfil o canal tipo C de fierro galvanizado de 101 x 50,8 x 3,17 mm, se utilizaron tres perfiles tipo C de 3400mm de longitud los cuales se ubican de forma vertical en la estructura.

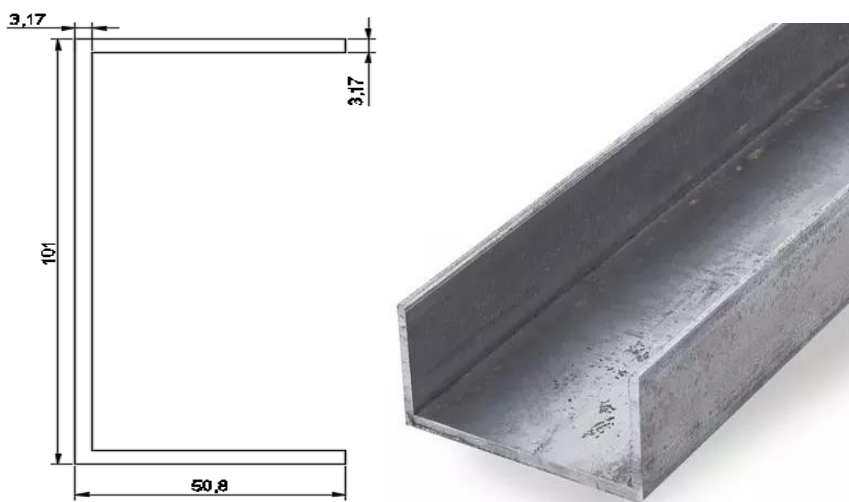


Figura 3.5: Perfil o canal tipo C de fierro galvanizado para la estructura (Elaboración propia).

Tubo cuadrado de fierro galvanizado de 40 x 40 x 1,8 mm, se utilizaron cuatro tubos cuadrados de 6000 mm de longitud que se ubicaron de forma horizontal en la estructura.

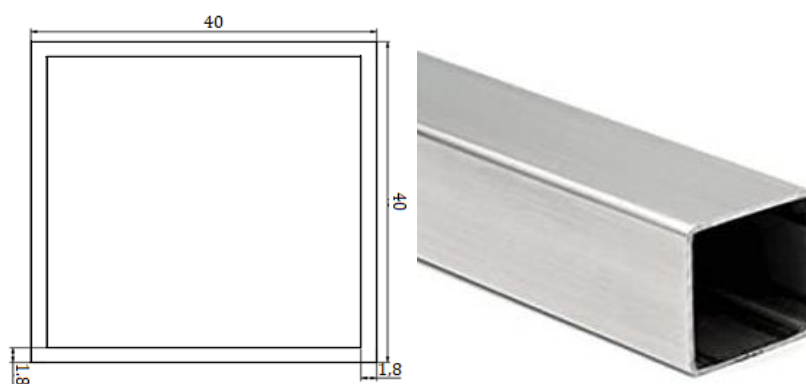


Figura 3.6: Tubo cuadrado de fierro galvanizado que se ubicaron en forma horizontal para la estructura (Elaboración propia).

Tubo cuadrado de fierro galvanizado de 76,2 x 76,2 x 3,17 mm, en total se utilizaron cuatro tubos 2 de 1403 mm y 2 de 656 mm de longitud para el soporte.

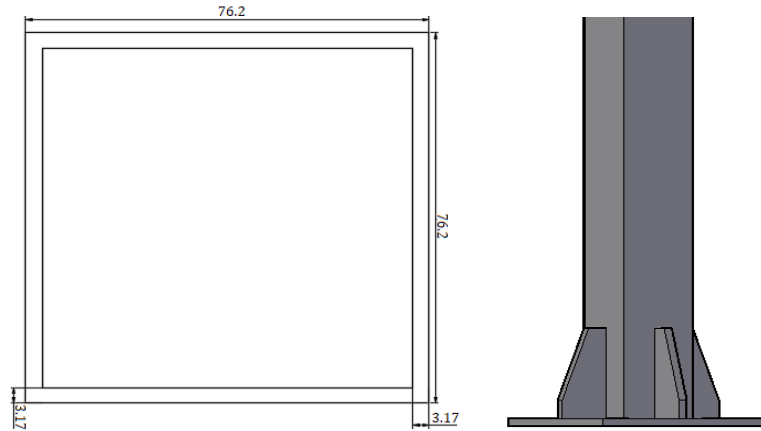


Figura 3.7: Tubo cuadrado de fierro galvanizado que se ubica en forma vertical para el soporte (Elaboración propia).

Para el primer objetivo específico, se diseñó la estructura de soporte y su anclaje con fierro galvanizado, con una orientación hacia el norte y una inclinación fija de 15° . La estructura tiene la capacidad de soportar 10 paneles de 370 Wp con un peso de 20 kg cada uno, pero se van a instalar 8 paneles solares para este sistema fotovoltaico que son los necesarios para la potencia de diseño, así también 8 convertidores cc/cc de 370 W de potencia, 630 Gramos de peso cada uno y un inversor de 3 Kw de potencia de 7,8 Kg para este proyecto, posteriormente se van a instalar 2 paneles solares adicionales para futuros estudios. El diseño se hizo utilizando como herramienta el programa AutoCAD 3D donde se muestran dimensiones y cotas, así también se tienen las vistas de frente, planta y perfiles.

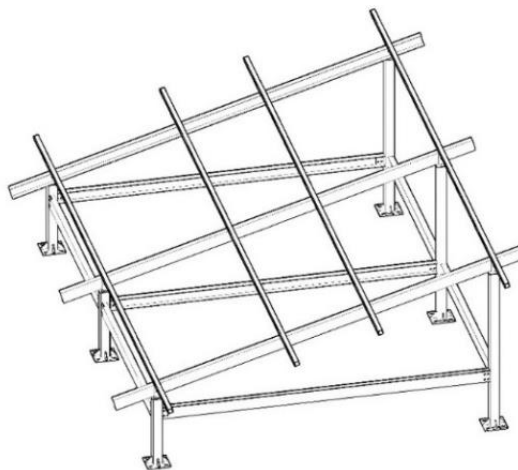


Figura 3.8: Diseño de la estructura de soporte en 3D, vista isométrica (Elaboración propia).

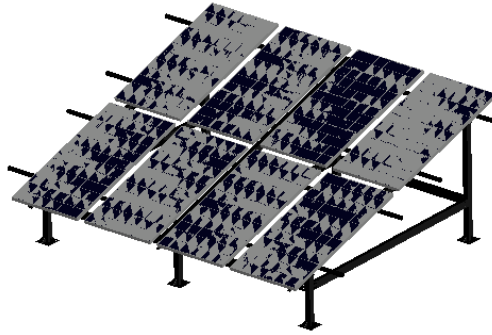


Figura 3.9: Estructura de soporte con 8 paneles fotovoltaicos diseño en 3D (elaboración propia).

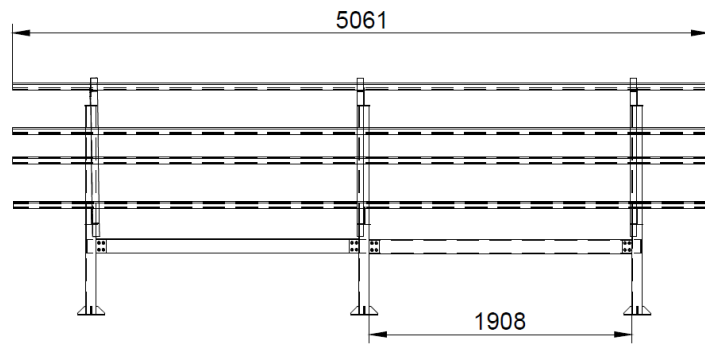


Figura 3.10: Vista frontal de la estructura de soporte (Elaboración propia).

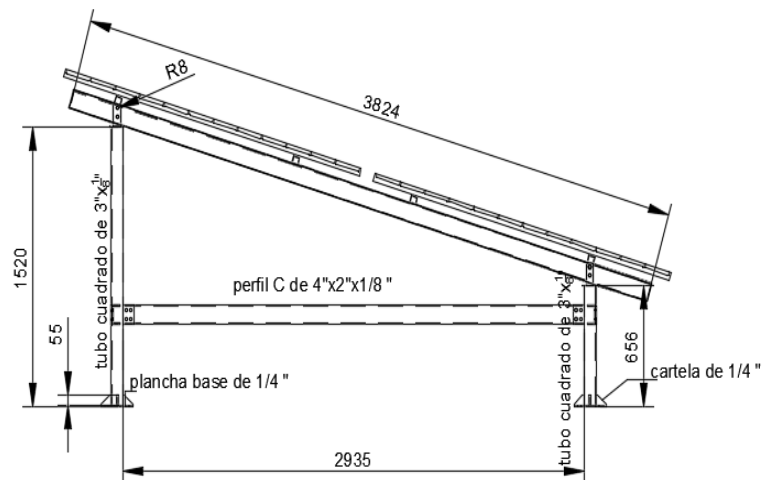


Figura 3.11: Vista en perfil de la estructura de soporte (Elaboración propia).

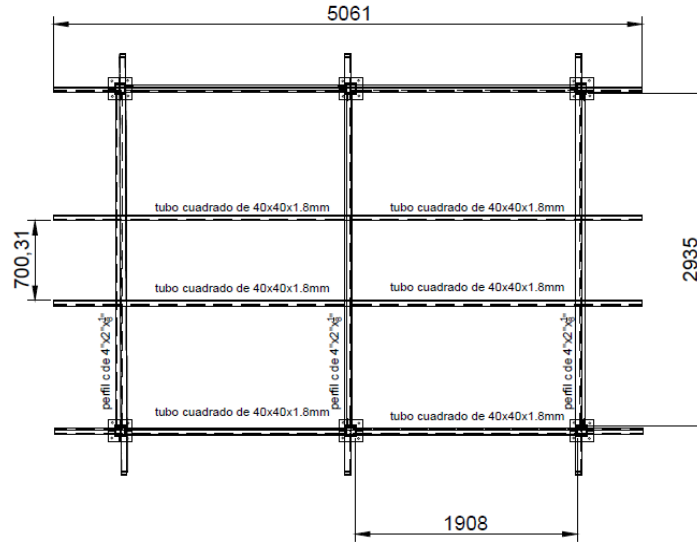


Figura 3.12: Vista en planta de la estructura de soporte (Elaboración propia).

3.10 Metodología de simulación de sombras

De acuerdo a la norma técnica universal para sistemas fotovoltaicos domésticos (“Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.), el generador fotovoltaico debe estar totalmente libre de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.

Así que se realiza una simulación de sombras con el programa SketchUP, para la ubicación correcta del sistema, ya que se tiene una herramienta de geo localización y esta permitirá ubicar el sistema fotovoltaico en las coordenadas exactas y orientado al norte.



Figura 3.13: Geo localización en Sketch Up, ubicación del proyecto al norte geográfico (Elaboración propia).

Así también se dispuso el diseño de la maqueta virtual en 3D del instituto de energías renovables y eficiencia energética – campus Ayabacas, una vez se haya hecho la geo localización, se ubica la maqueta virtual, además se incluyó el diseño de la estructura de soporte para realizar la simulación de sombras.

a)



b)

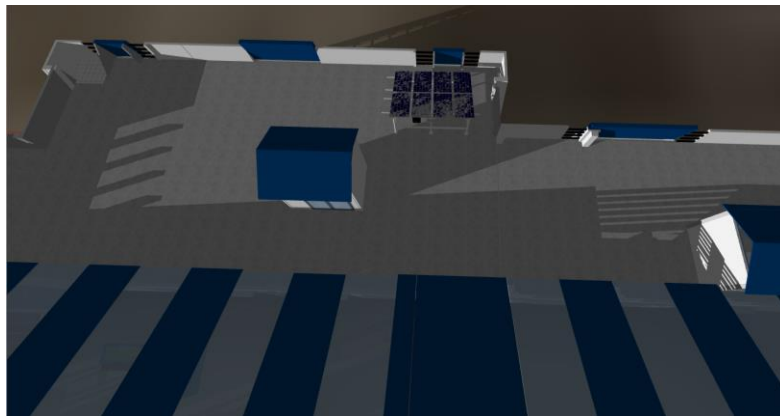


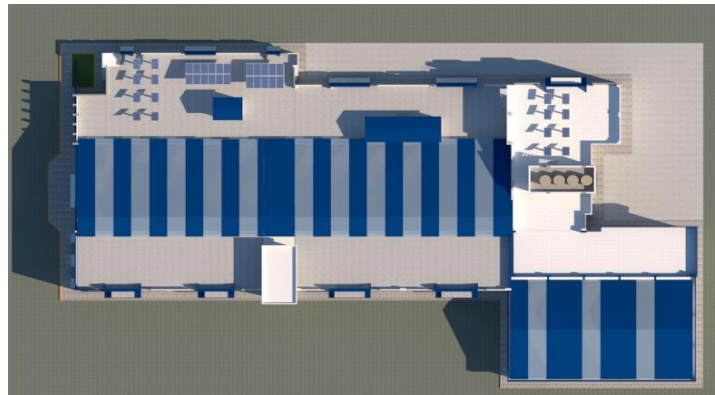
Figura 3.14: Transposición de la maqueta virtual en 3D; a) vista frontal; b) vista de la estructura de soporte en 3D para simulación de sombras (Elaboración propia)

El lugar que se elige para implementar el sistema fotovoltaico conectado a red con convertidores cc/cc es estratégico para la conexión a red, para que no haya mucha pérdida de tensión en la distancia del cableado y también es prácticamente libre de sombras en todo el año. Por el norte se encuentra una pequeña pared que hace sombra durante los meses de mayo, junio y julio a partir de las 17: 00 horas de la tarde. Y por el sur se encuentra el montacargas que

realiza sombreado a partir de las 17:00 horas durante los meses noviembre, diciembre y enero. El resto del año no existe sombreado, a partir de las 18:00 que ya es por el ocaso del sol. El sistema fotovoltaico estará perfectamente ubicado en este lugar.

Se simulan también los sistemas que se adicionarán, para ver si estas pueden provocar alguna sombra a nuestro sistema que la puedan perjudicar. Estos sistemas son: ocho monopostes con microinversores y al costado izquierdo más próximo a nuestro sistema es un sistema fotovoltaico con inversor string, todos estarán conectados a la red.

c)



d)



Figura 3.15: Simulación de sombras con sistemas adicionales a su costado; c) simulación en horas de la mañana; d) simulación en horas de la tarde (Elaboración propia).

3.11 Metodología de arquitectura de conexión y diseño eléctrico

Se realizó el diseño de la arquitectura de instalación eléctrica del sistema fotovoltaico con convertidores cc/cc, diseñando la parte de protección tanto en el lado CC y CA, de la misma manera también se realizó el diseño del diagrama unifilar del sistema y la dimensión óptima de la sección de conductores, estos dos diseños nos permitirán tener una visión general del tipo de conexiones tanto de los equipos que conforman el SFCR, así como de los elementos de protección.

Normas aplicables

- IEC 61215: “Terrestrial photovoltaic (PV) modules with crystalline solar cells -Design qualification and type approval”
- IEC 61724-1: “Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring”
- Norma DGE: Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes electrificación rural”
- Código Nacional de Electricidad: “Utilización 2006”

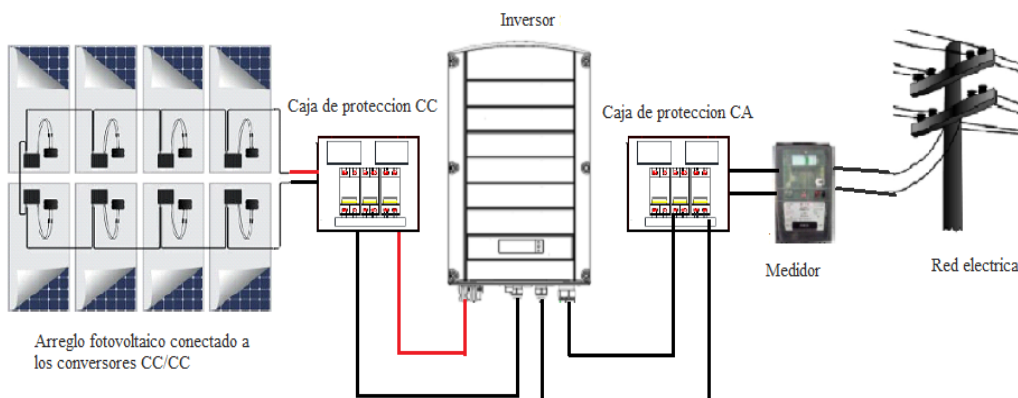


Figura 3.16: Esquema general de conexiones (Elaboración propia).

En la Figura 3.16 se muestra el esquema general de conexionado de los módulos fotovoltaicos a los convertidores cc/cc conectados en serie, luego a la caja de protecciones del lado CC, seguidamente se conecta en paralelo con el inversor y a su respectiva caja de protección en el lado CA, por último se conecta a red, de la misma forma nuestro sistema fotovoltaico contará con ocho módulos fotovoltaicos conectados a ocho convertidores. La conexión en serie

permitirá la suma de voltajes, operando en condiciones de prueba estándar, serán $P_{mp} = 2,96$ kWp, $V_{mp} = 320,8$ V, $I_{mp} = 9,23$ A, $V_{oc} = 386,4$ V, $I_{sc} = 9,95$ A, conforme a los datos proporcionados por el fabricante.

Usando la herramienta de AutoCAD 2D se diseñó del diagrama unifilar donde se representa el esquema indicando las características de los componentes como los disyuntores, DPS, porta fusibles + fusibles, diferenciales, Etc.

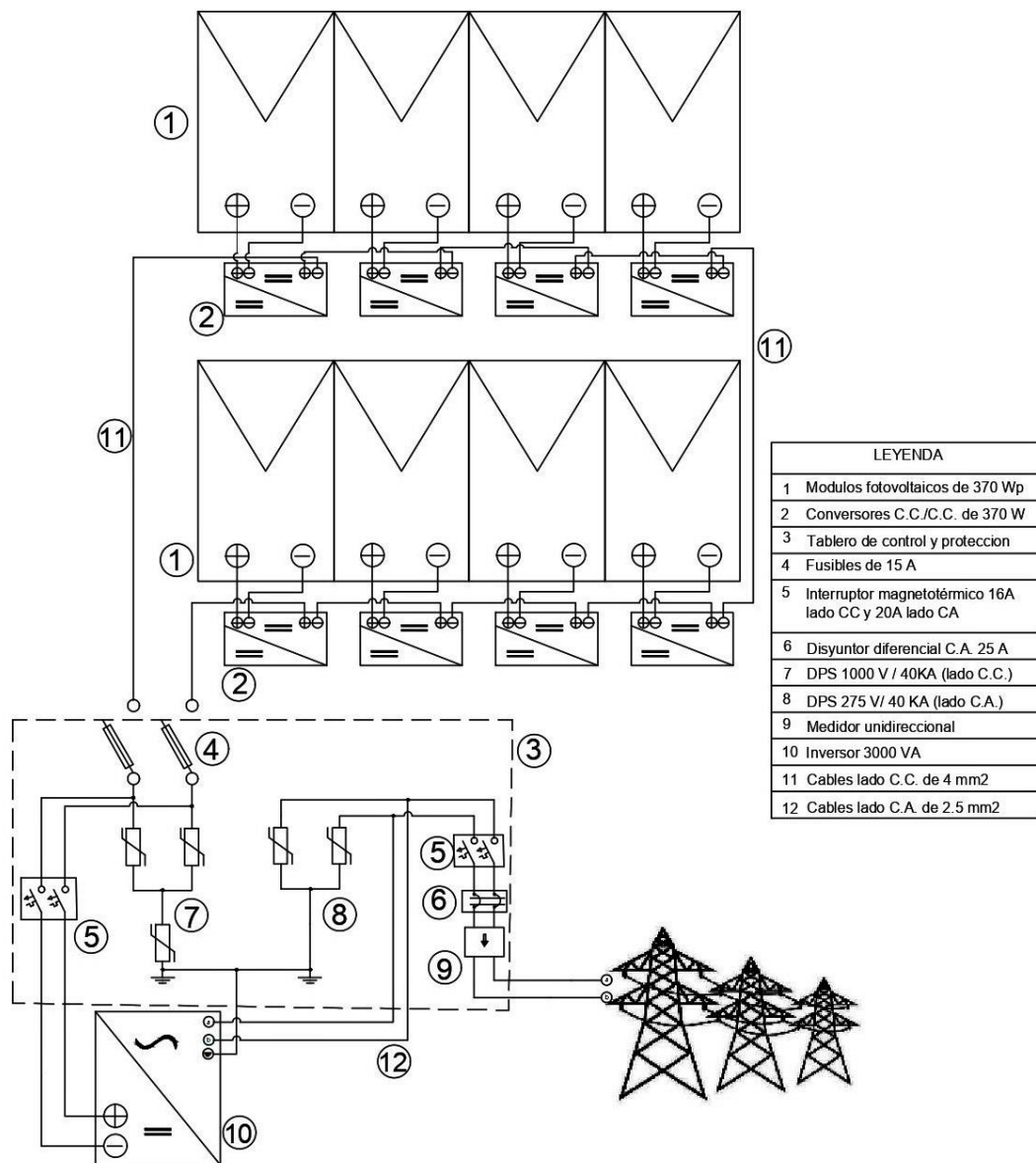


Figura 3.17: Diagrama multifilar del sistema fotovoltaico conectado a red con convertidores cc/cc (Elaboración propia).

El sistema fotovoltaico conectado a red necesitara de un conjunto de dispositivos de protección y de seccionamiento en el lado de corriente continua y de corriente alterna, para un sistema monofásico como nuestro sistema los dispositivos de protección se seleccionaran de acuerdo a la corriente de lado C.C. y corriente del lado C.A., de esta manera estarán compuestos de fusibles de 15A, interruptor magnetotérmico de 16A, 3 DPS de 1000V/40kA en el lado C.C. Y 2 PDS de 275V/50KA, disyuntor de 25A e interruptor magnetotérmico de 20A en el lado C.A.

3.11.1 Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)

Es aconsejable instalar protectores contra sobretensiones en cada polaridad hacia tierra en las cajas de conexión una vez se hayan evaluado los riesgos adecuadamente. La impedancia de estos dispositivos varía en función de la tensión aplicada en espera, su impedancia es extremadamente alta y se reduce en caso de sobretensión, descargando la intensidad asociada hacia tierra. Los inversores suelen contar con protección interna contra sobretensión, pero la adición de DPS a los terminales del inversor mejora la protección proporcionada para ésta última y evitan que las protecciones internas del inversor funcionen si se disparan, algo que detendría la producción de energía y requeriría la intervención de personal especializado (Corilla, 2014).

- Lado CC

- Norma aplicable

EN 50539-11- Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias para aplicaciones específicas incluyendo corriente continua: Requisitos y ensayos para DPS en aplicaciones fotovoltaicas.

Los DPS que cumplan con esta norma europea, para proteger contra efectos inducidos y directos del rayo, están destinados a instalarse únicamente en el lado de corriente continua de los generadores fotovoltaicos, no se tienen en cuenta las instalaciones que incluyen baterías y otras aplicaciones en corriente continua.



Figura 3.18: Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS), lado CC. (Clamper, 2020).

La clase de protección que tiene el DPS (lado CC) de nuestro sistema fotovoltaico son de la clase II, que prevén medidas de seguridad adicionales, tales como un doble aislamiento o aislamiento reforzado, que consigue una protección más segura y duradera. Este DPS es de la marca brasilera Clamper solar, modelo 1040Vcc, 40kA.

Tabla 3.15: Características eléctricas de los DPS lado CC, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).

DPS(Dispositivos de protección contra sobretensiones)	
DPS lado C.C.	
Corriente de descarga nominal I_n	10kAcd
Tensión máxima de operación V_{cc}	1040Vcd
Corriente de descarga máxima I_{max}	20kA
Corriente de descarga total I_{total}	20 kA
Sección de los conductores de conexión eléctrica	4 @ 28 mm ²
Temperatura de operación	-40/+70 °C
Grado de protección	IP20

Más detalles de las características del DPS (lado CC) están en la ficha técnica proporcionada por el fabricante, en el Anexo 1.

- **Lado CA**

- **Normas aplicables**

- ABNT NBR IEC 61643: Dispositivos de protección contra sobretensiones en baja tensión - Parte1: Dispositivos de protección conectados a sistemas de distribución de energía de baja tensión- Requisitos de desempeño y métodos de ensayo.
- UL 1449: Norma para dispositivos de protección contra sobretensiones.
- ABNT NBR 5410: Norma para dispositivos de protección contra sobretensiones.

La función es de protección de equipos eléctricos y electrónicos conectados a la red eléctrica contra sobretensiones de origen atmosférico y maniobras en el sistema eléctrico. Adecuado para la instalación entre fase/neutro, fase/terra o neutro/terra en distribución y/o paneles de control.



Figura 3.19: Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) lado CA. (Clamper, 2020).

Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS), monopolar, marca Clamper, modelo VCL Slim 275V 40kA, clase II, tipo limitador de voltaje, compuesto de varistor de óxido metálico (MOV) Asociado con un dispositivo de desconexión eléctrica (sobre temperatura) y térmica (sobre corriente).

Tabla 3.16: Características técnicas generales del DPS lado CA, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).

DPS(Dispositivos de proteccion contra sobretensiones) lado C.A.	
Características técnicas generales	
Tiempo de respuesta típico	<25ns
Resistencia de aislamiento	>100 MΩ
Máxima corriente de cortocircuito sin fusible de respaldo I_{max}	5KA
Fusible de respaldo máximo gG/gL	100 A
Sección de los conductores de conexión eléctrica	4 a 25 mm ²
Temperatura de operación	-40/+70 °C

La norma IEC 60269 define el tipo gG, el cual es totalmente equivalente al gL de la normalización alemana original. Este tipo de fusible corresponde a la categoría "para ser manipulado por personal experto", por el elevado riesgo de accidente eléctrico que presenta su manipulación.

Tabla 3.17: Características técnicas específicas del DPS lado CA, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Clamper, 2020).

DPS(Dispositivos de proteccion contra sobretensiones) lado C.A.	
Características técnicas específicas	
Tensión máxima de operación continua U_c	275VCA
Corriente de descarga nominal I_n	20kA
Corriente de descarga máxima I_{max}	40kA
Tensión de referencia U_{ref}	430 V
Nivel de protección U_p	1.5kV
Peso aproximado	95g

Más detalles de las características del DPS (lado C.C.) están en la ficha técnica proporcionada por el fabricante, en el Anexo 1.

3.11.2 Fusible y portafusible

Los fusibles son la protección de cadenas más empleada por los diseñadores, porque, a diferencia de los diodos, desconectan el circuito en caso de fallo; Deben instalarse en seccionadores con fusible específicos capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento (Corilla, 2014).

- **Normas aplicables**

- IEC 60269-6: Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los fusibles para la protección de los sistemas de energía solar fotovoltaica.

- UL 2579: Esquema de investigación para fusibles de bajo voltaje - Fusibles para sistemas fotovoltaicos

La norma IEC 60269-6 que define las características específicas que debe cumplir un cartucho fusible para proteger sistemas fotovoltaicos. La gama Bussmann de cartuchos fusibles fotovoltaicos de cadena y derivados ha sido diseñada específicamente para cumplir esta norma. Sin embargo, los cartuchos fotovoltaicos Bussmann superan los requisitos de IEC 60269-6, ya que operan a $1,35 \times I_n$ (1,35 veces la corriente nominal). También cumplen los requisitos de la UL 2579 y, por tanto, son aptos para proteger módulos fotovoltaicos en situaciones de corriente inversa (Bussmann, 2014).

Los sistemas fotovoltaicos, al igual que todos los sistemas de alimentación eléctrica, deben tener una protección adecuada frente a los picos de corriente y la sobretensión. A diferencia de los típicos sistemas CA conectados en red, la corriente de cortocircuito disponible dentro de sistemas fotovoltaicos es limitada y es necesario que los dispositivos de protección frente a sobretensión funcionen eficazmente en niveles bajos de corriente con fallo. Los cartuchos fusible que están diseñado específicamente y probados para proteger de forma segura los sistemas fotovoltaicos con tensiones C.C. elevadas y corrientes con fallo bajas.



Figura 3.20: Fusible Bussmann solar PV – 15 A 10F(Bussmann, 2020).

Los fusibles fotovoltaicos, son fusibles de rango completo y pueden proteger al sistema contra fallas tan bajas como 1,3 veces la capacidad nominal (I_n) del fusible a 1,000 V_{cc}. Están diseñados específicamente para fotoceldas de silicio cristalino.

Además han sido probados bajo condiciones climáticas extremas, lo que les permite soportar las condiciones climáticas asociadas con la operación de sistemas de fotoceldas solares y el medio ambiente. Más detalles en el Anexo1.

Tabla 3.18: Especificaciones técnicas del fusible Bussmann Solar PV – 15A 10F, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Bussmann, 2020).

Fusible Bussmann Solar PV -15A 10F	
Especificaciones técnicas	
Tensión C.C.	1000 V
Corriente	1 -15 A
Capacidad de interrupción C.C.	33 kA
Interrupción mínima	1.3 veces I_n
Integrales de energía (A^2s/I^2t)	
Prearqueo	22
Total a 1,000 V _{cc}	220

- **Normas aplicables para el portafusible**

IEC 60269-1 - fusibles de baja tensión - Parte 1: Requisitos generales

UL 4248-18 línea: línea de investigación para fusibles -Parte 18: Fotovoltaica.



Figura 3.21: Portafusible modular Bussmann para sistemas fotovoltaicos (Bussmann, 2020).

Los portafusibles modulares de la serie Bussmann admiten fusibles fotovoltaicos solares. Los portafusibles modulares CH de montaje en riel DIN son compactos, seguros para los dedos y están disponibles en clasificaciones de hasta 1000Vcc / 30A para aplicaciones fotovoltaicas. Cabe mencionar se tiene codificación de color y el amarillo es para sistemas fotovoltaicos.

Tabla 3.19: Especificaciones técnicas del portafusible modular, adaptado de la ficha técnica del fabricante (Bussmann, 2020).

Portafusible modular Bussmann para sistemas fotovoltaicos	
Especificaciones técnicas	
Clasificación de corriente de cortocircuito CC	33kA
Polos	1
Fusibles recomendados de la serie Bussmann	PV-(amp) A10F
Voltios / amperios	1000Vcc/30A

Más detalles de las especificaciones técnicas del fusible Bussmann y el portafusible Bussman en el Anexo 1.

3.11.3 Disyuntor diferencial

Es un dispositivo electromecánico de protección muy importante en toda instalación que actúa conjuntamente con la puesta a tierra, se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas de accidentes provocados por el contacto directo con las partes activas de la instalación. También protegen contra los incendios que pudieran provocar dichas derivaciones.

- **Normas técnicas**

NTP-IEC61009-1 “Interruptores automáticos para actuar por corriente residual (interruptores diferenciales), con dispositivo de protección contra sobrecorrientes incorporado, para uso doméstico y similares. Parte 1: Reglas generales”

La corriente de salida máxima del inversor es de 14 A por lo cual considerando el factor de pérdidas de 0,8 y un factor de seguridad de 1,2 se obtiene 21 A, se utilizara un disyuntor comercial de 25 A para el lado de C.A.



Figura 3.22: Disyuntor diferencial General Electric BP 2P 25A (General Electric, 2014).

Nuestro disyuntor diferencial es de la marca General Electric, gama BP, tipo Clase AC, y tiene 2 polos.

Tabla 3.20: Especificaciones técnicas del disyuntor BP 2P 25A (General Electric, 2014).

Disyuntor diferencial BP 2P 25A 30mA clase AC	
Especificaciones técnicas	
Tensión nominal de empleo U_n	230 Vca
Intensidad nominal I_n	25 A
Sensibilidad	30 mA
Tensión mínima de empleo	117 V
Frecuencia	50 - 60 Hz
Temperatura ambiente	-5°C / +40°C

Más detalles de las especificaciones técnicas del disyuntor diferencial, se encuentra en la ficha técnica en el Anexo 1.

3.11.4 Interruptor magnetotérmico

El uso de interruptores o disyuntores magnetotérmico es otro método de protección de cadenas fotovoltaicas. Así, los fabricantes han creado productos específicos que comprenden soluciones tecnológicas capaces de funcionar con valores de tensión de corriente continua altos, habituales en estas aplicaciones. Técnicamente, el uso de interruptores magnetotérmico es la mejor solución para proteger cadenas fotovoltaicas. Ofrece una alta disponibilidad del sistema, desconexión segura de todos los polos y rearme fácil y seguro (Corilla, 2014).

- **Normas aplicables**

Norma IEC 60947-2. Aparatos de conexión y mando de baja tensión -. Parte 2: Interruptores automáticos.

UNE-EN 60898-1: Accesorios eléctricos. Parte 1: Interruptores automáticos para funcionamiento en corriente alterna.

Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 A BT 51

NTP-IEC 60898-1: “Interruptores automáticos para protección contra sobretensiones en instalaciones domesticas similares. Parte 1: interruptores automáticos para operación con c.a.”

El interruptor que se instalará en el tramo C.C. de la instalación, también tendrá la función de aislar el generador fotovoltaico para labores de mantenimiento como limpieza y reparación de incidencias.



Figura 3.23: Interruptor magnetotérmico Schneider Electric (Schneider Electric, 2020).

Los interruptores magnetotérmicos son de la marca Schneider Electric, Cabe mencionar que uno sera para el lado C.C., que consta de 2 Polos y es de 16A, y otro para el lado C.A., que consta de 2 polos y es de 20 A.

Tabla 3.21: Especificaciones técnicas de los interruptores magnetotérmico, lado C.C. y lado C.A. (Schneider Electric, 2020).

Interruptor magnetotérmico Schneider Electric	
Lado C.C.	
Corriente nominal <i>I_n</i>	16 A
Tipo de red	DC/AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35 a 70 °C
Lado C.A.	
Corriente nominal <i>I_n</i>	20 A
Tipo de red	DC/AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35 a 70 °C

Más detalles del interruptor magnetotérmico en la ficha técnica en el Anexo 1.

3.11.5 Puesta a tierra

La puesta a tierra de instalaciones con sistemas solares es uno de los aspectos que provoca mayor controversia, generalmente, a la ausencia de una reglamentación técnica específica para este tipo de proyectos. La puesta a tierra comprende tanto la puesta a tierra de los equipos (tierra de protección) como la puesta a tierra de un conductor activo (tierra del sistema).(Alonso, 2019).

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las

instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones (Cornejo, 2013).

Cuando se decida poner a tierra las partes metálicas expuestas, como protección contra tormentas, contra contactos indirectos, etc. hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener bien presentes. Los módulos fotovoltaicos disponen en el marco de un orificio específico para su puesta a tierra. Es recomendable que el conductor de protección a tierra no se atornille directamente al marco de los paneles, sino hacerlo por medio de un terminal auxiliar, de modo que se pueda quitar un módulo por avería, mantenimiento, etc. sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación como se puede ver en la Figura 3.24 (Alonso, 2019).

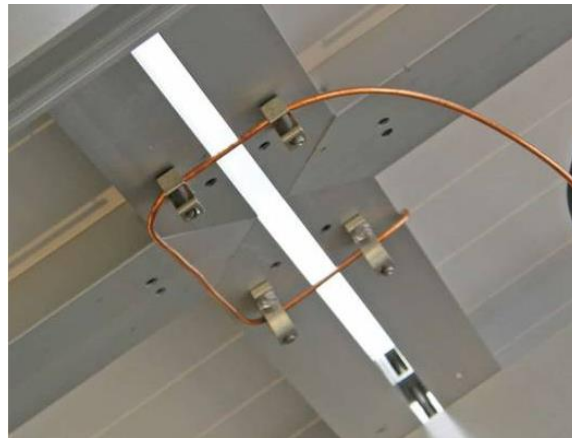


Figura 3.24: Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos (Alonso, 2019).

El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser desnudo, o ir protegido bajo tubo. La simple conexión de los marcos de los módulos a una estructura anclada en el suelo no se considera como una puesta a tierra eficaz, es un error muy habitual. El conductor de protección a tierra de los módulos fotovoltaicos es recomendable que se conecte también a un punto de la estructura de soporte (Alonso, 2019).

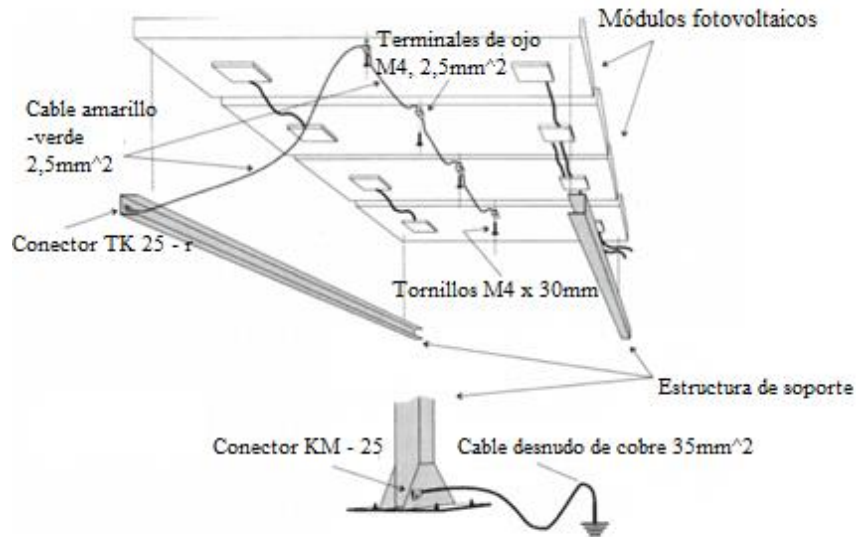


Figura 3.25: Puesta a tierra de la estructura de soporte (Alonso, 2019).

3.11.6 Puesta a tierra de todo el sistema

Las secciones de los conductores de protección y de enlace, y las características de los electrodos de tierra (dimensiones, conexiones, etc.), cumplirán lo prescrito en los correspondientes reglamentos electrotécnicos de baja tensión, según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, del Reglamento Electrotécnico de baja Tensión, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- **Tomas a tierra:**

Son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger (Cornejo, 2013).

- **Conductores de tierra:**

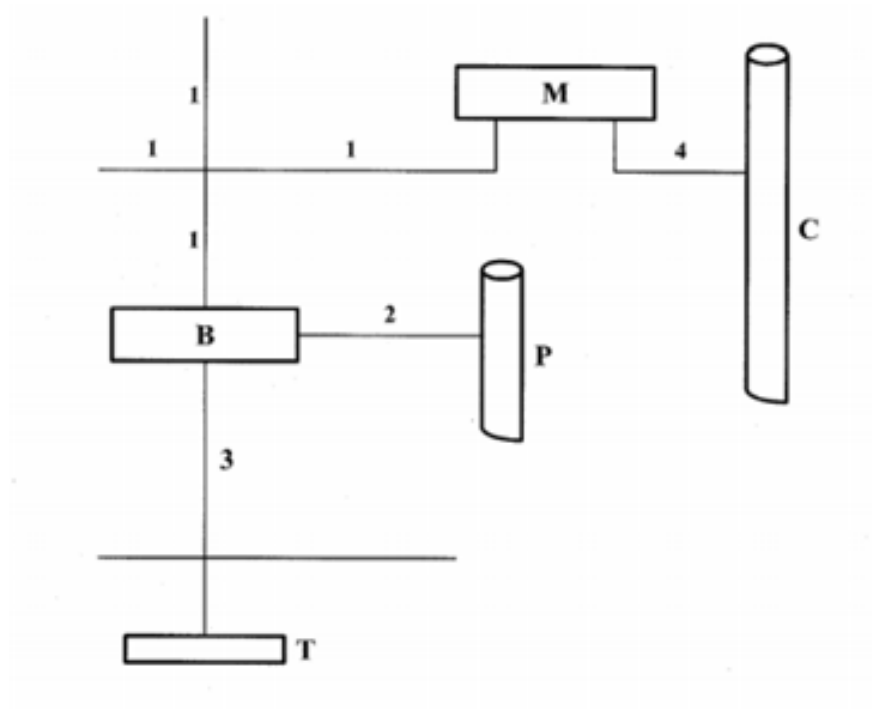
Son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de la puesta a tierra (Cornejo, 2013).

- **Bornes de puesta a tierra:**

Son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger (Cornejo, 2013).

- **Conductores de protección:**

Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas al borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra (Cornejo, 2013).



LEYENDA

- 1 Conductor de protección
- 2 Conductor de union equipotencial principal
- 3 Conductor de tierra o linea de enlace con el electrodo de puesta a tierra
- 4 Conductor equipotencialidad suplementaria
- B Borne principal de tierra o linea de enlace con el electrodo de puesta a tierra
- M Masa
- C Elemento conductor
- P Canalización metálica principal de agua
- T Toma de tierra

Figura 3.26: Puesta a tierra bajo el reglamento electrotécnico de baja tensión ITC BT

– 18 “Instalaciones de puesta a tierra” (AENOR, 2002).

3.11.7 Dimensionamiento de sección de conductores.

Según el código nacional de electricidad todos los conductores deben ser de cobre y no pueden tener una sección menor que 2,5 mm².

Para el dimensionamiento de los cables, nos centraremos básicamente en calcular la sección transversal de los cables, de acuerdo a las caídas de tensión máximas indicadas en el pliego de condiciones técnicas (2% en corriente alterna).

- Dimensionamiento en lado corriente continua

Los circuitos en corriente continua comprenden desde los módulos fotovoltaicos conectados con los convertidores cc/cc hasta el ingreso del inversor, por este motivo los cables serán de la misma sección de los convertidores cc/cc que es de 4mm² ya que el tablero de control y protección estará instalado muy cerca del generador y del inversor.

- Dimensionamiento en lado corriente alterna

El circuito en corriente alterna, que comprende desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a red. Entonces, para el cálculo de la sección del conductor utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \times L \times I \times \rho \times \cos \phi}{\Delta V\%} \quad (3.2)$$

Donde:

S = Sección transversal del conductor (mm²)

L = Longitud del conductor (m)

ρ = Resistividad del cobre (0,0172 Ω x mm²/m)

I = Intensidad de corriente (A)

$\Delta V\%$ = Caída de tensión (V%)

$\cos \phi$ = Factor de potencia

Reemplazando los valores y asumiendo una caída de tensión coherente de 2%, y con el pliego de condiciones técnicas, obtendremos la sección transversal teórica de 2,19 mm²; luego, con este valor calculado elegimos una sección comercial y/o real (mayor a la sección teórica). La sección comercial sería $S = 2,5 \text{ mm}^2$.

3.11.8 Pérdidas en el sistema fotovoltaico

a. Pérdidas por dispersión de potencia

Consiste en que la potencia de todos los módulos no es exactamente idéntica, y aunque los módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus intensidades y tensiones sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia, la intensidad de paso de una cadena en serie de módulos será la menor de todos los módulos que componen la serie, pero en este sistema cada módulo fotovoltaico estará con un convertor cc/cc, la conexión en serie es de los convertidores cc/cc, como el fabricante de los módulos fotovoltaicos garantiza que su eficiencia es 19%, y el fabricante de los convertidores cc/cc garantiza una eficiencia máxima de 99,5% y una eficiencia ponderada de 98,8 %, estimaremos las posibles pérdidas en un 1%.

b. Pérdidas por temperatura

El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera permanente. Para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, "Ltem", se hace uso de la siguiente ecuación:

$$L_{tem} = g \times (T_c - 25^\circ \text{C}) \quad (3.3)$$

Dónde:

g: Coeficiente de temperatura de Pmax. En nuestros módulos es 0.0057% (1/°C)

Tc: Temperatura de los módulos.

Para encontrar la temperatura de los módulos se utiliza la siguiente ecuación:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ C) \times E}{800} \quad (3.4)$$

Dónde:

T_{amb} : Temperatura ambiente

T_{onc} : Temperatura de operación nominal de la célula. En nuestro caso es de 45°C.

E: Irradiación media en un día soleado, varía según el mes.

Sustituyendo los valores de la ecuación 3.4 en la ecuación 3.3 nos queda la siguiente ecuación:

$$L_{tem} = 0.0057 \times \left(T_{amb} + \frac{E}{32} - 25^\circ C \right) \quad (3.5)$$

c. Pérdidas por suciedad en los módulos fotovoltaicos

Con un mantenimiento adecuado de las instalaciones, las pérdidas por suciedad en los módulos no deben superar el 1 % (Corilla, 2014).

d. Pérdidas por inclinación y sombras

Para nuestro proyecto estamos considerando estos valores óptimos, ya que se calculó el ángulo de inclinación, también se realizó un estudio de sombras, en la cual las pérdidas por el sombreado en nuestro sistema es mínima, en los meses de noviembre, diciembre, enero, mayo, junio y julio consideramos un 1 % y para el resto del año un 0,5%.

e. Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a una degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el módulo fotovoltaico y se admite como valor el del 1 % (Corilla, 2014).

f. Pérdidas en el convertidor cc/cc y el inversor

Las pérdidas de potencia en el inversor pueden ser interpretadas por la suma de tres componentes (Macedo, 2006):

- Perdidas de autoconsumo, $K_0 = P_{auto}$ (W)
- Perdidas lineales con la corriente (caída de tensión en semiconductores),
 $K_1 P_{salida}$
- Perdidas proporcionales al cuadrado de la corriente (perdidas óhmicas),
 $K_2 P_{salida}^2$

$$P_{perdidas} = P_{auto} + K_1 P_{salida} + K_2 P_{salida}^2 \quad (3.6)$$

Dividiendo la ecuación (3.6) por la potencia nominal del inversor P_{inv} , resultando que $p_{salida} = P_{salida}/P_{inv}$ y considerando $k_0 = P_{auto}/P_{inv}$, $k_1 = K_1$ y $k_2 = K_2 P_{inv}$, obteniéndose la siguiente ecuación (3.7).

$$p_{perdidas} = k_0 + k_1 p_{salida} + k_2 p_{salida}^2 \quad (3.7)$$

La ventaja de la ecuación es que se puede caracterizar completamente el comportamiento de la perdidas en el inversor y los convertidores cc/cc, y consecuentemente su eficiencia en base a solo tres parámetros adimensionales k_0 , k_1 y k_2 , que pueden ser determinados experimentalmente por las ecuaciones siguientes, esos valores también reflejan la influencia de factores como el tamaño y características del generador fotovoltaico, también las condiciones de operación del sistema fotovoltaico. Para determinar los valores de los parámetros k_0 , k_1 y k_2 se utilizan las siguientes ecuaciones de (Martin, 1998).

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \quad (3.8)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} - 1 \quad (3.9)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{inv0,1}} \quad (3.10)$$

Donde $\eta_{inv 0,1}$, $\eta_{inv 0,5}$ y $\eta_{inv 1}$, y son valores de la eficiencia instantánea correspondientes a la cargas del inversor de 10%, 50% y 100% respectivamente, de la potencia nominal del inversor, estos valores pueden ser obtenidos de la curva de eficiencia del inversor.

Para calcular la potencia de salida de los inversores, se utiliza el modelo de eficiencia de conversión del inversor el cual depende de la potencia de salida. Con base en los efectos físicos involucrados representados por K_0, K_1 y K_2 se propuso la siguiente ecuación (Macedo, 2006).

$$n_{inv}(P_{salida}) = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{(P_{salida} + P_{perdidas})} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + k_0 + k_1 P_{salida} + k_2 P_{salida}^2} \quad (3.11)$$

Tabla 3.22: Coeficientes de pérdidas calculados y obtenidos experimentalmente (Teles, 2017).

Sistemas / Coeficientes	Calculado			Experimental		
	K_0	K_1	K_2	K_0	K_1	K_2
Inversor	9,403	0,016	0,000002	8,115	0,025	0,0000005
Convertor cc/cc	0,902	0,006	0,000014	0,178	0,021	0,00007
Convertor + Inversor				18,7	0,0307	0,00001

Para calcular la eficiencia del inversor y de los convertidores cc/cc se tomara en cuenta los datos obtenidos por Teles (2017), que trabaja con el inversor y los convertidores cc/cc de la misma marca Solaredge.

3.11.9 Cálculo de la producción anual esperada

La producción de energía se calcula en función de la irradiación, la potencia instalada y el rendimiento energético de la instalación, según la siguiente ecuación:

$$E = G * P_{nom} * PR \quad (3.12)$$

Dónde:

G= Irradiación solar media

P_{nom}= Potencia Nominal

PR= Rendimiento energético

3.12 Implementación del SFCR

El sistema solar fotovoltaico estará compuesto por los siguientes equipos principales: módulos fotovoltaicos, convertidor cc/cc, inversor monofásico y estructura soporte. Los módulos fotovoltaicos convertirán la energía solar en energía eléctrica de voltaje y corriente continua, seguidamente será enviada a los convertidores cc/cc y luego esta energía será transportada por cables de cobre hasta el inversor, el cual convertirá la energía eléctrica a voltaje y corriente alterna. Estos módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el norte e inclinados 15° para su mejor aprovechamiento de la energía solar y descansarán sobre estructuras soportes metálicos resistentes a la corrosión y vientos.

3.12.1 Ubicación del proyecto

El lugar donde se implementara el SFCR es en el pabellón del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) en el centro poblado de Ayabacas que está ubicada de latitud 15° 25' 30.7" y longitud 70° 4' 28.9" que tiene un clima frío y seco.

País : Perú

Departamento: Puno

Provincia : San Román

Distrito : Juliaca

Latitud Sur :15° 25' 30.7" S (-15,42519528000)

Longitud Oeste:70° 4' 28.9" W (-70,07469338000)

Altitud :3832 msnm

Para el segundo objetivo se realizara el montaje y las pruebas protocolares de todos los componentes de acuerdo al diseño realizado anteriormente. Como ya se había mencionado, la implementación se realizara en el instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Nacional de Juliaca sede Ayabacas, la cual se inauguró el 23 de setiembre del 2019.



Figura 3.27: Infraestructura del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Fuente Propia).

La ubicación de nuestro sistema es favorable puesto que no existen construcciones alrededor del instituto, a excepción del montacargas que causara sombreado durante los meses de noviembre, diciembre y enero a partir de las 17: 20 horas, y la pared ubicada al norte

de nuestro sistema, que causara sombras durante los meses de mayo, junio y julio a partir de las 17:05 horas, el resto del año es totalmente despejado de sombras.



Figura 3.28: Ubicación en la Azotea de la instalación del sistema fotovoltaico (Fuente Propia).

3.12.2 Normatividad utilizada

- IEC 61724-1 Ed.1–Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement, data Exchange and analysis (Desarrollo de monitoreo de sistemas fotovoltaicos – Lineamientos para medición, intercambio de datos y análisis).
- ASTM E 1799 - Visual Inspections of Photovoltaic Modules. (Inspecciones visuales de fotovoltaica Módulos).
- “Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.(Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos).
- Norma DGE especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.

3.12.3 Pruebas antes de la implementación

La primera prueba consiste en una inspección visual de todos los componentes del sistema para verificar que no están defectuosos ni han sufrido daños por efecto del transporte

hasta el lugar de instalación y verificar con el cumplimiento de las especificaciones técnicas establecidas en el proceso de adquisición.

Para los módulos fotovoltaicos, mediante el ensayo visual se pretendió detectar si es que hubiese roturas o rajaduras en las superficies exteriores y caja de conexión, rotura o rajadura de celdas, defecto en la interconexión entre celdas, celdas en contacto físico entre sí o con el marco y burbujas o de laminaciones que formen un camino continuo entre cualquier parte del circuito eléctrico y los bordes. También se verificó las etiquetas de datos, estas deben ser legibles. El tiempo de inspección adoptó como valor medio un tiempo de 10 minutos por módulo.

Para la estructura de soporte se comprobó visualmente y mediante manipuleo, las características técnicas que se deben cumplir de acuerdo a las normas técnicas con las que se diseñó en la sección de metodología de diseño de la estructura de soporte.

Para el inversor y los convertidores cc/cc también se realiza una inspección visual, con el propósito de detectar algún daño físico, así también se verificó que las placas que contienen las características generales del inversor y de los convertidores cc/cc sean legibles.

Este paso tiene sentido, ya que los equipos han sido certificados previamente en laboratorio y de este modo se puede evaluar el deterioro que han sufrido, por efecto del almacenaje y transporte, desde su fabricación hasta el momento de la instalación.

3.12.4 Montaje de la estructura de soporte

Se realiza el armado de la estructura de fierro galvanizado, la cual deberá contar con las dimensiones y características definidas en la sección de dimensionamiento. Verificando siempre que todas las juntas de unión, inclusive las adyacentes a las cabezas de los pernos, tuercas y arandelas, no contengan rebabas, ni suciedad ni material extraño que no permitan que las piezas se ajusten adecuadamente.

e)



f)



Figura 3.29: Armado de la estructura de soporte; e) verificación de las características diseñadas; f) inicio del armado (Elaboración propia).

Una vez armada la estructura de soporte, las planchas base tuvieron que alinearse y nivelarse, luego se colocó en su posición final antes de ser fijadas permanentemente mediante su anclaje de pernos, los mismos que permitirán evitar que la estructura pueda sufrir alteraciones en cuanto a su ubicación pre diseñada.



Figura 3.30: Armado de la estructura de soporte terminada (Elaboración propia).

3.12.5 Montaje de los módulos fotovoltaicos

Seguidamente una vez la estructura de soporte fija y segura, se procede así a la instalación de los módulos fotovoltaicos, empernando estas por el agujero de fijación que tienen los módulos fotovoltaicos desde fábrica. En las condiciones establecidas en el presente proyecto, verificamos el ángulo de inclinación de la superficie del arreglo fotovoltaico respecto al plano horizontal. Para ello se ubican los 15° en el inclinómetro y se posiciona el inclinómetro sobre la superficie del módulo fotovoltaico.

g)



h)



Figura 3.31: Montaje de estructura de soporte y paneles fotovoltaicos concluido; g) vista isométrica; h) vista posterior (Elaboración propia).

Existe ventilación detrás del arreglo fotovoltaico para evitar el riesgo de sobrecalentamiento y un posible incendio.

3.12.6 Instalación de los convertidores cc/cc.

Seguidamente se instala los convertidores cc/cc a cada módulo fotovoltaico, para lograr este cometido es necesario empuñar cada convertidor cc/cc en la estructura de soporte muy cerca del cajetín de conexiones externas del módulo fotovoltaico, esto con el objetivo de una fácil conexión con cada módulo fotovoltaico.

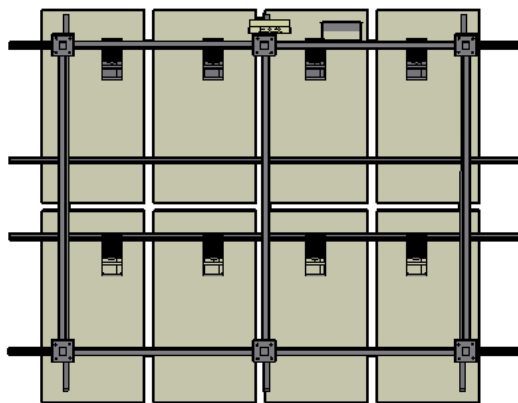


Figura 3.32: Implementación de los convertidores CC/CC, diseño 3D (Elaboración propia).

3.12.7 Implementación de la puesta a tierra

Los módulos fotovoltaicos disponen en el marco de un orificio específico para su puesta a tierra. El conductor de protección a tierra no se atornilla directamente al marco de los paneles, se hace por medio de un terminal auxiliar, de modo que se pueda quitar un módulo por avería, mantenimiento, etc. sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación. El conductor de protección a tierra de los módulos fotovoltaicos se conecta también a un punto de la estructura de soporte.

3.12.8 Instalación de protecciones y elementos de seguridad eléctrica.

En esta etapa del proyecto se instala la caja o tablero protección, la cual para la protección del lado C.C., contiene los fusibles de casquillo que van dentro de un portafusible, así también contiene los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) y el disyuntor. Para el lado C.A., se tienen los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) y el disyuntor. Todos estos dispositivos fueron seleccionados durante el proceso de diseño.

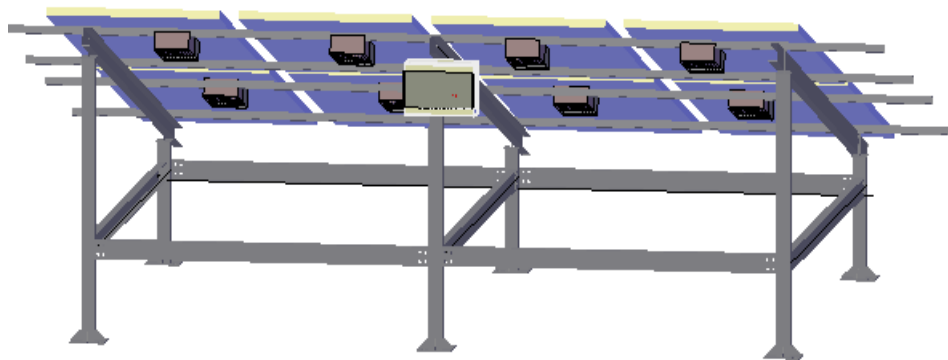


Figura 3.33: Implementación del tablero de control, diseño 3D (Elaboración propia).

La caja de protecciones está instalada en la parte trasera de la estructura de soporte. Además se utilizó tubería EMT galvanizada para protección interna del cableado contra el sol y la lluvia, empotradas en el techo y paredes por seguridad hasta llegar al cuadro general.



Figura 3.34: Instalación de la tubería EMT galvanizada para protección interna del cableado (Fuente propia).

3.12.9 Instalación del inversor

El inversor está instalado también en la parte trasera de la estructura de soporte y empernado a la misma, muy cerca del tablero de protecciones.

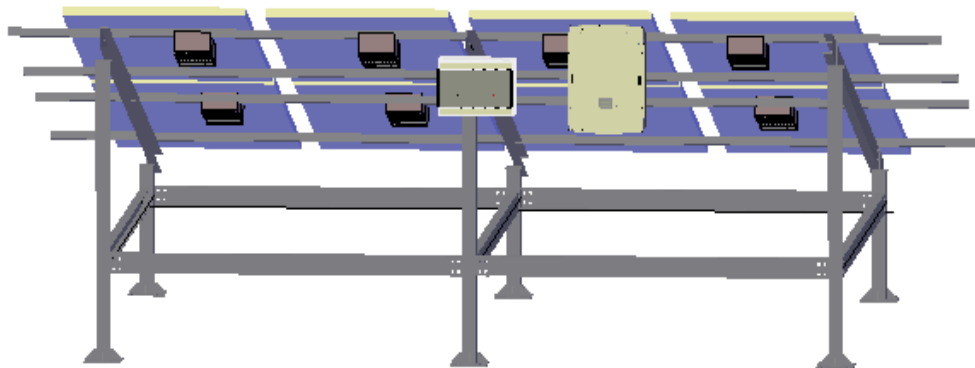


Figura 3.35: Implementación del inversor, diseño 3D (Elaboración propia).

Se procede a las conexiones entre los módulos fotovoltaicos y los convertidores cc/cc, seguidamente conexión entre los convertidores cc/cc, todas en serie, luego se conecta a los fusibles de cada polo respectivamente, a continuación se conecta el inversor al tablero de

protección, y luego la energía es transportada por los conductores eléctricos, a su vez estas están protegidas por el tubo EMT galvanizado, la energía viaja hasta el cuadro de general de conexión donde finalmente se conectara a red por el lado de la carga.

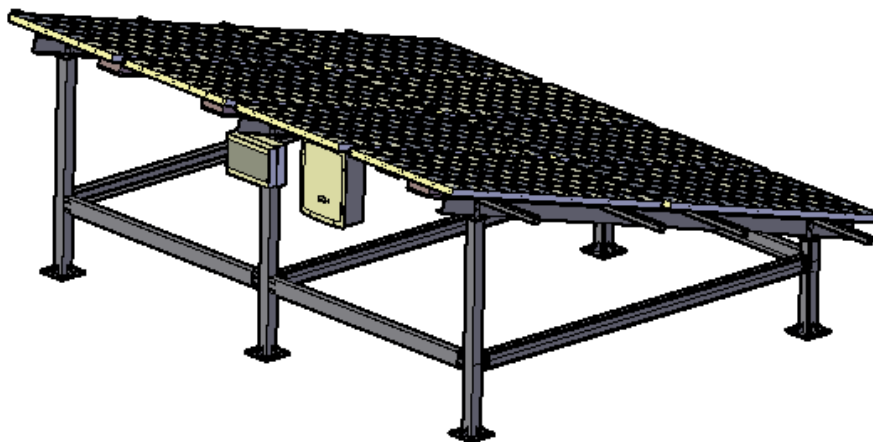


Figura 3.36: Implementación terminada, diseño 3D (Elaboración propia).

3.13 Análisis económico

Para el tercer objetivo específico se analizara económicamente el sistema fotovoltaico conectado a red con convertidores cc/cc, así se determinara la viabilidad económica del sistema.

3.13.1 Presupuesto para la implementación

Como primer paso se realizan las cotizaciones específicas e independientes, para cada área necesaria de trabajos para la implementación del sistema fotovoltaico: Ingeniería, trabajos mecánicos y trabajos eléctricos.

Los resultados de todas las cotizaciones específicas se gestionan para poder adquirirlos y dan como resultado la siguiente tabla, en la cual se encuentra de manera muy resumida, todas las actividades globales necesarias para la implementación y el costo total del sistema fotovoltaico conectado a red.

Tabla 3.23: Costo total del SFCR con convertidores cc/cc (Elaboración propia).

DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PU(S/.)	SUBTOTAL
Materiales				
Módulos fotovoltaicos monocristalinos de 370 Wp	Unid.	8	710,00	5680,00
Convertor cc-cc 370 W	Unid.	8	460,00	3680,00
Medidor monofásico DDS230-2, 20mA-79A	Unid.	1	80,95	80,95
Inversor cc/ca 3000 W	Unid.	1	7950,00	7950,00
Estructura de soporte de fierro galvanizado	Unid.	1	3925,00	3925,00
Protecciones				
Sistema de protección (Fusibles, DPS, Interruptores, etc).	Glb.	1	500,00	500,00
Cables				
Conductores lado C.C.	m	100	1,75	175,00
Conductores lado C.A.	m	100	0,94	94,60
Accesorios de conductores				
Tubería EMT rígida de acero galvanizado	m	30	14,50	435,00
Tubería flexible	m	10	3,30	33,00
Uniones, Tornillos, tarugos, fichas empalme, caja de pase	Glb.	1	279,00	279,00
Puesta a tierra				
Sistema de puesta a tierra	Glb.	1	585,00	585,00
Transporte				
Transporte de materiales	Glb.	1	500,00	500,00
Montaje				
Mano de obra (montaje del SFCR)	Glb.	1	1500,00	1500,00
Sistema de monitoreo	Glb.	1	2000,00	2000,00
SUBTOTAL				27417,55
Ingeniería, Gastos Generales y administrativos				2000,00
TOTAL				29417,55

3.13.2 Financiamiento

El financiamiento es realizado por el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT) y el Banco Mundial (BM) a través del Grupo de Investigación y Desarrollo en Tecnología Solar Fotovoltaica - GRIDSOLAR de la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) que se participó con el proyecto “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre los 3800 msnm” con el contrato N° 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV.

3.13.3 Valor Presente Neto (VPN)

El valor actual neto o valor presente neto, es la cantidad monetaria que resulta de regresar los flujos netos del futuro hacia el presente con una tasa de descuento. El proyecto se acepta siempre y cuando el VAN sea mayor a cero, caso contrario se rechaza, el valor presente neto se puede calcular por la ecuación (3.13).

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (3.13)$$

Donde Q_n representa los flujos de caja, I es el valor del desembolso inicial de la inversión, n es el número de periodos considerados y r es la tasa de descuento a la cual se van a descontar los flujos efectivos (Beltran et al., 2016)

3.13.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de descuento que hace que el VPN de una inversión sea igual a cero (VPN=0), un indicador que refleja la eficiencia financiera de un proyecto a lo largo de su vida útil. El criterio para aceptar o rechazar el proyecto se fundamenta en que si la TIR es menor que la tasa de descuento se debe rechazar el proyecto, en caso contrario se le acepta, la TIR puede calcularse por la ecuación (3.14)

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0 \quad (3.14)$$

Donde r es igual a la TIR entonces se puede afirmar que la TIR representa la rentabilidad con respecto a una tasa mínima o de corte del inversionista (Beltran et al., 2016).

3.13.5 Período de recuperación de la inversión

Es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Por medio de este criterio sabemos el número de periodos (normalmente años) que tarda el flujo de caja en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Podemos calcularlo con la fórmula del periodo de recuperación

simple una vez hayamos descontado los periodos al momento actual. El periodo de recuperación simple, mostrado en la ecuación (3.15).

$$PRS = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad (3.15)$$

Donde **a** es el número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial **I₀** es la inversión inicial del proyecto, **b** es la suma de los flujos hasta el final del periodo «**a**», **F_t** es el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

3.13.6 Beneficio/ costo

El índice beneficio/costo (B/C), compara directamente los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad. Para calcular la relación B/C se halla primero la suma de todos los beneficios descontados, traídos al presente, y se divide sobre la suma de los costos también descontados (ESAN, 2017).

Para saber si un proyecto es viable bajo este enfoque, se debe considerar la comparación de la relación B/C hallada con 1, si $B/C > 1$, esto indica que los beneficios son mayores a los costos y por lo tanto el proyecto debe ser considerado y si el $B/C = 1$, significa que los beneficios igualan a los costos, es decir que no hay ganancias, y si el $B/C < 1$, muestra que los costos superan a los beneficios, en consecuencia, el proyecto no debe ser considerado. El B/C puede calcularse con la siguiente ecuación (3.16).

$$B/C = \frac{VAI}{VAC} \quad (3.16)$$

En donde **B/C** es la relación costo-beneficio, **VAI** es el valor actual de los ingresos totales netos o beneficios netos y **VAC** es el valor actual de los costos de inversión o costos totales.

CAPITULO 4 - RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Análisis de los parámetros geográficos y climatológicos

En este ítem se van a comparar datos obtenidos mediante la metodología de obtención de la irradiación en el plano horizontal e irradiación en el plano inclinado, tenemos que elegir los datos con los que vamos a trabajar para calcular la producción anual esperada. También se van a analizar otros parámetros geográficos y climatológicos del lugar donde se implementó el sistema fotovoltaico, así como la temperatura ambiental, velocidad de viento y humedad relativa.

Tabla 4.1: Irradiación en el plano horizontal y en el plano inclinado (Elaboración propia).

Irradiación (kWh/m²/día)	
En el plano horizontal	
Atlas de energía solar del Perú	5,5
Datos históricos de 10 años	5,9
En el plano inclinado	
Según el modelo de Angstrom – Prescott	6,5
Con celda solar calibrada	6,0

Tenemos que tener en cuenta que irradiación en el plano horizontal y en el plano inclinado son diferentes. Se le denomina irradiación en el plano horizontal, a la irradiación recibida en una superficie perpendicular a los rayos provenientes del sol. Para recibir la irradiación normal durante todo el día es necesario que la superficie receptora se mueva de este a oeste siguiendo la posición del sol. Si la superficie que recibe la irradiación está horizontal, es decir, perpendicular al radio de la tierra, se le llama irradiación horizontal.

Usualmente, es más sencillo recolectar la energía solar en una superficie que no se mueva a lo largo del día, pero tenemos que encontrar un ángulo de inclinación para la superficie receptora, de tal manera que se optimice la cantidad de irradiación recibida durante el día y/o en el año, a esto se le denomina irradiación incidente en un plano inclinado.

Para nuestro sistema fotovoltaico, que tiene que estar estático, orientado al norte e inclinado a 15°, necesitamos datos de irradiación en el plano inclinado, así que tomaremos los datos proporcionados por la celda solar calibrada, que tiene un promedio anual de 6 KWh/m²/día, además que son datos más recientes.

Según la Norma “DGE especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural”, recomienda obtener la información climática y geográfica del lugar de instalación, a fin de especificar adecuadamente el sistema fotovoltaico. Debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá de acuerdo a las siguientes condiciones generales:

- Irradiación 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 sobre nivel del mar : 5 000 m

Anteriormente ya se realizó el estudio de las condiciones climatológicas del lugar de instalación, dando como resultado los siguientes datos promediados anualmente:

Tabla 4.2: Resultados del estudio de las condiciones climatológicas (Elaboración propia).

Entidad	Rango de temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Velocidad del viento (m/s)
NASA	1,65 a 15,77	59,38	2,70
SENAMHI	0,29 a 18,17	79,64	1,94

Si analizamos los resultados de la Tabla 4.1 y Tabla 4.2, nos damos cuenta que estamos dentro del rango de condiciones generales que exige la norma, para la implementación.

4.1.1 Análisis por pérdida de temperatura

Una vez ya conocidos los parámetros climatológicos y aplicando la ecuación (3.5), se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 4.3: Pérdidas por temperatura (Elaboración Propia).

Mes	T_{amb} (°C)	Irradiación media (kwh/m² /dia)	Horas reales de insolación (h)	E(w/m² /dia)	L_{tem} (%)
Enero	17,85	5,62	12,37	454,32	4
Febrero	16,70	5,61	12,12	462,87	3,5
Marzo	18,45	5,45	11,46	475,57	4,7
Abril	18,06	5,73	11,24	509,78	5,1
Mayo	17,74	6,10	11,13	548,96	5,6
Junio	17,37	5,81	11,17	519,25	4,9
Julio	17,00	5,98	11,34	527,33	4,8
Agosto	18,18	6,72	11,59	579,81	6,4
Setiembre	19,34	6,29	12,25	513,46	5,9
Octubre	19,02	6,96	12,48	557,69	6,5
Noviembre	18,91	5,95	13,01	457,34	4,6
Diciembre	19,42	5,64	12,56	449,04	4,8

4.1.2 Análisis por pérdida de potencia de salida en el convertor cc/cc y el inversor

Reemplazando las pérdidas en la potencia de salida de acuerdo a la ecuación (3.11) se obtiene la eficiencia del inversor y de los convertidores cc/cc, que es un valor muy cercano a la eficiencia que nos brinda la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

Tabla 4.4: Eficiencia del inversor, convertor cc/cc y convertor cc/cc + inversor (Elaboración propia).

	Calculado	Experimental
Inversor	97,5%	97,1%
Convertor cc/cc	98,7%	95,5%
Convertor cc/cc + Inversor		96,2%

4.1.3 Cálculo de rendimiento energético o “performance ratio”

El coeficiente de rendimiento energético de un sistema solar fotovoltaico, se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta la dependencia de las pérdidas mencionadas anteriormente. En la siguiente tabla mostramos los resultados de las pérdidas y el rendimiento energético.

Tabla 4.5: Resumen de pérdidas (Elaboración propia).

Mes	Dispersión de potencia	Temperatura	Suciedad	Inclinación y sombras	Degradación fotónica	Eficiencia inversión + conversor cc/cc	PR
Enero	1%	4%	1%	1%	1%	96,2%	88,2%
Febrero	1%	3,5%	1%	0,5%	1%	96,2%	89,2%
Marzo	1%	4,7%	1%	0,5%	1%	96,2%	88,0%
Abril	1%	5,1%	1%	0,5%	1%	96,2%	87,6%
Mayo	1%	5,6%	1%	1%	1%	96,2%	86,6%
Junio	1%	4,9%	1%	1%	1%	96,2%	87,0%
Julio	1%	4,8%	1%	1%	1%	96,2%	87,4%
Agosto	1%	6,4%	1%	0,5%	1%	96,2%	86,3%
Setiembre	1%	5,9%	1%	0,5%	1%	96,2%	86,8%
Octubre	1%	6,5%	1%	0,5%	1%	96,2%	86,2%
Noviembre	1%	4,6%	1%	1%	1%	96,2%	87,6%
Diciembre	1%	4,8%	1%	1%	1%	96,2%	87,4%

4.1.4 Producción anual esperada

Por la ecuación (3.12) propuesta en la metodología, considerando la potencia nominal de 2,96 kW que es la potencia real de nuestro generador. La irradiación solar diaria según la Tabla 3.8 y el rendimiento energético indicado en la Tabla 4.5 obtenemos la energía producida mensual y anual. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.6: Producción anual de energía (Elaboración propia).

Mes	$G(\alpha, \beta)$ (kWh / m ² * día)	$\frac{G(\alpha, \beta) * P_{GFV}}{G_{STC}}$ (kWh / m ² * día)	PR	E_p (kWh / día)	Días / Mes	Producción Mensual (kWh / mes)
Enero	5,62	16,63	88,2%	14,67	31	454,70
Febrero	5,61	16,60	89,2%	14,81	28	414,68
Marzo	5,45	16,13	88,0%	14,20	31	440,20
Abril	5,73	16,96	87,6%	14,85	30	445,50
Mayo	6,11	18,09	86,6%	15,67	31	485,77
Junio	5,80	17,17	87,0%	14,94	30	448,14
Julio	5,98	17,70	87,4%	15,47	31	479,56
Agosto	6,72	19,89	86,3%	17,17	31	532,12
Setiembre	6,29	18,62	86,8%	16,16	30	484,86
Octubre	6,96	20,60	86,2%	17,76	31	550,47
Noviembre	5,95	17,61	87,6%	15,43	30	462,79
Diciembre	5,64	16,69	87,4%	14,59	31	452,20
Producción anual de energía						5650,99

De la Tabla 4.6 podemos concluir que en el mes de octubre obtendremos la mayor cantidad de energía que es de 550,47 kwh, y la menor producción de energía se da en el mes de febrero que es de 414,68 kwh. Además la producción anual esperada es de 5650,99 kwh.

4.1.5 Resultados económicos

La energía entregada es de 5650,99 KWh. La tasa de descuento de 8,58%, se toma en cuenta un índice medio para sistemas fotovoltaicos. Para el tiempo de vida útil del SFCR se toma en cuenta el máximo tiempo de uso de los módulos fotovoltaicos, convertidores cc/cc y el

inversor. El costo de la energía entregada por el SFCR es tomada de la tarifa practicada por la empresa distribuidora de energía eléctrica, opción tarifaria BT5B Residencial.

Tabla 4.7: Valores de base para los cálculos (Elaboración propia).

Parámetro de entrada	Unidad	Valor
Potencia del inversor	kW	3
Potencia del generador fotovoltaico	kWp	2,96
Energía renovable producida	kWh/año	5650,99
Tasa de descuento	%	8,58
Valor de la energía entregada por el SFCR	S/. /kWh	0,6545
Tiempo de vida útil del SFCR	años	25

Ahora hallaremos el flujo de caja proyectado. Entre los egresos tenemos el pago del financiamiento y el costo de operación y mantenimiento, y entre los ingresos tenemos la venta de energía a la red. Considerando que coste inicial de mantenimiento para el primer año es de 0,2% por el capital, luego para los siguientes años el incremento de gastos de mantenimiento es de 3% anual. Coste inicial de operación es 0,4% por el capital, para los años siguientes el incremento de gastos en operación es de 1% anual. El incremento para el precio de la venta de energía es de 2% anual (Creus, 2009). Reemplazando estos datos obtenemos el flujo de caja en los próximos 25 años.

Tabla 4.8: Flujo de caja (Elaboración propia).

Año	Egresos				Ingresos			Flujo neto
	capital	Operación y mantenimiento		Gestió n admin.	Venta de energía			
		Mantenim ento	operació n	Oper. + Mant.		Precio	Energía	Total
0	29417,55							29417,55
1		58,84	117,67	176,51	11,10	0,655	5650,99	3698,57
2		60,60	118,85	179,45	11,32	0,668	5650,99	3772,54
3		62,42	120,04	182,45	11,54	0,681	5650,99	3848,00
4		64,29	121,24	185,53	11,77	0,695	5650,99	3924,96
5		66,22	122,45	188,67	12,01	0,708	5650,99	4003,45
6		68,21	123,67	191,88	12,25	0,723	5650,99	4083,52
7		70,25	124,91	195,16	12,50	0,737	5650,99	4165,19
8		72,36	126,16	198,52	12,75	0,752	5650,99	4248,50
9		74,53	127,42	201,95	13,00	0,767	5650,99	4333,47
10		76,77	128,69	205,46	13,26	0,782	5650,99	4420,14
11		79,07	129,98	209,05	13,53	0,798	5650,99	4508,54
12		81,44	131,28	212,72	13,80	0,814	5650,99	4598,71
13		83,88	132,59	216,48	14,07	0,830	5650,99	4690,68
14		86,40	133,92	220,32	14,35	0,847	5650,99	4784,50
15		88,99	135,26	224,25	14,64	0,864	5650,99	4880,19
16		91,66	136,61	228,27	14,93	0,881	5650,99	4977,79
17		94,41	137,98	232,39	15,23	0,898	5650,99	5077,35
18		97,25	139,36	236,60	15,54	0,916	5650,99	5178,90
19		100,16	140,75	240,91	15,85	0,935	5650,99	5282,47
20		103,17	142,16	245,33	16,16	0,953	5650,99	5388,12
21		106,26	143,58	249,84	16,49	0,973	5650,99	5495,88
22		109,45	145,02	254,47	16,82	0,992	5650,99	5605,80
23		112,73	146,47	259,20	17,15	1,012	5650,99	5717,92
24		116,12	147,93	264,05	17,50	1,032	5650,99	5832,28
25		119,60	149,41	269,01	17,85	1,053	5650,99	5948,92

El flujo de caja es positivo en todos los meses, pero eso no indica que nuestro proyecto sea viable financieramente, por lo tanto necesitamos los valores del VAN, TIR, PRS y B/C financiero, para saber si nuestro proyecto es rentable y por ende viable.

Aplicando las ecuaciones (3.13), (3.14), (3.15) y (3.16), recalando que estos datos son calculados con tasa de descuento y considerando el valor del dinero en el tiempo, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 4.9: Indicadores económicos del proyecto (Elaboración propia).

Indicador económico	valor	unidad
VPN	12 810,06	S/.
TIR	13	%
PR con tasa de descuento	12 años /9 meses	Años
B/C	1,41	

El periodo de recuperación con los periodos descontados al tiempo actual nos da como resultado 12 años con 9 meses. Y el beneficio/costo es de 1,41, lo que significa que por cada 1 sol invertido, se tiene una ganancia de 0,41 centavos de ganancia. Como el valor del VPN es positivo y el TIR 13%, entonces se demuestra que el proyecto es viable financieramente.

CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de analizar los resultados a partir del proyecto de investigación realizado, se realizarán las conclusiones para cada objetivo específico, resaltando lo más importante.

5.1 Conclusiones

- Los convertidores cc/cc corresponden a las nuevas alternativas distribuidas existentes en el mercado actual, en comparación con las arquitecturas tradicionales basadas en topologías de inversores centrales o de cadena. Se diseñó las características técnicas del SFCR con convertidores cc/cc de 3kW, obteniendo como resultados principales que sistema tendrá 8 módulos fotovoltaicos de 370 Wp, 8 convertidores cc/cc y un inversor monofásico de 3 kW como elementos principales. Con estos equipos y con una irradiación anual promedio de 6 kWh/m²/día, 15° de inclinación y orientado al norte, se espera obtener una producción de 5650,99 kWh/año. Los equipos que forman parte del sistema, no sólo han sido escogidos con los cálculos realizados para el proyecto, se ha tenido también en cuenta que cumplan con las normativas establecidas para el correcto dimensionamiento.
- El lugar donde se implementó el SFCR con convertidores cc/cc es en el pabellón del Instituto de Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Universidad Nacional de Juliaca (UNAJ) sede Ayabacas. La ubicación de nuestro sistema es favorable puesto que no existen construcciones cercanas alrededor del instituto. El lugar específico que se elige para implementar el sistema, es en la terraza norte de la infraestructura, es estratégico para la conexión a red, para que no haya mucha pérdida de tensión en la distancia del cableado y también es prácticamente libre de sombras durante todo el año. De acuerdo a la norma técnica universal para sistemas fotovoltaicos domésticos (“Universal Technical Standard for Solar Home Systems” Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII,

1998.), el generador fotovoltaico debe estar totalmente libre de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año, y cumplimos con este requisito. Se realizó el montaje y las pruebas protocolares de todos los componentes de acuerdo al diseño ya realizado.

- Los resultados económicos muestran que el sistema es rentable recuperando la inversión inicial en el año 12 con 9 meses de funcionamiento; además se realizó el flujo de caja del proyecto para un tiempo de operación de 25 años, obteniendo para un precio de venta de energía de S/. 0,6545 kWh, un VPN de S/. 12 810,06, una relación de Beneficio/Costo de 1,41; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13 %, podemos concluir que el proyecto es viable económicamente, sin embargo cabe mencionar que para lograr esta viabilidad se consideró necesariamente una tarifa alta de energía y una tasa de interés de financiamiento de 8,58% anual. Esto muestra que la paridad tarifaria para SFCR es factible en Juliaca cuando es relacionada a la tarifa aplicada a los consumidores del sector residencial de baja tensión.

5.2 Recomendaciones

- Para mejorar la viabilidad económica, se recomienda conseguir los mayores ingresos, tal como la calificación a bonos de carbono, inventivos, etc.
- Esta tesis es un paso para que las empresas privadas o el estado peruano puedan incursionar aún más en temas relacionados al medio ambiente e invertir en nuevos proyectos para el ahorro de energía y la mitigación de impactos.
- La región de Puno posee una potencia fotovoltaico adecuada, tanto por la radiación que recibe como por la geografía que tiene. Se recomienda explotar esta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AENOR. (2002). *Reglamento electrotécnico de baja tensión ITC BT – 18 “Instalaciones de puesta a Tierra.”* Retrieved from <http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>
- Alonso Lorenzo, J. A. (2019, February 17). Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas. Retrieved June 12, 2020, from <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puesta-a-tierra-de-instalaciones-con-placas-solares/>
- Battioni, M., Risso, G., Cutrera, M., & Schmidt, J. (2016). *Evaluacion de distintos metodos para estimar la temperatura de operacion de modulos fotovoltaicos y estimacion de las perdidas de energia por efecto de la tempeartura.* 4, 1–11.
- BAUER, E. (2019). *Panel solar 370w 72 células monocristalino.*
- Beltran, N. B., Tinajeros, M., & Morante, F. (2016). *Analisis economico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en Arequipa.* 14–19.
- Beltran, N., Larico, J. C., Ramos, J. M., Beltran, C. A., Mamani, R. E., Chambi, F. P., ... Flores, M. (2017). *Proyecto de Investigación docente: “Diseño e implementación de un analizador con sistema SCADA para evaluación de parámetros de funcionamiento de un mini-parque solar fotovoltaico de 2.0 KW en sistemas aislados y conectados a red para la UNAJ.”*
- Beltran, N., Tinajeros, M., & Morante, F. (2016). *Analisis economico de un sistema fotovoltaico conectado a la red en Arequipa.* 14–19.
- Bussmann. (2020a). *Protect electrical systems while simplifying installation.*
- Bussmann, C. (2014). *Guia de proteccion fotovoltaica de Bussmann: Protección de circuitos solares completa y fiable.*
- Bussmann, C. (2020b). *Fusible Bussman PV 15A 10F.*
- Camayo-Lapa, B., Massipe- Hernandez, J. R., Pomachagua- Paucar, J., Torre-Ten, A., & Quispe-flores, M. O. (2015). *Desarrollo del modelo Bristow-Campbell para estimar la*

radiación solar global de la Región de Junin, Perú. Tecnología Química, XXXV(2), 271–288. <https://doi.org/10.1590/2224-6185.2015.2.%x>

Ccama, D. O. (2017). *Estudio de prefactibilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pública en la ciudad de Puno.*

Cepeda, J., & Sierra, A. (2017). *Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones.*

CHNT, P. (2019). La radiación solar: la energía del sol - Chint Power Systems Latinoamérica. Retrieved October 23, 2019, from <https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/>

Clamper. (2020). *FT_Clamper-Solar.*

Corilla, D. R. (2014). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 200 KW conectado a la red de media tensión en el departamento de Ica.*

Cornejo Lalupú, H. A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de universidad de Piura.*

Creus Solé, A. (2009). *Energías Renovables.*

Domingo Cagigal, J. (2017). *Simulación en PSIM y SIMULINK de un conjunto rectificador con convertidor BUCK- BOOST en la salida.*

ESAN. (2017, January 24). *El índice beneficio/costo en las finanzas corporativas | Finanzas | Apuntes empresariales | ESAN. Retrieved June 19, 2020, from <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-indice-beneficiocosto-en-las-finanzas-corporativas/>*

Espinoza, R., Luque, C., Cerón, E. M., & Casa, J. De. (2015). *Barreras a superar en el intento de una intervención masiva de sistemas FV conectados a la red en el Perú. 27.*

Friosolar. (2017). *Frío Solar. HVAC Renovable: ENERGÍA SOLAR. Conceptos básicos 1. Retrieved October 23, 2019, from <https://frio-solar123.blogspot.com/2017/05/energia-solar-conceptos-basicos-1.html>*

General Electric. (2014). *Ficha tecnica del producto: Disyuntor diferencial BP 25A 30mA*. 21–22.

Hermosillo, J., & Gudiño, D. (1995). *Notas sobre el Curso de Energía Solar*.

Honsberg, C., & Stuart, B. (2019). *Angulo de declinación | PVEducation*. Retrieved April 20, 2020, from <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/angulo-de-declinación>

Inter- American Development Bank, I., Balza, L. H., Serebrisky, T., & Espinasa, R. (2013). *Energy Needs in Latin America and the Caribbean to 2040 Energy Needs in Latin America and the Caribbean*.

Johns, M., Le, H., & Seeman, M. (2008). *Grid-Connected Solar Electronics*. 1–12.

Lopes, L. (2006). *Sistema experimental fotovoltaica de geracao de energia eletrica operando em paralelo com a rede eletrica ca*.

Macedo, W. (2006). *Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*.

NASA. (2020). *POWER Data Access Viewer NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Higher Resolution Daily Time Series 1/2 x 1/2 degree Climatology Resource for SSE-Renewable Energy*. Retrieved August 6, 2020, from <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

OSINERGMIN, O. S. de la I. en E. y M. (2017). *La industria de la energia renovable en el Peru: 10 años de contribuciones a la mitigacion del cambio climatico*.

Perpiñan Lamigueiro, O. (2014). *Energía solar fotovoltaica*.

Perpiñán, Ó., Colmenar, A., & Alonso, M. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*.

Plasencia, J. (2018). *Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4.5 kW en el complejo policial la despensa- en el distrito de Jose Leonardo Ortiz Porvincia de Chiclayo - Lambayeque*.

- Quispe, A. (2017). *Estudio técnico y económico para la instalación de una planta fotovoltaica para la provisión de energía al sistema eléctrico interconectado nacional en la región puno.*
- Roca, J. A. (2016). *Los costes de la fotovoltaica caen un 80% en los últimos cinco años – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.* Retrieved August 2, 2020, from <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-la-fotovoltaica-caen-un-80-en-los-ultimos-cinco-anos/>
- Rojas Bismarck, J. P. G. (2018). *"diseño de una central solar fotovoltaica de 30mw , para su análisis técnico , operativo y económico en el sein ; ubicada en Tacna - 2017 "*.
- SANEA. (2018). *Sanea - generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a red.* retrieved october 23, 2019, from <https://www.sanea.org/curso/5424/generacion-de-energia-electrica-con-sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-red/>
- Schneider Electric. (2020). *Ficha tecnica del producto: Interruptor magnetotermico* (pp. 1–3). pp. 1–3.
- Senamhi. (2020). *Datos Hidrometeorológicos a nivel nacional .* Retrieved August 6, 2020, from <https://www.senamhi.gob.pe/?&p=estaciones>
- SENAMHI. (2019). *No Title.*
- Shahrestani, M., Yao, R., Essah, E., Shao, L., Oliveira, A., Hepbasli, A., ... Lechón, J. L. (2017). *Experimental and numerical studies to assess the energy performance of naturally ventilated PV façade systems.* <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.034>
- Solar Edge. (2019). *Optimizador de Energía de SolarEdge.*
- Solaredge. (2019). *1.5-6kw Single phase inverter.* Retrieved from https://www.thinkpower.com.cn/products_detail-2-3.html
- Tanca, M. C., Alencastre, A. Y., & Morales, H. K. (2017). *Normativad Nacional E*

Internacional Para La Microgeneración Fotovoltaica En El Perú. 13–17.

Teles, M. (2017). *Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica.*

Wagner, L. A. (2019). *Grafico 1 – Irradiância Solar – HCC Engenharia Elétrica.* Retrieved October 23, 2019, from <https://hccengenharia.com.br/a-irradiancia-solar-no-rio-grande-do-sul-e-suficiente-para-gerar-energia-solar/grafico-1-irradiancia-solar/>

Yucra, R. C., & Meléndez, T. A. (2005). *Diseño y Construcción de un Colector Tipo CPC para un Módulo Experimental de Calentamiento de Agua con Energía Solar.* Puno-Perú: Editorial Universitaria UNA-PUNO. Retrieved June 3, 2020, from <https://www.escavador.com/sobre/596105/teddy-arturo-flores-melendez>

Yucra, Reynaldo Condori. (2010). *Estudio para la climatización de la piscina y la producción de agua caliente sanitaria acs con energía solar de la UNAP.* IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES_CLA) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII - SPES), pp. 1–5.

Ziles, R., Macedo, W., Galhardo, M., & Oliveira, S. (2012). *sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.*

Zilles, R., Macedo, W., Galhardo, M. A., & Ferreira, S. H. (2012). *Sistemas fotovoltaicos conectados a rede electrica.*

ANEXOS

Anexo 1: Componentes del sistema

1.1: Ficha técnica del módulo



PANEL SOLAR 370W 72 CÉLULAS MONOCRISTALINO

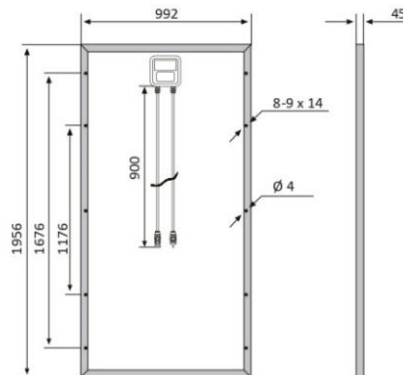
Características

Tamaño del módulo	1956 x 992 x 45 mm
Células	72 piezas monocristalinas (156 x 156 mm)
Cristal	Bajo contenido en hierro y templado (3,2 mm)
Potencia máxima (Wp)	370W
Cable	90cm, 4mm ²
Voltaje en circuito abierto (Voc)	48.3V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	9.95A
Voltaje a máxima potencia (Vm)	40.1V
Intensidad a máxima potencia (Im)	9.23A
Condiciones del test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo sistema	1000Vdc
Coefficiente temperatura - Isc	+0.02973%
Coefficiente temperatura - Uoc	-0.38038%
Coefficiente temperatura - Pmpp	-0.57402%
Temperatura normal trabajo célula	45°C
Eficiencia del módulo	19%
Certificados de producto	TUV(IEC 61215, IEC 61730), CE
Certificados de la empresa	ISO9001, ISO14001, ISO18001
Peso	21.5 kg
Garantía del producto	10 años
Garantía de potencia	25 años

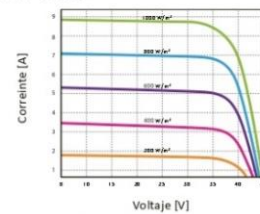
BSP370M



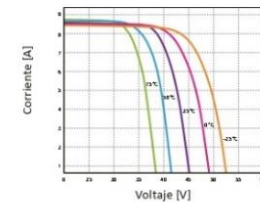
Esquemas



Curvas



Características de los módulos a temperaturas constantes de 25°C y niveles variables de irradiación



Características de los módulos a temperaturas variables e irradiación constante de 1.000W/m²

Bauer Energy
info@bauer-energy.com
www.bauer-energy.com



1.2: Ficha técnica de los convertidores cc/cc



PV power optimization at the module level

- Specifically designed to work with SolarEdge inverters
- Superior efficiency (99.5%)
- Up to 25% more energy
- Flexible system design for maximum space utilization
- Next generation maintenance with module-level monitoring
- Module-level voltage shutdown for installer and firefighter safety
- Mitigates all types of modules mismatch-loss, from manufacturing tolerance to partial shading
- Fast installation with a single bolt

solaredge.com

solaredge

/ Power Optimizer

P300 / P370 / P404 / P405 / P485 / P500 / P505

OPTIMIZER MODEL (typical module compatibility)	P300 (for 60-cell modules)	P370 (for high power 60&72-cell modules)	P404 (for 60/72- cell short strings)	P405 (for high-voltage modules)	P485 (for high-voltage modules)	P500 (for 96-cell modules)	P505 (for higher current modules)	UNIT
INPUT								
Rated Input DC Power ⁽¹⁾	300	370	405	405	485	500	505	W
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)	48	60	80	125		80	83	Vdc
MPPT Operating Range	8 - 48	8 - 60	12.5 - 80	12.5 - 105		8 - 80	12.5-83	Vdc
Maximum Short Circuit Current (Isc)	11		10.1			14		Adc
Maximum Efficiency				99.5				%
Weighted Efficiency				98.8				%
Overtoltage Category				II				
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREEDGE INVERTER)								
Maximum Output Current				15				Adc
Maximum Output Voltage	60		85			60	85	Vdc
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREEDGE INVERTER OR SOLAREEDGE INVERTER OFF)								
Safety Output Voltage per Power Optimizer				1 ± 0.1				Vdc
STANDARD COMPLIANCE								
EMC				FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3				
Safety				IEC62109-1 (class II safety), UL1741				
RoHS				Yes				
Fire Safety				VDE-AR-E 2100-712:2013-05				
INSTALLATION SPECIFICATIONS								
Maximum Allowed System Voltage				1000				Vdc
Dimensions (W x L x H)	129 x 153 x 27.5 / 5.1 x 6 x 1.1		129 x 89 x 42.5 / 5.1 x 3.5 x 1.7	129 x 90 x 49.5 / 5.1 x 3.5 x 1.9		129 x 153 x 33.5 / 5.1 x 6 x 1.3	129 x 162 x 59 / 5.1 x 6.4 x 2.3	mm / in
Weight (including cables)	630 / 1.4	655 / 1.5	775 / 1.7	845 / 1.9		750 / 1.7	1064 / 2.3	gr / lb
Input Connector	MC4 ⁽²⁾			Single or Dual MC4 ⁽²⁾⁽³⁾		MC4 ⁽²⁾		
Input Wire Length				0.16 / 0.52				m / ft
Output Connector				MC4				
Output Wire Length	0.9 / 2.95				1.2 / 3.9			m / ft
Operating Temperature Range				-40 - +85 / -40 - +185				°C / °F
Protection Rating				IP68				
Relative Humidity				0 - 100				%

⁽¹⁾ Rated power of the module at STC will not exceed the optimizer "Rated Input DC Power". Modules with up to +5% power tolerance are allowed.

⁽²⁾ For other connector types please contact SolarEdge.

⁽³⁾ For dual version for parallel connection of two modules use the P485. In the case of an odd number of PV modules in one string, installing one P485 dual version power optimizer connected to one PV module is supported. When connecting a single module, seal the unused input connectors using the supplied pair of seals.

PV SYSTEM DESIGN USING A SOLAREEDGE INVERTER ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	SINGLE PHASE HD-WAVE	SINGLE PHASE	THREE PHASE	THREE PHASE FOR 277/480V GRID	
Minimum String Length (Power Optimizers)	P300, P370, P500 ⁽⁶⁾	8	16	18	
	P404, P405, P485, P505	6	14 (13 with SE3K ⁽⁷⁾)		
Maximum String Length (Power Optimizers)		25	50	50	
Maximum Power per String		5700	5250	11250 ⁽⁸⁾	W
Parallel Strings of Different Lengths or Orientations					Yes

⁽⁴⁾ It is not allowed to mix P404/P405/P485/P505 with P300/P370/P500/P600/P650/P730/P800p/P850 in one string.

⁽⁵⁾ For SE15k and above, the minimum DC power should be 11KW.

⁽⁶⁾ The P300/P370/P500 cannot be used with the SE3K three phase inverter (available in some countries; refer to the three phase inverter SE3K-SE10K datasheet).

⁽⁷⁾ Exactly 10 when using SE3K-RW010BNN4

⁽⁸⁾ For 230/400V grid: It is allowed to install up to 13,500W per string when 3 strings are connected to the inverter and when the maximum power difference between the strings is up to 2,000W

1.3: Ficha técnica del inversor

solaredge

Single Phase Inverter with HD-Wave Technology

SE2200H, SE3000H, SE3500H, SE3680H
SE4000H, SE5000H, SE6000H



INVERTERS

Optimized installation with HD-Wave technology

- Specifically designed to work with power optimizers
- Record-breaking efficiency
- Extremely small, lightweight and easy to install
- High reliability
- Built-in module-level monitoring
- Outdoor and indoor installation
- Fixed voltage inverter for longer strings
- Smart Energy Management control
- Compatible with the StorEdge Interface for StorEdge™ applications



www.solaredge.com



Single Phase Inverter with HD-Wave Technology

SE2200H, SE3000H, SE3500H, SE3680H
SE4000H, SE5000H, SE6000H

	SE2200H	SE3000H	SE3500H	SE3680H	SE4000H	SE5000H	SE6000H	
OUTPUT								
Rated AC Power Output	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ⁽¹⁾	6000	VA
Maximum AC Power Output	2200	3000	3500	3680	4000	5000 ⁽¹⁾	6000	VA
AC Output Voltage (nominal)				220 / 230				Vac
AC Output Voltage Range				184 - 264.5				Vac
AC Frequency (nominal)				50 / 60 ± 5				Hz
Maximum Continuous Output Current	10	14	16	16	18.5	23	27.5	A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Country Configurable Thresholds				Yes				
INPUT								
Maximum DC Power	3400	4650	5425	5700	6200	7750	9300	W
Transformer-less, Ungrounded				Yes				
Maximum Input Voltage				480				Vdc
Nominal DC Input Voltage				380				Vdc
Maximum Input Current	6.5	9	10	10.5	11.5	13.5	16.5	Adc
Reverse-Polarity Protection				Yes				
Ground-Fault Isolation Detection				600kΩ Sensitivity				
Maximum Inverter Efficiency				99.2				%
European Weighted Efficiency	98.3			98.8			99	%
Nighttime Power Consumption				< 2.5				W
ADDITIONAL FEATURES								
Supported Communication Interfaces	RS485, Ethernet, ZigBee (optional), WiFi (optional), Cellular (optional)							
Smart Energy Management	Export Limitation, Smart Energy, StorEdge applications							
STANDARD COMPLIANCE								
Safety	IEC-62109-1/2, AS-3100							
Grid Connection Standards	AS-4777, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, UTE C15-712, G83/2, G59/3, CEI-021, EN 50438, IEC61727, IEC62116, ÖNORM, TF3.2.1, C10-11, NRS 097-2-1							
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, FCC Part 15 Class B							
INSTALLATION SPECIFICATIONS								
AC Output - Supported Cable Diameter				9 - 16				mm
AC - Supported Wire Cross Section				1 - 16				mm ²
DC Input	1 x MC4			2 x MC4 pair				
Dimensions (H x W x D)				280 x 370 x 142				mm
Noise				< 25				dBA
Weight				7.8	9	10.6		kg
Cooling	Natural Convection							
Operating Temperature Range				-20 to +60 ⁽²⁾ (-40°C option)				°C
Protection Rating	IP65 - Outdoor and Indoor							

⁽¹⁾ 4600VA in Germany

⁽²⁾ For power de-rating information refer to: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

CE RoHS

© SolarEdge Technologies, Inc. All rights reserved. SOLAREEDGE, the SolarEdge logo, OPTIMIZED BY SOLAREEDGE are trademarks or registered trademarks of SolarEdge Technologies, Inc. All other trademarks mentioned herein are trademarks of their respective owners. Date: 03/2018/W01/ENG ROW. Subject to change without notice.

1.4: Ficha técnica del DPS lado CC



CLAMPER Solar

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



Descrição

Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), Classe II (EN 50539-11), com tecnologia de Varistor de Óxido Metálico (MOV) para proteção de sistemas fotovoltaicos.

Características

- Permite a substituição dos plugues com o sistema energizado;
- Sinalização local do status de operação;
- Sinalização remota (opcional);
- Possui desligador interno que desconecta o DPS ao final da vida útil;
- Fixação em trilho DIN 35.

Aplicação

Proteção de instalações fotovoltaicas contra sobretensões provenientes de descargas atmosféricas, manobras de cargas instalados na rede e outros.

Características técnicas	Unid.	CLAMPER Solar							
		150V 40KA		300V 40KA		600V 40KA		1040V 40KA	
Modelos	-								
Código CLAMPER	-	015298	015299	014468	015304	014470	014471	014472	014473
Normas aplicáveis	-	EN 50539-11							
Classe de proteção	-	II							
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)							
Modos de proteção	-	L+ / PE, L- / PE (modo comum), L+ / L- (modo diferencial)							
Proteção térmica dos varistores	-	Sim							
Nível de proteção - $U_p(L+/-L-)$	kV	≤ 0,8		≤ 1,6		≤ 2,4		≤ 5,0	
Nível de proteção - $U_p(L+/-PE); (L-/-PE)$	kV	≤ 1,0		≤ 2,0		≤ 2,7		≤ 5,0	
Tempo de resposta típico	ns	< 25							
Tensão máxima de operação contínua - U_{ov}	V _{cc}	150		300		600		1040	
Corrente de descarga nominal @ 8/20µs - I_n	kA	10							
Corrente de descarga máxima @ 8/20µs - I_{max}	kA	20							
Corrente de descarga total @ 8/20µs - I_{tot}	kA	40							
Seção dos condutores de conexão elétrica	mm ²	4 a 25							
Torque de aperto (conexão elétrica)	Nm	3							
Sinalização de status	-	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	120 V _{cc} /1 A 24V _{cc} /1A							
Seção transversal do cabo dos contatos de sinalização remota	mm ²	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5
Temperatura de operação	°C	-40...+70							
Invólucro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo							
Grau de proteção	-	IP20*							
Peso aproximado	g	228	234	242	248	257	263	271	279
Dimensões	mm	94,6 x 74 x 53 (C x L x A) / 99 x 74 x 53 (C x L x A)**							

NOTAS:

* Para garantir o grau de proteção indicado, é necessária a utilização de terminal isolado compatível com as dimensões do cabo de ligação.

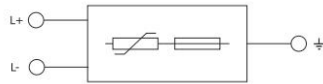
** Dimensões do produto com sinalização remota.



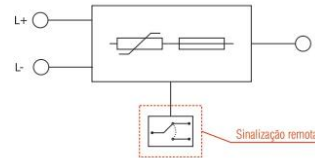
CLAMPER Solar

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Diagrama elétrico:

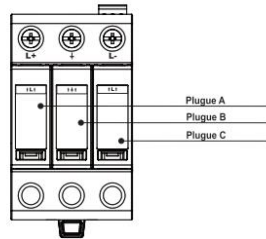


DPS Standard



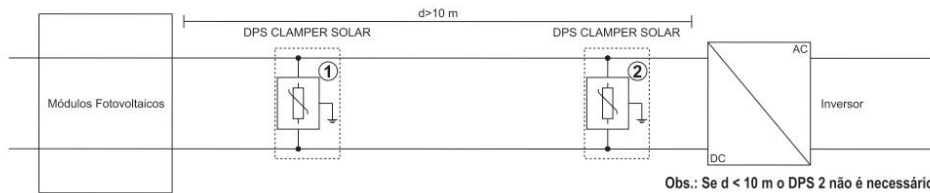
DPS com sinalização remota "SR"

Informações do plugue:

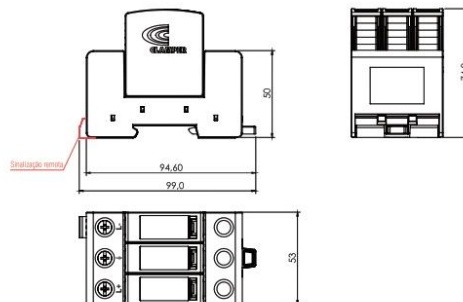


PRODUTO	PLUGUE
CLAMPER SOLAR 150 Vcc / 40 kA	A - PL 150 Vcc / 20 kA B - PL 150 Vcc / 40 kA C - PL 150 Vcc / 20 kA
CLAMPER SOLAR 300 Vcc / 40 kA	A - PL 300 Vcc / 20 kA B - PL 300 Vcc / 40 kA C - PL 300 Vcc / 20 kA
CLAMPER SOLAR 600 Vcc / 40 kA	A - PL 600 Vcc / 20 kA B - PL 600 Vcc / 40 kA C - PL 600 Vcc / 20 kA
CLAMPER SOLAR 1040 Vcc / 40 kA	A - PL 1040 Vcc / 20 kA B - PL 1040 Vcc / 40 kA C - PL 1040 Vcc / 20 kA

Diagrama de ligação:



Desenho mecânico:



Dimensões em mm.

1.5: Ficha técnica del DPS lado CA



VCL Slim Classe II

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Descrição

Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), monopolar, Classe II (ABNT NBR IEC 61643-1), do tipo limitador de tensão, composto por Varistor de Óxido Metálico (MOV) associado a um dispositivo de desconexão térmica (sobretensão) e elétrica (sobrecorrente).



Características

- Suportabilidade à corrente de curto-circuito de 5 kA sem fusível backup;
- Conexão direta aos barramentos dos quadros de distribuição de energia;
- Possui desligador interno que desconecta o DPS da rede caso este seja submetido a distúrbios acima da sua capacidade;
- Sinalização local: indicação do estado de operação através de bandeirola verde/vermelho (SERVIÇO/DEFEITO);
- Sinalização remota (opcional): indicação do estado de operação através de contatos NA ou NF isolados eletricamente do circuito interno.

Principais aplicações

Proteção de equipamentos eletroeletrônicos conectados à rede elétrica contra sobretensões de origem atmosférica e/ou manobras no sistema elétrico. Adequado para instalação entre Fase/Neutro, Fase/Terra ou Neutro/Terra em quadros de distribuição e/ou comando.



Características técnicas (Gerais)	Unid.	VCL Slim	VCL Slim - SR
Normas aplicáveis	-	ABNT NBR IEC 61643-1 / UL 1449 / ABNT NBR 5410	
Modos de proteção	-	L/PE (modo comum) ou L/N - N/PE (modo diferencial)	
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)	
Tempo de resposta típico	ns	< 25	
Proteção térmica	-	Sim	
Máxima corrente de curto-circuito sem fusível backup	kA	5	
Fusível backup máximo	A	100 gL/gG	
Resistência de isolamento	MΩ	> 100	
Sinalização do status de operação	-	Bandeirola (Verde - SERVIÇO; Vermelho - DEFEITO)	
Temperatura de operação	°C	-40 a +70	
Seção dos condutores de conexão	mm ²	4 a 25	
Fixação	-	Trilho padrão DIN ou garras padrão NEMA	
Torque	Nm	2,0	
Acondicionamento	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo	
Grau de proteção	-	IP20	
Dimensões máximas	mm	90 x 64 x 17,5 (C x A x L)	94 x 64 x 17,5 (C x A x L)
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	-	120 VCA / 1 A 24 VCC / 1 A
Seção transversal do cabo dos contatos da indicação remota	mm ²	-	1,5



VCL Slim Classe II

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Características técnicas (Específicas)

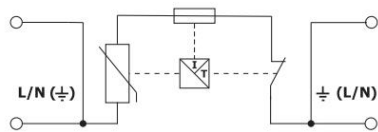
Código CLAMPER		VCL Slim	Tensão máxima de operação contínua	Corrente de descarga nominal @ 8/20µs	Corrente de descarga máxima @ 8/20µs	Tensão de referência @ 1mA	Nível de proteção	Peso aproximado
CDI		Modelo	U _c	I _n	I _{máx}	U _{ref}	U _p	-
Standard	SR							
005276	005277	VCL 75V 12kA Slim	75 VCA	5 kA	12 kA	120 V	0,4 kV	80 g
004967	004972	VCL 75V 20kA Slim	75 VCA	10 kA	20 kA	120 V	0,4 kV	80 g
004075	004216	VCL 75V 30kA Slim	75 VCA	10 kA	30 kA	120 V	0,5 kV	85 g
004024	004217	VCL 75V 45kA Slim	75 VCA	20 kA	45 kA	120 V	0,6 kV	90 g
004076	004218	VCL 75V 90kA Slim	75 VCA	30 kA	90 kA	120 V	0,4 kV	95 g
006229	006230	VCL 175V 15kA Slim	175 VCA	5 kA	15 kA	270 V	0,8 kV	80 g
004968	004973	VCL 175V 20kA Slim	175 VCA	10 kA	20 kA	270 V	0,8 kV	80 g
004027	004261	VCL 175V 30kA Slim	175 VCA	10 kA	30 kA	270 V	0,8 kV	85 g
005986	-	VCL 175V 40kA Slim	175 VCA	20 kA	40 kA	270 V	1,2 kV	90 g
003984	004122	VCL 175V 45kA Slim	175 VCA	20 kA	45 kA	270 V	1,2 kV	90 g
010727	-	VCL 175V 50kA Slim	175 VCA	25 kA	50 kA	270 V	0,9 kV	95 g
004077	004104	VCL 175V 90kA Slim	175 VCA	30 kA	90 kA	270 V	0,9 kV	110 g
005916	006231	VCL 275V 15kA Slim	275 VCA	5 kA	15 kA	430 V	1,2 kV	80 g
004954	004955	VCL 275V 20kA Slim	275 VCA	10 kA	20 kA	430 V	1,2 kV	80 g
004018	004132	VCL 275V 30kA Slim	275 VCA	10 kA	30 kA	430 V	1,5 kV	90 g
004224	-	VCL 275V 40kA Slim	275 VCA	20 kA	40 kA	430 V	1,5 kV	95 g
003985	004019	VCL 275V 45kA Slim	275 VCA	20 kA	45 kA	430 V	1,5 kV	95 g
010728	-	VCL 275V 50kA Slim	275 VCA	25 kA	50 kA	430 V	1,5 kV	95 g
004078	004034	VCL 275V 90kA Slim	275 VCA	30 kA	90 kA	430 V	1,5 kV	115 g
006235	006232	VCL 385V 15kA Slim	385 VCA	5 kA	15 kA	620 V	1,7 kV	80 g
004969	004975	VCL 385V 20kA Slim	385 VCA	10 kA	20 kA	620 V	1,8 kV	85 g
004080	004241	VCL 385V 30kA Slim	385 VCA	10 kA	30 kA	620 V	1,8 kV	95 g
004225	-	VCL 385V 40kA Slim	385 VCA	20 kA	40 kA	620 V	2,0 kV	100 g
004081	004405	VCL 385V 45kA Slim	385 VCA	20 kA	45 kA	620 V	2,0 kV	100 g
004082	004140	VCL 385V 90kA Slim	385 VCA	30 kA	90 kA	620 V	1,8 kV	130 g
006233	006234	VCL 460V 15kA Slim	460 VCA	5 kA	15 kA	750 V	2,0 kV	90 g
004971	004976	VCL 460V 20kA Slim	460 VCA	10 kA	20 kA	750 V	2,5 kV	90 g
004084	004406	VCL 460V 30kA Slim	460 VCA	10 kA	30 kA	750 V	2,5 kV	100 g
005806	-	VCL 460V 40kA Slim	460 VCA	20 kA	40 kA	750 V	2,5 kV	105 g
004038	004039	VCL 460V 45kA Slim	460 VCA	20 kA	45 kA	750 V	2,5 kV	105 g
004040	004041	VCL 460V 90kA Slim	460 VCA	30 kA	90 kA	750 V	2,5 kV	135 g
004367	009244	VCL 680V 45kA Slim	680 VCA	20 kA	45 kA	1100 V	3,0 kV	110 g

NOTA 1: Para especificação dos dispositivos com SINALIZAÇÃO REMOTA agregar .../SR ao nome do produto. Ex.: VCL xxxV xkA Slim/SR.

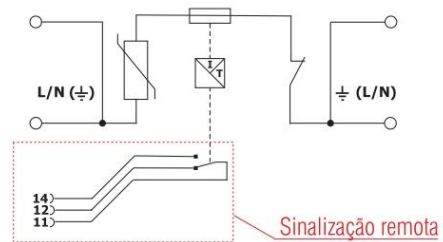
NOTA 2: Peso aproximado da SINALIZAÇÃO REMOTA: 5g.

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Circuito elétrico:

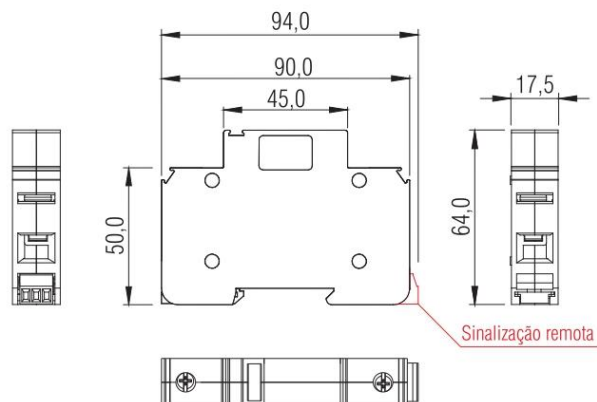
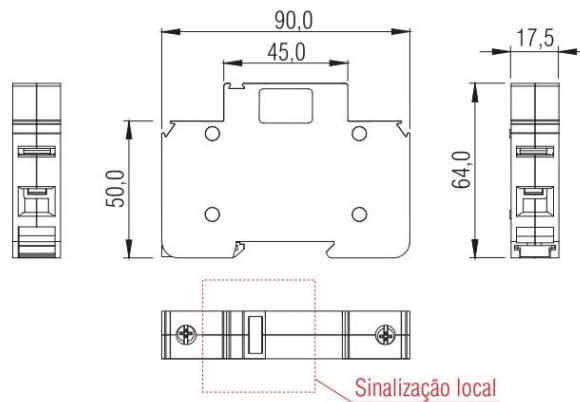


DPS Standard



DPS com sinalização remota "/SR"

Desenho mecânico:



1.6: Ficha técnica del fusible



Máxima protección en aplicaciones de energía solar

Los nuevos fusibles PV de Cooper Bussmann® ofrecen gran protección a sistemas fotovoltaicos de hasta 1,000 V_{CD}

La necesidad de energías alternativas ha dado lugar a otra innovación en Cooper Bussmann®, líder en protección de circuitos. El desarrollo de avanzados sistemas de fotoceldas solares ha acelerado la demanda de fusibles de alto desempeño. Las condiciones de cortocircuito relacionadas con las fotoceldas solares no permiten niveles de corriente suficientes para interrumpir un fusible tradicional, de manera que se aislen eficazmente las cadenas fotovoltaicas (PV) con falla. La nueva línea de fusibles PV de Cooper Bussmann® ofrece un rango completo de protección, que los fusibles tradicionales no pueden proporcionar.

Protección contra fallas de bajo nivel

- Los fusibles PV son fusibles de rango completo y pueden proteger al sistema contra fallas tan bajas como 1.3 veces la capacidad nominal (I_n) del fusible a 1,000 V_{CD}. Están diseñados específicamente para celdas de película delgada y fotoceldas de silicio cristalino de 4", 5" y 6".

Mayor resistencia a condiciones climáticas

- Los fusibles PV se prueban bajo condiciones climáticas extremas, lo que les permite soportar las condiciones climáticas asociadas con la operación de sistemas de fotoceldas solares y el medio ambiente.

Capacidad de hasta 1,000 V_{CD}

- Los fusibles PV están diseñados para un voltaje de operación máximo de 1,000 V_{DC}, con base en sistemas típicos de fotoceldas solares con L/R de 1 ms o menor.

Dimensiones aceptadas mundialmente: 10 mm x 38 mm

- Los fusibles PV, en todas sus clasificaciones de corriente, están disponibles con casquillo estándar, montaje con tornillo o montaje de Circuito Impreso.



Especificaciones

Clasificaciones

Voltaje:	1,000 V _{CD}
Amperaje:	1-15 A
Capacidad de interrupción:	33 kA CD
Interrupción mínima:	1.3 veces I _n

Coordinación de fusibles PV: con celdas de película delgada y celdas de silicio cristalino de 4", 5" y 6"

Constante de Tiempo (L/R): Menor a 1 ms



Los fusibles PV están diseñados específicamente para trabajar en sistemas de fotoceldas solares formados por celdas de 4", 5" y 6".

Especificaciones técnicas

Número de parte	Capacidad Nominal (Amperes)	Integrales de energía (A ² s/I ² t)		Pérdida de energía (watts)	
		Prearqueo	Total a 1,000 V _{CD}	0.8 I _n	I _n
PV-1A10F	1 A	0.15	0.4	0.2	1.5
PV-2A10F	2 A	1.2	3.4	0.2	1.0
PV-3A10F	3 A	4	11	0.3	1.3
PV-4A10F	4 A	9.5	26	0.4	1.3
PV-5A10F	5 A	19	50	0.4	1.6
PV-6A10F	6 A	30	90	0.4	1.8
PV-8A10F	8 A	3	32	1.2	2.1
PV-10A10F	10 A	7	70	1.2	2.3
PV-12A10F	12 A	12	120	1.5	2.7
PV-15A10F	15 A	22	220	1.7	2.9

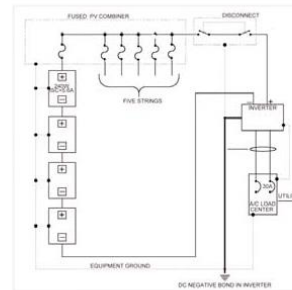


Diagrama típico del cableado de fotoceldas solares

Bases y Bloques Portafusibles*

Cooper Bussmann® recomendados

Número de catálogo	Tipo	Amps. máx.	Polos
BM6031PQ	Base portafusible**	30	1
BM6032PQ	Base portafusible**	30	2
BM6033PQ	Base portafusible**	30	3
CHM1	Portafusible seguro para los dedos***	30	1
CHM2	Portafusible seguro para los dedos***	30	2
CHM3	Portafusible seguro para los dedos***	30	3

* Certificado para 1,000 V_{DC}

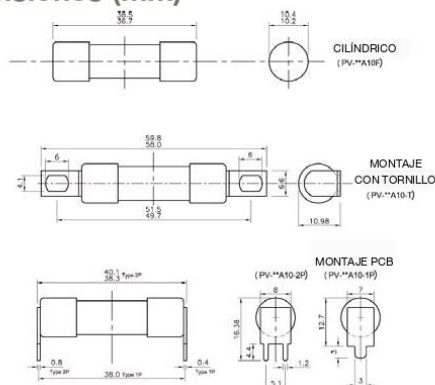
** Consultar Hoja de datos de producto 1104 para información más detallada.

*** Consultar Hoja de datos de producto 2143 para información más detallada.



Base portafusibles BM6033PQ y portafusible CHM1D

Dimensiones (mm)



Los fusibles PV con casquillo se montan fácilmente en bases portafusibles convencionales BM6031.

©2009 Cooper Bussmann
St. Louis, MO 63178
636-394-2877
www.cooperbussmann.com

Pedir con el # 3142 0509 10M

Impreso en USA

COOPER Bussmann

1.7: Ficha técnica del portafusible



Protect electrical systems while simplifying installation



Bussmann series CH global modular fuse holders offer the industry's best ratings.



Product description:

Eaton's Bussmann® series CH global modular fuse holders accommodate many fuses from around the world, including North American Class CC, midjet, IEC 10x38mm and solar PV fuses.

DIN-Rail mount CH global modular fuse holders are compact, finger-safe and available in ratings up to UL® 600V/30A, IEC® 690V/32A and UL/IEC 1000Vdc/30A for photovoltaic applications.

Features and benefits:

- Easy color coding for use: yellow for PV, red for IEC, and black for UL applications.
- Bussmann series Class CC and midjet holders have a high Short-Circuit Current Rating (SCCR), and are available with optional indicator. Holders are also available for Class J and other IEC size fuses.
- Agency ratings up to 1000Vdc for use with solar PV fuses.
- Available with remote PLC indication with Bussmann series CH-PLC module.
- Terminals rated for use with 75°C or 90°C wire, fine stranded wire, fork terminals and with comb busbars. Use any higher temperature rated wire with appropriate derating.

- Complete range of UL Listed and high SCCR rated 1- and 3-phase finger-safe comb busbars and power feed lugs.



Comb busbar easily distributes power in 1- and 3-phase configurations.



UL midget and IEC 10x38 CHM holder catalog numbers

Catalog number		Volts and amps		Agency marks	Poles	SCCR	Recommended Bussmann series fuses
With indication*	Without indication	UL	IEC				
CHM1DIU	CHM1DU			UR, CSA, IEC 60269-2, CCC	1	200kA RMS Sym.	AGU, C10G, C10M, BAF, BAN, FNM, FNO, FWA, FWC, KLM, KTK
CHM2DIU	CHM2DU				2		
CHM3DIU	CHM3DU				3		
CHM4DIU	CHM4DU	600V/30A	690V/32A		4		
CHM1DNIU	CHM1DNU			IEC 60269-2	1 + neutral		
CHM3DNIU	CHM3DNU				3 + neutral		
CHM1DI-48U		48Vdc/30A	48Vdc/32A	UR, CSA, IEC 60269-2, CCC	1		
	CHM1DNXU		690V/32A	IEC 60269-2		N/A	N/A
CHM1DCIU	CHM1DCU			UR, CSA, IEC 60269-2	1	200kA RMS Sym., 33kA DC	600/690V AGU, C10G, C10M, BAF, BAN, FNM, FNO, FWA, FWC, KLM, KTK
CHM2DCIU	CHM2DCU				2		
CHM3DCIU	CHM3DCU	600Vac, 1000Vdc, 30A	690V, 32A		3		
CHM4DCIU	CHM4DCU				4		

* All models requires 90V minimum for illumination, except CHM1DI-48U that requires 15V minimum.



UL Class CC CHCC holder catalog numbers

Catalog number		Volts / amps	Agency marks	Poles	SCCR	Recommended Bussmann series fuses
With indication*	Without indication					
CHCC1DIU	CHCC1DU	600V/30A	UL, CSA, CCC	1	200kA RMS Sym.	LP-CC, FNO-R, KTK-R
CHCC2DIU	CHCC2DU			2		
CHCC3DIU	CHCC3DU			3		
CHCC1DI-48U	—	48Vdc/30A		1	33kA DC	

* All models requires 90V minimum for illumination, except CHCC1DI-48U that requires 15V minimum.



UL and IEC photovoltaic CHPV holder catalog numbers

Catalog number		Volts / amps	Agency marks	Poles	SCCR	Recommended Bussmann series fuses
With indication	Without indication					
CHPV1IU	CHPV1U	1000Vdc/30A	UL, CSA, UL 4248-18, IEC 60269-1, CCC	1	33kA DC	PV-(amp)A10F, PV10M-(amp)
CHPV2IU	CHPV2U			2		

* All models requires 90V minimum for illumination.

See brochure No. 3185 for more information.

Eaton
1000 Eaton Boulevard
Cleveland, OH 44122
United States
Eaton.com

Bussmann Division
114 Old State Road
Ellisville, MO 63021
United States
Eaton.com/bussmannseries

© 2015 Eaton
All Rights Reserved
Printed in USA
Publication No. 3184
September 2015

Eaton and Bussmann are valuable trademarks of Eaton in the US and other countries. You are not permitted to use the Eaton trademarks without prior written consent of Eaton.

The CCC mark is administered by the Certification and Accreditation Administration of the People's Republic of China.

CSA is a registered trademark of the Canadian Standards Group.
IEC is a registered trademark of the International Electrotechnical Commission.
UL is a registered trademark of the Underwriters Laboratories, Inc.

For Eaton's Bussmann series product information, call **1-855-287-7626** or visit: **Eaton.com/bussmannseries**

Follow us on social media to get the latest product and support information.



1.8: Ficha técnica del disyuntor diferencial

Ficha del producto



GE
Industrial Solutions

Mercado: Spain

Protección de personas

Aparamenta modular > Protección de personas

Código: [607105](#) **Tipo:** BP225/030

Interruptor diferencial BP 2P 25A 30mA clase AC

Imagen representativa abajo



ESPECIFICACIONES

Gama	BP
Tipo	Clase AC
Polos (2)	2P
Intensidad nominal In (2)	25 A
Sensibilidad	30 mA
Nº de modulos	2
Homologaciones (2)	AENOR, CE
Cap. borne cable flexible/rigido Superior-Inferior	25-35 mm²
Tropicalizacion segun EN 60068-2	95% H.R para 55°C
Endurancia electrica	20000/10000
Tension minima de empleo	117 V
Frecuencia	50 - 60 Hz
Temperatura ambiente	-5°C / +40°C
Tension nominal de empleo Un	230 Vca
Resistencia a las ondas de choque	250 A 8/20µs - 200 A 0.5 µs - 100 kHz
Intensidad nominal	In = 25 A
Poder de cierre y corte diferencial	I(Δ)m = 500 A
Resistencia a los cortocircuitos	Inc = 6000A a 230V/400V
Resistencia a los cortocircuitos / norma	Con fusible gG 63A
Resistencia a los cortocircuitos; EP30/EP60/EP100	6000/10000 A
Sum. (uds) (2)	1
EAN13	5413656071051

ge.com/es/industrialsolutions

Creada el: 10/09/2014

GE - Industrial Solutions - Roselló i Porcel, 21 - Pt 10 - 08016 Barcelona - Spain
Tel. +34 900 993 625 - Fax +34 900 993 622

Página 1/2

Ficha del producto



GE
Industrial Solutions

Código: [607105](#)

Interruptor diferencial BP 2P 25A 30mA clase AC

DIMENSIONES

Peso	0.22 kg
------	---------

DESCRIPCIÓN

- **Seguridad y fiabilidad**
 - Grado de protección IP20 - contra contactos accidentales
 - Seguridad de una buena colocación de los cables dentro del borne
 - Enclavamiento para candado
 - Borne precintables
 - Indicación del estado real de los contactos
- **Facilidad de uso**
 - Indicador de disparo
 - Portaetiquetas para identificación de circuitos
 - Fácil extracción del carril DIN, aun con puentes de unión por arriba o por abajo
- **Facilidad de instalación**
 - Nuevo clip de sujeción para un posicionamiento óptimo
 - Par de apriete 5 Nm mantenido a lo largo del tiempo
 - Alta capacidad de embornamiento 50 mm² para los interruptores diferenciales

DIBUJOS ESQUEMÁTICOS CAD

Vista frontal	RCCB
---------------	----------------------

ge.com/es/industrialsolutions

Creada el: 10/09/2014

GE - Industrial Solutions - Roselló i Porcel, 21 - Pt 10 - 08016 Barcelona - Spain
Tel. +34 900 993 625 - Fax +34 900 993 622

Página 2/2

1.9: Ficha técnica del interruptor magnetotérmico lado CC.

Hoja de características del producto

Características

A9F79216

Interruptor automático magnetotérmico iC60N - 2P - 16A - curva C



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Gama de producto	IC60
Nombre del producto	Acti 9 IC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal (In)	16 A
Tipo de red	DC AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Código de poder de corte	N
Poder de corte	6 kA Icu coordinación EN/IEC 60947-2 : 440 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 20 kA Icu de acuerdo con EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 6000 A Icn de acuerdo con EN/IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 36 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - 12...60 V AC 50/60 Hz 10 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - <= 125 V DC 36 kA Icu conforming to EN/IEC 60947-2 - 100...133 V AC 50/60 Hz
Categoría de utilización	Categoría A de acuerdo con EN 60947-2 Categoría A de acuerdo con IEC 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60947-2 Sí de acuerdo con EN 60898-1 Sí acorde a IEC 60898-1
Normas	IEC 60947-2 EN 60898-1 IEC 60898-1 EN 60947-2

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	12...133 V CA 50/60 Hz 72...125 V CC 220...240 V AC 50/60 Hz 380...415 V AC 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % x Icu de acuerdo con IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 72...125 V CC 10 kA 100 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 72...125 V CC 6000 A 100 % x Icu de acuerdo con EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % x Icu de acuerdo con EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz
Clase de limitación	3 de acuerdo con EN 60898-1 3 coordinación IEC 60898-1
[U] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 500 V CA 50/60 Hz de acuerdo con EN 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV de acuerdo con EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución de embarrado tipo peine	Sí arriba o abajo
Paso interpolar	18 mm Entre fases
Pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,25 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple, arriba o abajo rígido cableado(s) 1...25 mm ² max Terminal simple, arriba o abajo Flexible cableado(s) 1...16 mm ² max
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm arriba o abajo
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente
Código de compatibilidad	IC60
Segmento de mercado	Pequeños comercios

Entorno

Grado de protección IP	IP20 de acuerdo con EN 60529 IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 de acuerdo con EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV

Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % (55 °C)
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 0627 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No necesita operaciones específicas para reciclaje

Información Logística

País de Origen	Francia
----------------	---------

Garantía contractual

Warranty period	18 months
-----------------	-----------

1.10: Ficha técnica del interruptor magnetotérmico lado CA

Ficha técnica del producto Características

A9F74220

iC60N - miniature circuit breaker - 2P - 20A - C
curve



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal (In)	20 A
Tipo de red	DC CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 125 V DC acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu en 100...133 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de utilización	Categoría A acorde a EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Apto para seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a IEC 60947-2
Normas	EN 60947-2 IEC 60898-1 EN 60898-1 IEC 60947-2

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 7.5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 4.5 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a IEC 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a EN 60947-2 - 12...133 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a IEC 60947-2 - 72...125 V DC 10 kA 100 % acorde a EN 60947-2 - 72...125 V DC
Clase de limitación	3 acorde a EN 60898-1 3 acorde a IEC 60898-1
[Uj] tensión asignada de aislamiento	500 V CA 50/60 Hz acorde a EN 60947-2 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	6 kV acorde a EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Tipo de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución de embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 Sí
Pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Anchura	36 mm
Profundidad	78.5 mm
Peso del producto	0.25 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...16 mm ² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bombas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP20 acorde a EN 60529
Grado de contaminación	3 acorde a EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

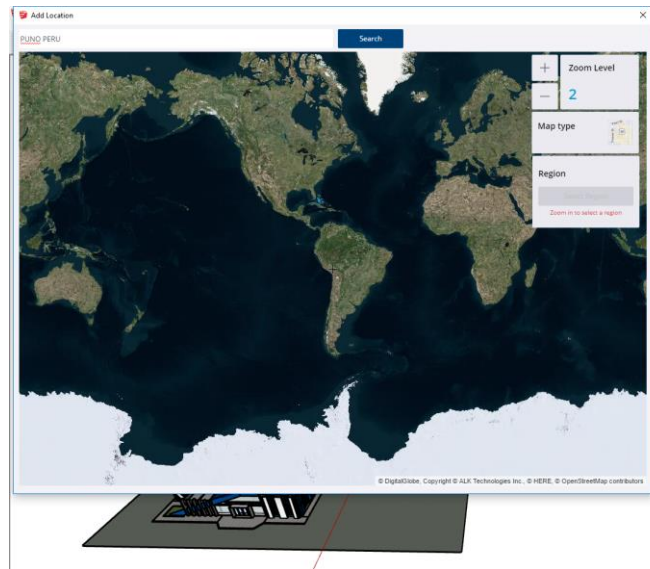
Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Garantía contractual

Período de garantía	18 months
---------------------	-----------

Anexo 2: Análisis de sombreado

i)



j)

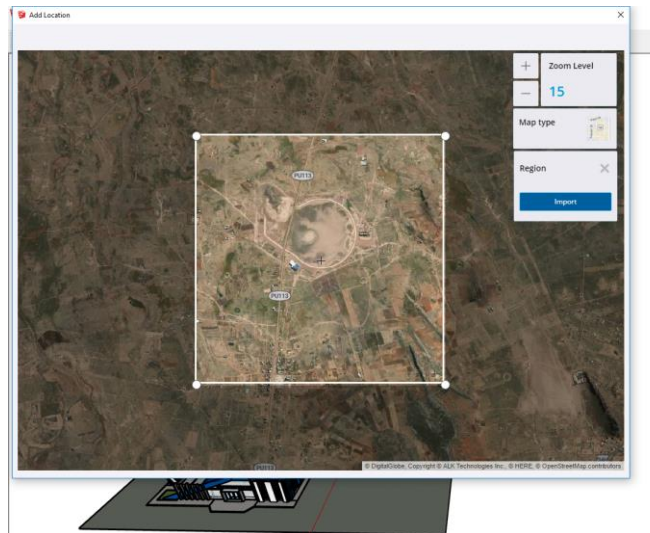


Figura A.1: Geo localización en Sketch Up; i) ingreso de las coordenadas; j) selección de la región de trabajo (Elaboración propia).

Se realiza la simulación de sombreado desde las 5:30 am hasta las 18:10 pm durante todo un año, y se corrobora que para todos los meses el sistema está libre de sombras a partir de

6:30 horas de la mañana aproximadamente, luego prácticamente todo el día está libre de sombras hasta las 17:00 horas, entonces ahora se analizara a partir de las 17:00 horas para todos los meses, para ver en qué porcentaje aproximadamente afecta la sombras a nuestro sistema.

Durante los meses de noviembre, diciembre y enero hay sombreamiento a partir de las 17:20 horas por parte del montacargas que se encuentra en la parte trasera a lado izquierdo del sistema fotovoltaico, por lo menos un 20% de sombreamiento a partir de esa hora la sombra va aumentando.

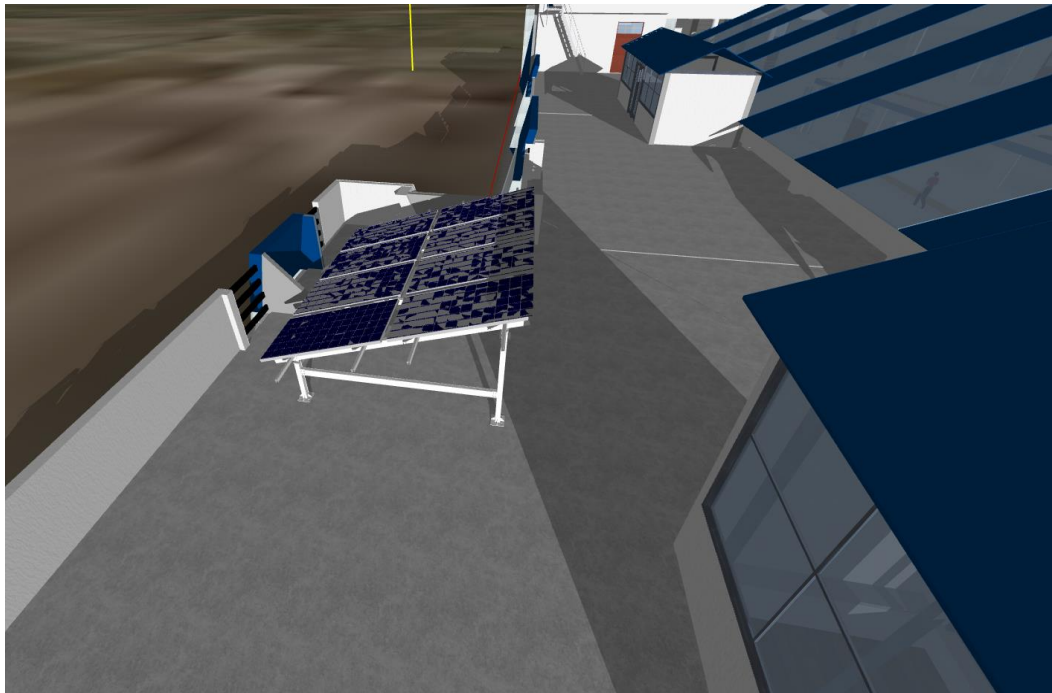


Figura A.2: Simulación de sombras durante los meses: noviembre, diciembre y enero a las 17:20 horas (Elaboración propia).

A las 17:45 horas habrá cubierto casi el 40% del sistema y a las 18:00 horas se habrá cubierto al 100% del Sistema.

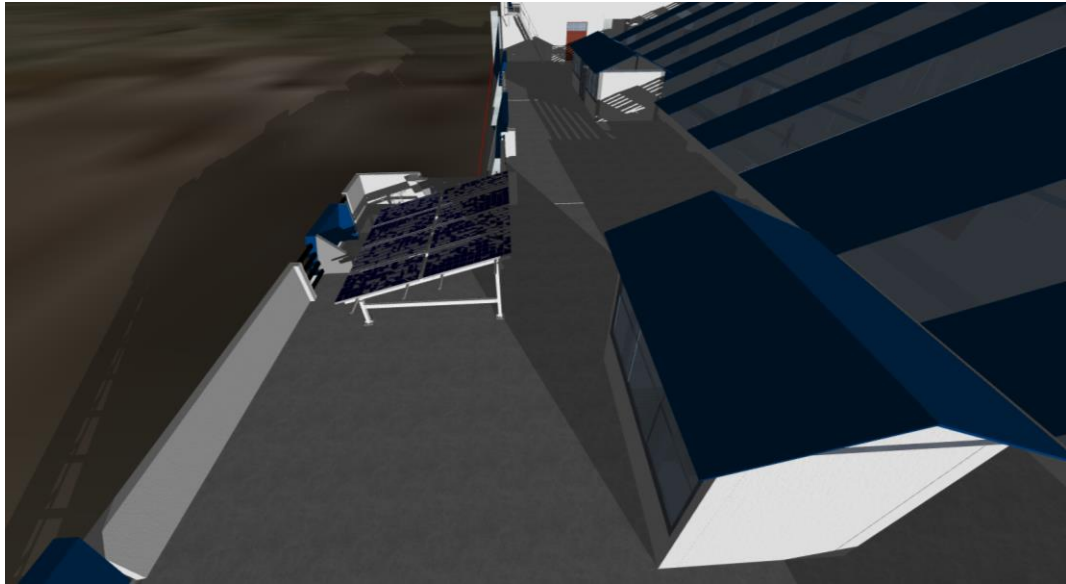


Figura A.3: Simulación de sombras durante los meses: noviembre, diciembre y enero a las 17:40 horas (Elaboración propia).

Durante los meses de febrero, marzo y abril no hay sombras que afecten al sistema fotovoltaico, en las 17:30 horas de la tarde no existe sombreado alguno, a las 17:40 horas se observa aun sin sombra, luego a las 17:50 horas ya hay un acercamiento de la sombras por parte de las paredes que se encuentran al oeste de la infraestructura.

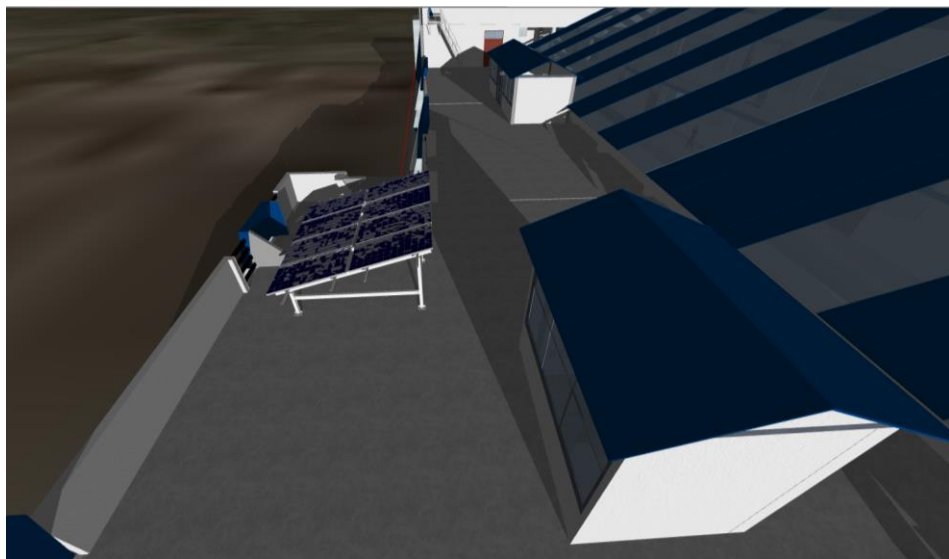


Figura A.4: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:30 horas (Elaboración propia).

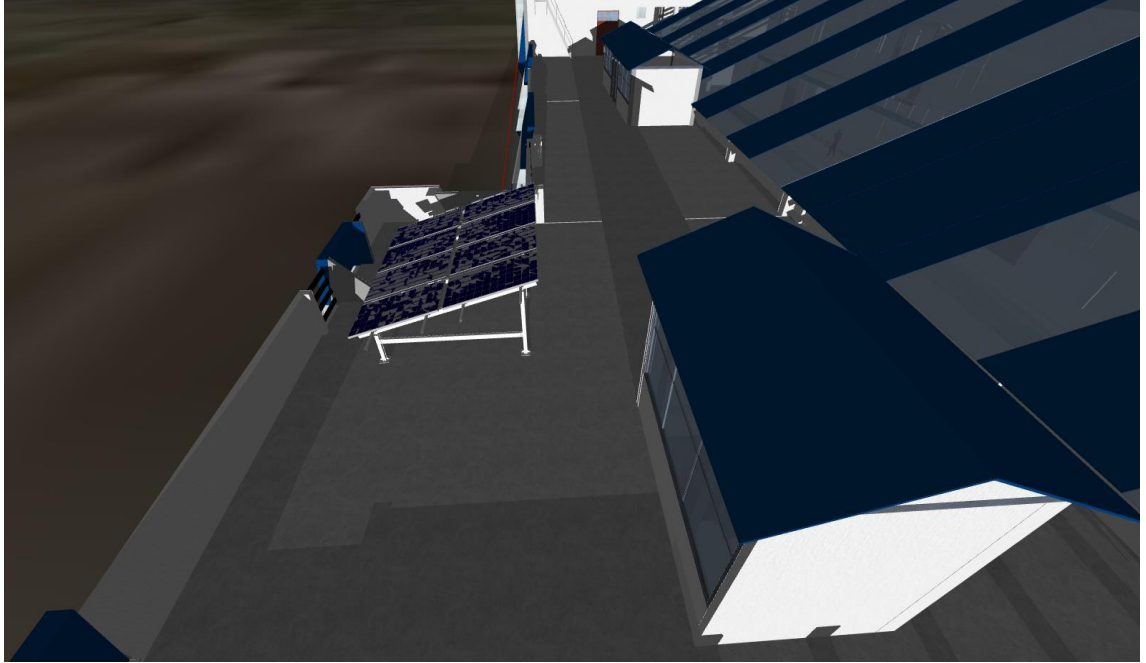
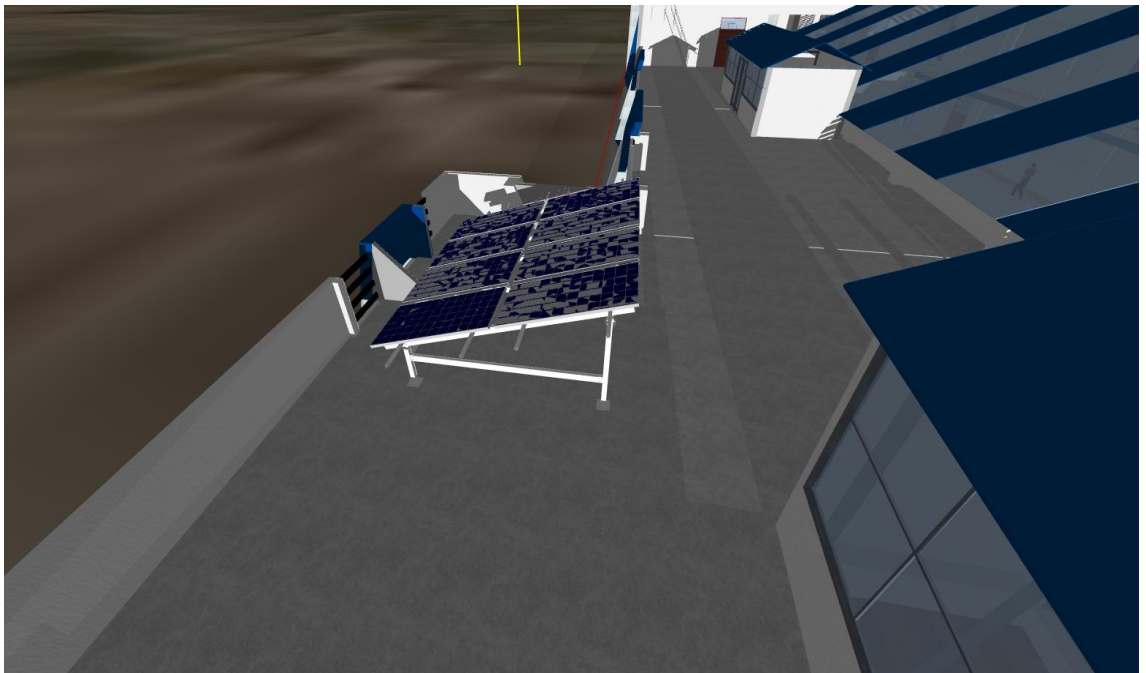


Figura A.5: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:40 horas (Elaboración propia)

k)



l)

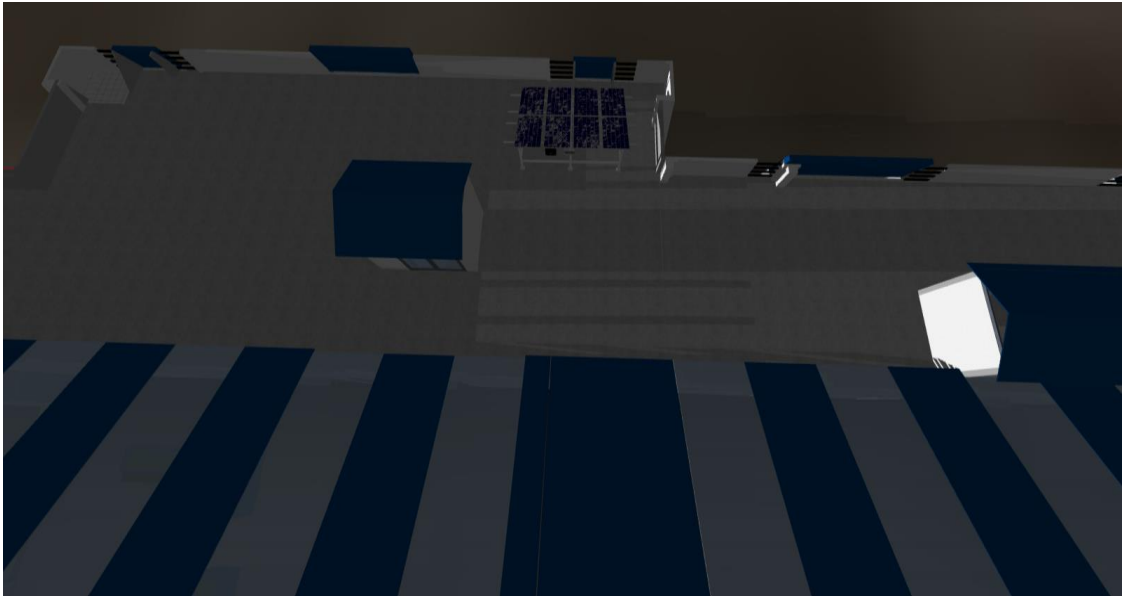


Figura A.6: Simulación de sombras durante los meses: febrero, marzo y abril a las 17:50 horas; k) vista lateral; l) vista posterior (Elaboración propia).

Desde mayo, junio y julio, los días son más cortos y las noches más largas, por lo tanto el ocaso del sol es más temprano, a las 17:05 horas se puede observar sombra que cubre el 30% del sistema por parte de la pared que se encuentra al norte de nuestro sistema fotovoltaico.

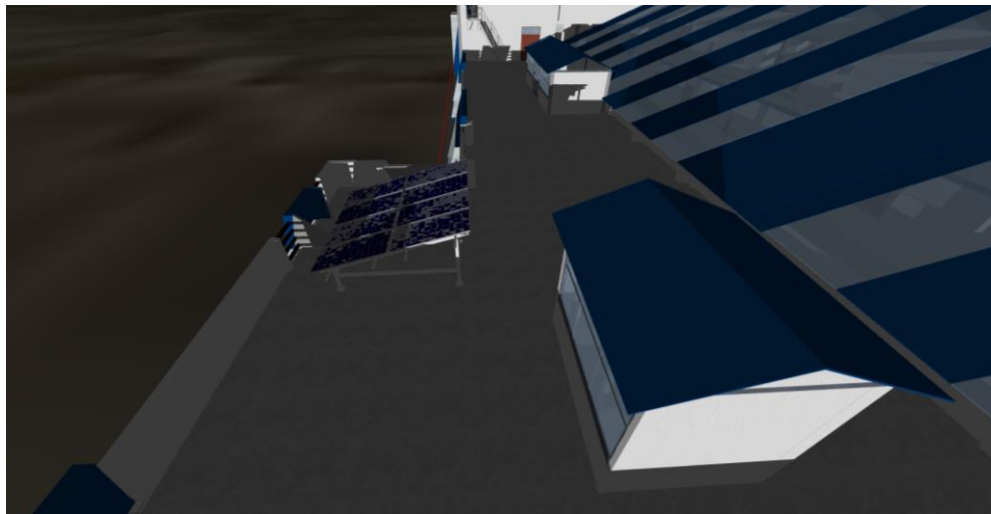
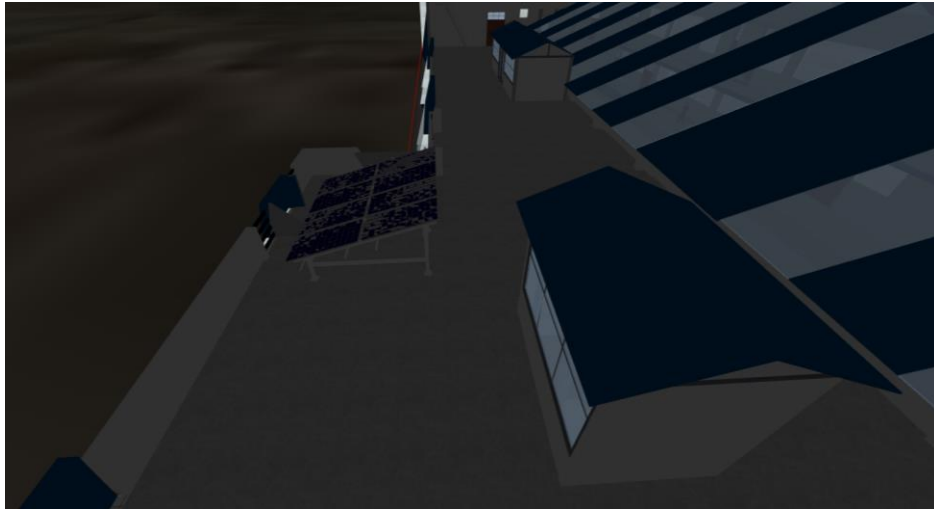


Figura A.7: Simulación de sombras durante los meses: mayo, junio y julio a las 17:05 horas (Elaboración propia).

A las 17:15 horas las sombras ya habrán cubierto al 100% del sistema fotovoltaico.

m)



n)



Figura A.8: Simulación de sombras durante los meses: mayo, junio y julio a las 17:15 horas; m) vista lateral; n) vista posterior (Elaboración propia).

Durante los meses de agosto y setiembre se puede observar que la sombra por parte de la pared que esta al norte del sistema va disminuyendo respecto a los meses anteriores. A las 17:15 horas la sombra habrá afectado al 20% del sistema fotovoltaico. A las 17:23 horas habrá

cubierto casi al 50% del sistema, cuando en los meses de junio y julio a las 17:15 horas ya habían cubierto al 100% del sistema, y en octubre estará libre de sombras.

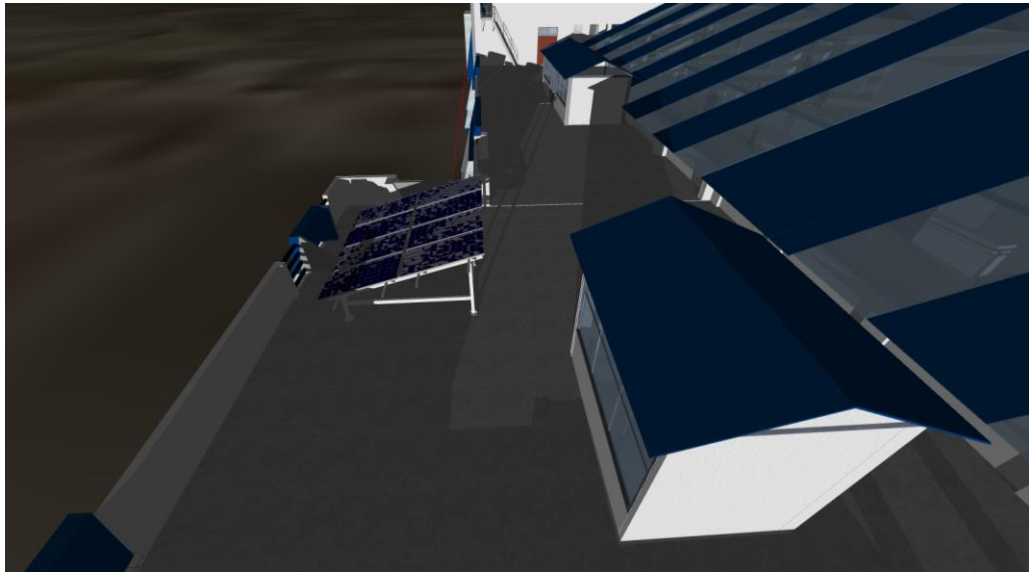


Figura A.9: Simulación de sombras durante los meses: agosto y setiembre a las 17:15 horas (Elaboración propia).

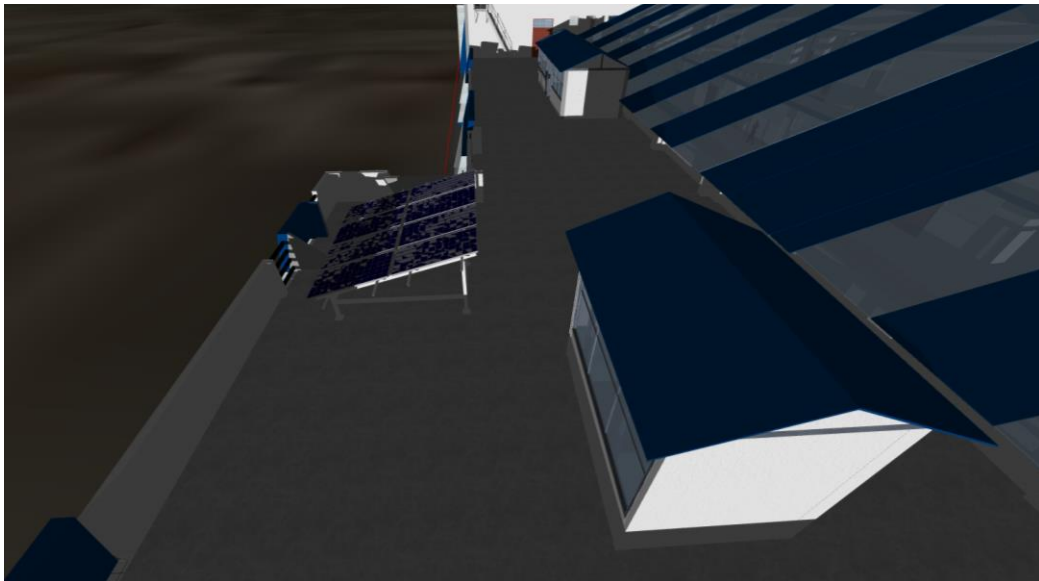
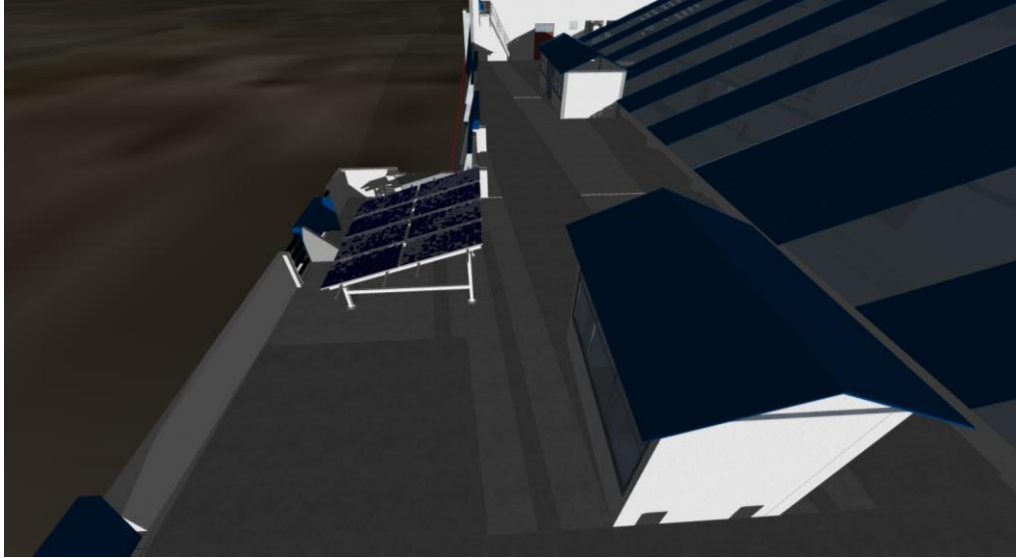


Figura A.10: Simulación de sombras durante los meses: agosto y setiembre a las 17:23 horas (Elaboración propia).

En octubre a las 17:20 horas no hay sombreado.

o)



p)

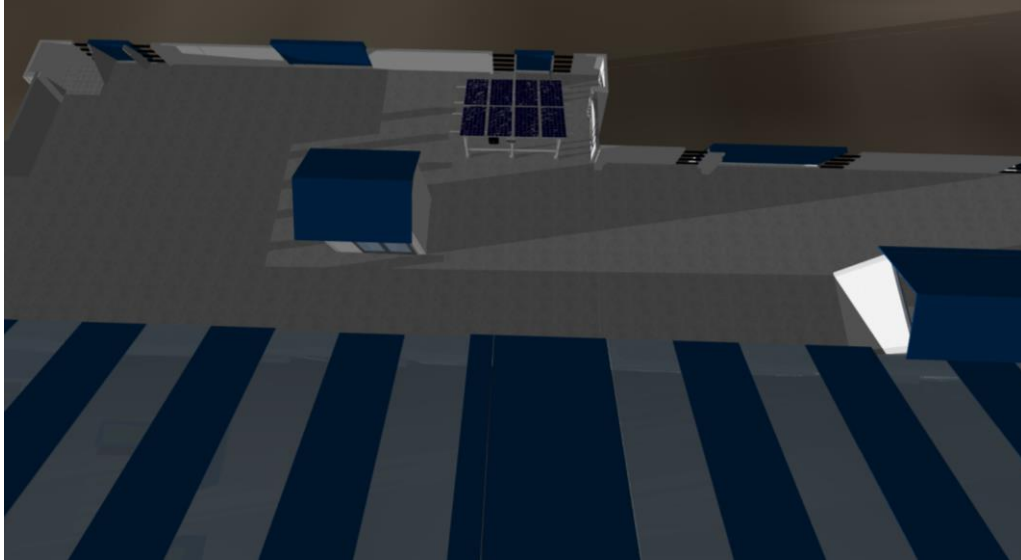
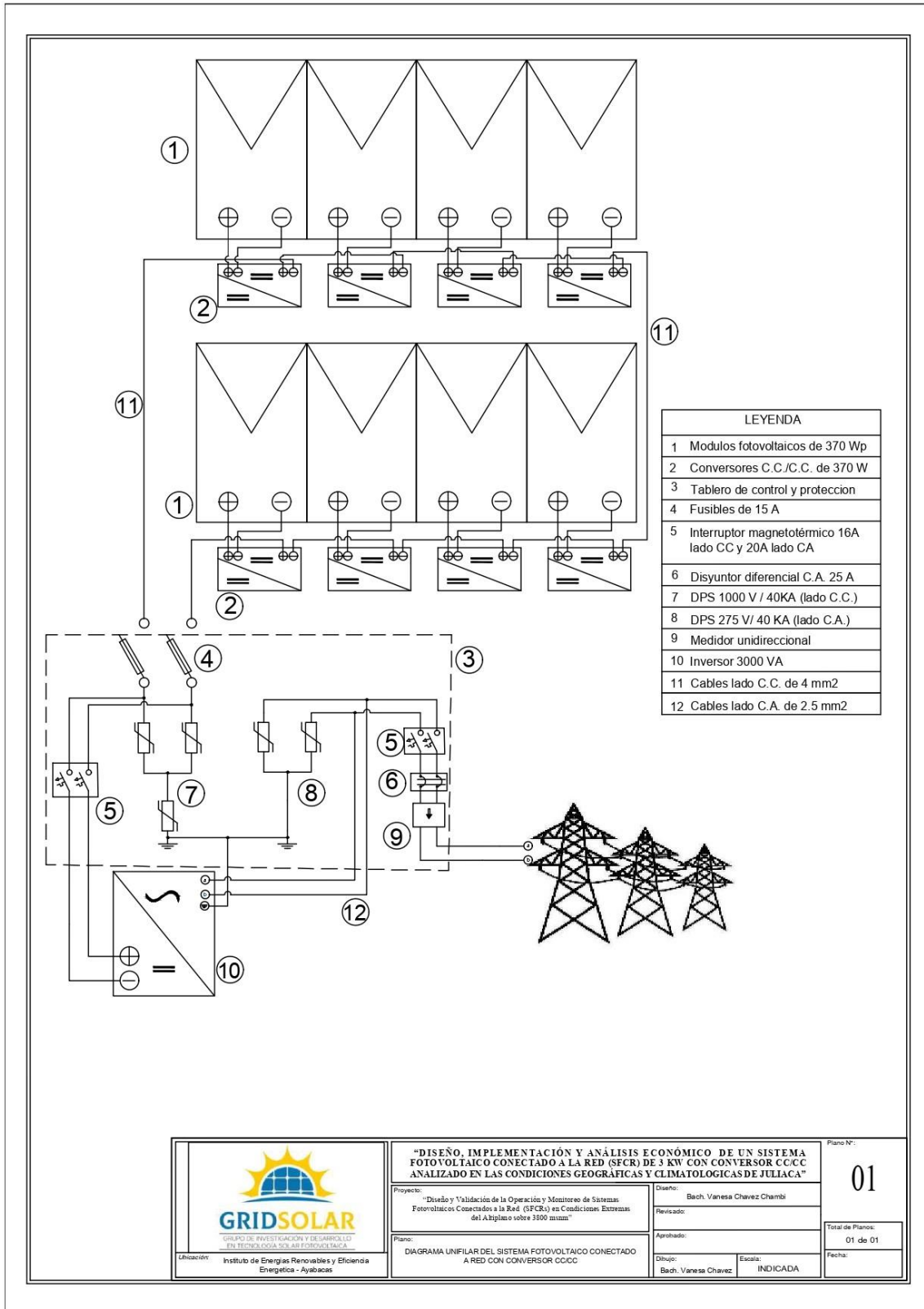
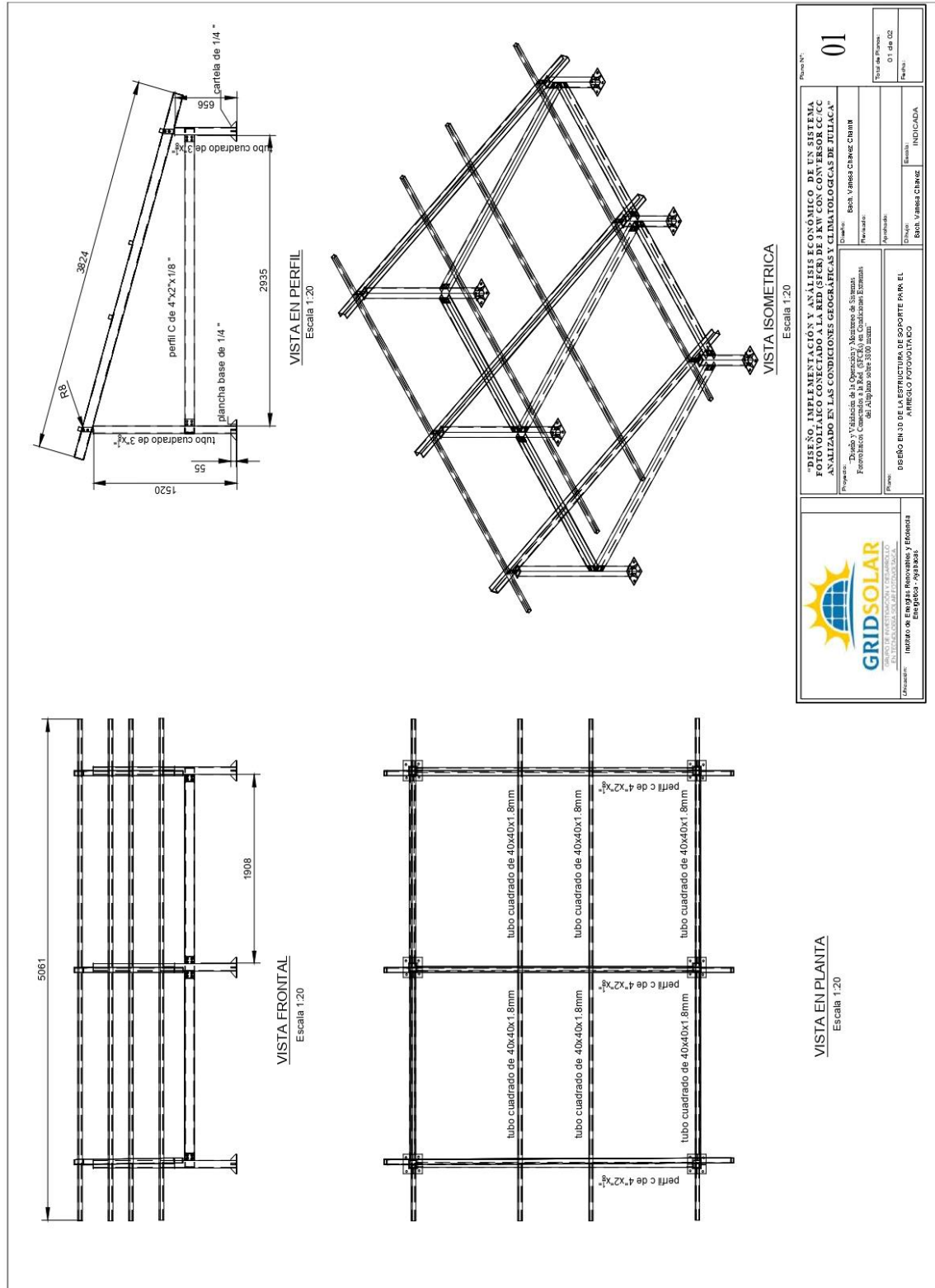


Figura A.11: Simulación de sombras en octubre a las 17:20 horas; o) vista lateral; p) vista posterior (Elaboración propia).

Anexo 3: Diagrama unifilar del SFCR



Anexo 4: Diseño de la estructura de soporte



 <p>GRIDSOLAR INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENTES ENERGÉTICAS - ASESORÍAS</p>		Proyecto: DISEÑO, IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS COMUNIDADES RURALES DE LA ZONA NOROCCIDENTAL DE LA SIERRA DE JULLACA Analizado en las Condiciones Geográficas y Climatológicas de JULLACA	
		Autor: Boh. Yvonne Chavez Chana Diseñador: Boh. Yvonne Chavez Chana Revisor: Boh. Yvonne Chavez Chana Aprobado: Boh. Yvonne Chavez Chana Fecha: 01 de 02	
Cliente: DISEÑO EN 3D DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA EL ASESORÍA FOTOVOLTAICO		Estado: INDICADA	