

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Mecánica



TESIS

Estudio de un Sistema Fotovoltaico para Reducir el Consumo Eléctrico de Usuarios Conectados a la Red de Distribución Eléctrica en Baja Tensión

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

David Antonio Quintana Herrera

0009-0002-5399-8815

Asesor

M.Sc Fredy A. Saravia Poicón

0000-0002-8097-9524

LIMA – PERÚ

2024

Dedicatoria

Dedico este trabajo a la memoria de mi padre David, quien en vida siempre mantuvo la esperanza que logre mis metas profesionales. A mi madre María Elena, por su amor y haber dedicado su vida para que sea una persona de bien. A mi amigo y maestro Santos, por guiar mis inicios en el mundo de la ciencia e ingeniería.

Agradecimientos

A mi asesor, el Ing. Fredy Saravia, quien mediante su sabiduría y consejos me permitieron plasmar los conocimientos aprendidos en la universidad y las experiencias obtenidas en el campo laboral de forma exitosa en la presente tesis.

A mis familiares y amigos cercanos quienes de distintas maneras me brindaron su apoyo durante mi carrera universitaria y en la elaboración de la tesis.

Lista de Contenidos

CAPÍTULO I: Generalidades	1
1.1 Antecedentes de la Investigación	1
1.1.1 Investigación Internacional.....	1
1.1.2 Investigación Nacional	1
1.1.3 Investigación Local	2
1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio	3
1.2.1 Análisis del Entorno	3
1.2.2 Descripción del Entorno	8
1.2.3 Análisis del Problema de Estudio.....	12
1.3 Formulación del Problema	15
1.3.1 Problema Principal.....	15
1.3.2 Problemas Específicos	15
1.4 Justificación e Importancia	15
1.4.1 Justificación Teórica	15
1.4.2 Justificación Práctica	16
1.4.3 Importancia.....	16
1.5 Objetivos.....	16
1.5.1 Objetivo General.....	16
1.5.2 Objetivos Específicos.....	17
1.6 Hipótesis	17
1.6.1 Hipótesis General	17
1.6.2 Hipótesis Específicas.....	17

1.7	Variables y Operacionalización de Variables.....	18
1.7.1	Operacionalización de Variables.....	18
1.8	Metodología de la Investigación	19
1.8.1	Unidades de Análisis	19
1.8.2	Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación	19
1.8.3	Diseño de la Investigación	19
1.8.4	Fuentes de Información	20
1.8.5	Población y Muestra	21
1.8.6	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	21
1.8.7	Análisis y Procesamiento de Datos.....	21
CAPÍTULO II: Marco Teórico y Marco Conceptual		24
2.1	Bases Teóricas	24
2.1.1	Recurso Solar.....	24
2.1.2	Tecnología Solar Fotovoltaica.....	28
2.1.3	Dispositivos de Protección Eléctrica	47
2.1.4	Generación Distribuida de Fuentes Renovables	48
2.1.5	Niveles de Tensión	49
2.1.6	Tarifarios Eléctricos	50
2.1.7	Gestión de Activos.....	52
2.1.8	Indicadores Financieros.....	53
2.2	Marco Conceptual: Definición de Términos o Conceptos	57
2.2.1	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución	57
2.2.2	Medidor Inteligente (bidireccional)	58

2.2.3	Opción Tarifaria BT5B	60
2.2.4	Dispositivo Administrador de Energía de Exportación (EPM).....	62
2.2.5	Paneles Fotovoltaicos Monocristalinos de Media Celda (HC)	63
2.2.6	Precio de los Paneles Fotovoltaicos	64
2.2.7	Conectores MC4.....	66
2.2.8	Conductor NH-80 450/750V	67
2.2.9	Términos Comerciales Internacionales (INCOTERMS).....	67
CAPÍTULO III: Desarrollo del Trabajo de Investigación		69
3.1	Caracterización de la Curva de Demanda Eléctrica	69
3.2	Diseño del Sistema Fotovoltaico	73
3.2.1	Cálculo del Inversor	73
3.2.2	Cálculo del Generador Fotovoltaico	75
3.2.3	Cálculo de los Conductores DC, AC y Tierra	79
3.2.4	Cálculo de los Dispositivos de Protección Eléctrica en DC y AC.....	91
3.3	Simulación del Diseño.....	96
3.3.1	Parámetros Energéticos	96
3.3.2	Parámetros Financieros.....	96
3.3.3	Consideraciones Previas para la Simulación	96
3.3.4	Propuesta A.....	99
3.3.5	Propuesta B.....	101
3.3.6	Propuesta C.....	104
3.3.7	Indicadores de Rendimiento Energético.....	106
3.4	Presupuesto de Inversión.....	107

3.5	Costos de Mantenimiento.....	110
CAPÍTULO IV: Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados		
.....		112
4.1	Resultados (Análisis Financiero).....	112
4.1.1	Cálculo del CapEx	112
4.1.2	Cálculo del OpEx	113
4.1.3	Cálculo de la TIR	113
4.1.4	Cálculo del VAN.....	114
4.1.5	Cálculo del LCOE	118
4.2	Criterio para Obtener la Máxima Rentabilidad.....	120
4.3	Contrastación de Hipótesis General y Específicas	122
4.4	Discusión de Resultados.....	124
CONCLUSIONES		125
RECOMENDACIONES		127
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		129
ANEXOS		134
Anexo A: Matriz de Consistencia.....		1
Anexo B: Recibo de Consumo Eléctrico Referencial		2
Anexo C: Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico.....		3
Anexo D: Rendimiento Energético de la Propuesta C		4
Anexo E: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico de 550 W		5
Anexo F: Especificaciones Técnicas del Inversor de 5 kW		6
Anexo G: Especificaciones Técnicas del EPM		7

Anexo H: Especificaciones Técnicas del Interruptor Termomagnético DC	8
Anexo I: Especificaciones Técnicas del Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) DC.....	9
Anexo J: Especificaciones Técnicas del Fusible de Cartucho DC	10
Anexo K: Simulación en el PVGIS con la Orientación Norte.....	11
Anexo L: Simulación en el PVGIS con la Orientación Este-Oeste	12

Lista de Tablas

Tabla 1	<i>Operacionalización de variables</i>	18
Tabla 2	<i>Coefficientes de Temperatura de panel de 144 celdas</i>	36
Tabla 3	<i>Información técnica de conexión</i>	69
Tabla 4	<i>Cuadro de consumo eléctrico referencial diario</i>	71
Tabla 5	<i>Parámetros de entrada DC del inversor S5-GR3P5K-LV</i>	75
Tabla 6	<i>Especificaciones técnicas de panel fotovoltaico de 550 W, modelo LNVU-550M</i>	76
Tabla 7	<i>Parámetros de temperatura del panel fotovoltaico de 550 W, modelo LNVU-550M</i>	78
Tabla 8	<i>Propuestas para capacidad del generador fotovoltaico</i>	79
Tabla 9	<i>Factores de corrección basados a temperatura ambiente de 30 °C</i>	81
Tabla 10	<i>Tabla de conductores H1Z2Z2-K</i>	83
Tabla 11	<i>Tabla de conductores NH-80 marca Indeco</i>	86
Tabla 12	<i>Tabla para selección de conductor de protección</i>	90
Tabla 13	<i>Valores calculados para conductores</i>	90
Tabla 14	<i>Especificaciones técnicas de interruptores termomagnéticos en DC</i>	92
Tabla 15	<i>Especificaciones técnicas de fusibles de cartucho en DC</i>	92
Tabla 16	<i>Especificación técnica del DPS en DC</i>	94
Tabla 17	<i>Valores calculados para dispositivos de protección eléctrica</i>	95
Tabla 18	<i>Resumen de propuestas y sus indicadores obtenidos</i>	106
Tabla 19	<i>Propuesta C: Presupuesto según costos de venta en el mercado peruano</i>	107
Tabla 20	<i>Precios internacionales de componentes de sistema fotovoltaico</i>	108
Tabla 21	<i>Precios nacionales estimados de los componentes del sistema fotovoltaico</i>	108
Tabla 22	<i>Comparativa entre precios según estimación de importación y precios comerciales</i>	109

Tabla 23 <i>Presupuesto detallado de las propuestas</i>	109
Tabla 24 <i>Flujo de caja de la propuesta C</i>	116
Tabla 25 <i>Cálculo del periodo de retorno de inversión de la propuesta C</i>	117
Tabla 26 <i>LCOE fotovoltaico</i>	119
Tabla 27 <i>Punto de paridad del LCOE fotovoltaico</i>	120
Tabla 28 <i>Contrastación de hipótesis general y específicas</i>	123

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Pronóstico de demanda de nuevas instalaciones fotovoltaicas para América</i>	4
Figura 2 <i>Información técnica de la Central Solar Fotovoltaica Clemesí</i>	6
Figura 3 <i>Identificación de componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución</i>	9
Figura 4 <i>Variables explicativas del consumo de energético e identificación del problema</i>	12
Figura 5 <i>Proyección de la demanda energética residencial en el Perú (2005-2030)</i>	13
Figura 6 <i>Variación de la Opción Tarifaria BT5B Residencial en Lima Sur</i>	14
Figura 7 <i>Simulación de instalación utilizando PV*SOL premium</i>	22
Figura 8 <i>Plataforma de diseño fotovoltaico del PVGIS</i>	23
Figura 9 <i>Variación de la irradiancia en horas diurnas</i>	25
Figura 10 <i>Radiación solar directa y difusa</i>	26
Figura 11 <i>Coeficiente de masa de aire (AM)</i>	27
Figura 12 <i>Elevación solar (Altitude) y Azimut</i>	28
Figura 13 <i>Cuotas de mercado mundial para diferentes tecnologías de celdas de silicio</i>	31
Figura 14 <i>Curvas I-V y de potencia</i>	32
Figura 15 <i>Paneles fotovoltaicos monocristalinos PERC de media celda de 120 celdas</i>	34
Figura 16 <i>Variación del voltaje en función de la temperatura</i>	35
Figura 17 <i>Variación de la potencia de salida en función de la irradiancia</i>	36
Figura 18 <i>Sombreado en un generador fotovoltaico</i>	38
Figura 19 <i>Generador fotovoltaico</i>	39
Figura 20 <i>Diagrama esquemático del efecto isla</i>	41
Figura 21 <i>Inversor multcadena (multi-string inverter)</i>	42

Figura 22 <i>Orientación este-oeste de paneles fotovoltaicos</i>	43
Figura 23 <i>Variación de voltaje a diferentes niveles de irradiancia</i>	44
Figura 24 <i>Parámetros de irradiancia y temperatura bajo orientación este-oeste</i> .	45
Figura 25 <i>Perfil de potencia de un sistema fotovoltaico compuesto por paneles cristalinos orientados con distribución este-oeste</i>	46
Figura 26 <i>Diagrama de sistema fotovoltaico con dispositivos de protección eléctrica en DC y AC</i>	48
Figura 27 <i>Esquema de cálculo del LCOE</i>	56
Figura 28 <i>Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución</i>	58
Figura 29 <i>Medidor inteligente (bidireccional)</i>	59
Figura 30 <i>Opción Tarifaria BT5B para Lima Sur</i>	61
Figura 31 <i>EPM marca Solis</i>	63
Figura 32 <i>Ficha técnica de paneles monocristalinos PERC HC de 144 celdas (HC)</i>	64
Figura 33 <i>Historial de precios Spot de paneles fotovoltaicos monocristalinos del 2016 al 2023</i>	65
Figura 34 <i>Diagrama de conexiones de sistema fotovoltaico utilizando conectores MC4</i>	67
Figura 35 <i>Historial de consumo eléctrico</i>	70
Figura 36 <i>Caracterización de la curva de demanda eléctrica total diaria</i>	72
Figura 37 <i>Especificaciones técnicas de inversor Solis de 5 kW, modelo S5-GR3P5K-LV</i>	74
Figura 38 <i>Conductor DC para la conexión de paneles fotovoltaicos al inversor</i> ...	84
Figura 39 <i>Cálculo del conductor AC de alimentación a la red trifásica interior desde el inversor</i>	85
Figura 40 <i>Conductor AC de alimentación a la red trifásica interior desde el inversor</i>	89

Figura 41 <i>Diagrama de conexionado de dispositivos de protección eléctrica en DC</i>	91
Figura 42 <i>Especificaciones técnicas de interruptores termomagnéticos en AC</i> ...	95
Figura 43 <i>Determinación del ángulo óptimo para orientación hacia el norte (slope angle (opt))</i>	97
Figura 44 <i>Determinación del ángulo óptimo para orientación este-oeste (slope angle (opt))</i>	98
Figura 45 <i>Orientación de paneles de la propuesta A</i>	99
Figura 46 <i>Esquema eléctrico de la propuesta A</i>	100
Figura 47 <i>Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta A</i>	100
Figura 48 <i>Orientación de paneles de la propuesta B</i>	102
Figura 49 <i>Esquema eléctrico de la propuesta B</i>	102
Figura 50 <i>Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta B</i>	103
Figura 51 <i>Orientación de paneles de la propuesta C</i>	104
Figura 52 <i>Esquema eléctrico de la propuesta C</i>	105
Figura 53 <i>Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta C</i>	105
Figura 54 <i>Acumulación de polvo en los paneles fotovoltaicos</i>	110
Figura 55 <i>Mantenimiento correctivo de conectores de paneles</i>	111
Figura 56 <i>Tasa Interna de Retorno de las propuestas</i>	114
Figura 57 <i>Flujo de caja acumulado de la propuesta C</i>	117

RESUMEN

El presente trabajo de investigación desarrolla una propuesta tecnológica centrada en un sistema fotovoltaico como solución ante el problema del aumento de los tarifarios eléctricos en usuarios conectados a la red de distribución eléctrica.

Asimismo, en la actualidad, la falta de un Reglamento de Generación Distribuida limita la viabilidad de implementación de fuentes de energías renovables. Así que, el objetivo principal es evaluar la viabilidad técnica, económica y financiera de la presente propuesta con el fin de reducir el consumo eléctrico de un usuario regulado.

Utilizando el software PV*SOL premium, se evaluaron tres posibles escenarios de diseños tomando en consideración la información obtenida de un recibo de consumo eléctrico.

El diseño y presupuesto del sistema fotovoltaico se determinaron utilizando parámetros técnicos y comerciales de productos disponibles en el mercado peruano. Los criterios de selección se enfocaron en los mayores valores de Tasa Interna de Retorno (TIR) y porcentaje de autoconsumo, con valores obtenidos de 29.01% y 75.80%, respectivamente. Finalmente, se realizó el cálculo del Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) del sistema fotovoltaico seleccionado, resultando un valor para el punto de paridad de red de 0.892 soles/kWh. Además, se desarrolló un criterio de diseño que permita simplificar la selección del sistema más rentable considerando únicamente dos escenarios.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, consumo eléctrico, LCOE, Generación Distribuida

ABSTRACT

This research work develops a technological proposal focused on a photovoltaic system as a solution to address the issue of rising electricity tariffs for users connected to the electrical distribution grid.

Currently, the lack of a Distributed Generation Regulation limits the feasibility of implementing renewable energy sources. Therefore, the main objective is to evaluate the technical, economic and financial viability of this proposal to improve the electricity consumption for a regulated user. Using PV*SOL premium software, three possible design scenarios were evaluated based on data obtained from an electricity consumption bill.

The design and budget for the photovoltaic system were determined using technical and commercial parameters of products available in the Peruvian market. Additionally, the selection criteria focused on the highest values of Internal Rate of Return (IRR) and self-consumption percentage, obtained values of 29.01% and 75.80%, respectively.

Finally, the Levelized Cost of Electricity (LCOE) of the selected photovoltaic system was calculated, resulting in a grid parity point of 0.892 soles/kWh. Additionally, a simplified design criterion was developed to identify the most cost-effective system by considering only two scenarios.

Keywords: Photovoltaic system, electricity consumption, LCOE, Distributed Generation

INTRODUCCIÓN

La tecnología solar fotovoltaica, que transforma la energía proveniente del sol en energía eléctrica adaptada para el consumo humano, ha experimentado un crecimiento notable en los últimos años. Este desarrollo se debe principalmente a la reducción del precio de su componente principal, el panel fotovoltaico, que determina un porcentaje significativo en el presupuesto total de un sistema fotovoltaico.

En el ámbito nacional, las aplicaciones se han enfocado en la electrificación rural mediante sistemas autónomos y de bombeo solar. Asimismo, se han instalado centrales fotovoltaicas de mediana capacidad con el fin de reforzar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aprovechando el gran potencial solar fotovoltaico que contamos en nuestro país.

A pesar de estos avances, los usuarios regulados que está conectados al SEIN se han visto imposibilitados de poder aprovechar los beneficios que brinda la aplicación de los sistemas fotovoltaicos. Esta situación se debe al desconocimiento de la demanda por parte de los usuarios, quienes tienen expectativas erróneas tanto por el funcionamiento como del retorno de inversión de estos sistemas.

Por otra parte, la oferta actual ofrece soluciones estandarizadas en base a la potencia máxima de los inversores de conexión a red, sin considerar si dicha capacidad pueda generar la mayor rentabilidad para los usuarios finales.

Por tal motivo, en la presente tesis, se realizó un análisis con enfoque técnico y económico que permite obtener una solución viable para la inversión. Los criterios de diseño aplicados en esta investigación son escalables para sistemas fotovoltaicos de mayor potencia, lo que sugiere la posibilidad de obtener indicadores financieros con valores superiores a los obtenidos hasta ahora.

Finalmente, concluyo que este estudio contribuye al desarrollo sostenible de la tecnología solar fotovoltaica en el Perú.

CAPÍTULO I: Generalidades

1.1 Antecedentes de la Investigación

1.1.1 Investigación Internacional

Dentro del ámbito internacional, Potes ¹ (2019), en su proyecto de investigación titulado “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi”, aborda un estudio de rentabilidad financiera con el fin de reducir la facturación del consumo eléctrico.

La investigación adopta un enfoque cuantitativo de tipo descriptiva y de campo, puesto que los datos se recopilaron mediante la técnica de observación, haciendo uso de equipos como un piranómetro para la medición de la radiación solar de la zona y un analizador de redes para modelar el perfil de consumo de la universidad.

En la fase de diseño del sistema fotovoltaico, el autor utilizó un criterio de cálculo basado en los parámetros técnicos comerciales, así como en el funcionamiento del sistema para el autoconsumo. De esta manera, tras evaluar diferentes escenarios, obtuvo una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 24% como la rentabilidad máxima.

1.1.2 Investigación Nacional

En el ámbito nacional, Fernández² (2019), en su tesis “Electrificación parcial del colegio Max Uhle por medio de un sistema fotovoltaico conectado a red”, presenta un estudio de viabilidad técnica del diseño de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de dicha institución educativa ubicada en la ciudad de Arequipa.

¹ Potes, P. W. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi*. Latacunga (Ecuador).

² Fernández, R. J. (2019). *Electrificación parcial del colegio Max Uhle por medio de un sistema fotovoltaico conectado a red*. Arequipa.

La investigación adopta un enfoque cuantitativo descriptivo de campo, en el cual los datos se recopilaron mediante la técnica de observación, utilizando un medidor de radiación solar y la técnica de la encuesta para determinar la demanda de energía de la institución. Asimismo, el autor diseñó el sistema fotovoltaico utilizando un criterio de cálculo basado en una estimación de potencia referencial, determinando manualmente la capacidad de los componentes. Con los resultados obtenidos, obtuvo un retorno de inversión de 8.8 años, confirmando así la viabilidad de su propuesta de diseño.

1.1.3 Investigación Local

En el ámbito local, Poclin³ (2021), en su tesis “Diseño y análisis de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación eléctrica de extractores helicocentrífugos en una de las instalaciones del Nuevo Hospital de Moquegua”, presenta un análisis financiero comparativo entre la implementación de un sistema fotovoltaico híbrido y un sistema fotovoltaico conectado a la red.

La investigación presenta un enfoque cuantitativo de tipo descriptiva y campo. Dentro de este marco, el detalle de la demanda se recopiló mediante la técnica de observación y se realizó el perfil de consumo en base a una estimación de horas de uso para las cargas consideradas.

Además, para el diseño de los sistemas propuestos, empleó un criterio de cálculo que, a través de fórmulas, determinó las capacidades comerciales de los componentes de los sistemas fotovoltaicos. Finalmente, realizó un análisis de flujo de caja de ambas propuestas, concluyendo que el sistema conectado a la red es la opción más rentable.

³ Poclin, E. (2021). *Diseño y análisis de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación eléctrica de extractores helicocentrífugos en una de las instalaciones del Nuevo Hospital de Moquegua*. Lima.

1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio

1.2.1 Análisis del Entorno

La masificación de los sistemas fotovoltaicos no sólo está vinculada a mejoras en los precios de la oferta, sino también a la existencia de un entorno propicio para su implementación, que incluya beneficios tributarios, opciones de financiamiento y un reglamento que establezca los parámetros que garanticen la calidad del producto instalado y que facilite la venta de los excedentes energéticos a la red de distribución eléctrica. Por consiguiente, estas condiciones harán que esta tecnología resulte atractiva para la inversión.

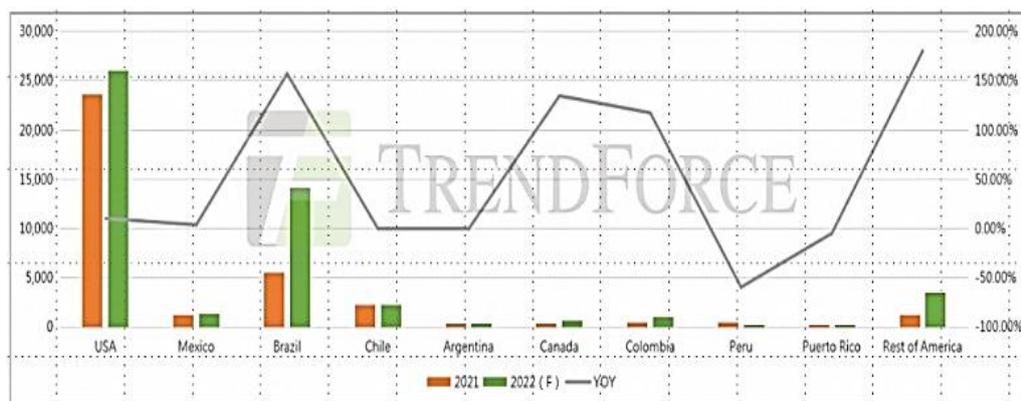
Según Energy Trend⁴ (2021), “en el año 2020 la pandemia del COVID-19 provocó una reducción de demanda fotovoltaica. Sin embargo, el impacto en el mercado mundial mostró una considerable capacidad de adaptación, y se espera que las instalaciones fotovoltaicas aumenten a una capacidad instalada de 158 GW para el 2021” (p.1).

a) Realidad Regional de los Sistemas Fotovoltaicos: Los mercados de sistemas fotovoltaicos de la región americana más desarrollados son Estados Unidos, Brasil y Chile.

⁴ Energy Trend. (21 de enero de 2021). *TrendForce: Global PV Demand Will Reach 158GW for 2021 as Many Regional Markets Rebound, but Risks Remain as Subsidies Drop*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/research/20210121-20804.html>

Figura 1

Pronóstico de demanda de nuevas instalaciones fotovoltaicas para América



Fuente: Energy Trend. (2022). TrendForce: *Global PV Installation Demand Expected to Arrive at a New High of 240GW*

Según el informe de Energy Trend⁵ (2022), se indica que:”

- En Estados Unidos, los paneles fotovoltaicos provenientes del sudeste asiático están libres de nuevos aranceles por dos años. Aunque las nuevas políticas favorecen al desarrollo del mercado local, la restricción a la importación de productos chinos resulta en sólo 26 GW de nuevas instalaciones fotovoltaicas proyectado para el 2022, cifras que se mantiene por debajo de las previsiones iniciales.
- En el caso de Brasil, se han establecido nuevas regulaciones de medición neta en beneficio de los proyectos de generación distribuida. Esta medida se adoptó debido a que dos tercios de la matriz energética del país se basan en la generación hidroeléctrica, y en los últimos dos años, ha experimentado un aumento de sus tarifarios eléctricos por motivo de la escasez de agua.
- En Chile, la tecnología fotovoltaica ocupa una posición de liderazgo en las instalaciones de energía renovable. Hasta marzo del 2022, el país ha

⁵ Energy Trend. (20 de Junio de 2022). *TrendForce: Global PV Installation Demand Expected to Arrive at a New High of 240GW*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/research/20220620-29022.html>

acumulado 5 GW de potencia fotovoltaica instalada, mientras que 3.4 GW se encuentran actualmente en construcción y 30.24 GW ya han pasado la evaluación de impacto ambiental” (p. 1).

b) Realidad Nacional de los Sistemas Fotovoltaicos: El desarrollo de sistemas fotovoltaicos en el Perú se ha centrado en electrificar zonas aisladas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), utilizando sistemas fotovoltaicos autónomos de baja potencia, así como en proyectos de centrales fotovoltaicas aprovechando el alto potencial de radiación solar en las regiones de Arequipa, Tacna y Moquegua.

Según Salvador y Horn⁶ (2021), “una alternativa para energizar las zonas rurales altoandinas es la aplicación de tecnologías renovables, que pueden mejorar y proveer un funcionamiento eficiente, confiable y de calidad, abordando así las necesidades energéticas básicas del sector. Asimismo, en la última década, tanto el estado peruano como instituciones privadas y organismos no gubernamentales, han llevado a cabo diversos proyectos de energización de zonas rurales utilizando como fuente energética las energías renovables. No obstante, estos proyectos han fracasado o se encuentran casi inoperativos debido a la falta de comprensión del sector y por no contar con un diagnóstico energético adecuado para cada zona” (pp. 28 - 29).

⁶ Salvador, C., & Horn, M. (18 de Junio de 2021). *Propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kWp para la comunidad rural altoandina San Francisco de Raymina, Ayacucho-Perú*. *TECNIA*, 31(2). doi:<https://doi.org/10.21754/tecnia.v21i1.1104>

Figura 2

Información técnica de la Central Solar Fotovoltaica Clemesí

EMPRESA	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.C.
DESCRIPCIÓN	
La central tendrá una potencia nominal de 116,45 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 304 110 módulos fotovoltaicos. La conexión al SEIN será a través de la barra en 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV. El proyecto contempla implementar una bahía de transformador en el lado de 220 kV de la SE. Rubí 220/33 kV, para recibir al transformador de la C.S. Clemesí.	
UBICACIÓN	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 503 m.s.n.m.
DATOS DE LA CENTRAL	
Potencia Instalada	116,45 MW
N° de Módulos	304 110
Tipo de Módulos	Monocristalino
Potencia de Módulos	395 Wp
N° de Inversores	132
Tipo de Inversores	-
Potencia de Inversores	1 025 kVA
Tensión de Salida de Inversores	0,35 kV – AC
Tipo de Estructura	Horizontal con seguidor de eje simple
Ángulo de Seguimiento	+/-60°
N° de Centros de Transformación	33
Potencia por Centro de Transfor.	3,5288 MW
Relación de Transformación	0,4/33 kV
DATOS DEL TRANSFORMADOR	T1
Potencia Nominal	100/120 (ONAN/ONAF)
Relación de Transformación	220/33 kV
Grupo de conexión	YNd11
Marca	-
Año de Fabricación	-

Fuente: Osinergmin, División de Supervisión de Electricidad. (2022). *Información Técnica de Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre Operatividad Aprobados por el COES* (p. 44). Ed. Osinergmin

Según el Osinergmin, División de Supervisión de Electricidad⁷ (2022), “se viene dando seguimiento a los proyectos de inversión futuros. De tal forma que, si se llegan a concretar, se mejorará la diversificación de la matriz energética nacional, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico y reduciendo la dependencia de recursos no renovables como los combustibles fósiles. El

⁷ Osinergmin, División de Supervisión de Electricidad. (2022). *Información Técnica de Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre Operatividad Aprobados por el COES*.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) ha aprobado veinticuatro centrales solares fotovoltaicas. Entre ellas destaca la Central Solar Fotovoltaica Clemesí, la cual se ubicará en la región de Moquegua con una potencia instalada de 116.45 MW y se proyecta que entre en operación comercial en 2023” (p. 44).

c) Estimación de Viabilidad Según la Opción Tarifaria del Usuario:

De acuerdo a lo describirá en el marco teórico, se debe considerar los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución para optimizar el consumo energético de los usuarios regulados. Por lo tanto, la rentabilidad económica será mayor en los usuarios bajo una opción tarifaria cuyo componente de facturación principal sea la energía activa. Este planteamiento sugiere que los usuarios regidos bajo las Opciones Tarifarias BT5B Residencial y BT5B No Residencial obtendrán mayor rentabilidad en comparación a usuarios regidos bajo otras opciones tarifarias, donde la facturación de energía se desglosa en energía activa fuera de punta, energía activa en hora punta y energía reactiva. A su vez, en dichas opciones tarifarias se agregan los conceptos de potencia activa de generación y distribución, cuyos valores dependen de la calificación que se le otorgue al usuario, ya sea en hora punta o fuera de punta.

Es imperativo tener en cuenta la característica inherente del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución el cual, al ser un sistema de Generación Distribuida, genera excedentes energéticos que, en la actualidad, no pueden ser comercializados a las empresas distribuidoras debido a la falta de un reglamento que lo regule.

Este escenario implica que estos sistemas sólo permitirán el autoconsumo mas no la inyección de excedentes energéticos. La solución a este inconveniente se puede lograr mediante el acoplamiento de un dispositivo de administración de exportación de energía (EPM), que bloquea el flujo de corriente en sentido

contrario desde el circuito de la instalación eléctrica interior del usuario hacia la red de distribución.

Dado el sobrecosto que produce la adquisición de dicho dispositivo y la pérdida del potencial beneficio económico que generaría la venta de excedentes energéticos, se hace necesario evaluar un criterio de diseño del sistema fotovoltaico innovador con la finalidad de obtener su máxima rentabilidad.

1.2.2 Descripción del Entorno

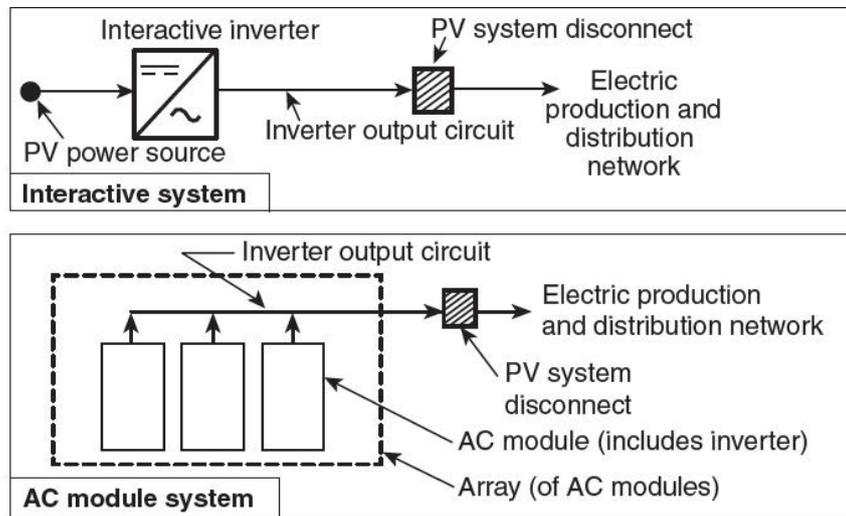
a) Normativa Internacional: En Estados Unidos la normativa de los sistemas fotovoltaicos lo indica la National Fire Protection Association⁸ (NFPA), en su Artículo 690 del NFPA 70, NEC (2020) (National Electric Code), el cual especifica los lineamientos a considerar para su implementación, tales como:

- Requisitos del circuito
- Medios de desconexión
- Métodos de cableado
- Puesta a tierra y unión
- Etiquetado

⁸ National Fire Protection Association, NFPA 70. (2019). *National Electric Code (NEC) 2020*.

Figura 3

Identificación de componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución



Fuente: National Fire Protection Association (NFPA). (2019). *National Electric Code (NEC) 2020* (p. 583)

Además, se considera el ASTM E3010 – 15 (2019), el cual es una práctica que detalla los requerimientos mínimos para los procesos de instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento con el fin de garantizar una generación energética segura y confiable durante la vida útil del sistema fotovoltaico.

En Europa rigen los siguientes estándares:

- **IEC 62446-2:2020**, que describe los requerimientos básicos de mantenimiento preventivo y correctivo, y las recomendaciones para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- **IEC 60364**, el cual es el estándar de instalaciones eléctricas en edificios, que en su sección 712 detalla los requerimientos de sistemas de suministro de energía solar fotovoltaica.

b) Normativa Actual en el Perú: Según Mitma⁹ (2015), “la generación eléctrica mediante Recursos Energéticos Renovables (RER) presenta un marco regulatorio específico para su fomento. Sin embargo, los aspectos generales relacionados con el funcionamiento del mercado, los permisos y concesiones, las obligaciones inherentes al rol de generador, entre otros, se sujetan a un marco regulatorio general aplicable a todos los generadores sin importar si sean renovables o no. Por esta razón, cualquier proyecto que implique el uso de RER debe tener en cuenta las siguientes normativas generales para su desarrollo:

- **Decreto Ley N°25844** – Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (1993). Esta norma crea el mercado eléctrico, define los mecanismos para la regulación tarifaria, supervisión de la actividad eléctrica y establece su jerarquía institucional.
- **Ley N°28832** – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (2006). Esta ley perfecciona las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Promueve licitaciones y contratos de largo plazo.
- **Decreto Ley N°973** – Ley que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas. Esta ley establece la devolución del Impuesto General a las Ventas (I.G.V.) gravadas a la importación y adquisición de bienes de capital nuevos”.

Las normas aplicables específicamente para los RER son:

- **Decreto Legislativo N°1002** – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (2008). Esta ley determina que el desarrollo de electricidad con RER es de interés nacional y de necesidad pública. También define las

⁹ Mitma, R. E. (15 de Junio de 2015). Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú. *Revista Derecho & Sociedad*, 45, 167-176.

autoridades competentes y establece los mecanismos de promoción de proyectos con RER.

- **Decreto Ley N°1058** – Ley que promueve la inversión en la actividad de generación con recursos hídricos y con otros recursos renovables (2008). Esta ley establece el beneficio generado por la depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta.
- **Decreto Supremo N°012-2011-EM** – Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables. Este decreto supremo contiene los criterios técnicos y económicos de los alcances de la Ley N°1002, con relación a la producción de electricidad con RER para la venta al Sistema Interconectado Nacional (SEIN).
- **Decreto Supremo N°020-2013-EM** – Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables en áreas no conectadas a red. Este decreto supremo contiene los criterios técnicos y económicos de los alcances de la Ley N° 1002 con relación a la producción de electricidad con RER para zonas aisladas y remotas del país” (p. 169).

La Ley N°28832 (2006) incorporó en el marco legal peruano el concepto de Generación Distribuida definiéndola como la instalación de generación con capacidad no mayor a la indicada en el Reglamento, conectada directamente a la red de concesión de distribución eléctrica.

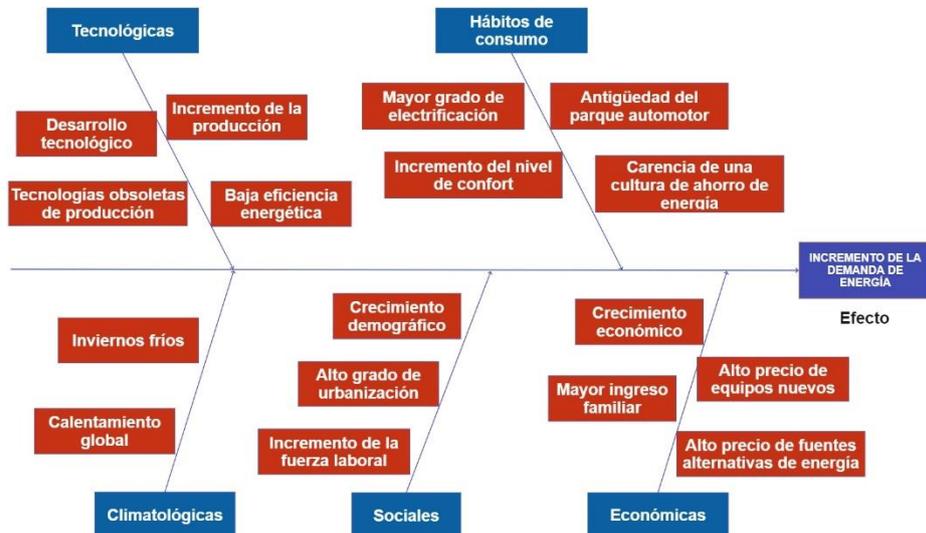
Hasta la fecha, aún no se ha promulgado el Reglamento de Generación Distribuida, por lo que persiste una desaceleración del desarrollo de la tecnología fotovoltaica en el país.

1.2.3 Análisis del Problema de Estudio

a) **Problemas Identificados:** El aumento de la facturación eléctrica se debe sobre todo a dos factores combinados, siendo éstos el aumento consumo eléctrico y el constante aumento del precio tarifario. Según Rojas, O. y Rojas, J. L. (2009), “las variables que explican el consumo de energía incluyen factores climatológicos, sociales, económicos, tecnológicos y hábitos de consumo” (p. 53). Además, estos factores permiten realizar una evaluación completa del problema, que resulta en un aumento de la demanda energética. Por otra parte, la pandemia del COVID-19 ha cambiado la demanda de consumo eléctrico residencial, debido a que muchas personas han comenzado a trabajar de forma remota, incrementando así su consumo eléctrico. De esta forma se ha identificado el primer problema de estudio.

Figura 4

Variables explicativas del consumo de energético e identificación del problema



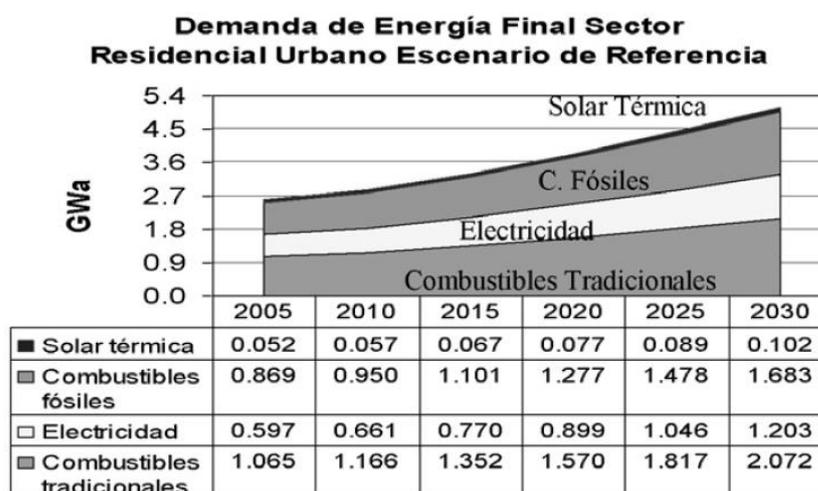
Fuente: Elaboración propia basado en Rojas, O. y Rojas, J. L. (2009). *Proyección del consumo de energía residencial en el Perú (2005-2030) mediante software MAED_D* (p. 54). Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial (UNMSM).

El segundo problema de estudio identificado es el incremento de las tarifas eléctricas, las cuales muestran una tendencia ascendente en cada actualización de los pliegos tarifarios.

b) Indicadores de Problemas: Según Rojas, O. y Rojas, J. L. (2009), “un modelamiento MAED (Model for Analysis of Energy Demand) resulta apropiada para proyectar la demanda energética, ya que evalúa la demanda futura considerando escenarios de desarrollo socioeconómico, hábitos de consumo (perfil de consumo) y desarrollo tecnológico. Este enfoque es más preciso que los modelos macroeconómicos que sólo se centran en el PBI” (p. 50). Además, la proyección realizada revela un estimado de aumento en la demanda eléctrica residencial de 0.899 GW a 1.203 GW del año 2020 al 2030, equivalente a un aumento del 33.8% como se muestra en la Figura 5.

Figura 5

Proyección de la demanda energética residencial en el Perú (2005-2030)



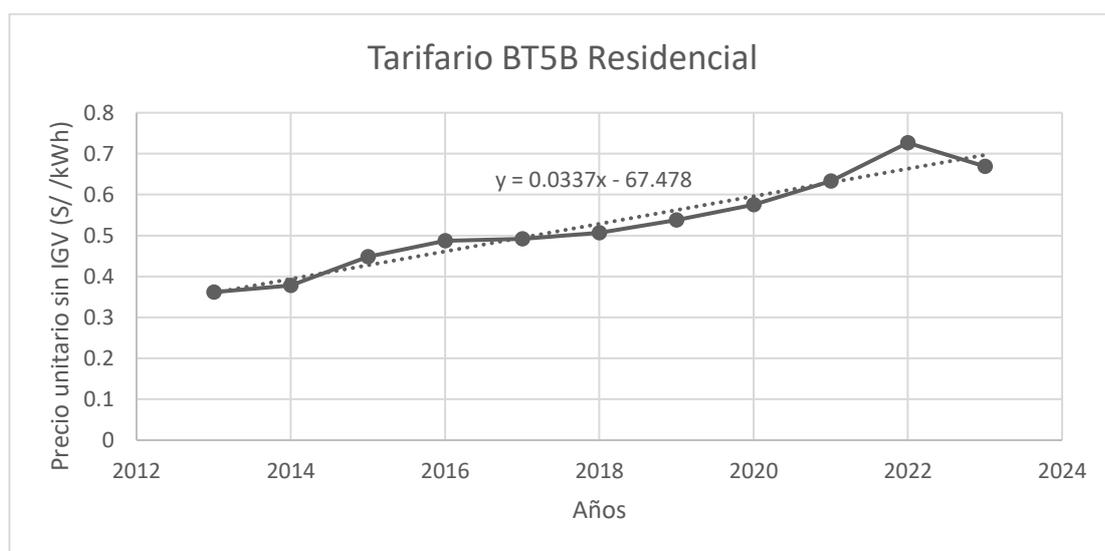
Fuente: Rojas, O. y Rojas, J. L. (2009). *Proyección del consumo de energía residencial en el Perú (2005-2030) mediante software MAED_D* (p. 58). Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial (UNMSM).

El precio unitario por consumo de energía es el indicador que representa la tarifa eléctrica, expresado en soles por kilowatt hora (S/ /kWh) y su valor a la fecha 04 de diciembre del 2023 se sitúa en 0.6685 S/ /kWh. Para poder estimar su valor en los próximos 25 años, será necesario evaluar la tendencia de aumento de precios en los últimos años.

La Figura 6 ilustra la variación de la Opción Tarifaria en la última década, mostrando una tendencia al alza en los tarifarios eléctricos. A partir de esto, se determina una ecuación lineal para estimar los valores futuros. La proyección de variación de la Opción Tarifaria BT5B Residencial indica un aumento anual promedio del 5%.

Figura 6

Variación de la Opción Tarifaria BT5B Residencial en Lima Sur



Fuente: Elaboración propia basado en Osinergmin¹⁰. (2023). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*.

¹⁰ Osinergmin. (2022). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=150000>

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema Principal

¿En qué medida el funcionamiento de un sistema fotovoltaico impactará en el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión?

1.3.2 Problemas Específicos

- ¿En qué medida los valores comerciales de la potencia del inversor y la potencia de los paneles fotovoltaicos impactarán en la reducción del consumo eléctrico?
- ¿En qué medida la capacidad energética del generador fotovoltaico impactará en el cálculo del porcentaje de autoconsumo?
- ¿En qué medida el precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos impactarán en el cálculo de la rentabilidad financiera?

1.4 Justificación e Importancia

1.4.1 Justificación Teórica

Según Stapleton y Neill¹¹ (2012), la creciente dependencia energética de la sociedad cada vez es más problemática debido a la reducción de las reservas de combustibles fósiles y a la amenaza del cambio climático. Por este motivo, resulta necesario explorar fuentes alternativas como la energía solar, que puede disminuir nuestra necesidad de utilizar combustibles fósiles” (p.1).

Según La República¹² (2021), “el Perú cuenta con un recurso solar de altísima calidad, especialmente en regiones como Arequipa y Moquegua, donde la radiación supera los 6.8 kWh/m²” (p. 1). Esto indica que existe un alto potencial en

¹¹ Stapleton, G., & Neill, S. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems*. New York: Earthscan.

¹² La República. (16 de setiembre de 2021). *Perú tiene recursos de altísima calidad para el uso de energías renovables no convencionales*. Obtenido de <https://larepublica.pe/tecnologia/2021/09/16/peru-tiene-recursos-de-altisima-calidad-para-el-uso-de-energias-renovables-no-convencionales>

el Perú para aprovechar la energía solar. Por este motivo, debería ser técnica y económica y financieramente viable implementar sistemas fotovoltaicos incluso en regiones, como la zona costera de Lima, donde los parámetros de irradiación solar son relativamente inferiores durante los meses de invierno.

1.4.2 Justificación Práctica

Desde una perspectiva práctica, la investigación se justifica no sólo por la reducción del consumo eléctrico que conlleva implementar un sistema fotovoltaico, sino que incentiva a instaurar una cultura de ahorro y eficiencia energética, promoviendo el cuidado del medio ambiente y adaptación del régimen de consumo eléctrico del usuario en función a la disponibilidad energética solar.

1.4.3 Importancia

La presente investigación pretende contribuir al desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el Perú, aprovechando la oportunidad de masificar la implementación de sistemas fotovoltaicos gracias a la reducción de los costos de sus componentes y a los altos parámetros de irradiación solar disponibles en la mayor parte del territorio nacional.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión mediante un sistema fotovoltaico, permitiendo disminuir el importe total del recibo de consumo eléctrico del usuario.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de baja tensión, mediante la selección de las capacidades comerciales de potencia del inversor y la potencia de los paneles fotovoltaicos.
- Calcular el porcentaje de autoconsumo, mediante el uso de la capacidad energética del generador fotovoltaico.
- Calcular la rentabilidad financiera en función del precio inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General

Culminada la simulación del sistema fotovoltaico se logra reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión.

1.6.2 Hipótesis Específicas

- Seleccionado un inversor de 5kW de potencia y ocho paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W se logró reducir el consumo eléctrico.
- Determinada la capacidad energética del generador fotovoltaico, compuesto por 8 paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W, se logró obtener un porcentaje de autoconsumo del 75%.
- Calculado y evaluado el precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos, se obtuvo una TIR del 25% y se alcanzó el punto de paridad de red con un LCOE de 1 sol/kWh.

1.7 Variables y Operacionalización de Variables

1.7.1 Operacionalización de Variables

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensión	Indicador
Variable X Sistema fotovoltaico	Según Pearsall (2017), los sistemas fotovoltaicos conectados a la red generalmente están diseñados para alcanzar su máxima producción de energía y ayudar a cubrir la demanda eléctrica, ya sea cerca del sistema (generalmente denominadas cargas eléctricas locales) o a través de la red eléctrica.	La variable independiente X es posible obtenerla con los datos recopilados de las técnicas de observación y fuentes documentales, los cuales se procesarán mediante el método analítico-sintético.	Acondicionamiento de potencia DC/AC	Potencia del inversor
				Precio del inversor
			Generación fotovoltaica	Potencia de los paneles fotovoltaicos
				Capacidad energética del generador fotovoltaico
Variable Y Consumo eléctrico	Según Xiao y Wang (2021), el consumo energético se refiere al uso total de diferentes fuentes de energía, como la leña, el carbón, el petróleo, el gas y la electricidad. Además, a medida que la humanidad ha transitado entre estas fuentes de energía, el consumo total de energía ha aumentado continuamente, lo que ha impulsado el desarrollo económico y social.	La variable dependiente Y es posible medirla mediante los valores obtenidos de los indicadores de rentabilidad	Gestión económica de los activos	Gastos de capital (CapEx)
				Gastos de operación (OpEx)
			Rentabilidad financiera	Tasa interna de retorno (TIR)
				Valor actual neto (VAN)
			Ahorro energético	Costo nivelado de electricidad (LCOE)
				Porcentaje de autoconsumo
	Porcentaje de cobertura			

Fuente: Elaboración propia (2024)

1.8 Metodología de la Investigación

1.8.1 Unidades de Análisis

La unidad de análisis se centrará en una muestra seleccionada de tipo no probabilística, compuesta por la información técnica detallada en un recibo de consumo eléctrico de un usuario regido en la Opción Tarifaria BT5B No Residencial. Además, la instalación eléctrica del usuario es trifásica y presenta un valor de consumo eléctrico promedio mensual superior a los 1000 kWh.

1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación

Luego de analizar el problema identificado, se establece una investigación con un enfoque cuantitativo. Además, tanto el tipo como el nivel de investigación son explicativos, de modo que se busca demostrar la relación causa-efecto entre las variables independiente y dependiente.

Asimismo, el nivel de investigación incluirá un componente exploratorio debido a que se empleará un criterio de cálculo diferente al convencional. Este criterio consiste en evaluar un rango de posibles capacidades del generador fotovoltaico, a partir del cual se buscará obtener la máxima rentabilidad financiera que el sistema pueda generar.

1.8.3 Diseño de la Investigación

Según Hernández et al.¹³ (2014) definen “al término diseño como el plan o estrategia concebida para obtener la información deseada con el fin de responder al planteamiento del problema” (p. 150).

El diseño elegido para realizar la investigación será de tipo experimental. Según Hernández et al. (2014), “el diseño experimental consiste en manipular

¹³ Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mc-GRAW-HILL.

intencionalmente una o más variables independientes para analizar las consecuencias de la manipulación sobre una o más variables dependientes, dentro de una situación de control para el investigador” (p. 151).

De acuerdo a lo mencionado, se realizarán evaluaciones con las dimensiones del sistema fotovoltaico en un usuario conectado a la red de distribución eléctrica (variable independiente), como la potencia máxima del generador fotovoltaico, y los precios de sus componentes con el fin de obtener la máxima rentabilidad financiera del sistema fotovoltaico. De esta manera se puede reducir el consumo eléctrico (variable dependiente).

1.8.4 Fuentes de Información

Para el desarrollo de la investigación se empleó el método analítico-sintético, que implica el análisis detallado de diversas siguientes fuentes informativas de carácter disperso para poder establecer una relación ellas en una perspectiva de totalidad. Las fuentes de información analizadas incluyen:

- Un recibo de consumo eléctrico de un usuario ubicado en la ciudad de Lima, cuya instalación eléctrica es trifásica y está sujeto a la Opción Tarifaria BT5B No Residencial con un consumo eléctrico promedio superior a los 1000 kWh mensuales.
- El historial de valores de la Opción Tarifaria BT5B Residencial aplicadas en la zona Lima Sur. Esta información se puede obtener desde el portal web del Osinergmin.
- Especificaciones técnicas de los componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución.

En base a los resultados obtenidos, se aplicará el método deductivo para cumplir con los objetivos específicos, los cuales buscan obtener la capacidad del sistema fotovoltaico y, al mismo tiempo, determinar un criterio de diseño que simplifique la reducción del consumo eléctrico.

1.8.5 Población y Muestra

La población objeto de estudio incluye a todos los usuarios eléctricos de la red de baja tensión en la ciudad de Lima. Asimismo, la muestra se centra en una selección no probabilística de usuarios regidos por la Opción Tarifaria BT5B No Residencial ubicados en la ciudad de Lima.

1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Con el fin de recopilar los datos necesarios para la investigación, se utilizaron las técnicas de fuentes documentales y observación.

Mediante la técnica de fuentes documentales se puede recopilar los datos técnicos del recibo de consumo eléctrico, los pliegos tarifarios publicados en la página del Osinergmin, así como las especificaciones técnicas por los fabricantes de los componentes de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, utilizando la técnica de la observación se puede obtener la curva de demanda de cada carga eléctrica para así sumarlas y obtener la curva de demanda eléctrica total del usuario. Finalmente, como herramientas informáticas se utilizaron el programa PV*SOL premium y hojas de cálculo para el procesamiento de los datos recopilados.

1.8.7 Análisis y Procesamiento de Datos

PV*SOL premium es un *software* de licencia *shareware* que facilita el procesamiento e integración de los datos técnicos de los componentes de un sistema fotovoltaico, así como el cálculo de su rendimiento bajo las condiciones técnicas y meteorológicas del lugar de instalación. El *software* cuenta con su propio registro de datos de radiación solar y ofrece información técnica de equipos comerciales provenientes de marcas reconocidas a nivel mundial.

Figura 7

*Simulación de instalación utilizando PV*SOL premium*



Fuente: Solsta. (2022). *PV*SOL premium 2022*.

De acuerdo con Solsta¹⁴ (2022), “PV*SOL premium permite visualizar todos los paneles fotovoltaicos instalados en un techo o al nivel del suelo, de tal forma que se puede calcular el sombreado a través de un año y en tiempo real, teniendo en cuenta la trayectoria solar y el efecto de objetos circundantes a través de su potente interfaz 3D. Por consiguiente, se podrá obtener estimaciones más precisas de las reducciones de rendimiento en comparación con la aplicación de fórmulas para calcular las pérdidas generadas por variación de ángulo y orientación”.

Asimismo, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) es una herramienta online que brinda información de la radiación solar y el rendimiento de sistemas solares en cualquier localidad del mundo, con excepción de los polos norte y sur. Como complemento de los softwares de diseño fotovoltaico, PVGIS permite determinar los ángulos de inclinación y orientación óptimos para la disposición de los paneles solares.

¹⁴ Solsta. (2022). *PV*SOL premium 2022*. Obtenido de <https://solsta.co/productos/pv-sol-premium->

Figura 8

Plataforma de diseño fotovoltaico del PVGIS

The screenshot displays the PVGIS web application interface. At the top, it features the European Commission logo and the title 'PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM'. Below the header, there is a navigation menu with 'Home', 'Tools', 'Downloads', 'Documentation', and 'Contact us'. The main area is split into two sections. On the left is a map of South America with a topographic overlay, showing countries like Ecuador, Peru, and Bolivia, and cities like Quito, Lima, and Sucre. On the right is a configuration panel. It includes a 'Cursor' section with 'Selected: Select location!', 'Elevation (m):', and 'PVGIS ver 5.2'. There are also options for 'Use terrain shadows' with checkboxes for 'Calculated horizon' and 'Upload horizon file'. Below this is a 'PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV' section with various input fields and dropdown menus for parameters like 'Solar radiation database', 'PV technology' (set to 'Crystalline silicon'), 'Installed peak PV power [kWp]' (set to 1), 'System loss [%]' (set to 14), 'Mounting position' (set to 'Free-standing'), 'Slope [°]' (set to 35), and 'Azimuth [°]' (set to 0). There are also checkboxes for 'Optimize slope' and 'Optimize slope and azimuth'. At the bottom of the configuration panel, there are fields for 'PV electricity price' including 'PV system cost (your currency)', 'Interest [%/year]', and 'Lifetime [years]'. Finally, there are buttons for 'Visualize results', 'csv', and 'json'.

Fuente: European Commission¹⁵. (2022). PVGIS

¹⁵ European Commission. (2022). PVGIS. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

CAPÍTULO II: Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1 Bases Teóricas

2.1.1 Recurso Solar

a) Energía Solar: Según Stapleton y Neill (2012), “el sol constituye directa e indirectamente la fuente de casi todas las fuentes energéticas disponibles en nuestro planeta. Su energía, aparentemente infinita, es suministrada por un proceso conocido como fusión nuclear y es emitida por radiación electromagnética. A pesar que la radiación emitida por el sol es bastante consistente, se observa una variación significativa en la superficie de la tierra. Esta variabilidad se debe principalmente a la órbita de la tierra (responsable de las estaciones), por la rotación en su propio eje (responsable del día y la noche) y el albedo” (pp.15-17).

b) Irradiación e Irradiancia Solar: Según Shah¹⁶ (2020) se definen los siguientes parámetros”:

- **Irradiación:** Es la integración de la irradiancia a lo largo de un periodo de tiempo específico. Mide la densidad de energía de radiación solar, generalmente expresada en kWh/m².
- **Irradiancia:** Es una cantidad instantánea que describe el flujo de radiación solar incidente sobre una superficie, medido en W/m². Se interpreta como la densidad de la potencia solar” (p. 29).

Según Tiwari y Dubey¹⁷ (2010), “el piranómetro es un instrumento de medición de la energía solar de banda ancha de irradiancia en una superficie plana.

¹⁶ Shah, A. (2020). *Solar Cells and Modules*. Suiza: Springer.

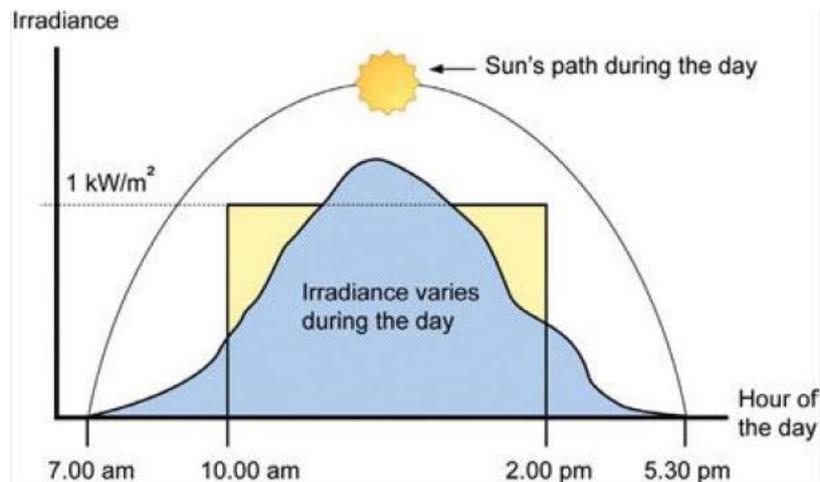
¹⁷ Tiwari, G. N., & Dubey, S. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*.

New Delhi: The Royal Society of Chemistry.

Este dispositivo consta de un sensor diseñado para medir la densidad de flujo de radiación solar (W/m^2) desde un campo de visión de 180° (p. 6).

Figura 9

Variación de la irradiancia en horas diurnas



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 18). Earthscan.

c) Efecto de la Atmósfera Terrestre en la Irradiancia Solar: Según Stapleton y Neill (2012), “gran parte de la radiación proveniente del sol es reflejada por la atmósfera terrestre. La radiación incidente en la entrada de la atmósfera alcanza un valor pico de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$, valor conocido como constante solar. Sin embargo, cuando esta radiación solar llega a la superficie de la atmósfera, su valor se verá reducido a aproximadamente a un valor pico de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Este efecto se debe al albedo de la tierra, que representa la cantidad de energía solar reflejada por la superficie de la tierra en una ubicación específica” (p.19).

Según Kaushika et al.¹⁸ (2018), “la radiación total incidente en una superficie se compone de los siguientes elementos:

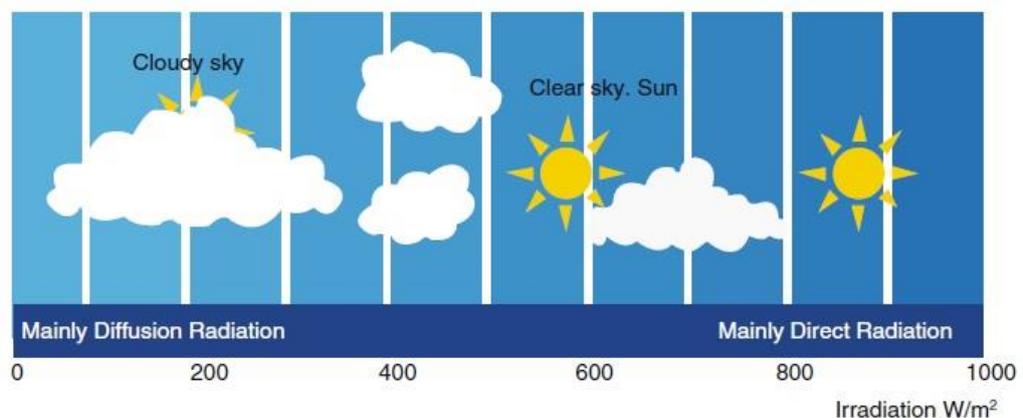
¹⁸ Kaushika, N. D., Mishra, A., & Rai, A. K. (2018). *Solar Photovoltaics*. New Delhi, India: Springer.

- **Radiación directa:** Es aquella que llega directamente a la superficie terrestre sin ser absorbida o dispersada.
- **Radiación difusa:** Es aquella que se recibe del sol después de cambiar su dirección por reflexión y dispersada a través de las moléculas atmosféricas y las partículas de polvo. La radiación difusa es recibida por la superficie terrestre desde todas las direcciones.
- **Radiación solar reflejada desde el suelo o alrededores**

Generalmente, tanto la radiación directa como la difusa en plano horizontal están medidas y registradas en bases de datos de simuladores de diseño fotovoltaico” (pp. 21-22).

Figura 10

Radiación solar directa y difusa



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 20). Earthscan.

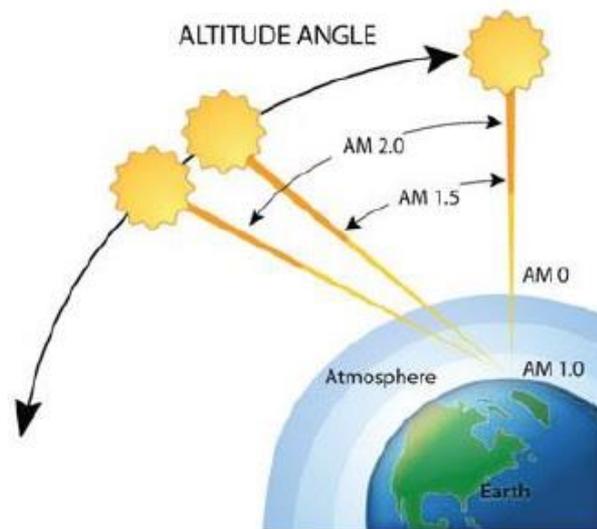
Según Stapleton y Neill (2012), “la irradiancia es la resultante de la combinación de la radiación directa y difusa, y su magnitud dependerá del albedo específico de la zona. Además, el coeficiente de masa de aire (AM) influye en la irradiancia de la localidad. Este coeficiente se define como la distancia que la

radiación debe recorrer a través de la atmósfera para alcanzar un punto de la superficie. En cuanto mayor sea el coeficiente de masa, aumenta la probabilidad de que la luz sea reflejada o dispersa” (pp. 20-21).

Asimismo, los valores estándar utilizados para determinar la capacidad nominal de los paneles fotovoltaicos, en inglés Standard Test Conditions (STC), son los siguientes: irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de celda de 25 °C y un coeficiente de masa de aire (AM) de 1.5.

Figura 11

Coeficiente de masa de aire (AM)



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 21). Earthscan.

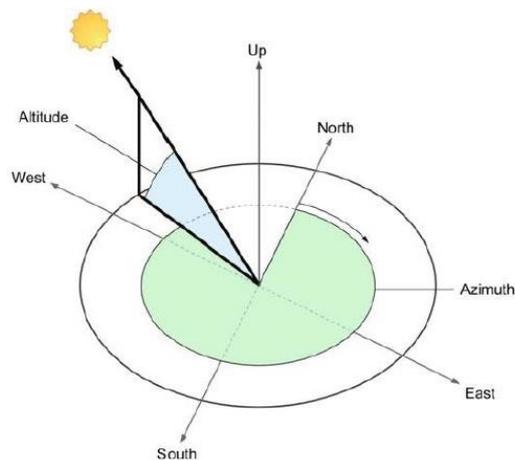
d) Geometría Solar: Según Stapleton y Neill (2012), “la posición relativa del sol con respecto a la matriz de paneles fotovoltaicos experimenta cambios constantes debido a la órbita y rotación de la tierra. Se han desarrollado diversas técnicas geométricas para maximizar la captación de energía solar. La ubicación del sol está determinada por dos ángulos que varían diaria y anualmente.

- **Elevación solar:** Es el ángulo entre el sol y el horizonte, medido en un rango de 0° a 90° .

- **Azimut:** Es el ángulo entre el norte y el punto de la brújula donde el sol está posicionado. Este ángulo varía con el movimiento del sol de este a oeste durante el día y se mide en sentido horario desde 0° hasta 359° (p. 24).

Figura 12

Elevación solar (Altitude) y Azimut



Fuente: Stapleton y Neill. (2012) *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 24). Earthscan.

2.1.2 Tecnología Solar Fotovoltaica

Según Kaushika et al. (2018), “la tecnología solar fotovoltaica ofrece un método eficiente de convertir la luz solar directamente en electricidad gracias a la aplicación del efecto fotovoltaico mediante el uso celdas solares. Esta tecnología, conocida comercialmente como sistemas solares fotovoltaicos o simplemente sistemas fotovoltaicos, es respetuosa con el medio ambiente, fácil de mantener y operar” (p. 10).

Además, según Pearsall (2017) “los sistemas fotovoltaicos se clasifican en dos categorías principales, dependiendo de si están conectados a la red eléctrica local o no.

- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:** Generalmente están diseñados para alcanzar su máxima producción de energía y ayudar a cubrir la demanda eléctrica local junto con la red eléctrica.
- **Sistemas fotovoltaicos autónomos:** Funcionan de forma independiente del suministro de la red y generalmente se instalan en zonas sin acceso a la electricidad o donde es difícil obtenerla. Estos sistemas están diseñados para suministrar la cantidad requerida de electricidad para una carga específica, pero no necesariamente proporcionan el máximo rendimiento del sistema” (pp. 1-2).

Desde el año 2019 se están implementando los denominados sistemas fotovoltaicos híbridos. Estos sistemas se caracterizan por utilizar un banco de baterías, integrar el controlador en el inversor y disponer de una entrada para una fuente energética adicional en corriente alterna como respaldo. Asimismo, pueden ser instalados en lugares donde no hay acceso a la energía eléctrica, reemplazando así a los sistemas fotovoltaicos autónomos de potencias mayores a 1 kW. Por otra parte, se pueden instalar en lugares con acceso a la energía eléctrica con la finalidad de mejorar la calidad energética de la instalación eléctrica interior del usuario e incluso generar ahorros en su consumo energético.

a) Celda Solar Fotovoltaica: Según Tiwari y Dubey (2010), “una celda solar o celda fotovoltaica (PV) es un dispositivo que transforma la energía solar en electricidad por medio del efecto fotovoltaico. La generación fotovoltaica de energía es causada por la radiación que separa los portadores de carga positiva y negativa en un material absorbente. En presencia de un campo eléctrico, estas cargas pueden producir una corriente utilizada en un circuito externo” (p. 81).

Asimismo, según Kaushika et al. (2018), “el material más utilizado para la fabricación de las celdas fotovoltaicas es el silicio, que es un elemento de gran

abundancia en la corteza terrestre. Estas celdas se pueden clasificar según su estado y calidad de material, las cuales son producidas y comercializadas bajo las siguientes denominaciones:

- Celda solar de silicio monocristalino
- Celda solar de silicio policristalino
- Celda solar de silicio amorfo” (pp. 10-11)

El término científico para denominar estas celdas es de tipo de campo de superficie trasera de aluminio (Al-BSF), las cuales en la actualidad se han visto desplazadas del mercado mundial gracias al desarrollo de la tecnología de emisor pasivado con célula trasera, también conocida como celdas tipo PERC. Estas celdas tipo PERC presentan mejoras en su eficiencia con una mínima variación en su proceso de fabricación.

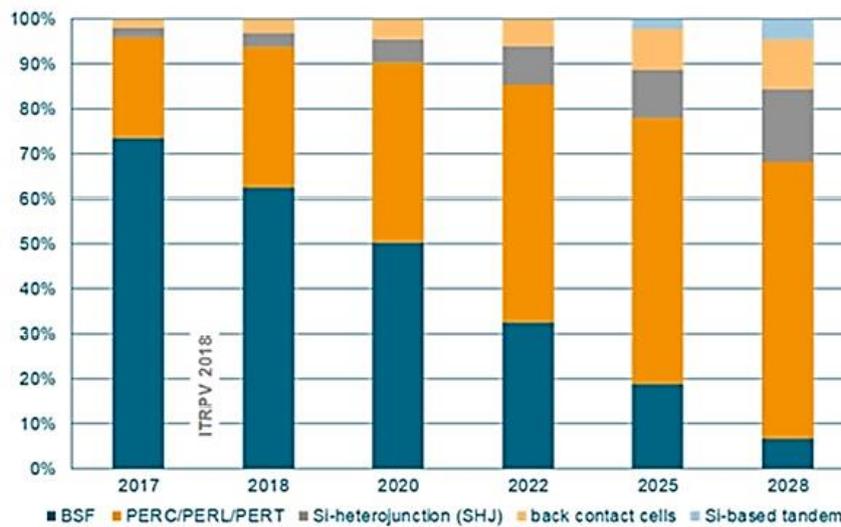
Según Blakers¹⁹ (2019), “las principales ventajas de las celdas tipo PERC sobre las Al-BSF son la reducción de la recombinación en la superficie trasera y la mejora de su reflectividad. Además, según la Hoja de Ruta Tecnológica Internacional para Fotovoltaica (ITRPV), en el 2017, la tecnología PERC ya constituía el 20% de la industria fotovoltaica mundial y se proyectó que alcanzaría el 50% para el año 2020” (p.1).

En la actualidad se puede confirmar la proyección indicada para el año 2020, debido a que en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas de mediana y alta potencia ya se utilizan paneles fotovoltaicos conformados por celdas de tipo PERC, limitando a los paneles de tipo Al-BSF a ser aplicados en sistemas fotovoltaicos autónomos de baja potencia.

¹⁹ Blakers, A. (Mayo de 2019). Development of the PERC Solar Cell. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 9(3).

Figura 13

Cuotas de mercado mundial para diferentes tecnologías de celdas de silicio



Fuente: Blakers. (2019). *Development of the PERC Solar Cell* (p. 630). IEEE Journal of Photovoltaics, 9(3).

Asimismo, según Tiwari y Dubey (2010) “los parámetros característicos de las celdas fotovoltaicas esenciales para el diseño de sistemas fotovoltaicos de cualquier categoría son.

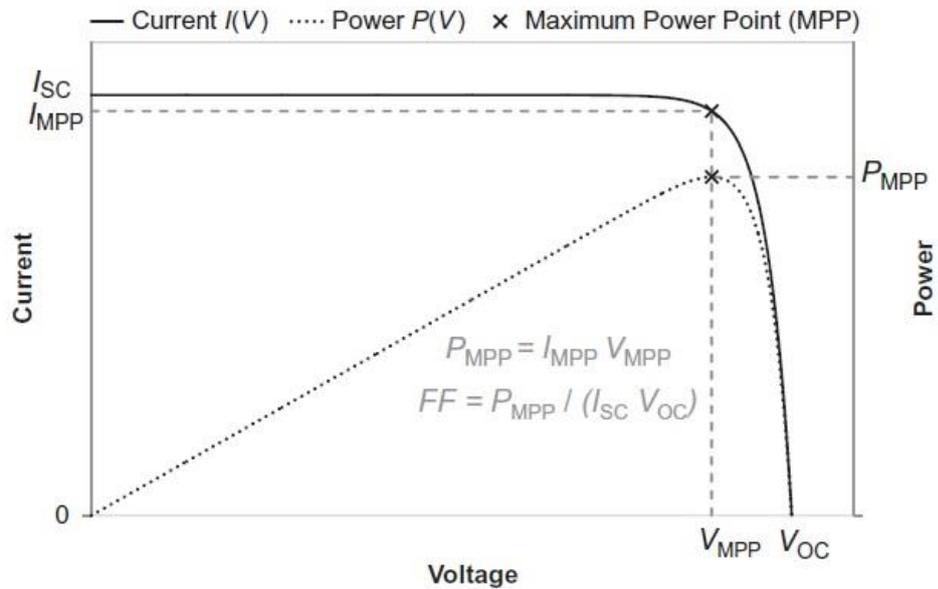
- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):** Es el voltaje medido en la celda fotovoltaica bajo condiciones de circuito abierto, con corriente igual a cero.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es la corriente medida en la celda fotovoltaica bajo condiciones de cortocircuito, con voltaje igual a cero.
- **Potencia del punto de máxima potencia (P_{MPP}):** Es el producto del voltaje de punto máxima potencia (V_{MPP}) y la corriente de punto de máxima potencia (I_{MPP})” (pp. 96-99).

La información sobre estos parámetros se encuentra disponible en las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes de paneles fotovoltaicos, presentada tanto en datos numéricos como en gráficos mediante

la curva I-V (Corriente – Voltaje) y la curva de potencia, tal como se muestra en la Figura 14.

Figura 14

Curvas I-V y de potencia



Fuente: Pearsall. (2017). *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems* (p. 24). Elsevier.

b) Panel Fotovoltaico: Según Tiwari y Dubey (2010), “los módulos fotovoltaicos, también conocidos como paneles fotovoltaicos, son un ensamblaje de celdas solares interconectadas en serie. Por motivos de costos y facilidad de instalación, se determina un número de celdas que están conectadas eléctricamente y encapsuladas en el panel.

Para ser utilizados en aplicaciones prácticas, los paneles deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Conexión eléctrica entre ellos mediante terminales polarizados conocidos como conectores MC4.
- Diseñados para resistir daño mecánico durante la fabricación, transporte, instalación, uso y mantenimiento.

- Capacidad para soportar la humedad que podría corroer contactos metálicos e interconexiones, reduciendo tanto la eficiencia como su vida útil.
- Eléctricamente aislados incluso en condiciones de lluvia.
- Montable en una estructura de soporte” (pp. 111-113).

Los paneles fotovoltaicos se pueden clasificar comercialmente según a su número de celdas acopladas en serie. Se ha considerado las capacidades disponibles en el mercado local.

- **Panel fotovoltaico de 36 celdas:** Usualmente implementado en sistemas fotovoltaicos autónomos pequeños. Presenta un voltaje de máxima potencia aproximado de 18 V, adecuado para cargar una batería de 12 V. Este tipo de panel se comercializa en celda policristalina y monocristalina, con un rango de potencia comercial desde los 10 W hasta los 170 W.
- **Panel fotovoltaico de 120 celdas (media celda):** Este tipo de panel reemplaza al panel de 60 celdas. Está compuesto por celdas PERC y su rango de potencia comercial abarca desde los 320 W hasta los 400 W.
- **Panel fotovoltaico de 144 celdas (media celda):** Este tipo de panel reemplaza al panel de 72 celdas. Está compuesto por celdas PERC y su rango de potencia comercial abarca desde los 450 W hasta los 550 W.
- **Panel fotovoltaico de 156 celdas (media celda):** Está compuesto por celdas PERC y su rango de potencia comercial abarca desde los 570 W hasta los 610 W.

Figura 15

Paneles fotovoltaicos monocristalinos PERC de media celda de 120 celdas



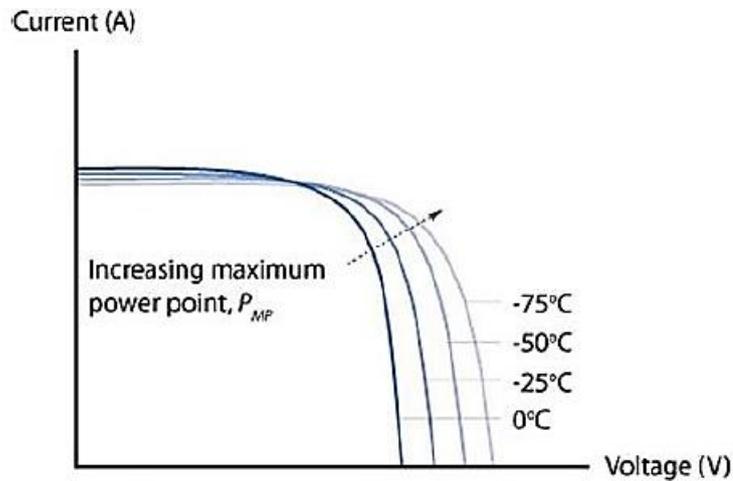
Fuente: Elaboración propia (2024)

- c) Efecto de la Temperatura, Irradiancia y Sombreado:** Según Stapleton y Neill (2012), “cuando la radiación solar incide sobre los paneles fotovoltaicos no sólo produce electricidad, sino que también los calientan. Por consiguiente, es común que un panel alcance los 70 °C en un día soleado. A medida que la temperatura se incrementa, el voltaje de circuito abierto (V_{OC}) disminuye rápidamente, mientras que la corriente de corto circuito (I_{SC}) aumenta ligeramente.

Del mismo modo que las altas temperaturas afectan negativamente la potencia de salida del panel fotovoltaico, las bajas temperaturas pueden incrementar la potencia de salida debido al aumento del voltaje. El voltaje máximo de una cadena de paneles debe calcularse con precisión para asegurarse de que no exceda los valores nominales de funcionamiento del inversor” (pp. 54-55).

Figura 16

Variación del voltaje en función de la temperatura



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 54).

Earthscan.

La expresión para calcular el voltaje máximo que puede alcanzar un panel fotovoltaico, considerando una temperatura menor a 25°C, es la siguiente:

$$V_{OC X^{\circ}C} = V_{OC STC} + \alpha (T_{X^{\circ}C} - T_{STC})$$

donde:

- $V_{OC X^{\circ}C}$: Voltaje de circuito abierto a una determinada temperatura ($X^{\circ}C$) en V.
- $V_{OC STC}$: Voltaje de circuito abierto en condiciones STC en V.
- α : Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto en $V/^{\circ}C$.
- $T_{X^{\circ}C}$: Temperatura de la celda en $^{\circ}C$.
- T_{STC} : Temperatura en condiciones STC ($25^{\circ}C$).

Tabla 2

Coefficientes de Temperatura de panel de 144 celdas

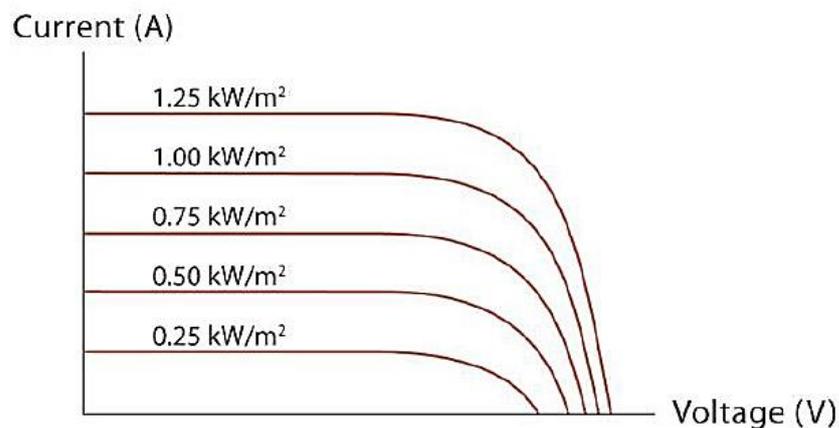
Coefficientes de Temperatura	
NMOT (Temperatura de Operación Nominal del Módulo)	43°C(±2%)
Coefficiente de Temperatura de Pmax	-0.34%/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0.25%/°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	0.04%/°C

Fuente: Elaboración propia basado en Trina Solar. (2020). *TallMax Módulo Enmarcado de 144 células.*

Según Stapleton y Neill (2012) “el nivel de irradiancia incidente en la celda determinará su potencia de salida. Este nivel se puede estimar utilizando los datos de rendimiento proporcionados en las especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos” (p. 52).

Figura 17

Variación de la potencia de salida en función de la irradiancia



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 53). Earthscan.

La corriente de un panel fotovoltaico experimenta variaciones menos significativas en comparación con el voltaje. A pesar que la corriente aumenta ligeramente a medida que aumenta la temperatura, este factor no es

considerado por los diseñadores al momento de realizar el cálculo del generador fotovoltaico.

Asimismo, según Stapleton y Neill (2012) “la instalación de un generador fotovoltaico puede influir directamente en su temperatura de operación. Este efecto se produce cuando el generador fotovoltaico se instala al ras de la superficie del techo, lo que significa que hay un flujo de aire limitado en la parte posterior de los paneles impidiendo así la moderación de su temperatura.

En cuanto al sombreado, se considera como un factor importante en la instalación de un generador fotovoltaico. Si una celda no recibe luz solar a causa de sombreado, incluso si sólo es una pequeña área de la celda, se producirá una gran reducción de potencia en la salida del generador fotovoltaico. Las celdas en los paneles fotovoltaicos suelen estar conectadas en serie, así pues, en caso de sombreado de una o varias celdas, la corriente de salida del panel se verá reducida. Además, si el panel fotovoltaico es parte de una cadena o generador, la corriente de salida de toda la cadena presentará el mismo comportamiento. Esto puede ocurrir también si la celda se daña y es incapaz de producir energía.

Al mismo tiempo, el sombreado del generador fotovoltaico puede provocar daños irreversibles. Los puntos calientes son generados cuando una celda está sombreada, de forma que su potencia de salida se reduce mientras que la corriente producida por las otras celdas no sombreadas es forzada a través de la celda sombreada, causando su calentamiento. Esto conduce a un agrietamiento o al daño del encapsulado de vidrio” (pp. 55-57).

Figura 18

Sombreado en un generador fotovoltaico



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 56). Earthscan.

Adicionalmente, según Pearsall (2017), “el sombreado parcial no es la única causa de daño en una celda. El desajuste entre celdas individuales es otro factor a considerar, en el cual una celda produce menos corriente que las otras celdas conectadas en serie, lo que puede tener un efecto similar. El desajuste tiende a aumentar con el tiempo debido a la exposición a la radiación solar, ya que las celdas individuales se degradan de manera irregular, exacerbando el efecto” (pp. 86-87).

d) Generador Fotovoltaico: Según Tiwari y Dubey (2010) “la capacidad de generación de energía de un panel fotovoltaico es insuficiente para cubrir el requerimiento energético de una casa o negocio, por lo cual es conveniente acoplar los módulos para formar una matriz de paneles.

Las matrices de paneles usan un inversor para convertir la potencia continua en alterna, que puede ser conectada a una red existente para suministrar energía a las cargas tales como luminarias, motores, entre otros.

La matriz de paneles, también conocida como generador fotovoltaico, comienza con la conexión en serie de paneles para obtener una cadena con un voltaje deseado. Luego, estas cadenas se conectarán en paralelo para permitir al sistema fotovoltaico producir mayor corriente. La matriz de paneles usualmente se mide en watts (W) o kilowatts (kW)” (p. 110).

Según Kaushika et al. (2018), “con el fin de minimizar la desalineación entre la salida del generador fotovoltaico y la carga, se necesita un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT). Asimismo, la cantidad de energía que se entrega a la carga depende no solo de la radiación solar recibida y de la temperatura ambiente, sino también de cómo la carga operativa afecta las características de corriente y voltaje del generador.” (p.97).

Figura 19

Generador fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia (2024)

e) Inversores de Conexión a la Red: Según Precup et al.²⁰ (2019) “el inversor de conexión a la red como el dispositivo que convierte la corriente continua (DC) proveniente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC) de frecuencia de servicio aceptable para usuarios conectados a la red eléctrica. Asimismo, los autores detallan los principales problemas técnicos que deben superar los inversores de conexión a la red:

- **Aleatoriedad de la fuente de energía:** Al ser una fuente de energía renovable, los efectos aleatorios como la temperatura, el ambiente o la intensidad de la luz pueden influir en la salida del inversor. Por ende, el controlador del inversor debe ser capaz de ajustar la operación del inversor para seguir una señal de referencia variable en el tiempo, el cual se obtiene a través del módulo MPPT integrado al inversor.
- **Distorsión armónica:** Esto sucede cuando los dispositivos electrónicos que están al lado de la red contienen componentes armónicos e influirán en el rendimiento del inversor. Por ende, el inversor deberá ser capaz de reducir las influencias armónicas de alto orden.
- **Efecto isla:** Se produce cuando la red se apaga, pero el sistema fotovoltaico no lo detecta y continúa trabajando solo. Esta condición pone en peligro a los usuarios y a los trabajadores de la compañía de distribución eléctrica” (pp. 3-4). De igual importancia, según Xiao y Wang²¹ (2021), “esto puede resultar en daños a los equipos de los usuarios si el voltaje y la frecuencia en la isla exceden ciertos límites durante la ausencia de la red. Asimismo, al volver a cerrar el interruptor termomagnético, se pueden provocar picos

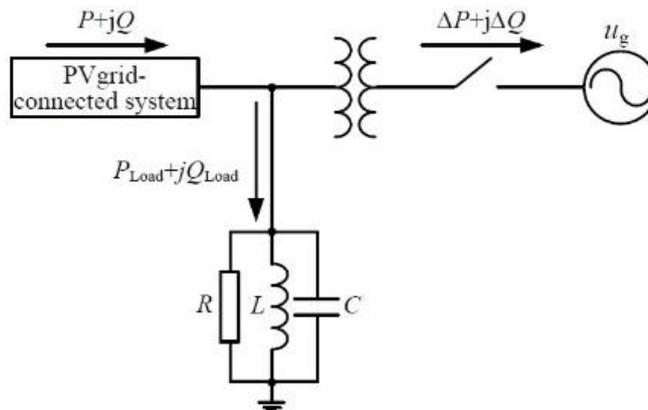
²⁰ Precup, R.-E., Kamal, T., & Hassan, S. Z. (2019). *Solar Photovoltaic Power Plants*. Singapore: Springer.

²¹ Xiao, H., & Wang, X. (2021). *Transformerless Photovoltaic Grid-connected Inverters*. Singapore: Springer.

de corriente, dañando los equipos asociados con la red debido a la falta de coincidencia en el ángulo de fase” (p. 12). Por lo tanto, es necesario que los inversores estén equipados con módulos de protección anti isla, tal como se muestra en el diagrama de la Figura 20.

Figura 20

Diagrama esquemático del efecto isla



Fuente: Xiao y Wang. (2021). *Transformerless Photovoltaic Grid-connected Inverters* (p. 12). Springer.

Según Stapleton y Neill (2012), “la selección del tipo de inversor dependerá de los parámetros técnicos del punto de interconexión con la red, y se clasifican de la siguiente manera:

- **Inversor de cadena:** Es un tipo de inversor utilizado en sistemas pequeños con capacidad desde 1 kW, cuenta con un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) y su voltaje de entrada en corriente continua (DC) varía desde extra bajo voltaje (ELV) hasta los 1000 V DC (LV). Por lo general, es implementado en sistemas monofásicos.
- **Inversor multicadena:** Es un dispositivo inversor único con un número de entradas MPPT. De este modo, la matriz fotovoltaica puede ser dividida en varias cadenas y combinadas de forma conveniente en cada una de las entradas MPPT del inversor. Por otra parte, este inversor presenta la

ventaja que, si los paneles fotovoltaicos están ubicados en diferentes direcciones, la matriz fotovoltaica puede dividirse en cadenas para que los paneles de la misma cadena estén orientados en la misma dirección. Por lo general, es más económico utilizar un inversor multicadena que una serie de varios inversores de cadena individuales. Además, se puede obtener una mayor producción de energía de la matriz fotovoltaica, ya que las cadenas están orientadas en diferentes direcciones o reciben diferentes niveles de sombreado.

Figura 21

Inversor multicadena (multi-string inverter)



Fuente: Ginlong Technologies. (2019). *Solis Mission*.

- **Inversor central:** Es un tipo de inversor similar al inversor multicadena con la diferencia que generalmente se utilizan para sistemas de gran potencia mayores a 100 kW. En algunos sistemas se dispone de un solo inversor central adecuado para toda la matriz fotovoltaica, o el inversor central podría presentarse como un gabinete donde alberga varios inversores multicadena, combinándose para proporcionar una única salida eléctrica” (pp. 60-67).

f) Orientación Este-Oeste de Paneles Fotovoltaicos: La orientación este-oeste de paneles fotovoltaicos ofrece una alternativa en la disposición de los mismos, de forma que la energía producida por la fuente de generación distribuida es más uniforme durante el día. Esto contribuye a reducir los picos de potencia, descongestionando así la red eléctrica.

Según Staudacher²² (2013), en su informe para la empresa Fronius, uno de los principales fabricantes de inversores a nivel mundial, “desde la perspectiva de los operadores de red, la orientación este-oeste de los generadores fotovoltaicos resulta conveniente en comparación de los orientados hacia el sur (para instalaciones ubicadas en el hemisferio norte de la tierra).

Una posible desventaja asociada a esta orientación de paneles es la pérdida debida al desajuste causado por la exposición a diferentes niveles de irradiancia. Por esta razón, fluyen diferentes valores de corriente eléctrica a través de las cadenas de este y oeste dependiendo del momento del día. No obstante, los voltajes de máxima potencia de ambas cadenas son prácticamente las mismas” (p. 1).

Figura 22

Orientación este-oeste de paneles fotovoltaicos



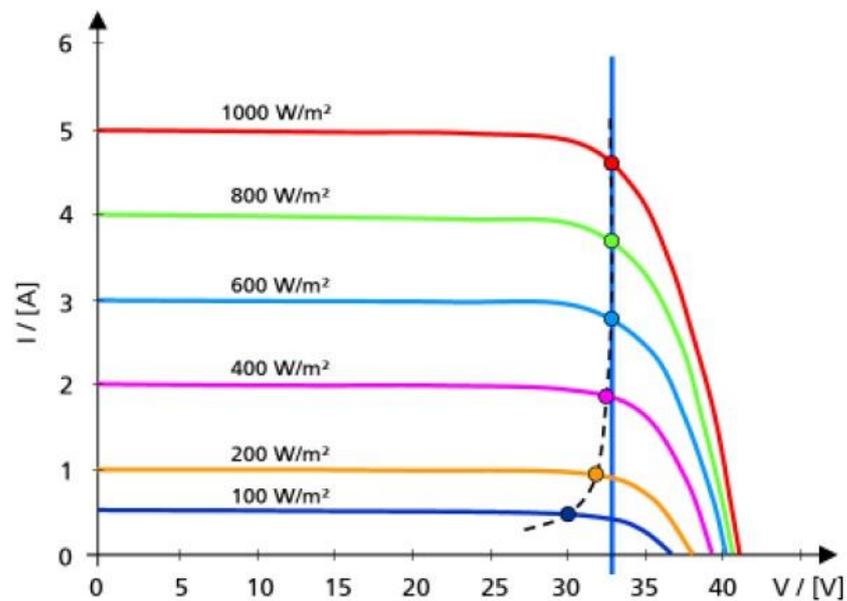
Fuente: Hanwha Q CELLS. (2021). *Solar modules supplied by Hanwha Q CELLS on the roof of a commercial building in Brandenburg, Germany.*

²² Staudacher, D. (2013). *Efficient East-West Orientated PV Systems with one MPP Tracker*. Fronius.

En la Figura 23 se muestra que la variación del valor del voltaje de máxima potencia es mínima a pesar de percibir cambios significativos en el nivel de irradiancia.

Figura 23

Variación de voltaje a diferentes niveles de irradiancia

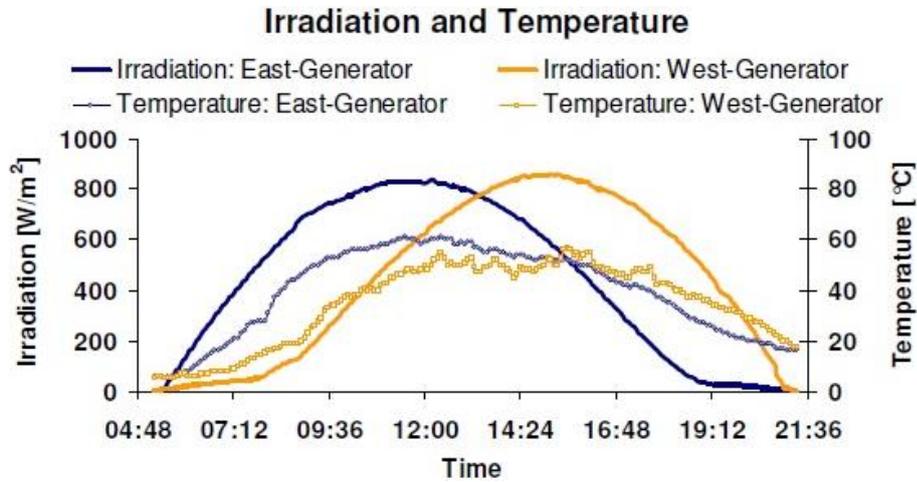


Fuente: Staudacher. (2013). *Efficient East-West Orientated PV Systems with one MPP Tracker* (p. 1). Fronius.

Asimismo, según Staudacher (2013), “la variación en el voltaje de máxima potencia se atribuye principalmente a la temperatura del panel fotovoltaico. Para mejorar la eficiencia del sistema fotovoltaico bajo orientación este-oeste, es necesario contar con un coeficiente bajo de temperatura y una adecuada ventilación” (p. 1).

Figura 24

Parámetros de irradiancia y temperatura bajo orientación este-oeste



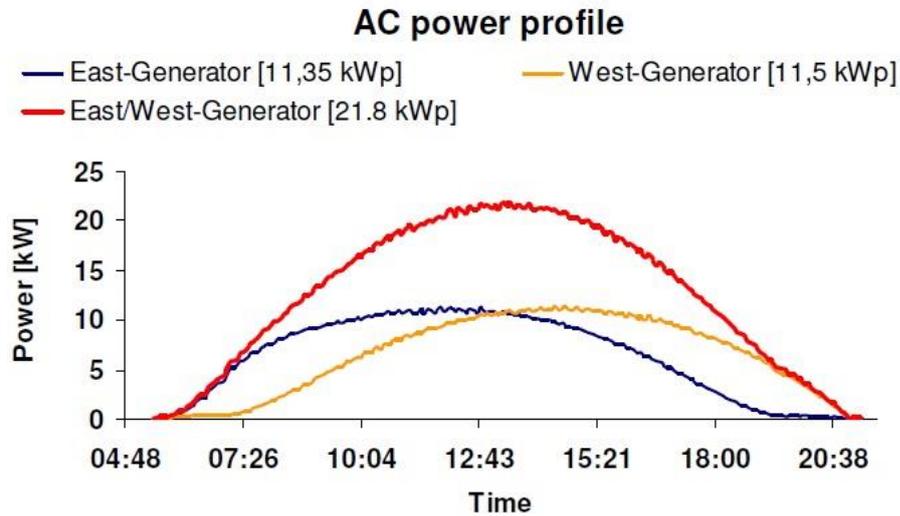
Fuente: Staudacher. (2013). *Efficient East-West Orientated PV Systems with one MPP Tracker* (p. 2). Fronius.

Según Staudacher (2013), “en el caso de paneles cristalinos, se recomienda considerar un ángulo de inclinación de 15° , el cual produce pérdidas por desajuste en el rango del 0.3% al 0.5%. Estas pérdidas están compensadas gracias a la eficiencia de operación del inversor de conexión a la red.

No obstante, como consecuencia de este tipo de orientación, los picos de potencia del generador fotovoltaico este-oeste se encuentran desplazados por el cambio horario. La reducción de la potencia nominal depende del ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos, de manera que, cuanto mayor sea el ángulo de inclinación, menor será la potencia nominal del inversor. En el caso de paneles cristalinos, la reducción de potencia está en el orden del 5% para un ángulo de inclinación de 15° ” (p. 3).

Figura 25

Perfil de potencia de un sistema fotovoltaico compuesto por paneles cristalinos orientados con distribución este-oeste



Fuente: Staudacher. (2013). *Efficient East-West Orientated PV Systems with one MPP Tracker* (p. 3). Fronius.

Para obtener este perfil de potencia, en caso sólo se utilice un inversor de conexión a la red, se recomienda utilizar un inversor que cuente con al menos dos seguidores de punto máxima potencia integrados. Según Staudacher (2013), “si se opta por inversores de baja potencia que sólo cuentan con un seguidor de punto de máxima potencia, y se desee orientar los paneles con la distribución este-oeste, se deberá cumplir las siguientes condiciones de instalación:

- Se debe evitar cualquier sombreado.
- El número total de paneles debe ser el mismo en todas las cadenas.
- En cada cadena de paneles, el ángulo de inclinación y la orientación deberán ser las mismas” (p. 4).

2.1.3 Dispositivos de Protección Eléctrica

Según Eaton Industries Manufacturing GmbH²³ (2014) “la protección de los sistemas fotovoltaicos difiere de las instalaciones eléctricas estándar. Esto se ve reflejado en la norma IEC 60269-6 (gPV), la cual define las características que debe cumplir los fusibles de cartucho para proteger sistemas fotovoltaicos” (p. 6).

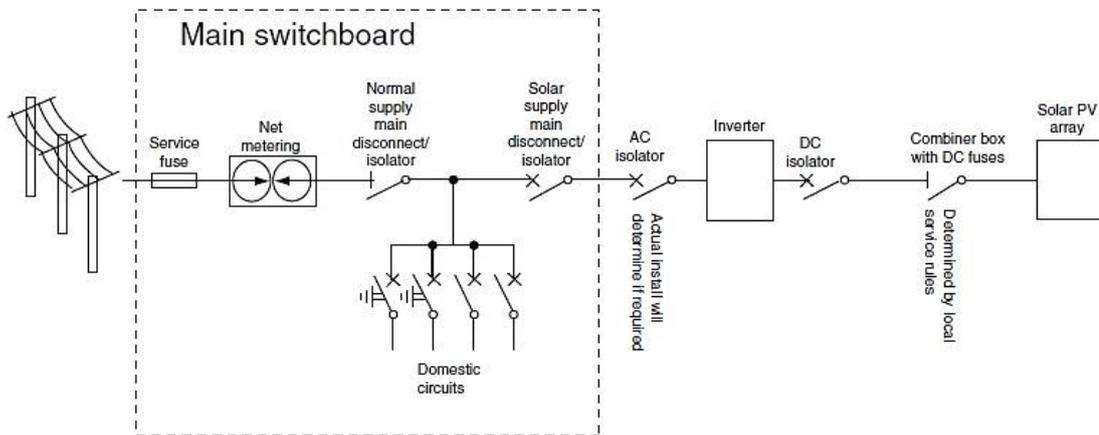
Asimismo, según Stapleton y Neill (2012) “los fusibles y disyuntores son comúnmente usados como protección contra sobrecorriente en los sistemas fotovoltaicos. Normalmente se utilizan fusibles en corriente continua (DC) o disyuntores en DC en el lado de la conexión entre el generador fotovoltaico y el inversor, mientras que se utilizan fusibles en corriente alterna (AC) o los disyuntores en AC en el lado de la red. Tanto los fusibles y disyuntores en DC son muy diferentes que sus equivalentes en AC. Es mucho más difícil interrumpir la corriente directa, por lo que se debe asegurar que los fusibles y disyuntores utilizados en aplicaciones DC cuenten con la clasificación en DC. Esto se debe a que, a diferencia de los circuitos en AC, los dispositivos de protección se activarán muy rápidamente porque la corriente de falla es muy grande, mientras que en los sistemas fotovoltaicos la corriente de falla es la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la cual no es mucho mayor que la corriente de funcionamiento nominal (I_{MPP}) y, por lo tanto, puede no ser interrumpido por los fusibles de la cadena de paneles y los disyuntores. Además, el fusible es un dispositivo diseñado para proteger contra flujos de corriente excesivos que podrían dañar los conductores de un circuito y para mitigar el riesgo de incendio debido al sobrecalentamiento de los mismos” (p. 75).

²³ Eaton Industries Manufacturing GmbH. (2014). *Guía de aplicación de protección de sistemas fotovoltaicos*.

Por otro lado, según Stapleton y Neill (2012) “el disyuntor es un dispositivo mecánico que interrumpe el circuito bajo condiciones de falla. Su interruptor puede ser manualmente volteado para cerrar el circuito y restablecer el flujo de corriente cuando la falla haya sido corregida. En contraste, el desconectador tiene la función de aislar los equipos eléctricos y fuentes de energía permitiendo apagarlos de manera efectiva” (pp. 75-76).

Figura 26

Diagrama de sistema fotovoltaico con dispositivos de protección eléctrica en DC y AC



Fuente: Stapleton y Neill. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems* (p. 75). Earthscan.

2.1.4 Generación Distribuida de Fuentes Renovables

Según la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina²⁴ (2019) “la Generación Distribuida a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el mismo punto de consumo, por parte de los usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución. Además, la integración de Generación Distribuida de fuentes renovables en la red eléctrica complementa la

²⁴ Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina . (2019). *Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables*. Buenos Aires.

infraestructura actual que se caracteriza por su estructura vertical, en la cual la energía eléctrica se genera en grandes centrales y luego se transporta por medio de líneas de transmisión y finalmente se transforma a menores niveles de tensión para distribuirla a los usuarios finales. Las pérdidas producidas en la transmisión y distribución son inevitables y considerables. Por otra parte, la implementación de un sistema de Generación Distribuida de fuente renovable, tal como puede ser un sistema fotovoltaico, permite al usuario cubrir parte de su demanda de energía eléctrica sin depender exclusivamente de la red de distribución, generando así un ahorro económico en la facturación de su consumo eléctrico mediante el autoconsumo. A su vez, en el caso de existir un excedente de energía eléctrica producido por el sistema de Generación Distribuida, el usuario podría percibir un beneficio económico al inyectar dichos excedentes a la red de distribución. La Generación Distribuida a nivel del sistema eléctrico local permite reducir el consumo del usuario o inyectar algún excedente, disminuyendo la carga a los transformadores de distribución, aumentando su vida útil y además permitiendo la conexión de nuevos usuarios a la red. Asimismo, a nivel de transmisión y distribución permite una reducción de las pérdidas de transporte, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico y reduciendo los costos asociados” (pp. 7-8).

2.1.5 Niveles de Tensión

Según el Ministerio de Energía y Minas²⁵ (2011), en el Código Nacional de Electricidad (Suministro), “la tensión es la diferencia de potencial eficaz entre dos conductores cualquiera o entre conductor y tierra. La tensión debe ser expresada en valor nominal, mientras que la tensión de operación del sistema puede variar por encima o debajo de este valor” (p. 19).

²⁵ Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro)*.

Asimismo, según Ministerio de Energía y Minas (2011) “los niveles de tensión utilizados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se detallan a continuación:

- **Baja tensión (BT):** Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior es generalmente menor o igual a 1kV ($U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal). Los valores recomendados son 220V, 380V y 440V.
- **Media tensión (MT):** Conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión. Los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal cuyos valores recomendados son 13.2 kV, 22.9 kV y 33 kV.
- **Alta tensión (AT):** Conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Los límites son $35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal cuyos valores recomendados son 60 kV, 138 kV y 220 kV.
- **Muy Alta tensión (MAT):** Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV” (pp. 5-17).

2.1.6 Tarifarios Eléctricos

Según el Ministerio de Energía y Minas²⁶ (2016), “las tarifas de electricidad en el Perú se determinan conforme a lo establecido en el marco legal vigente para el sector eléctrico” (p. 9). Estas tarifas eléctricas están conformadas por los costos de tres actividades, siendo éstas las siguientes:

- **Generación:** Producción energética, mediante la cual las empresas generadoras compiten y ofrecen electricidad a diferentes precios a las empresas distribuidoras. El costo promedio de generación varía según

²⁶ Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Tarifas Eléctricas en el Perú*

diferentes variables como el tipo de cambio, precios de cobre, precio de gas, entre otros.

- **Transmisión:** Incluye peajes de transmisión y cargos adicionales. El estado convoca licitaciones para construir y operar líneas de transmisión, en la cual el costo de transmisión cubre los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas de transmisión eléctrica. Los cargos adicionales responden a variaciones de costos de materiales (cobre o aluminio), el tipo de cambio y otras variables.
- **Distribución:** Se relaciona a la venta de energía al usuario final. Sus costos varían según el consumo eléctrico, densidad poblacional, características de la zona, entre otros factores. El OSINERGMIN – GART ajusta dichos precios considerando el tipo de cambio, precio del cobre y otras variables.

Según el Congreso De La República²⁷ (2004), en el Artículo 2 de la Ley N°28447 – Ley que Modifica el Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas, “las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste serán fijadas anualmente por el Osinergmin y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año” (p. 1).

Por otra parte, el Valor Agregado de Distribución (VAD) es la parte de la tarifa final al usuario mediante el cual se remunera el servicio de distribución de electricidad. Según el Artículo 64 de la Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas²⁸ (LCE), “el Valor Agregado de Distribución se basa en una empresa modelo eficiente, considerando los costos asociados al usuario independientemente de su demanda de potencia y energía, las pérdidas estándar de distribución en potencia y energía, y los costos estándar de inversión,

²⁷ Congreso De La República. (2004). *Ley N°28447 - Ley que Modifica el Decreto Ley N°25844 - Ley de Concesiones Eléctricas*. Lima
²⁸ (1992). *Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas*.

mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada” (pp. 38-39).

Todas tarifas eléctricas, también denominadas opciones tarifarias, forman parte de los pliegos tarifarios publicados y actualizados en la página web del Osinergmin. Asimismo, se puede revisar el historial de tarifas en meses anteriores, mediante el cual se puede hacer una estimación del incremento tarifario proyectado para la vida útil de un sistema fotovoltaico.

2.1.7 Gestión de Activos

Según Tse et al.²⁹ (2015), “la gestión de activos como el conjunto de actividades y prácticas sistematizadas a través de las cuales una organización administra de manera eficiente sus activos. Esto incluye su rendimiento, riesgos y gastos asociados a lo largo de su ciclo de vida para el propósito de lograr su plan estratégico organizacional. Durante el ciclo de vida del activo debe considerarse su diseño, construcción, puesta en servicio, operación, mantenimiento, reparación, modificación, reemplazo y disposición final. Asimismo, la gestión de activos desarrolla los siguientes objetivos:

- Predicción y prevención de fallas.
- Redundancia y disponibilidad de equipos.
- Mantenimiento basado en la condición con monitoreo y evaluación continuos.
- Optimización de gastos de capital (CapEx) y gastos de operación (OpEx)” (p. 890).

El CapEx y el OpEx constituyen todos los costos asignados a un activo a lo largo de todo su ciclo de vida.

²⁹ Tse, P. W., King Wong, J., Lam, R., & Ko, C. N. (2015). *Engineering Asset Management - Systems, Professional Practices and Certification*. Springer.

a) **Gastos de Capital (CapEx):** Según Tse et al. (2015), “el CapEx se define como el costo de desarrollar o proporcionar partes no consumibles para el producto o sistema” (p.890).

b) **Gastos de Operación (OpEx):** Según Tse et al. (2015), “el OpEx se define como el costo continuo para ejecutar un producto o sistema” (p. 890).

2.1.8 **Indicadores Financieros**

Para evaluar la factibilidad de inversión de un producto será necesario estimar su rentabilidad durante un periodo determinado mediante los valores calculados de los siguientes indicadores financieros.

a) **Tasa de Descuento ®:** Según EL-Shimy³⁰ (2012) “la tasa de descuento es la evaluación del valor temporal del dinero utilizado en una inversión, convirtiendo los costos futuros en valor presente. La tasa de descuento, también conocida como tasa de actualización o tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR), es importante en el contexto de los activos de generación energética de fuente renovable debido a su intensidad de capital inherente” (p. 3).

Según el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, “la tasa de actualización o de descuento a utilizar es del 12% real anual. Dicha tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas mediante un estudio encargado por la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados” (p. 44).

³⁰ EL-Shimy, M. (2012). *Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and Grid Parity for Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems*

b) Valor Actual Neto (VAN): Tiwari y Dubey (2010) definen el VAN como la diferencia entre el valor presente de los beneficios y los costos resultantes de una inversión. Un VAN positivo indica que la posición financiera del inversionista mejorará al emprender el proyecto, mientras que un VAN negativo indica pérdida financiera. Un VAN con valor cero significa que el valor presente de todos los beneficios durante la vida útil es igual al valor presente de todos los costos. La fórmula matemática para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), es:

$$VAN = -C_0 + (B - C) \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right]$$

donde:

C_0 : Capital inicial de inversión del proyecto

B: Beneficio luego de cada periodo

C: Costo al término de cada periodo

n: Vida útil del proyecto en años

i: Tasa de interés

c) Tasa Interna de Retorno (TIR): Según Tiwari y Dubey (2010) “la TIR es la tasa de interés que iguala el valor presente de una serie de flujos de efectivo a cero. Se utiliza como índice de rentabilidad para la valoración de proyectos.

La TIR es la tasa de interés que satisface la ecuación:

$$VAN(i_{TIR}) = \sum_{j=0}^n \frac{B_j - C_j}{(1 + i_{TIR})^j} = 0$$

donde:

i_{TIR} : Tasa interna de retorno

B_j : Beneficio luego de cada periodo

C_j : Costo al término de cada periodo” (p. 357).

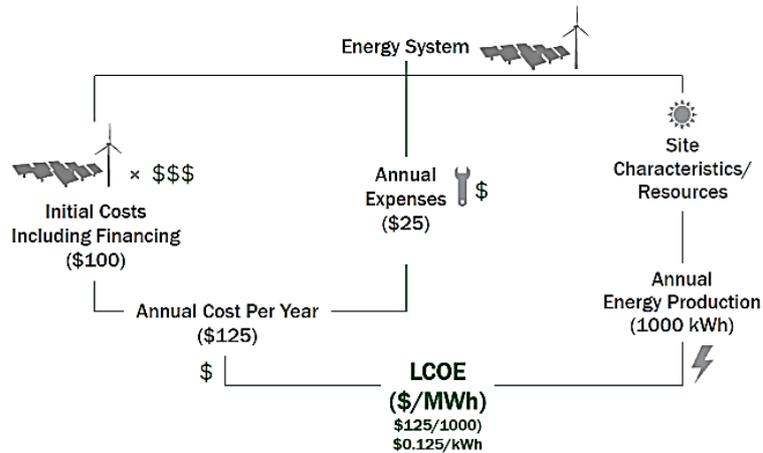
La aprobación de inversión en un producto dependerá si la TIR calculada sea mayor a la tasa de descuento referencial, el cual según el Artículo 79 de la Ley

de Concesiones Eléctricas tiene un valor de 12%. De acuerdo con lo indicado, se puede afirmar que la viabilidad de un proyecto eléctrico dependerá de un valor de TIR mínima del 13%.

d) Costo Nivelado de Electricidad (LCOE): Según EL-Shimy (2012), “el LCOE (en inglés Levelized Cost of Energy), es una evaluación económica del costo de un sistema de generación de energía, que abarca todos los costos durante su vida útil, incluyendo la inversión inicial, operación y mantenimiento (O&M), costo de combustible y costo de capital. Además, el LCOE es una medida del costo marginal (el costo de producir una unidad adicional) de electricidad durante un periodo prolongado. Por lo tanto, el LCOE es un parámetro clave para evaluar los sistemas fotovoltaicos, siendo el \$/kWh un indicador más decisivo para su evaluación. Asimismo, se define al costo de equilibrio de la tecnología solar fotovoltaica (PV) como el punto en el cual el costo de la electricidad generada por el sistema fotovoltaico (PV) sea igual al costo de la electricidad adquirida de la red. Este punto también se conoce como paridad de red y es considerado cuando el LCOE de la energía fotovoltaica es comparable a los precios de electricidad de la red provenientes de tecnologías convencionales y es objetivo de la industria para la rentabilidad.

Figura 27

Esquema de cálculo del LCOE



Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos. (2015). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*.

Según EL-Shimy (2012), “desde el punto de vista económico, el LCOE representa el precio de la electricidad que igualaría los flujos de efectivo (entradas y salidas) a lo largo de la vida económica de un activo de generación de energía. El LCOE está determinado por el punto en el que el valor presente de la suma de los ingresos descontados es equivalente al valor descontado de la suma de los costos” (p. 3).

$$\sum_{t=1}^T \frac{R_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Asimismo, según EL-Shimy (2012), “la tasa de descuento r es importante en el contexto de activos de generación de energía renovable debido a su intensidad de capital inherente. De esta manera, se puede contrastar con tecnologías con costos operativos más altos, como ocurre en el caso de las turbinas a gas de ciclo abierto. Si bien el LCOE de estas tecnologías se ve ligeramente afectado por la elección de la tasa de descuento, el impacto es menos pronunciado y no es tan sensible a las variaciones de dicha tasa” (p. 3).

2.2 Marco Conceptual: Definición de Términos o Conceptos

2.2.1 Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución

Según Pearsall (2017) “los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución son sistemas que están conectados a la red eléctrica local, diseñados para producir su máxima energía de salida y suministrar energía a las cargas locales. Asimismo, la configuración del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución consiste en una matriz de paneles fotovoltaicos conectados a un inversor, el cual convierte la corriente continua de la matriz en corriente alterna sincronizándose en voltaje y frecuencia con la red de distribución local. En consecuencia, el sistema puede ser conectado en paralelo con la red y ser usado para suministrar energía a las cargas locales.

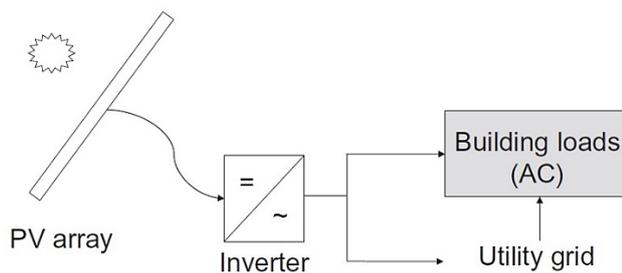
En caso de déficit energético, se recurrirá a la red. Por otra parte, si el sistema fotovoltaico produce un exceso de generación, este se exportará a la red. Es importante destacar que la configuración del sistema conectado a la red de distribución no incluye ninguna habilitación para el almacenamiento de energía, siendo esta configuración, la habitual de la mayoría de los sistemas actuales conectados a la red.

Finalmente, el autor sugiere una clasificación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en sistemas de distribución y centralizados. Esta clasificación se puede hacer en función a su tamaño, siendo los pequeños sistemas (menores a 100 kW de potencia) que suministran energía a cargas locales y se conectan a redes de bajo voltaje como sistemas de distribución. Por otra parte, los sistemas de mayor capacidad suministran energía a la red y se conectan en alto voltaje pueden ser considerados centralizados” (pp. 1-2).

La Figura 28 muestra la configuración del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución.

Figura 28

Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución



Fuente: Pearsall. (2017). *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems* (p. 2). Elsevier.

2.2.2 Medidor Inteligente (bidireccional)

Según Stapleton y Neill (2012), “la medición neta es un método que permite cuantificar la diferencia entre el consumo energético de un usuario y la generación de una fuente de Generación Distribuida. En un sistema residencial convencional, la electricidad producida por la fuente de Generación Distribuida, en este caso un sistema fotovoltaico, será exportada a la red durante las horas pico de luz solar y el consumidor importará electricidad de la red durante las horas nocturnas.

Asimismo, si la energía generada por el sistema fotovoltaico es menor que la energía consumida, no se produce exportación neta y el cliente deberá abonar a la empresa distribuidora por la diferencia. Por el contrario, si la energía generada por el sistema fotovoltaico es mayor que la energía consumida, se origina un exceso de generación neta (en inglés NEG), mediante el cual la empresa de distribución deberá pagar al cliente o transferir ese excedente para compensar la facturación energética del mes siguiente.

Para lograr efectuar la medición neta, la manera más simple es permitiendo que el medidor mecánico opere en ambas direcciones. En este arreglo, la electricidad producida por el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, proporcionará energía directamente a la carga y su excedente se exportará a la red,

haciendo que el contador gire hacia atrás, reduciendo así el número real de unidades consumidas por el medidor. Se debe tener en cuenta por la tarde y noche, la mayor parte de la electricidad para las cargas provendrá de la red, por lo que el contador girará hacia adelante aumentando el número de unidades consumidas por el medidor. De esta manera, al cliente sólo se le cobrará por las unidades que se importan, las cuales se encuentran registradas en el medidor.

La desventaja de este enfoque de medición es que el usuario carece de información precisa sobre de la cantidad de generación en kWh que el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución ha producido, así como la cantidad exacta que ha consumido. Por ende, en la actualidad se instalan medidores bidireccionales, también llamados medidores inteligentes, que posibilitan la obtención de información detallada de la energía generada por el sistema fotovoltaico y del consumo proveniente de la red de distribución” (p. 81).

Figura 29

Medidor inteligente (bidireccional)



Fuente: Enel. (2018). *Medidores de Alta Información*.

Según Foster et al.³¹ (2010) “es responsabilidad del usuario cablear el sistema fotovoltaico y las interconexiones a la red acorde con las normas técnicas locales. Además, enfatiza la importancia de instalar equipos que cumplan con los estándares de diseño y operación establecidos por la IEEE y que estén debidamente certificados por la UL por motivos de seguridad. Antes de conectar el sistema fotovoltaico a la red, se deberá asegurar los siguientes aspectos:

- Obtener el permiso de la empresa de distribución eléctrica local.
- Alinearse a las normas técnicas de interconexión.
- Conocer las tarifas para la instalación de los equipos de medición y costo del servicio.
- Estar preparado para proporcionar todos los detalles y documentación de la instalación fotovoltaica propuesta” (p. 150).

2.2.3 Opción Tarifaria BT5B

Según Osinergmin³² (2013), en el Artículo 25, inciso 1, de la Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, “sólo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios en baja tensión (BT) con una demanda eléctrica mensual de hasta 20 kW” (p. 32).

Además, según el Osinergmin (2013), en el Artículo 5 de la Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final define que “la Opción Tarifaria BT5B contempla la medición de la energía activa total del mes como sistema y parámetro de medición. Por otra parte, los cargos de facturación

³¹ Foster, R., Ghassemi, M., & Cota, A. (2010). *Solar Energy. Renewable Energy and the Environment*. CRC Press.

³² Osinergmin. (2013). *Opciones Tarifarios y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*.

de esta opción consideran un cargo fijo mensual y un cargo por consumo de energía activa” (p.9).

Figura 30

Opción Tarifaria BT5B para Lima Sur

TARIFA BT5B		TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E	
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.41
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	68.00
TARIFA BT5B		TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E	
Residencialss a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes			
0 - 30 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.25
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	48.62
31 - 100 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.25
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S//mes	14.58
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S//kW.h	64.82
b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S//mes	3.41
	Cargo por Energía Activa	ctm. S//kW.h	68.00

Fuente: Osinermin. (2022). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad.*

Según el Osinermin (2013), en el Artículo 6 de la Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final, “el cálculo de los cargos de facturación se realiza en base a parámetros establecidos por el Osinermin, siendo los utilizados en la Opción Tarifaria BT5B los siguientes:

- CFE: Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/ /mes)
- PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
- PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PE: Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S/ /kWh).
- PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
- PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
- PP: Precio de la potencia en horas punta en la barra equivalente de media tensión (S/ /kW-mes).
- VMTTPP: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/ /kW-mes).

- VBTPP: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/ /kW-mes).
- NHUBT: Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios en baja tensión.

Las fórmulas para el cálculo de los cargos de facturación son los siguientes:

- **Cargo Fijo Mensual (S/ /mes):** CFE
- **Cargo por Energía Activa (S/ /kWh) = b1 + b2**
 $b1 = PE_{MT} \times PE_{BT} \times PE$
 $b2 = (PP_{MT} \times PP_{BT} \times PP + VM_{TPP} \times PP_{BT} + VB_{TPP}) / NHUBT$ (pp. 10-18).

2.2.4 Dispositivo Administrador de Energía de Exportación (EPM)

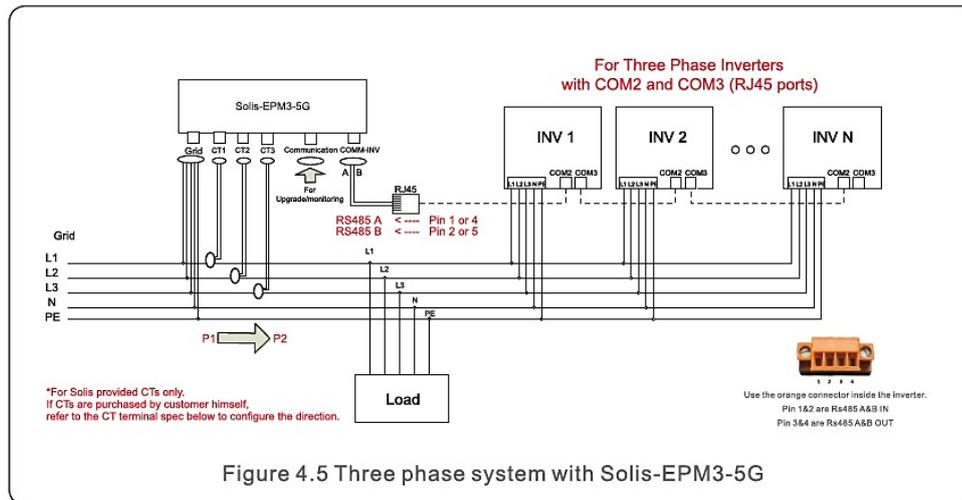
Según Ginlong Technologies³³ (2019), “el EPM es un dispositivo diseñado para gestionar de forma inteligente la energía proveniente de los inversores conectados a red, ajustando los valores de exportación para satisfacer los requisitos reglamentarios de la red de distribución local” (p. 1). De esta manera, se puede asegurar el funcionamiento del sistema fotovoltaico como autoconsumo evitando la inyección de corriente a la red. Asimismo, Ginlong Technologies, clasificada entre los diez principales fabricantes de inversores a nivel mundial, dispone el EPM en su línea de productos Solis, el cual presenta las siguientes características de funcionamiento:

- Monitorea y controla el reflujó de energía del inversor.
- Utiliza transformadores de corriente (CT) para realizar las mediciones de flujo de energía.
- Puede controlar máximo 20 inversores, inclusive de diferentes modelos o potencias nominales.

³³ Ginlong Technologies. (2019). *Fiable Seguro Innovador Solis - EPM - 5G*.

Figura 31

EPM marca Solis



Fuente: Ginlong Technologies. (2019). *Solis 5G Export Power Manager* (p. 9).

2.2.5 Paneles Fotovoltaicos Monocristalinos de Media Celda (HC)

Según Trina Solar³⁴ (2017), uno de los principales fabricantes de paneles fotovoltaicos a nivel mundial, “se observa que a medida que aumenta la demanda de productos fotovoltaicos, los fabricantes han innovado sus ofertas, desde el desarrollo de paneles con celdas PERC y ahora último la introducción de paneles con celda de medio corte o también llamados paneles de media celda o en inglés half cell (HC). Este desarrollo tecnológico se justifica por las pérdidas energéticas generadas en las cintas que interconectan las celdas fotovoltaicas durante el flujo de corriente. Se ha demostrado que, al cortar las celdas por la mitad, se reduce de forma eficaz las pérdidas de potencia resistiva. De esta manera, las celdas de medio corte pueden potencialmente aumentar la potencia de salida entre 5 y 8 W por panel, según el diseño. Teniendo en cuenta esta mejora, el panel obtiene una

³⁴ Trina Solar. (27 de Setiembre de 2017). *Why half-cut solar cells make a smart addition to the PV world*. Obtenido de <https://www.trinasolar.com/us/resources/blog/why-half-cut-solar-cells-make-smart-addition-pv-world>

mayor potencia de salida en comparación a un panel con costo relativamente similar. A su vez, se acelera el retorno de inversión haciendo más atractiva su adquisición en comparación a otros paneles que no cuentan con esta tecnología” (p. 1).

Figura 32

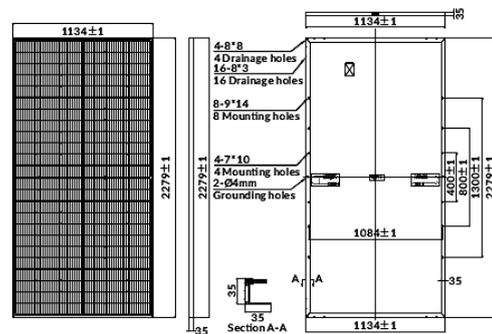
Ficha técnica de paneles monocristalinos PERC HC de 144 celdas (HC)

LUXPOWER® Mono I 535 - 555W

Quality Maker

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	Mono
No. of Cells	144 (6x24)
Dimensions	2279 x 1134 x 35mm
Weight	27.5kg
Front Glass	3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	Ip68 rated (3 by pass diodes)
	4.0mm ²
Output Cables	300mm (+) / 300mm (-)
	Length can be customized
Connectors	Mc4 compatible
Mechanical load test	5400Pa



ELECTRICAL PARAMETERS

POWER CLASS	LNVU-535M		LNVU-540M		LNVU-545M		LNVU-550M		LNVU-555M	
	STC	NMOT								
Maximum power (Pmax)	535W	405W	540W	409W	545W	413W	550W	417W	555W	421W
Open Circuit Voltage (Voc)	49.89V	47.40V	50.04V	47.63V	50.18V	47.87V	50.32V	48.10V	50.47V	48.33V
Short Circuit Current (Isc)	13.69A	10.95A	13.76A	10.99A	13.83A	11.03A	13.90A	11.07A	13.97A	11.11A
Voltage at Maximum power (Vmpp)	41.80V	39.21V	41.96V	39.44V	42.12V	39.67V	42.28V	39.90V	42.43V	40.13V
Current Maximum Power (Impp)	12.80A	10.33A	12.87A	10.37A	12.94A	10.41A	13.01A	10.45A	13.08A	10.49A
MODULE EFFICIENCY (%)	20.70%		20.89%		21.09%		21.28%		21.48%	

STC: Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G NMOT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

Fuente: Luxen Solar. (2023). *LUXPOWER® SERIES 5 535-555W Mono 144 Half-Cell Layout.*

2.2.6 Precio de los Paneles Fotovoltaicos

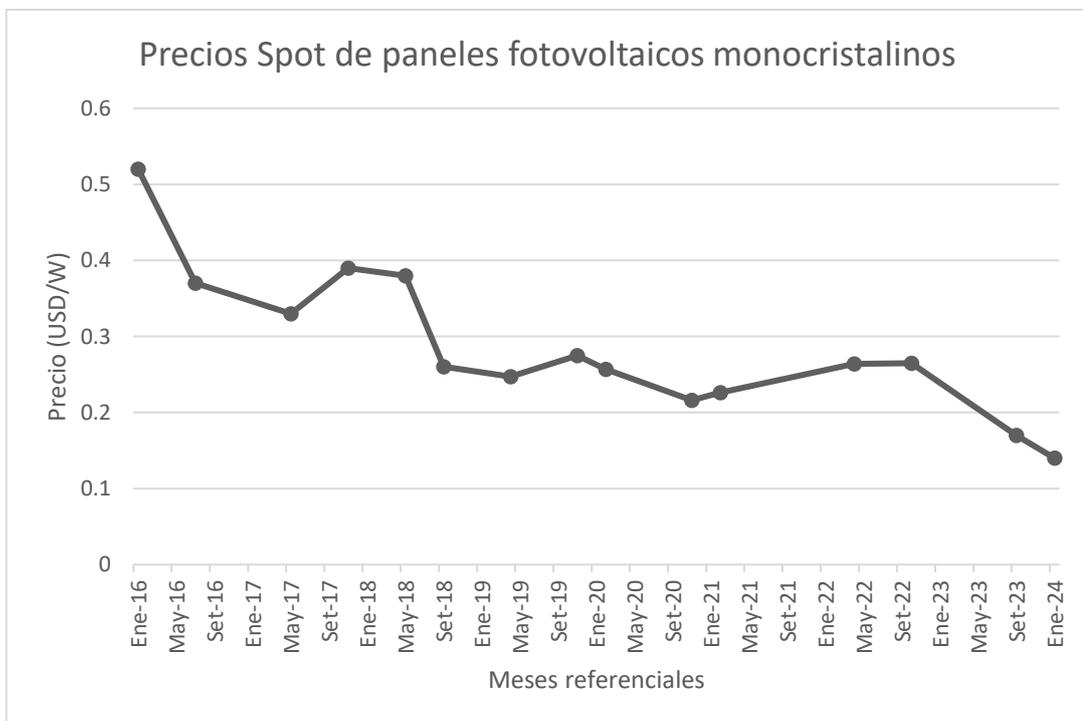
Los precios internacionales de los componentes de los sistemas fotovoltaicos determinarán los precios que se manejen en el mercado local. Se ha observado que los precios de los inversores han presentado poca variación en

comparación con los paneles fotovoltaicos, los cuales han disminuido sus precios significativamente en el transcurso de los últimos años.

Según Trina Solar (2017), se afirma que “según una investigación reciente de la Hoja de Ruta Tecnológica Internacional para Fotovoltaica (ITRPV), del año 2015 al 2016, el precio de los paneles fotovoltaicos cayó casi en un 40% en promedio. No obstante, los paneles aún constituyen el 45% del costo total de un sistema fotovoltaico” (p. 1).

Figura 33

Historial de precios Spot de paneles fotovoltaicos monocristalinos del 2016 al 2023



Fuente: Elaboración propia basado en Energy Trend. (2024). *The Price Trend*.

Asimismo, según Trina Solar (2017), “la introducción de nuevas tecnologías, procesos y soluciones innovadoras, aumentan la eficiencia energética y mejoran las ganancias de rendimiento. Estos factores combinados contribuyen a reducir los precios generales de los sistemas fotovoltaicos, por lo que se espera que el precio de los paneles fotovoltaicos represente el 29% del precio total del sistema fotovoltaico para el año 2027” (p. 1).

Por otra parte, la variación de precios de los paneles fotovoltaicos se debe a diversos factores, siendo los principales:

- “Disponibilidad de insumos de fabricación de paneles tales como el vidrio y el aluminio
- Políticas Anti-Dumping en contra de productos de procedencia china” (Energy Trend³⁵, 2017)
- “Demanda de productos en determinadas fechas como el año nuevo chino” (Energy Trend³⁶, 2022)

2.2.7 Conectores MC4

Según Hirmke et al.³⁷ (2022), “el conector MC4 es una solución para el contacto eléctrico, ya que permite una conexión separable entre dos conductores que transportan corriente y están en contacto entre sí mediante una fuerza mecánica” (p. 3). Desarrollado por la empresa Stäubli para la conexión de paneles solares, el conector MC4 garantiza una resistencia de contacto constante y baja.

Asimismo, Según Hirmke et al. (2022), “es importante considerar conectores de calidad para las instalaciones de los sistemas fotovoltaicos, ya que las fallas derivadas de una alta resistencia de contacto pueden acarrear riesgos financieros y legales, tales como tiempos de inactividad, costos por horas de servicio, pérdida

³⁵ Energy Trend. (10 de Febrero de 2017). *EU to Shorten Extension on Anti-Dumping Duties of Chinese Solar Imports*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/news/20170210-11445.html>

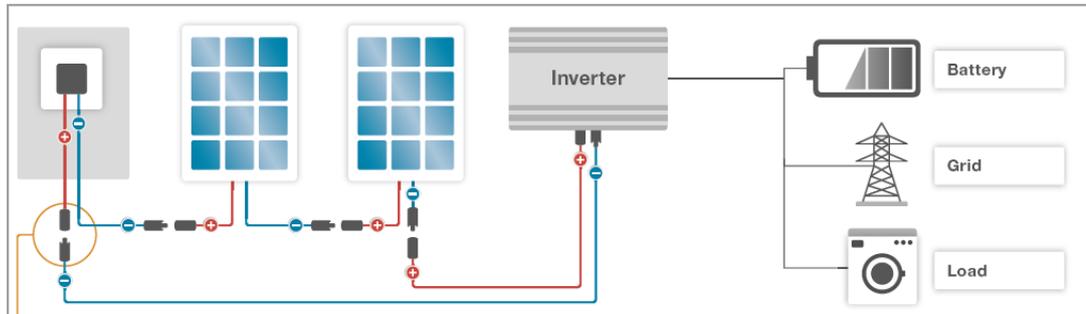
³⁶ Energy Trend. (03 de Octubre de 2022). *Module Profitability Diminishes amidst Continuous Inflation of Upstream Module Prices*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/pricequotes/20220310-26887.html>

³⁷ Hirmke, J., Volberg, G., Buergi, D., & Kobsch, A. (2022). *The PV DC connector Part2 – The key role of electrical contact resistance*.

de producción de energía y el riesgo de fallo del conector, que podría desencadenar peligros de descarga eléctrica e incendios” (p. 5).

Figura 34

Diagrama de conexiones de sistema fotovoltaico utilizando conectores MC4



Fuente: Hirmke et al. (2022). *The PV DC connector Part2 – The key role of electrical contact resistance* (p. 5).

2.2.8 Conductor NH-80 450/750V

Según Nexans³⁸ (2023), “el conductor NH-80 450/750V es una solución para aplicaciones especiales en ambientes pocos ventilados y lugares de alta afluencia de público. Este conductor se caracteriza por no propagar incendios, no emitir humos densos y ser libre de halógenos” (p. 1).

2.2.9 Términos Comerciales Internacionales (INCOTERMS)

Según el International 67 hambero f Commerce ³⁹ (ICC, 2020) “los INCOTERMS facilitan la realización del comercio global, definiendo claramente las obligaciones respectivas de las partes en relación al riesgo, costos, transporte y el despacho de aduanas, reduciendo así las complicaciones legales” (p. 4). Para importación de componentes de un sistema solar fotovoltaico, se utilizan:

³⁸ Nexans. (2023). *FREETOX-PC NH-80 450/750 V*.

³⁹ International Chamber of Commerce (ICC). (2020). *Incoterms® 2020*.

- a) Franco a Bordo (Free on Board – FOB):** Según el ICC (2020), “el vendedor entrega la mercancía al comprador a bordo del buque designado por el comprador en el puerto de embarque acordado. En ese momento, los riesgos y costos son transferidos al comprador” (p. 81).
- b) Costo, Seguro y Flete (Cost, Insurance and Fleet – CIF):** Según el ICC (2020), “el vendedor entrega la mercancía al comprador a bordo del buque, el cual llegará al puerto acordado como destino de la mercancía. El vendedor debe contratar el transporte de las mercancías desde la entrega hasta el destino acordado” (p. 95).

CAPÍTULO III: Desarrollo del Trabajo de Investigación

3.1 Caracterización de la Curva de Demanda Eléctrica

La caracterización de la curva de demanda eléctrica del usuario parte con analizar la información técnica de conexión y el historial de consumo eléctrico registrado en su recibo.

Tabla 3

Información técnica de conexión

Tarifa	BT5B Residencial
Potencia contratada	10 kW
Nivel de tensión	220 V
Medidor	Trifásico
Mes	Diciembre
Año	2021
Precio unitario	0.63 S/ / kWh
Energía a facturar	862 kWh

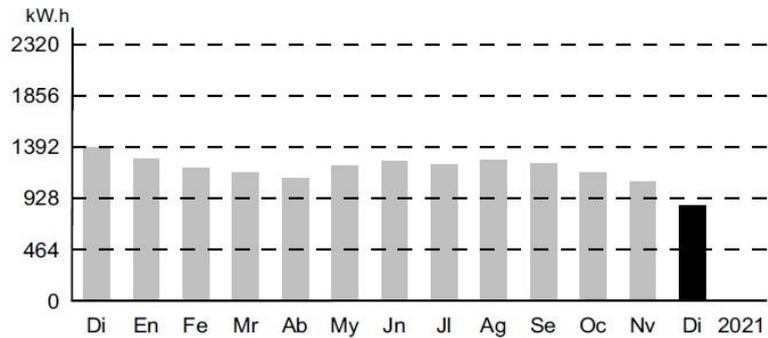
Fuente: Elaboración propia basado en el recibo de consumo eléctrico. (2024). Ver

Anexo B

De la Figura 35 se puede observar que el consumo promedio mensual es superior a los 1000 kWh, del cual, para simplificar los cálculos, se considerará 35 kWh como el valor de referencia para el consumo diario promedio para todo el año. Utilizando un valor constante anual de consumo eléctrico, se evitará obtener resultados muy optimistas debido a que existe una tendencia al aumento del consumo eléctrico con el tiempo, según se detalló en el análisis del problema de investigación.

Figura 35

Historial de consumo eléctrico



Fuente: Elaboración propia basado en el recibo de consumo. (2024). Ver Anexo B.

El valor considerado como referencia del consumo promedio diario anual se deberá corroborar con las horas de uso de las cargas eléctricas. Esta información debe ser proporcionada por el usuario final para que se pueda caracterizar con precisión la curva de demanda eléctrica en un gráfico de potencia versus tiempo.

Tal como se detalla en la Tabla 4, se ha procedido a aproximar el consumo referencial proporcionado por el usuario a los 35 kWh de consumo promedio diario obtenido del recibo. Para la caracterización de la curva de demanda eléctrica total diaria (ver Figura 38), se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- El consumo se dividirá en intervalos de 30 minutos.
- No se considerarán los picos de arranque de las cargas inductivas o no lineales, ya que, al ocurrir en un instante, no representan un consumo significativo para la curva de demanda eléctrica total.
- Se estima un 3% de pérdidas de Joule debido al paso de la corriente en el cableado de la instalación eléctrica interior del usuario.
- Se considerará el consumo de tipo “stand-by” en las cargas eléctricas que no suelen desconectarse de los tomacorrientes.

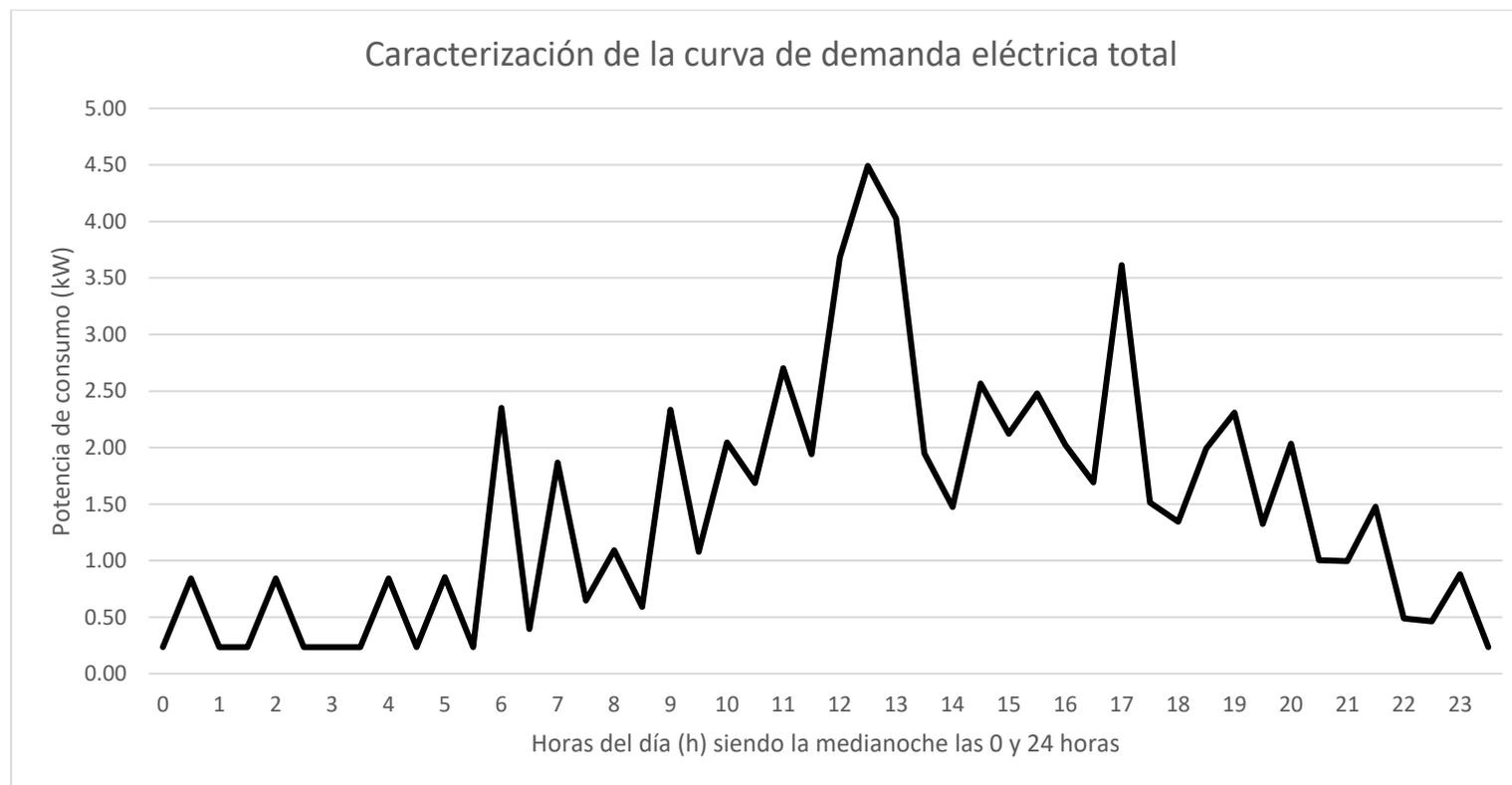
Tabla 4*Cuadro de consumo eléctrico referencial diario*

Carga eléctrica	Marca	Potencia unitaria (W)	Cantidad	Potencia total (W)	Tiempo de consumo (h)	Subtotal de consumo (Wh)	Consumo en "stand-by" (Wh)
AC inverter de 18000 Btu/h	Fujitsu	1350	1	1350	3	4050	204
AC inverter de 12000 Btu/h	Fujitsu	790	3	2370	3	7110	270
Terma eléctrica de 110 litros	Sole	1500	1	1500	3	4500	0
Refrigerador de 700 litros	Kenmore	630	1	630	10	6300	0
Televisor Smart LED de 60"	Samsung	110	3	330	5	1650	228
Lavadora de 10.5 kg (centrifugado)	Samsung	600	1	600	1	600	46
Secadora de ropa de 9 kg	Samsung	2200	1	2200	0.5	1100	47
Cocina de inducción (2 hornillas)	Samsung	2500	1	2500	1	2500	23
Plancha de ropa	Philips	1200	1	1200	0.5	600	0
Licuada de 1.25 litros	Oster	700	1	700	0.5	350	0
Horno microondas de 28 litros	Oster	900	1	900	0.5	450	47
Laptop de 16.1"	HP	100	3	300	5	1500	0
Focos LED (dormitorios y baños)	Philips	15	10	150	4	600	0
Focos LED (sala, cocina y otros)	Philips	20	20	400	3	1200	0
Cargador de smartphone	Samsung	25	4	100	4	400	0
Enrutador WiFi	TP-Link	12	1	12	24	288	0
Subtotal de consumo (Wh)						33198	865
Pérdidas de Joule en cableado (3%)						996	26
Consumo total (Wh)						35085	
Consumo total (kWh)						35	

Fuente: Elaboración propia (2024)

Figura 36

Caracterización de la curva de demanda eléctrica total diaria



Fuente: Elaboración propia (2024)

El área bajo la curva de demanda eléctrica total coincide con el valor de 35 kWh. Además, se observa que el consumo eléctrico durante las horas diurnas representa aproximadamente el 70% del consumo total. Este resultado se puede obtener cambiando los hábitos de consumo del usuario, concentrando el consumo de algunas cargas eléctricas, como la lavadora, secadora de ropa o plancha, en las horas cercanas al medio día. De esta manera, al contar con un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica, se puede cubrir sus consumos mediante el principio de autoconsumo.

La caracterización de la curva de demanda eléctrica total indica que la potencia máxima de consumo estimada será de 4.5 kW, lo que no presenta problemas de exceso de potencia con respecto a la potencia contratada por el usuario (10 kW).

3.2 Diseño del Sistema Fotovoltaico

El criterio de diseño se centrará en encontrar el punto de máxima rentabilidad del sistema. Este punto se calculará mediante la evaluación de propuestas formuladas en función a la cantidad y orientación óptimas de los paneles fotovoltaicos, de manera que se obtenga la TIR más elevada.

Para realizar los cálculos de los componentes del sistema fotovoltaico se considerarán los parámetros mecánicos y eléctricos de equipos comerciales disponibles en el mercado.

3.2.1 Cálculo del Inversor

Para el cálculo del inversor se tendrá en consideración dos factores limitantes para determinar su potencia.

- El nivel de tensión del usuario: 220 V trifásico
- La potencia máxima en horario diurno (desde las 6 am hasta las 6 pm): 4.5 kW

Asimismo, se deberá seleccionar un inversor trifásico con voltaje 220V sin neutro cuya potencia referencial oscile entre el 80% y el 120% de la potencia máxima en horario diurno.

Figura 37

Especificaciones técnicas de inversor Solis de 5 kW, modelo S5-GR3P5K-LV



www.solisinverters.com

DATASHEET	S5-GR3P(5-10)K-LV		
Models	5K	6K	10K
Input DC			
Recommended max. PV power	7.5 kW	9 kW	15 kW
Max. input voltage	1100 V		
Rated voltage	330 V		
Start-up voltage	180 V		
MPPT voltage range	160-500 V		
Max. input current	16 A / 16 A		32 A / 32 A
Max. short circuit current	20 A / 20 A		40 A / 40 A
MPPT number/Max. input strings number	2/2		2/4
Output AC			
Rated output power	5 kW	6 kW	10 kW
Max. apparent output power	5.5 kVA	6.6 kVA	11 kVA
Max. output power	5.5 kW	6.6 kW	11 kW
Rated grid voltage	3/(N)/PE, 208 V / 220 V / 240 V		
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated grid output current	13.1 A	15.7 A	26.2 A
Max. output current	14.4 A	16.7 A	28.8 A
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)		
THDi	<2%		
Efficiency			
Max. efficiency	98.0%		
EU efficiency	97.5%		

Fuente: Ginlong Technologies. (2019). S5-GR3P(5-10)K-LV. Ver Anexo F.

Se realiza el cálculo para la estimación de potencia del inversor, asumiendo:

$$P_{inv \text{ mínimo}} = 0.8 \times P_{\text{máxima demanda}} = 0.8 \times 4.5 = 3.6 \text{ kW}$$

$$P_{inv \text{ máximo}} = 1.2 \times P_{\text{máxima demanda}} = 1.2 \times 4.5 = 5.4 \text{ kW}$$

Se puede observar que el inversor Solis, modelo S5-GR3P5K-LV, cumple con ambos criterios de selección. A partir de la Tabla 5 se extraerá la información técnica de entrada del inversor (Input DC) correspondiente al generador fotovoltaico que se acoplará al mismo. Además, un factor decisivo en la elección del inversor es

la máxima corriente de entrada que este soporta, la cual debe ser mayor que la corriente de los paneles que se conectarán a él.

Los inversores de quinta generación (5G) son capaces de soportar corrientes de hasta 16 A, siendo ideales para la conexión con paneles de 144 y 156 celdas, que alcanzan potencias de hasta 600 W con una corriente de máxima potencia (I_{MP}) de 13 A.

Tabla 5

Parámetros de entrada DC del inversor S5-GR3P5K-LV

Entrada DC de inversor modelo S5-GR3P5K-LV	
Potencia máxima del generador	7.5 kW
Máximo voltaje de entrada	1100 V
Voltaje nominal	330 V
Voltaje de arranque	180 V
Rango de voltaje MPPT	160-500 V
Máximo corriente de entrada	16 A
Máxima corriente de cortocircuito	20 A
Número de entradas para cadenas de paneles	2
Número de MPPT	2

Fuente: Elaboración propia basado en Ginlong Technologies⁴⁰. (2019). *S5-GR3P(5-10)K-LV*. Ver Anexo F.

3.2.2 Cálculo del Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico presentará posibles soluciones que deben ser evaluadas para determinar el que genere mayor rentabilidad financiera. Estas soluciones deben cumplir con los parámetros de entrada DC del inversor seleccionado, indicados en la Tabla 5.

Se opta por el panel fotovoltaico de 550 W para diseñar el generador fotovoltaico. Dicho panel, fácilmente disponible en el mercado y con una potencia elevada, se destaca como una opción factible para la configuración.

⁴⁰ Ginlong Technologies. (2019). *S5-GR3P(5-10)K-LV*.

En la Tabla 6, se proporcionan los datos técnicos del panel de 550 W, modelo LNVU-550M, fabricado por Luxen Solar. La especificación técnica de este panel es aplicable para otros modelos en un rango de potencia máxima de 535 a 555 W. Para efectos de cálculo se utilizarán los valores indicados bajo condiciones estándar (STC) sobre las condiciones de temperatura nominal de operación de la celda (NMOT).

Tabla 6

Especificaciones técnicas de panel fotovoltaico de 550 W, modelo LNVU-550M

Parámetros Eléctricos		
Modelo	LNVU-550M	
	STC	NMOT
Potencia Máxima (Pmax)	550 W	417 W
Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	50.32 V	48.10 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	13.90 A	11.07 A
Voltaje de Máxima Potencia (Imp)	42.28 V	39.90 V
Corriente de Máxima Potencia (Vmpp)	13.01 A	10.45 A
Eficiencia del módulo (%)	21.28%	

Fuente: Elaboración propia basado en Luxen Solar. (2023). *LUXPOWER® SERIES 5 535-555W Mono 144 Half-Cell Layout*. Ver Anexo E.

En primer lugar, se determina el número máximo de paneles que puede contener el generador fotovoltaico que se conectará al inversor. Este valor se obtiene dividiendo la potencia máxima del generador ($P_{max.gen}$), cuyo valor es 7.5Kw según la Tabla 5, entre la potencia máxima del panel ($P_{max.panel}$) elegido, la cual es 550 W o 0.55 kW.

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{max} = \frac{P_{max.gen}}{P_{max.panel}} = \frac{7.5}{0.55} = 13.63 \approx 13$$

Teniendo en cuenta que se disponen de dos seguidores de punto de máxima potencia (MPPT) y dos cadenas (una cadena por MPPT), es posible determinar el número máximo de paneles por cadena dividiendo el voltaje máximo del rango MPPT ($V_{MPPT.max}$), indicado por el fabricante del inversor en la Tabla 5

(160 a 500 V), entre el voltaje de circuito abierto (V_{OC}) del panel fotovoltaico seleccionado, el cual se obtiene de la Tabla 6. Se sugiere utilizar un valor aproximado entre el 80% al 90% del voltaje máximo del rango MPPT como factor de seguridad.

$$N^{\circ} \text{paneles/cadena}_{max} = \frac{0.85 \times V_{MPPT,max}}{V_{OC \text{ panel}}} = \frac{0.85 \times 500}{50.32} = 8.45 \approx 8$$

Luego se procede a evaluar que el voltaje de circuito abierto máximo de la cadena, el cual se obtiene del producto del número máximo de paneles por cadena ($N^{\circ} \text{pan/cad}_{max}$) por el voltaje de circuito abierto del panel (V_{OC}) seleccionado, no supere el valor máximo del rango MPPT del inversor en condiciones de baja temperatura.

$$V_{OC \text{ cad,max}} = N^{\circ} \text{pan/cad}_{max} \times V_{OC \text{ panel}} = 8 \times 50.32 = 402.56 \text{ V}$$

Dado que, en la ciudad de Lima durante las horas diurnas, la temperatura mínima no desciende a menos de 10 °C, se de evaluar la variación de voltaje por efecto de la temperatura.

$$V_{OC \text{ cad,max } X^{\circ}C} = V_{OC \text{ cad,max}} \times \left(1 + \frac{\alpha}{100}(T_{X^{\circ}C} - T_{STC})\right)$$

donde:

$V_{OC \text{ cad,max } X^{\circ}C}$: voltaje de circuito abierto máximo de la cadena a una temperatura determinada (V)

α : coeficiente de temperatura del V_{OC} (%/°C), según la Tabla 7

$V_{OC \text{ cad,max}}$: voltaje de circuito abierto máximo de la cadena en condiciones STC (V), según la Tabla 6

T_{STC} : Temperatura de los paneles fotovoltaicos en condiciones STC (25°C)

$T_{X^{\circ}C}$: Temperatura determinada de los paneles fotovoltaicos (°C)

Tabla 7

Parámetros de temperatura del panel fotovoltaico de 550 W, modelo LNVU-550M

Características de Temperatura	
Temperatura nominal de operación de la celda (MNOT)	45±2 °C
Coeficiente de temperatura de la Pmax	-0.36%/°C
Coeficiente de temperatura del Voc	-0.28%/°C
Coeficiente de temperatura de la Isc	+0.05%/°C

Fuente: Elaboración propia basado en Luxen Solar. (2023). *LUXPOWER® SERIES*

5 535-555W Mono 144 Half-Cell Layout. Ver Anexo E.

De la Tabla 7, se observa que el valor del coeficiente de temperatura del V_{OC} del panel fotovoltaico de 550 W es -0.28 %/°C. Reemplazando los datos en la fórmula, se obtiene el voltaje de circuito abierto máximo de la cadena para una temperatura de 10 °C.

$$V_{OC \text{ cad.max } 10^{\circ}\text{C}} = 402.56 \times \left(1 + \frac{(-0.28)}{100} \times (10 - 25)\right) = 419.47 \text{ V}$$

El valor obtenido es inferior a los 500 V, que es el voltaje máximo por cadena en rango MPPT ($V_{MPPT,max}$). Por lo tanto, se garantiza que las cadenas de paneles siempre operarán dentro del rango MPPT del inversor.

Finalmente, se calcula el número mínimo de paneles por cadena, dividiendo el voltaje mínimo del rango MPPT ($V_{MPPT,min}$), indicado por el fabricante del inversor en la Tabla 5 (160 a 500 V), entre el voltaje de máxima potencia ($V_{MPP \text{ panel}}$) del panel fotovoltaico seleccionado, el cual se obtiene de la Tabla 6. De esta manera, se puede determinar el rango de paneles por cadena que admite el inversor.

$$N^{\circ} \text{ pan/cad}_{min} = \frac{V_{MPPT \text{ min}}}{V_{MPP \text{ panel}}} = \frac{160}{42.28} = 3.78 \approx 4$$

El voltaje de circuito abierto mínimo de la cadena ($V_{OC.cad.min}$) debe ser mayor al voltaje de arranque del inversor, indicado por el fabricante del inversor en la Tabla 5 (180 V).

$$V_{OC.cad.min} = N^{\circ}pan/cad_{min} \times V_{MPP\ panel} = 4 \times 42.28 = 169.12\ V$$

Este valor obtenido es menor al voltaje de arranque (180 V), lo que impedirá que el inversor arranque. Por lo tanto, se considerará mínimo cinco paneles por cadena.

Del estudio, se calculó que cada cadena puede contener un máximo de ocho paneles y un mínimo de cinco. Se proponen posibles soluciones para determinar la capacidad del generador fotovoltaico, considerando tanto la orientación como el número de paneles.

Tabla 8

Propuestas para capacidad del generador fotovoltaico

Generador fotovoltaico				
Propuesta	Orientación	N° paneles	Cadena 1	Cadena 2
A	este-oeste	12	6	6
B	este-oeste	10	5	5
C	norte	8	8	0

Fuente: Elaboración propia (2024)

3.2.3 Cálculo de los Conductores DC, AC y Tierra

a) **Cálculo del conductor DC para la conexión de paneles fotovoltaicos al inversor:**

Antes de calcular el conductor DC, es necesario ajustar la corriente I_{MPP} del panel fotovoltaico, que es 13.01 A bajo condiciones STC (25°C), a una temperatura de 30°C.

$$I'_{MPP\ 30^{\circ}C} = I_{MPP\ 25^{\circ}C} \times \sqrt{\frac{T_C - T'_a}{T_C - T_a}}$$

donde:

$I'_{MPP\ 30^{\circ}C}$: corriente de máxima potencia corregido a una temperatura de 30°C

$I'_{MPP\ 25^{\circ}C}$: corriente de máxima potencia en condiciones STC (25°C), según la Tabla 6

T_C : temperatura de trabajo del conductor (°C)

T_a : temperatura a condiciones STC (°C)

T'_a : nueva temperatura ambiente (°C)

$$I'_{MPP\ 30^{\circ}C} = 13.01 \times \sqrt{\frac{90 - 30}{90 - 25}} = 12.5\ A$$

El procedimiento de cálculo de los conductores en DC es uniforme para las tres propuestas, ya que la cantidad de paneles en la cadena no afecta la corriente de la misma, ni tampoco la orientación, dado que se usará la corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico corregida a 30°C para la selección del calibre del conductor.

El primer criterio a considerar es el cálculo de la corriente de diseño en DC ($I_{diseño\ DC}$), que servirá como corriente referencial para la selección del calibre del conductor que conectará las cadenas de paneles fotovoltaicos al inversor.

$$I_{diseño\ DC} = \frac{1.25 \times I_{MPP}}{KA \times KT}$$

donde:

I_{MPP} : corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico

KA: factor de corrección por agrupamiento

KT: factor de corrección por temperatura

La corriente de máxima potencia a considerar será la que fue corregida a 30°C, cuyo valor es 12.5 A en corriente continua (DC). Asimismo, los factores de corrección de agrupamiento y temperatura deberán calcularse utilizando los

procedimientos detallados en la Norma Técnica Peruana NTP 370.301:2002 y la Tabla 310.15(B)(1) del NEC (2020), respectivamente.

$$KA = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

donde:

n: número de cables multipolar o circuitos en el tubo o ducto.

Se utilizará la misma tubería para la conexión de las cadenas de paneles hacia el inversor.

$$KA = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0.7071$$

Por otra parte, la temperatura ambiente máxima registrada en Lima durante los meses de verano oscila entre los 26 y 30 grados. Según el NEC (2020), en la Tabla 9, considerando una temperatura ambiente de 30 grados, y una temperatura de operación de 90 °C, su factor de corrección es 1.

Tabla 9

Factores de corrección basados a temperatura ambiente de 30 °C

Table 310.15(B)(1) Ambient Temperature Correction Factors Based on 30°C (86°F)

For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.				
Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor			Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 or less	1.29	1.20	1.15	50 or less
11–15	1.22	1.15	1.12	51–59
16–20	1.15	1.11	1.08	60–68
21–25	1.08	1.05	1.04	69–77
26–30	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	123–131

Fuente: National Fire Protection Association. (2019). *National Electric Code (NEC) 2020* (p. 159).

Aplicando los valores calculados en la fórmula:

$$I_{diseño DC 30°C} = \frac{1.25 \times 12.5}{0.7071 \times 1} = 22.09 A$$

Según el NEC (2020), se debe considerar que la tubería que contenga los conductores debe ser instalada a una distancia no menor de 7/8 pulgadas de la superficie del techo, de modo que se evita generar un incremento a 33°C en la temperatura ambiente.

Luego de obtener la corriente de diseño en DC, se debe ajustar la ampacidad para corregir el valor de 30 °C a 20 °C, ya que los valores en la tabla de conductores H1Z2Z2-K (Tabla 10) están calculados para una temperatura ambiente de 20 °C.

$$I'_{diseño\ DC\ 20^{\circ}C} = I_{diseño\ DC\ 30^{\circ}C} \times \sqrt{\frac{T_C - T'_a}{T_C - T_a}}$$

donde:

$I'_{diseño\ DC\ 20^{\circ}C}$: corriente de diseño en DC corregido a una temperatura de 20°C

$I_{diseño\ DC\ 30^{\circ}C}$: corriente de diseño en DC calculado a una temperatura de 30°C

T_C : temperatura de trabajo del conductor (°C)

T_a : temperatura ambiente de tabla (°C)

T'_a : nueva temperatura ambiente (°C)

$$I'_{diseño\ DC\ a\ 20^{\circ}C} = 22.09 \times \sqrt{\frac{90 - 20}{90 - 30}} = 23.85\ A$$

Tabla 10*Tabla de conductores H1Z2Z2-K*

Size (Sq.mm)	Insulation Thickness (mm)	Sheath Thickness (mm)	Approx. OD (mm)	Weight (Kgs/Km)	Current Carrying Capacity			Max Cond. Resistance @ 20°C (ohms/km)
					Single Core Free Air	Single Core Surface	2 Cables Surface	
1.50	0.70	0.80	4.60	36	30	29	24	13.7
2.50	0.70	0.80	5.00	47	41	39	33	8.21
4.00	0.70	0.80	5.50	62	55	52	44	5.09
6.00	0.70	0.80	6.10	82	70	67	57	3.39
10.0	0.70	0.80	7.10	122	98	93	79	1.95
16.0	0.70	0.90	8.45	182	132	125	107	1.24

Fuente: Cable World⁴¹. (2022). *Solar Cable (H1Z2Z2-K)*.

De la Tabla 10 se puede observar que el conductor de calibre 1.5 mm² soporta una ampacidad de 29 A en ducto, valor que supera la corriente de diseño calculada. Por lo tanto, se debería elegir dicho calibre para los conductores de las cadenas de paneles que se determinen posteriormente.

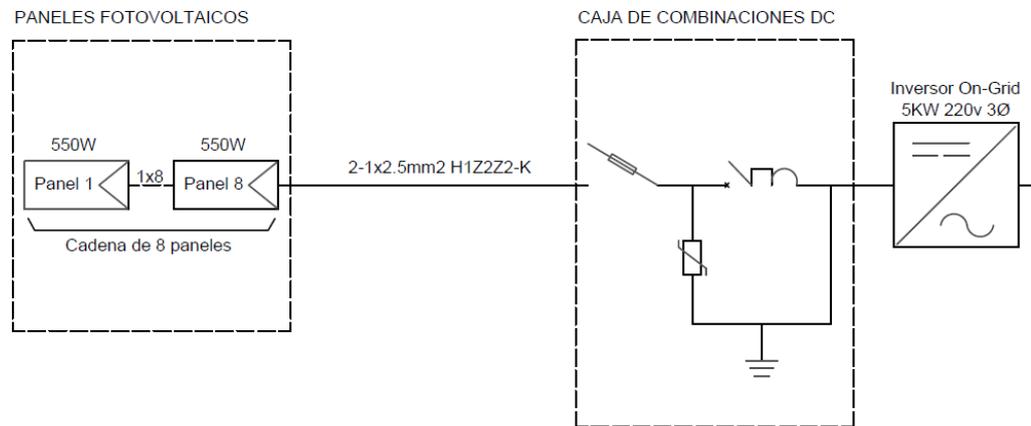
No obstante, los terminales MC4 de los paneles están diseñados para conectarse con conductores de calibre 2.5 mm², 4 mm² y 6 mm². Por lo tanto, se selecciona el conductor de calibre 2.5 mm².

En el cálculo del conductor DC, no es necesario considerar la caída de tensión, debido a que el inversor mantiene un voltaje de salida en AC constante. Este comportamiento se mantiene a pesar de las fluctuaciones en la radiación solar, que puede provocar variaciones de voltaje generado por los paneles fotovoltaicos antes de llegar al inversor. Por lo tanto, la selección del conductor DC para la conexión de los paneles fotovoltaicos al inversor se realizará conforme al esquema unifilar en la Figura 38.

⁴¹ Cable World. (2022). *Solar Cable (H1Z2Z2-K)*. Obtenido de <https://www.cable-world.co.uk/wp-content/uploads/2018/01/Solar-Cable-H1Z2Z2-K.pdf>

Figura 38

Conductor DC para la conexión de paneles fotovoltaicos al inversor

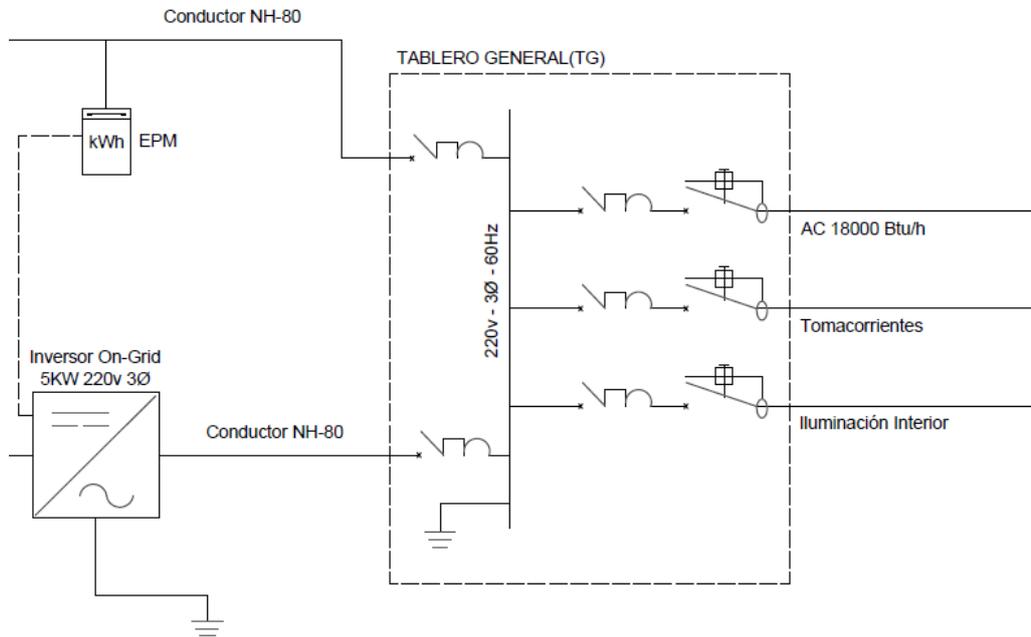


Fuente: Elaboración propia. (2024). Ver Anexo C.

- b) Cálculo del conductor AC de alimentación a la red trifásica desde el inversor:** El método de cálculo es similar al utilizado para los conductores en DC. En este caso, se utilizará un conductor NH-80 y se evaluará la caída de tensión desde la salida del inversor hasta el punto de consumo más alejado, como se muestra en la Figura 39.

Figura 39

Cálculo del conductor AC de alimentación a la red trifásica interior desde el inversor



Fuente: Elaboración propia. (2024). Ver Anexo C.

El primer criterio a considerar es el cálculo de la corriente de diseño en AC ($I_{diseño AC}$) como corriente referencial para la medida del calibre del conductor.

$$I_{diseño AC} = \frac{1.25 \times I_{m\acute{a}x}}{KA \times KT}$$

donde:

$I_{m\acute{a}x}$: corriente máxima de salida del inversor, según la Figura 37

KA: factor de corrección por agrupamiento

KT: factor de corrección por temperatura

En la Figura 37 se observa que las especificaciones técnicas del inversor trifásico de 5 kW indican una corriente máxima de salida de 14.4 A. El factor de corrección de temperatura (KT) es el mismo que el calculado para los conductores en DC, con un valor de 1. De esta manera, se puede proceder a calcular el factor de corrección de agrupamiento (KA).

Según la Norma Técnica Peruana NTP 370.301.2002, para tres conductores unipolares en un mismo ducto, se deberá considerar el valor n igual a 3.

$$KA = \sqrt{\frac{1}{n}} = \sqrt{\frac{1}{3}} = 0.58$$

Con todos los valores obtenidos se procede a calcular la corriente de diseño de los conductores en AC.

$$I_{diseño\ AC\ a\ 30^{\circ}C} = \frac{1.25 \times 14.4}{0.58 \times 1} = 31A$$

No es necesario realizar una corrección de valor de ampacidad a una nueva temperatura ambiente debido a que los valores de la tabla de conductores NH-80, que se muestran en la Tabla 11, ya están calculados para una temperatura ambiente de 30 °C.

Tabla 11

Tabla de conductores NH-80 marca Indeco

Calibre Conductor mm ²	N° Hilos	Diámetro Hilo mm	Diámetro Conductor mm	Espesor Aislamiento mm	Diámetro Exterior mm	Peso Kg/Km	Amperaje	
							Aire A	Ducto A
1.5	7	0.52	1.5	0.7	2.9	20	18	14
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	31	30	24
4	7	0.84	2.44	0.8	4	46	35	31
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	65	50	39
10	7	1.33	3.99	1	6	110	74	51

Fuente: Elaboración propia basado en Promelsa. (2023). *Freetox NH-80*

Según Promelsa⁴² (2023), en la tabla de conductores NH-80 de la marca Indeco (Tabla 11), el conductor de calibre 4 mm² soporta una ampacidad de 31 A, la cual coincide con la corriente de diseño en AC de 31 A. Por lo tanto, mediante

⁴² Promelsa. (2023). *Freetox NH-80*. (Indeco, Productor) Obtenido de <https://www.promelsa.com.pe/media/PDF/1000423-01.pdf>

el criterio de corriente de diseño, el valor del calibre del conductor será de 4 mm².

Luego de determinar el calibre del conductor mediante el criterio de corriente de diseño, se evaluará la caída de tensión en función al voltaje de salida del inversor, asegurando que no supere el 2.5%, según el Código Nacional de Electricidad – Utilización, Regla 050-102, a lo largo de una distancia estimada de 30 m desde el inversor hasta las cargas eléctricas más alejadas de la instalación eléctrica interior del usuario.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times \rho \times L \times I_{AC \text{ máx}} \times \cos(\varphi)}{S}$$

donde:

ΔV : caída de tensión del conductor (V)

S: sección del conductor que se calculará por el criterio de caída de tensión (mm²)

ρ : resistividad del conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L: longitud del conductor (m)

$I_{AC \text{ máx}}$: corriente máxima de salida del inversor en AC, cuyo valor corregido es equivalente a la $I_{\text{diseño AC a } 30^\circ\text{C}}$, calculada previamente

$\cos(\varphi)$: factor de potencia del inversor

Según la IEC⁴³(1925), en la norma IEC 60028:1925, la resistividad del cobre es 1/58 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (0.01724 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) a temperatura ambiente de 20 °C. Este valor debe ser corregido a la temperatura ambiente de 30 °C considerada para el conductor NH-80.

$$\rho_{X^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} (1 + \alpha (T_{X^\circ\text{C}} - 20))$$

⁴³ IEC. (1925). *IEC 60028:1925 - International standard of resistance for copper*

$$\rho_{30^{\circ}C} = 0.01724 \times (1 + 0.00393 (30 - 20)) = 0.01791 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$\text{Cos}(\varphi) = 0.9$, debido a que en el detalle de cargas eléctricas se tienen varias cargas inductivas con consumos considerables.

$$I_{\text{máx AC}} = I_{\text{diseño AC a } 30^{\circ}C} = 31 \text{ A}$$

Reemplazando los valores calculados en la fórmula:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 0.01791 \times 30 \times 31 \times 0.9}{4} = 6.49 \text{ V}$$

Con el valor de caída de tensión calculado para una sección de conductor de 4mm^2 , se procede a compararlo con el máximo valor permitido, ya que no debe superar el 2.5% del voltaje de salida del inversor. Este voltaje, de 220V, está especificado en la Figura 37.

$$\Delta V < 2.5\% \times V_{\text{salida}}$$

$$\Delta V < 2.5\% \times 220 \text{ V}$$

$$6.49 \text{ V} < 5.5 \text{ V}$$

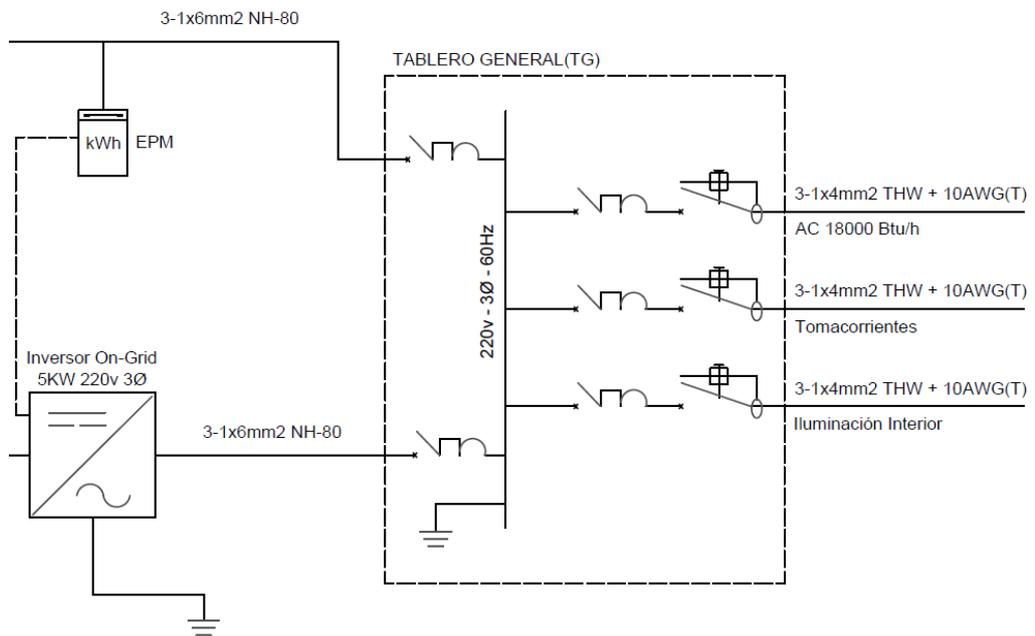
Se observa que la caída de tensión calculada para una sección de conductor de 4mm^2 excede al máximo valor permitido. Por esta razón, se procede a evaluar la caída de tensión considerando el siguiente calibre comercial disponible, que es de 6mm^2 .

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 0.01791 \times 30 \times 31 \times 0.9}{6} = 4.32 \text{ V} < 5.5 \text{ V}$$

De esta manera se demuestra que el conductor de calibre 6 mm^2 cumple con el criterio de caída de tensión. Dado a que este calibre es mayor al calculado según el criterio de corriente de diseño, se selecciona el conductor de 6 mm^2 como el calibre para el conductor AC de alimentación a la red trifásica interior desde el inversor. Esto se muestra en el esquema unifilar de la Figura 40.

Figura 40

Conductor AC de alimentación a la red trifásica interior desde el inversor



Fuente: Elaboración propia. (2024). Ver Anexo C.

- c) **Cálculo de los conductores de protección:** Finalmente, para la selección de los conductores de protección, se utilizará la tabla 250.122 del NEC 2020 (Tabla 12), también disponible en la Norma Técnica Peruana NTP 370.053:1999. Asimismo, se indica el calibre recomendado para el conductor de protección para conexión a tierra teniendo en consideración la capacidad nominal del interruptor termomagnético que se determine instalar.

Tabla 12*Tabla para selección de conductor de protección***Table 250.122 Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment**

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum*
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1

Fuente: National Fire Protection Association. (2019). *National Electric Code (NEC) 2020* (p. 133).

La corriente de diseño calculada fue 31 A. Por lo consiguiente, se elige un interruptor termomagnético en AC con un valor comercial de 32 A. De esta manera, se puede seleccionar un conductor de protección de calibre AWG 10, equivalente a 6 mm².

Para finalizar, en la Tabla 13 se presenta un resumen de los valores calculados para los conductores tanto en DC como en AC.

Tabla 13*Valores calculados para conductores*

Tipo de voltaje	Conexión	Capacidad nominal	Longitud
DC	Paneles a inversor	2.5 mm ²	50 m
AC	Inversor a red trifásica	6 mm ²	30 m
	Conductores de protección a tierra	6 mm ²	30 m

Fuente: Elaboración propia (2024)

3.2.4 Cálculo de los Dispositivos de Protección Eléctrica en DC y AC

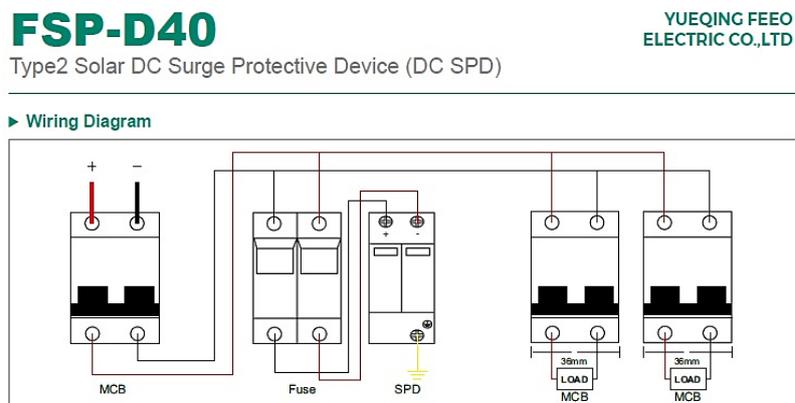
El cálculo de los dispositivos de protección eléctrica se dividirá en dos partes. La primera se centrará en las cadenas de paneles en DC que se conectan al inversor, donde se implementarán interruptores termomagnéticos, fusibles y un dispositivo de protección contra sobretensiones. La segunda se enfocará en la salida AC trifásica del inversor, el cual se conectará al tablero general del usuario. Se aplicarán las mismas fórmulas para seleccionar la capacidad de los dispositivos de protección eléctrica en DC como en AC.

a) Cálculo de las protecciones en DC: El diagrama de la Figura 41 muestra el conexionado para las protecciones en DC. Los conductores provenientes de una de las cadenas de paneles llegan al fusible, el cual se conectará en paralelo con el interruptor termomagnético (en inglés MCB, Miniature Circuit Breaker). La salida de este interruptor se conectará en paralelo con el DPS (Dispositivo de Protección contra Sobretensiones).

Se considera un interruptor termomagnético de dos polos debido a que el voltaje de circuito abierto máximo de las cadenas en todas las posibles soluciones es menor al voltaje de operación del dispositivo de protección (550V DC).

Figura 41

Diagrama de conexionado de dispositivos de protección eléctrica en DC



Fuente: Yueqing Feeo Electric Co, Ltd. (2022). *Solar Distribution Solutions* (p. 16).

Para calcular la capacidad nominal del interruptor termomagnético en DC, se debe considerar como referencia la corriente de diseño calculada para la cadena de paneles en la sección anterior.

$$I'_{\text{diseño DC a } 20^{\circ}\text{C}} = 23.85 \text{ A}$$

Tabla 14

Especificaciones técnicas de interruptores termomagnéticos en DC

Modelo	FPV-63
Número de polos	2P
Voltaje nominal de operación (V DC)	550
Corriente nominal (A)	3,6,16,20,25,32,40,60,63 A
Capacidad de interrupción última Icu (kA)	6
Tipo de curva	C
Tipo de disparo	Termomagnético

Fuente: Elaboración propia basado en Yueqing Feeo Electric Co, Ltd. (2022).

Solar Distribution Solutions (p. 16). Ver Anexo H.

De la Tabla 14 se elige el interruptor termomagnético en DC de dos polos con corriente nominal de 25 A, el cual es el inmediato superior a la corriente de diseño de la cadena de paneles.

Tabla 15

Especificaciones técnicas de fusibles de cartucho en DC

Fusible DC	
Número de polos	1P
Voltaje nominal Ue (V DC)	1000
Corriente nominal (A)	1,2,3,4,5,6,8,10,12,15,20,25,32 A
Capacidad de corte (kA)	20

Fuente: Elaboración propia basado en Yueqing Feeo Electric Co, Ltd. (2022).

Solar Distribution Solutions (p. 20). Ver Anexo J.

De la Tabla 15 se observa que el voltaje de circuito abierto máximo de las cadenas en todas las posibles soluciones es inferior al voltaje asignado del fusible de cartucho, que es 1000V DC. La corriente nominal del fusible (I_n) deberá cumplir lo siguiente:

$$I_n \geq 1.56 \times I_{SC}$$

donde:

I_{SC} : corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico (de la Tabla 6, para el panel de 550 W su valor es 13.90 A)

$$I \geq 1.56 \times 13.90 = 21.68 \text{ A}$$

Del valor calculado se elige el fusible de cartucho en DC monopolar de 25 A, cuya capacidad es superior a la corriente de cortocircuito corregida de la cadena de paneles.

Se procede a calcular la corriente de cortocircuito (I_{CC}) que pasará por el conductor de protección a tierra (6 mm²)

$$I_{CC} = \frac{115 \times A}{\sqrt{t}}$$

donde:

A: sección del conductor en mm²

t: tiempo de duración del cortocircuito

Considerando un tiempo de duración de cortocircuito de 0.02 segundos, se obtiene:

$$I_{CC} = \frac{115 \times A}{\sqrt{t}} = \frac{115 \times 6}{\sqrt{0.02}} = 4.8 \text{ kA}$$

La Tabla 16 indica que el DPS de dos polos soporta una corriente de descarga de 20 kA y un voltaje máximo en DC de 600V. La capacidad elegida puede cubrir los 419.47 V de voltaje de circuito abierto a 10 °C ($V_{OC \text{ cad. max } 10^\circ\text{C}}$), en caso

se conecten 8 paneles fotovoltaicos acoplados en serie en alguna de las cadenas.

Tabla 16

Especificación técnica del DPS en DC

	FSP-D40
Número de polos	2P
Ucc max (V DC)	600
Uc (V DC)	600
Corriente nominal In (kA)	20
Corriente máxima I _{max} (kA)	40
Nivel de protección Up (kV)	2

Fuente: Elaboración propia basado en Yueqing Feeo Electric Co, Ltd. (2022).

Solar Distribution Solutions (p. 14). Ver Anexo I.

- b) Cálculo de las protecciones en AC:** Este análisis se centrará en la selección del interruptor termomagnético en AC debido a que la potencia del inversor no justifica la necesidad de implementar otros dispositivos de protección eléctrica como los fusibles y DPS en AC.

Asimismo, la selección del interruptor termomagnético en AC trifásico implica considerar que debe ser de tres polos, tener un voltaje asignado de fase a fase de 400V y que su corriente nominal debe exceder a la corriente de diseño calculada para el calibre del conductor en AC. En base a la Figura 42, se elige el interruptor termomagnético en AC de tres polos con corriente nominal de 32 A. Este valor supera la corriente de diseño de los conductores en AC, que fue calculada en 31 A.

Figura 42

Especificaciones técnicas de interruptores termomagnéticos en AC

Functions

Protection against overloads and short circuits, switching and isolation

Application

For use in commercial and industrial electrical distribution systems

Standards and Certificates

EP06 IEC 60898-1 KEMA, SEMKO, CE
EP10 IEC 60898-1 & IEC60947-2 KEMA, SEMKO, CE, ABS



Specifications

Rated Voltage	Phase to Neutral 230/240V / Phase to Phase 400/415V~
Characteristics	B Curve (3~5In) / C Curve (5~10In) / D Curve (10~20In)
Capacity	6kA and 10kA
Poles	1P / 2P / 3P / 4P
Ampere	2 / 4 / 6 / 10 / 16 / 20 / 25 / 32 / 40 / 50 / 63 A
Frequency	50/60Hz
Calibration Temperature	30°C
Operating Temperature	-25°C to +45°C
Protection Degree	IP20
Electrical Endurance	> 8,000 cycles
Mechanical Endurance	> 20,000 cycles
Weight	1P = 103g / 2P = 207g / 3P = 311g / 4P = 415g (EP06) 1P = 115g / 2P = 231g / 3P = 347g / 4P = 464g (EP10)

Fuente: Terasaki. (2022). *TECS Miniature Circuit Breakers (MCB) For 2-63A* (p. 5).

Finalmente, en la Tabla 17 se hace un resumen de los valores calculados para los dispositivos de protección eléctrica tanto en DC y AC.

Tabla 17

Valores calculados para dispositivos de protección eléctrica

Dispositivos de protección			
Tipo de voltaje	Dispositivo	Capacidad nominal	Cantidad
DC	Interruptor termomagnético	2 polos 25 A	2
DC	Fusible	1 polo 25 A	4
DC	DPS	20 kA	2
AC	Interruptor termomagnético	3 polos 32 A	1

Fuente: Elaboración propia (2024)

3.3 Simulación del Diseño

Luego de haber calculado la capacidad del inversor, las posibles soluciones para el generador fotovoltaico, se puede proceder a realizar la simulación del diseño del sistema fotovoltaico. Este proceso permitirá evaluar y obtener parámetros de rendimiento energético y financiero del sistema fotovoltaico.

3.3.1 Parámetros Energéticos

- Energía generada el sistema fotovoltaico (en kWh)
- Energía de autoconsumo (en kWh)
- Energía limitada en el punto de inyección (en kWh)
- Porcentaje de autoconsumo (en %)

3.3.2 Parámetros Financieros

- Tasa interna de retorno (TIR) (en %)
- Flujo de caja acumulado

Después de analizar los parámetros de los tres escenarios propuestos, se elegirá el que presente mayor valor de TIR.

3.3.3 Consideraciones Previas para la Simulación

Los ángulos de inclinación óptimos (en inglés slope angle) determinados mediante el software de energía solar en línea PVGIS⁴⁴, revelan datos según el tipo de orientación que le asigne a los paneles fotovoltaicos. En la Figura 43, se determinó que el ángulo de inclinación óptimo para la orientación norte es de 0°. En cambio, en la Figura 44, se muestra que, para la orientación este-oeste, el ángulo de inclinación óptimo es 6°.

⁴⁴ European Commission. (2022). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis_tools/en/

Figura 43

Determinación del ángulo óptimo para orientación hacia el norte (slope angle (opt))



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: -11.945,-76.717
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-NSRDB
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 5.5 kWp
System loss: 2 %

Simulation outputs

Slope angle: 0 (opt) °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 10883.77 kWh
Yearly in-plane irradiation: 2259.32 kWh/m²
Year-to-year variability: 212.75 kWh
Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.46 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -8.37 %
Total loss: -12.41 %

Fuente: PVGIS. (2024). Ver Anexo K.

Figura 44

Determinación del ángulo óptimo para orientación este-oeste (slope angle (opt))



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: -11.945,-76.717
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-NSRDB
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 5.5 kWp
System loss: 2 %

Simulation outputs

Slope angle: 5 (opt) °
Azimuth angle: -90 °
Yearly PV energy production: 10922.83 kWh
Yearly in-plane irradiation: 2268.15 kWh/m²
Year-to-year variability: 209.46 kWh
Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.46 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -8.4 %
Total loss: -12.44 %

Fuente: PVGIS. (2024). Ver Anexo L.

Por otra parte, es necesario usar un ángulo mínimo de 15° para evitar el estancamiento de agua por lluvia. Para simplificar el cálculo, se considerará un ángulo de inclinación de 16° para los paneles orientados hacia el norte y en la dirección este-oeste.

Se considerarán los siguientes supuestos de diseño aplicables a todos los escenarios propuestos:

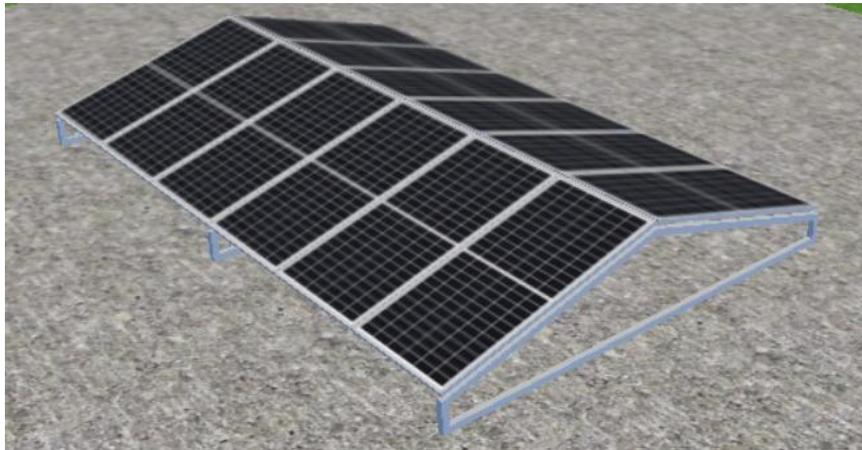
- Modelo para radiación difusa: Hofmann
- Modelo para radiación sobre el plano inclinado: Hay & Davies
- Pérdidas de potencia por caída de tensión en los diodos de derivación: 0.5%
- Pérdidas de potencia por inadecuación o bajo rendimiento: 2%
- Reflexión del suelo (albedo): 2%
- Pérdidas de potencia por ensuciamiento en los paneles: 3%
- Limitación de la potencia de inyección: 100% en el punto de inyección

3.3.4 Propuesta A

La propuesta A presenta un sistema fotovoltaico compuesto por 12 paneles distribuidos en 2 cadenas de 6 paneles en serie. Cada cadena se conectará a un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) del inversor de 5 kW previamente seleccionado. La orientación considerada para esta propuesta es este-oeste con una inclinación de 16°.

Figura 45

Orientación de paneles de la propuesta A



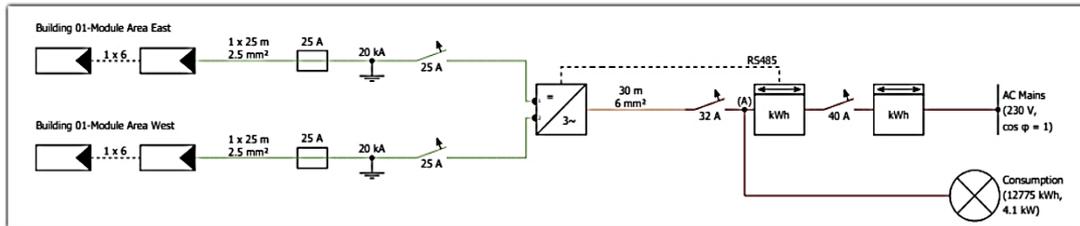
Fuente: PV*SOL premium. (2024)

En la Figura 45 se muestra la orientación de los paneles con un ángulo de inclinación de 16° en orientaciones opuestas 6 al este y 6 al oeste. Mediante esta orientación de paneles se elimina el riesgo de que se generen sombras entre las líneas de montaje, se reduce el espacio ocupado por el generador fotovoltaico y además se facilita el paso para el personal de limpieza y de mantenimiento de los paneles.

Por otra parte, se ha optado por distribuir los paneles en posición vertical con el fin de facilitar la conexión de los terminales MC4, los cuales se ubican en la parte lateral de cada panel y están equipados con cables de corta longitud.

Figura 46

Esquema eléctrico de la propuesta A

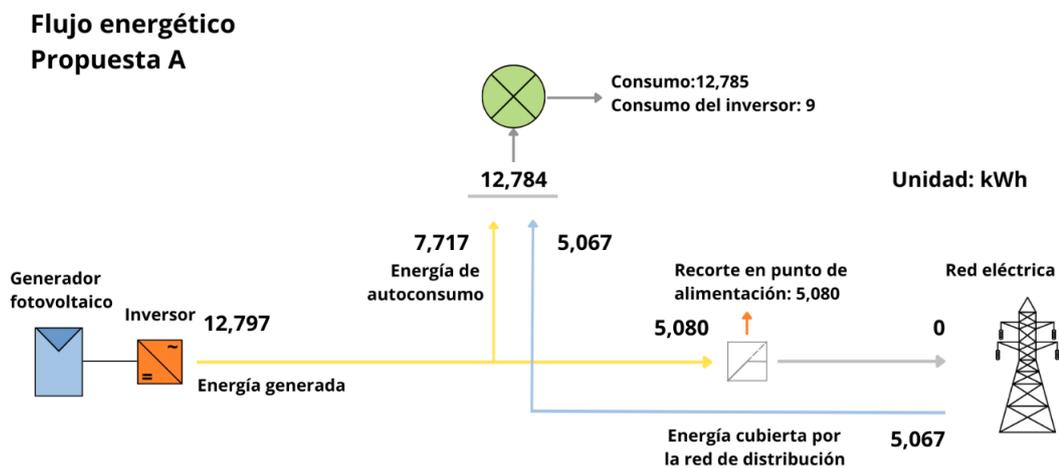


Fuente: PV*SOL premium. (2024)

En la Figura 46 se muestra el esquema eléctrico de la propuesta A, que incluye las protecciones y conductores eléctricos tanto en DC y AC, previamente calculados. Asimismo, se destaca el medidor bidireccional con control de alimentación dinámico integrado, identificado como el administrador de exportación de energía (EPM). Este EPM se comunica con el inversor mediante el terminal de comunicación RS485.

Figura 47

Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta A



Fuente: Elaboración propia basado en PV*SOL premium. (2024)

Cabe detallar que los 12784 kWh de consumo especificado en el esquema eléctrico de la propuesta A, se ha determinado mediante el producto del consumo diario, de 35kWh por 365 días, más el consumo interno del inversor.

En la Figura 47 se muestra el flujo de energía entre el sistema fotovoltaico de la propuesta A, la red de distribución y el consumo del usuario. Se presentan los siguientes resultados:

En el sistema fotovoltaico:

- Energía generada por el sistema fotovoltaico: 12797 kWh/año
- Energía de autoconsumo: 7717 kWh/año
- Energía limitada en el punto de inyección: 5080 kWh/año

En el consumidor:

- Consumo eléctrico total: 12784 kWh/año
- Energía cubierta por el sistema fotovoltaico (autoconsumo): 7717 kWh/año
- Energía cubierta por la red de distribución: 5067 kWh/año

De los datos obtenidos se pueden establecer los siguientes indicadores de rendimiento energético:

- Porcentaje de autoconsumo (%autoconsumo):

$$\%_{\text{autoconsumo}} = \frac{\text{Energía de autoconsumo}}{\text{Energía generada}} \times 100$$

$$\%_{\text{autoconsumo}} = \frac{7717}{12797} \times 100 = 60.30\%$$

- Porcentaje de cobertura fotovoltaica (%cobertura):

$$\%_{\text{cobertura}} = \frac{\text{Energía de autoconsumo}}{\text{Consumo eléctrico total}} \times 100$$

$$\%_{\text{cobertura}} = \frac{7717}{12784} \times 100 = 60.36\%$$

3.3.5 Propuesta B

La propuesta B presenta un sistema fotovoltaico compuesto por 10 paneles distribuidos en 2 cadenas de 5 paneles en serie. Cada cadena se conectará a un

seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) del inversor de 5 kW previamente seleccionado. La orientación considerada para esta propuesta es este-oeste con una inclinación de 16°.

En la Figura 48 se muestra la orientación este-oeste de los paneles con un ángulo de inclinación de 16°.

Figura 48

Orientación de paneles de la propuesta B

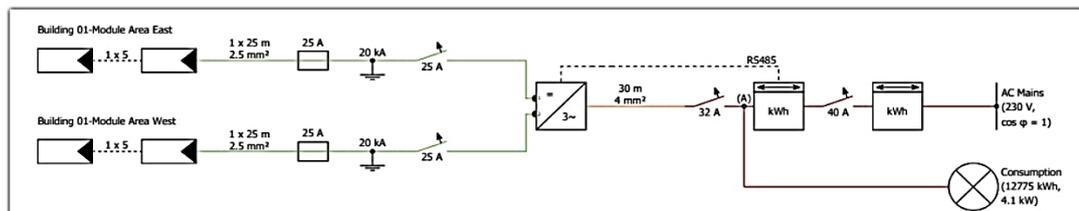


Fuente: PV*SOL premium. (2024)

Tanto el esquema eléctrico, como los conductores y los dispositivos de protección eléctrica a considerar son los mismos que los calculados para la propuesta A. Esta información puede visualizarse en la Figura 49.

Figura 49

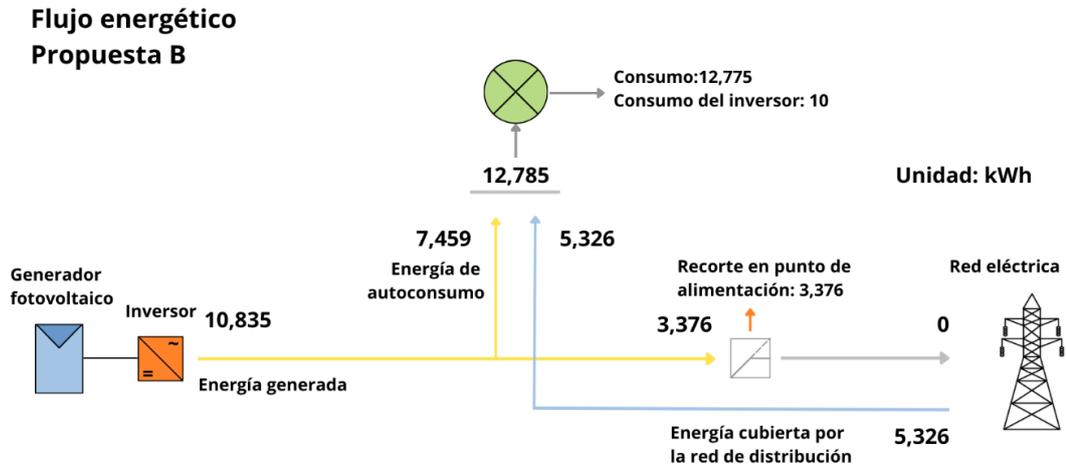
Esquema eléctrico de la propuesta B



Fuente: PV*SOL premium. (2024)

Figura 50

Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta B



Fuente: Elaboración propia basado en PV*SOL premium. (2024)

En la Figura 50 se muestra el flujo de energía entre el sistema fotovoltaico de la propuesta B, la red de distribución y el consumo del usuario. Se presentan los siguientes resultados:

En el sistema fotovoltaico:

- Energía generada por el sistema fotovoltaico: 10835 kWh/año
- Energía de autoconsumo: 7459 kWh/año
- Energía limitada en el punto de inyección: 3376 kWh/año

En el consumidor:

- Consumo eléctrico total: 12785 kWh/año
- Energía cubierta por el sistema fotovoltaico (autoconsumo): 7459 kWh/año
- Energía cubierta por la red de distribución: 5326 kWh/año

De los datos obtenidos se pueden establecer los siguientes indicadores de rendimiento energético:

- Porcentaje de autoconsumo (%autoconsumo):

$$\%_{\text{autoconsumo}} = \frac{7459}{10835} \times 100 = 68.84\%$$

- Porcentaje de cobertura fotovoltaica (%cobertura):

$$\%_{\text{cobertura}} = \frac{7459}{12785} \times 100 = 58.34\%$$

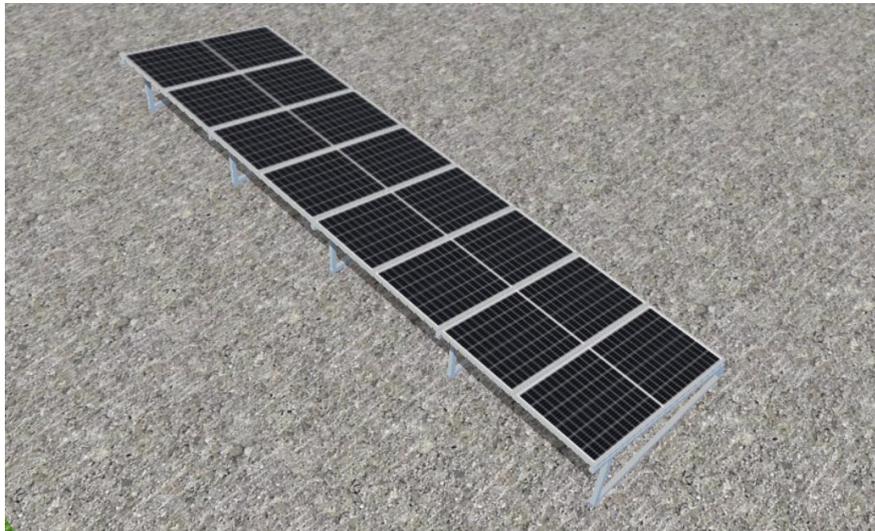
3.3.6 Propuesta C

La propuesta C consiste en un sistema fotovoltaico compuesto por 8 paneles fotovoltaicos distribuidos en una cadena, conectados en serie al primer seguidor de punto de máxima potencia del inversor (MPPT 1).

En la Figura 51 se muestra la orientación de los paneles con un ángulo de inclinación de 16° hacia el norte.

Figura 51

Orientación de paneles de la propuesta C

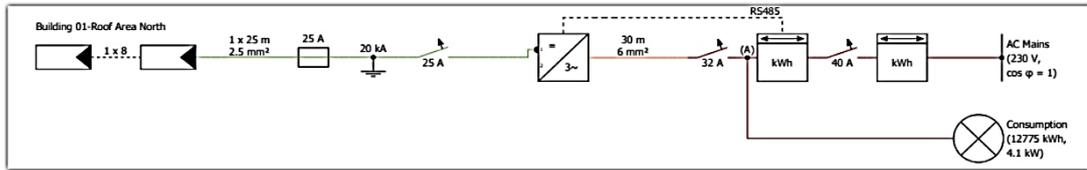


Fuente: Elaboración propia usando PV*SOL premium (2024)

En la Figura 52 se muestra el esquema eléctrico de la propuesta C, en el cual se han considerado los mismos dispositivos de protección eléctrica y los conductores previamente calculados para los circuitos en DC y en AC de las propuestas A y B.

Figura 52

Esquema eléctrico de la propuesta C

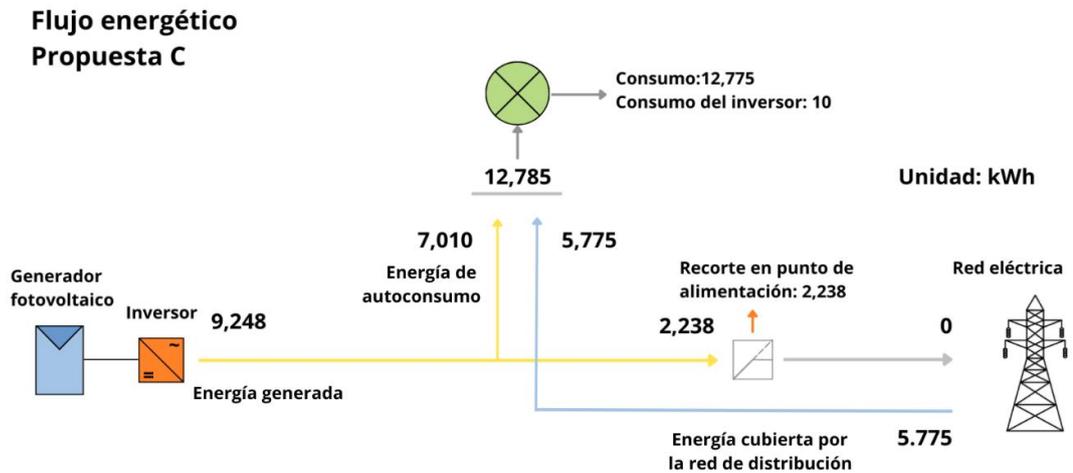


Fuente: Elaboración propia usando PV*SOL premium (2024)

El rendimiento energético de la propuesta C será superior al de las propuestas A y B, debido a que estas últimas presentan un sobredimensionamiento innecesario del generador fotovoltaico. Esto resultó en un bajo porcentaje de autoconsumo y en un exceso de energía desperdiciada en el punto de inyección.

Figura 53

Gráfico de flujo de energía anual de la propuesta C



Fuente: Elaboración propia basado en PV*SOL premium. (2024)

En la Figura 53 se muestra el flujo de energía entre el sistema fotovoltaico de la propuesta C, la red de distribución y el consumo del usuario. Se presentan los siguientes resultados:

En el sistema fotovoltaico:

- Energía generada por el sistema fotovoltaico: 9248 kWh/año

- Energía de autoconsumo: 7010 kWh/año
- Energía limitada en el punto de inyección: 2238 kWh/año

En el consumidor:

- Consumo eléctrico total: 12785 kWh/año
- Energía cubierta por el sistema fotovoltaico (autoconsumo): 7010 kWh/año
- Energía cubierta por la red de distribución: 5775 kWh/año

De los datos obtenidos se pueden establecer los siguientes indicadores de rendimiento energético:

- Porcentaje de autoconsumo (%autoconsumo):

$$\%_{\text{autoconsumo}} = \frac{7010}{9248} \times 100 = 75.80\%$$

- Porcentaje de cobertura fotovoltaica (%cobertura):

$$\%_{\text{cobertura}} = \frac{7010}{12785} \times 100 = 54.82\%$$

3.3.7 Indicadores de Rendimiento Energético

La Tabla 18 muestra los indicadores de rendimiento energético obtenidos de las propuestas de solución para el generador fotovoltaico.

Tabla 18

Resumen de propuestas y sus indicadores obtenidos

Propuesta	# paneles	Energía generada (kWh)	Energía de autoconsumo (kWh)	Energía cubierta por la red (kWh)	% autoconsumo	% cobertura
A	12	12797	7717	5067	60.3	60.36
B	10	10835	7459	5326	68.84	58.34
C	8	9248	7010	5775	75.8	54.82

Fuente: Elaboración propia (2024)

3.4 Presupuesto de Inversión

Luego de obtener los indicadores de rendimiento energético de las propuestas de diseño, se procede a detallar el alcance económico de las mismas. Este análisis abarca no sólo los gastos de inversión (CapEx), sino también los costos de mantenimiento, inherentes al funcionamiento del sistema fotovoltaico durante su vida útil (OpEx).

El presupuesto para la implementación del sistema fotovoltaico se calcula en base a los precios que actualmente se manejan en el mercado nacional e internacional. La Tabla 19 muestra el presupuesto estimado para la propuesta C, en el cual se destaca el precio de los componentes de importación principales, como los paneles fotovoltaicos, el inversor y el EPM, que representan el 70% del presupuesto total del sistema. Por ende, resulta pertinente analizar sus precios en función de los precios internacionales correspondientes.

Tabla 19

Propuesta C: Presupuesto según costos de venta en el mercado peruano

Concepto	Subtotal (S/)
Panel monocristalino PERC HC 550W (x8 und)	S/ 4,000.00
Inversor trifásico LV 5kW 220V	S/ 7,500.00
Administrador de exportación de energía (EPM)	S/ 2,500.00
Transformador de corriente (CT) (x3 und)	S/ 360.00
WiFi stick	S/ 120.00
Estructura para 8 paneles	S/ 1,200.00
Conductor H12Z2Z 2.5mm ² x 50m (25m rojo y 25m negro)	S/ 200.00
Conductor NH-80 6mm ² x 40m	S/ 200.00
Interruptor termomagnético DC 25 ^a (x1 und)	S/ 80.00
Fusible de cartucho DC 25 ^a (x2 und)	S/ 100.00
DPS 20kA (x1 und)	S/ 150.00
Interruptor termomagnético AC 3 polos 25 ^a	S/ 100.00
Tuberías, tablero y accesorios	S/ 1,000.00
Transporte al lugar de instalación	S/ 230.00
Instalación y puesta en marcha	S/ 2,260.00
Total (S/)	S/ 20,000.00

Fuente: Elaboración propia (2024)

Entre los componentes mostrados en la Tabla 20, el panel fotovoltaico destaca por su volatilidad de precios. Por tal motivo, resulta necesario contar con precios actualizados de los paneles para realizar evaluaciones con indicadores financieros más precisos. Para enero del 2024, el precio FOB de los paneles monocristalinos PERC HC provenientes de China, alcanzó un valor histórico mínimo de 0.14 USD/W.

Tabla 20

Precios internacionales de componentes de sistema fotovoltaico

Componente	Precio FOB China (USD)	Seguro (3%)	Flete (5%)	CIF (USD)
Panel 550 W	77	2.31	3.85	83.16
Inversor 5 kW	1000	30	50	1080
EPM	300	9	15	324

Fuente: Elaboración propia (2024)

Utilizando los precios CIF (costo + seguro + flete), se determinan los costos de nacionalización, que incluyen impuestos y costos aduaneros indicados en la Tabla 21. De los componentes de sistemas fotovoltaicos, solo las baterías están sujetas al arancel Ad-valorem del 6% del precio CIF, pero no se aplicarán en este caso ya que no se incluyen baterías en el diseño.

Tabla 21

Precios nacionales estimados de los componentes del sistema fotovoltaico

Componente	CIF (USD)	IGV + IMP (18%)	Percepción del IGV (3.5%)	Costos aduanas (15%)	Subtotal (USD)	Ganancia (20%)	Precio estimado (USD)
Panel 550 W	83.16	14.97	2.91	12.47	113.51	22.70	136.22
Inversor 5 kW	1080	194.40	37.80	162.00	1474.20	294.84	1769.04
EPM	324	58.32	11.34	48.60	442.26	88.45	530.71

Fuente: Elaboración propia (2024)

Considerando un tipo de cambio de 3.80 soles/USD a enero del 2024, la Tabla 22 muestra una mínima variación entre los precios comerciales y estimados.

Se aplican distintos márgenes de ganancia debido a la mayor demanda comercial de los paneles fotovoltaicos en comparación con el inversor y el EPM.

Tabla 22

Comparativa entre precios según estimación de importación y precios comerciales

Componente	Precio estimado con base en importación (USD)	Precio estimado con base en importación (soles)	Precio comercial en el Perú (soles)	Variación de estimación (%)
Panel 550 W	136.22	517.62	500.00	-3.40
Inversor 5 kW	1769.04	6722.35	7500.00	11.57
EPM	530.71	2016.71	2500.00	23.96

Fuente: Elaboración propia (2024)

El presupuesto para las demás propuestas se detalla en la Tabla 23.

Tabla 23

Presupuesto detallado de las propuestas

Concepto	Propuesta A		Propuesta B		Propuesta C	
	Cantidad	Subtotal (S/)	Cantidad	Subtotal (S/)	Cantidad	Subtotal (S/)
Panel monocristalino 550W	12	6000	10	5000	8	4000
Inversor trifásico LV 5kW 220V	1	7500	1	7500	1	7500
EPM	1	2500	1	2500	1	2500
Transformador de corriente	3	360	3	360	3	360
WiFi stick	1	120	1	120	1	120
Estructura para paneles	12	1800	10	1500	8	1200
Conductor H12Z2Z 2.5mm2	100	400	75	300	50	200
Conductor NH-80 6mm2	40	200	40	200	40	200
Interruptor DC 25A	2	160	2	160	1	80
Fusible de cartucho DC 25A	4	100	4	100	2	100
DPS 20kA	2	300	2	300	1	150
Interruptor AC 3 polos 25A	1	100	1	100	1	100
Tuberías, tablero y accesorios	1	1400	1	1300	1	1000
Transporte de materiales	1	300	1	300	1	230
Instalación y puesta en marcha	1	2260	1	2260	1	2260
Total (S/)		23500		22000		20000

Fuente: Elaboración propia (2024)

3.5 Costos de Mantenimiento

Se hace referencia a la inversión necesaria para garantizar el óptimo funcionamiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil, abarcando tanto el mantenimiento predictivo como el preventivo y correctivo.

Entre las actividades de mantenimiento preventivo, se incluye la limpieza de los paneles fotovoltaicos. Durante la simulación de las propuestas para determinar la capacidad y orientación del generador fotovoltaico, se consideró un valor del 3% para las pérdidas debidas a la acumulación de suciedad. Este valor refleja una estimación realista, ya que, en la práctica, no se puede mantener los paneles constantemente limpios, lo que reduce la eficiencia de generación energética. Este porcentaje sugiere un intervalo de limpieza de una vez por semana, dependiendo del lugar y condiciones de la instalación. Dado que el generador fotovoltaico está compuesto por pocos paneles, la limpieza no se considerará como costo operativo relevante.

Figura 54

Acumulación de polvo en los paneles fotovoltaicos



Fuente: Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. (2016). *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos* (p. 30).

Finalmente, en la elaboración de las propuestas se ha incorporado un plan de operación y mantenimiento con un presupuesto anual promedio de S/ 400.00 (400 soles). Este plan sugiere llevar a cabo un mantenimiento preventivo o correctivo cada 2 años que consistirá en corroborar el correcto funcionamiento del sistema considerando los siguientes requisitos:

- Asegurar que no se presenten fallas de funcionamiento del inversor.
- Verificar la ausencia de fallas a tierra en los conductores que conectan el generador fotovoltaico con el inversor.
- Realizar un reemplazo preventivo de conectores MC4 o dispositivos de protección eléctrica en caso de evidenciar desgaste, tal como se muestra en la Figura 54.
- Revisión del entorno del generador fotovoltaico, en caso de que se generen nuevas sombras, se deberá retirar la fuente de la sombra o reubicar los paneles afectados.

Figura 55

Mantenimiento correctivo de conectores de paneles



Fuente: Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. (2016). *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos* (p. 48).

CAPÍTULO IV: Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados

4.1 Resultados (Análisis Financiero)

Los indicadores financieros derivados del análisis realizado en el capítulo anterior, permitirán determinar cuál de las propuestas es la más rentable. Asimismo, se podrá establecer un criterio matemático que permita estimar la solución más rentable de una forma más simplificada.

Para el cálculo de los indicadores financieros, se utilizaron los siguientes parámetros:

- Tasa de interés (i): 6.75% según el Banco Central de Reserva del Perú (actualizado a diciembre del 2023).
- Porcentaje de aumento anual de tarifario eléctrico (% tarifa): 5% (este valor se obtuvo de la función lineal que se detallada en la Figura 6).
- Porcentaje de aumento de gasto de operación y mantenimiento (% OpEx): 10% sobre la base de 400 soles en el primer año de funcionamiento.
- Pérdida de eficiencia de paneles (η panel) de 0.64 % anual (considerando que el panel fotovoltaico reducirá su eficiencia al 84% luego de 25 años de funcionamiento).

4.1.1 Cálculo del CapEx

El CapEx representa el presupuesto total del sistema fotovoltaico, el cual es un activo fijo que generará ganancias al usuario final en un período determinado. Por ende, una gestión de adquisiciones eficiente permitirá al usuario obtener un presupuesto aún más favorable al considerado en las propuestas.

Teniendo en cuenta que aproximadamente el 90% del presupuesto del sistema fotovoltaico está compuesto por equipos que se fabrican en el extranjero, se sugiere realizar las adquisiciones en fechas con tendencia a baja de tipo de cambio y revisar actualizaciones de precios internacionales de los paneles

fotovoltaicos, dado que este componente suele experimentar variaciones significativas en su precio.

En la actualidad no existe un reglamento de Generación Distribuida en el Perú, por lo que no es necesario adicionar al CapEx el costo del proceso de comisionamiento del sistema fotovoltaico, que es esencial para poder inyectar los excedentes energéticos a la red de distribución.

4.1.2 Cálculo del OpEx

El OpEx representa los costos asociados con la operación y mantenimiento (O&M) del sistema fotovoltaico. Al ser un sistema de pequeña capacidad (menor a 10 kW), no necesita un plan de operación y mantenimiento tan complejo como en el caso de sistemas de mayor potencia. Por tal motivo, se considera conservador un gasto de operación y mantenimiento de S/400.00 (400 soles) anuales, con un aumento del 10% anual en el precio. Con este presupuesto se podrá cubrir los costos correspondientes a los servicios del personal de mantenimiento y un posible reemplazo de algún componente o subcomponente del sistema fotovoltaico.

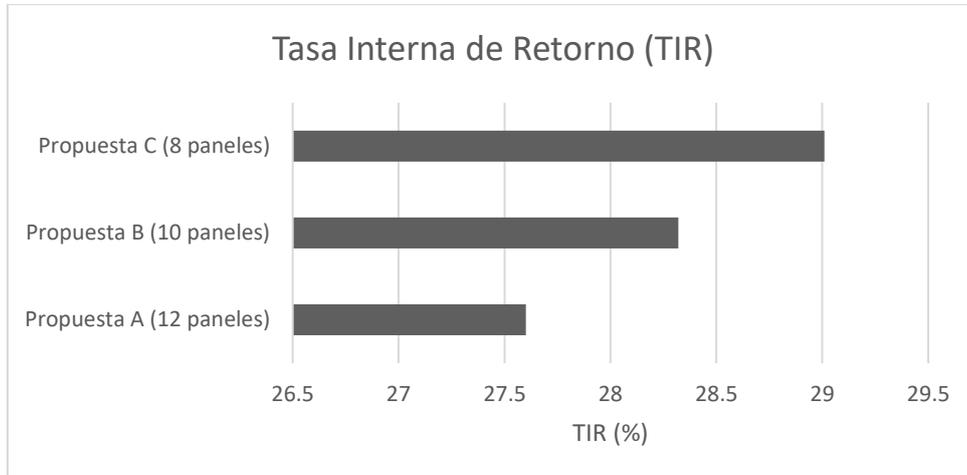
4.1.3 Cálculo de la TIR

Considerando que la Tasa Interna de Retorno (TIR) se ha establecido como el indicador que determinará la propuesta más rentable, por lo que se analiza cada una de las propuestas.

De la Figura 56 se puede observar que la propuesta C, compuesta por 8 paneles orientados hacia el norte, ofrece una mejor TIR con un valor de 29.01%.

Figura 56

Tasa Interna de Retorno de las propuestas



Fuente: Elaboración propia (2024)

Asimismo, se puede observar que, a pesar que las propuestas con orientación este-oeste deberían presentar mayor porcentaje de autoconsumo en comparación a la propuesta C, que está orientada hacia el norte, esto no sucedió debido a que el número de paneles del generador fotovoltaico es el factor más influyente en el porcentaje de autoconsumo. Cabe detallar que no se distribuyeron los 8 paneles de la propuesta C en orientación este-oeste debido a que toda la cadena presentaría corrientes diferentes en ambas orientaciones, y al estar conectados a un mismo MPPT, se reduciría significativamente la eficiencia del generador fotovoltaico.

4.1.4 Cálculo del VAN

Luego de identificar la propuesta C como la más rentable, se procede a calcular el Valor Actual Neto (VAN) de dicha propuesta. Esto se realizará en función al flujo de caja de todos los años de la vida útil del sistema fotovoltaico.

Por otra parte, los valores de ahorro de consumo eléctrico anual y de los costos de operación y mantenimiento serán calculados en tiempo presente para la evaluación del flujo de caja de la implementación del sistema fotovoltaico. El ahorro

de consumo eléctrico anual del primer año ($A_{con. 1}$) determinado por PV*SOL premium es S/ 5496.72, el cual se calculó mediante el producto de la energía producida del sistema (7010 kWh por el tarifario eléctrico actualizado a diciembre del 2023, 0.6685 soles/kWh + I.G.V.)

$$A_{con. 1} = 7010 \times 0.6685 \times 1.18 - \text{pérdidas cableado DC} = 5496.72 \text{ soles}$$

- Ahorro de consumo eléctrico anual ($A_{con. an.}$) (soles):

$$A_{con.an.} = \frac{5496.72 \times (1 + \%_{tarifa})^{t-1} \times (1 - \eta_{panel}(t - 1))}{(1 + i)^t}$$

- Costo de operación y mantenimiento, OpEx (soles):

$$OpEx_t = \frac{400 \times (1 + \%_{OpEx})^{t-1}}{(1 + i)^t}$$

Luego se procede a realizar el cálculo del flujo de caja de la propuesta C, reemplazando los valores considerados para el análisis financiero. Estos son el porcentaje de aumento anual de tarifario eléctrico (% tarifa), la tasa de interés (i), la pérdida de eficiencia de paneles (η panel), el porcentaje de aumento de gasto de operación y mantenimiento (% OpEx), y los años (t).

El resultado de los cálculos para el flujo de caja de la propuesta C se muestra en la Tabla 24. Asimismo, en la Figura 57 se muestra el flujo de caja acumulado de la propuesta analizada.

Tabla 24

Flujo de caja de la propuesta C

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
CapEx	-S/ 20,000.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
OpEx	-S/ 374.71	-S/ 386.12	-S/ 397.87	-S/ 409.98	-S/ 422.47	-S/ 435.33	-S/ 448.58	-S/ 462.24	-S/ 476.31
Ahorro consumo anual	S/ 5,149.15	S/ 5,032.21	S/ 4,917.73	S/ 4,805.64	S/ 4,695.91	S/ 4,588.48	S/ 4,483.31	S/ 4,380.36	S/ 4,279.58
Flujo de caja	-S/ 15,225.56	S/ 4,646.10	S/ 4,519.86	S/ 4,395.66	S/ 4,273.44	S/ 4,153.15	S/ 4,034.73	S/ 3,918.12	S/ 3,803.27
Flujo de caja acumulado	-S/ 15,225.56	-S/ 10,579.46	-S/ 6,059.60	-S/ 1,663.94	S/ 2,609.50	S/ 6,762.65	S/ 10,797.38	S/ 14,715.50	S/ 18,518.77

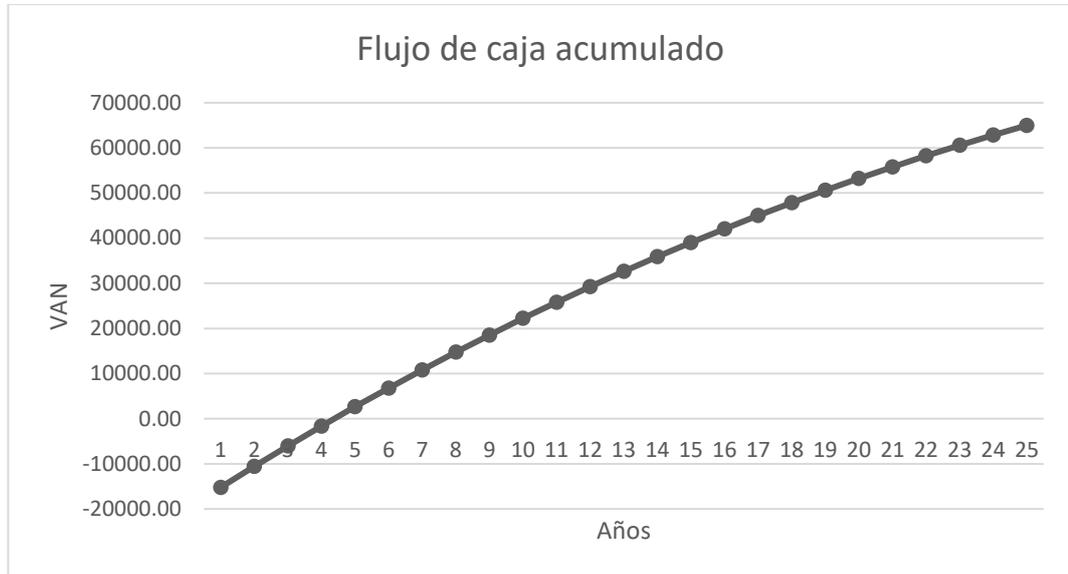
	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
CapEx	S/ 0.00								
OpEx	-S/ 490.81	-S/ 505.75	-S/ 521.15	-S/ 537.02	-S/ 553.37	-S/ 570.22	-S/ 587.58	-S/ 605.46	-S/ 623.90
Ahorro consumo anual	S/ 4,180.93	S/ 4,084.36	S/ 3,989.83	S/ 3,897.30	S/ 3,806.74	S/ 3,718.10	S/ 3,631.34	S/ 3,546.43	S/ 3,463.32
Flujo de caja	S/ 3,690.11	S/ 3,578.60	S/ 3,468.68	S/ 3,360.29	S/ 3,253.37	S/ 3,147.88	S/ 3,043.76	S/ 2,940.96	S/ 2,839.42
Flujo de caja acumulado	S/ 22,208.89	S/ 25,787.49	S/ 29,256.17	S/ 32,616.45	S/ 35,869.82	S/ 39,017.70	S/ 42,061.47	S/ 45,002.43	S/ 47,841.85

	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
CapEx	S/ 0.00						
OpEx	-S/ 642.89	-S/ 662.47	-S/ 682.63	-S/ 703.42	-S/ 724.83	-S/ 746.90	-S/ 769.64
Ahorro consumo anual	S/ 3,381.99	S/ 3,302.39	S/ 3,224.49	S/ 3,148.26	S/ 3,073.66	S/ 3,000.67	S/ 2,929.24
Flujo de caja	S/ 2,739.09	S/ 2,639.92	S/ 2,541.86	S/ 2,444.84	S/ 2,348.83	S/ 2,253.77	S/ 2,159.60
Flujo de caja acumulado	S/ 50,580.94	S/ 53,220.87	S/ 55,762.73	S/ 58,207.57	S/ 60,556.40	S/ 62,810.17	S/ 64,969.77

Fuente: Elaboración propia (2024)

Figura 57

Flujo de caja acumulado de la propuesta C



Fuente: Elaboración propia (2024)

En la Figura 57 se observa que, en el quinto año, el flujo de caja acumulado de la propuesta C ya es positivo. Por lo tanto, se usará la información proporcionada en la Tabla 25 para calcular el periodo de retorno de inversión (t) cuando el VAN es igual a S/ 0.

Tabla 25

Cálculo del periodo de retorno de inversión de la propuesta C

Periodo de retorno	VAN
4	-S/ 1,663.94
t	S/ 0.00
5	S/ 2,609.50

Fuente: Elaboración propia (2024)

Mediante interpolación, se puede determinar que para un VAN de valor 0, se obtiene el periodo de retorno de inversión de 4.39 años, es decir 4 años y 5 meses aproximadamente.

4.1.5 Cálculo del LCOE

Con el fin de poder determinar el costo nivelado de electricidad (LCOE) del sistema fotovoltaico con la red de distribución, será necesario realizar un cálculo en tiempo presente del costo de operación y mantenimiento acumulado ($\sum OpEx_n$) y de la proyección en el tiempo de las tarifas eléctricas mediante las siguientes fórmulas.

- Costo de operación y mantenimiento acumulado ($\sum OpEx_n$) para una determinada cantidad de años (n):

$$\sum OpEx_n = \sum_{t=1}^n \frac{400 \times (1 + \%_{OpEx})^{t-1}}{(1 + i)^t}$$

- Proyección de tarifario eléctrico para un determinado año (n): Se utiliza como tarifa base 0.6685 soles/kWh (actualizado al 4 de diciembre del 2023), más el IGV.

$$Tarifa_n = 0.788 \times (1 + \%_{tarifa})^{n-1}$$

- Energía generada por el sistema fotovoltaico acumulada: es la sumatoria de la energía generada por el sistema fotovoltaico durante un periodo de (n) años. La energía de del primer año se calcula dividiendo el ahorro de consumo anual entre la tarifa eléctrica de ese año. Esta energía disminuirá con el tiempo debido a la pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

$$E_{gen} = \frac{5496.72}{0.788} = 6975.53 \text{ kWh}$$

$$\sum E_{gen} = \sum_{t=1}^n 6975.53 \times (1 - \eta_{panel}(t - 1))$$

Para el cálculo del LCOE fotovoltaico de la Tabla 26 se consideró la siguiente fórmula:

$$LCOE \text{ fotovoltaico} = \frac{CapEx + \sum OpEx}{\sum E \text{ generada}} \left(\frac{\text{soles}}{\text{kWh}} \right)$$

Tabla 26

LCOE fotovoltaico

CapEx	S/ 20,000.00								
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
OpEx	S/ 374.71	S/ 386.12	S/ 397.87	S/ 409.98	S/ 422.47	S/ 435.33	S/ 448.58	S/ 462.24	S/ 476.31
Σ OpEx	S/ 374.71	S/ 760.82	S/ 1,158.69	S/ 1,568.68	S/ 1,991.14	S/ 2,426.47	S/ 2,875.05	S/ 3,337.29	S/ 3,813.60
E gen	6975.53	6930.74	6885.94	6841.14	6796.35	6751.55	6706.75	6661.95	6617.16
Σ E gen	6975.53	13906.27	20792.21	27633.35	34429.70	41181.24	47888.00	54549.95	61167.11
LCOE	2.92	1.49	1.02	0.78	0.64	0.54	0.48	0.43	0.39
Tarifa de red	0.788	0.827	0.869	0.912	0.958	1.006	1.056	1.109	1.164

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
OpEx	S/ 490.81	S/ 505.75	S/ 521.15	S/ 537.02	S/ 553.37	S/ 570.22	S/ 587.58	S/ 605.46	S/ 623.90
Σ OpEx	S/ 4,304.41	S/ 4,810.17	S/ 5,331.32	S/ 5,868.34	S/ 6,421.71	S/ 6,991.92	S/ 7,579.50	S/ 8,184.96	S/ 8,808.86
E gen	6572.36	6527.56	6482.77	6437.97	6393.17	6348.38	6303.58	6258.78	6213.99
Σ E gen	67739.47	74267.03	80749.80	87187.77	93580.95	99929.32	106232.90	112491.69	118705.67
LCOE	0.36	0.33	0.31	0.30	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24
Tarifa de red	1.222	1.284	1.348	1.415	1.486	1.560	1.638	1.720	1.806

	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
OpEx	S/ 642.89	S/ 662.47	S/ 682.63	S/ 703.42	S/ 724.83	S/ 746.90	S/ 769.64
Σ OpEx	S/ 9,451.75	S/ 10,114.22	S/ 10,796.85	S/ 11,500.27	S/ 12,225.10	S/ 12,972.00	S/ 13,741.64
E gen	6169.19	6124.39	6079.60	6034.80	5990.00	5945.20	5900.41
Σ E gen	124874.86	130999.25	137078.85	143113.65	149103.65	155048.85	160949.26
LCOE	0.24	0.23	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21
Tarifa de red	1.90	1.99	2.09	2.20	2.31	2.42	2.54

Fuente: Elaboración propia (2024)

La Tabla 27 muestra que el punto de paridad de red se alcanzará entre los años 3 y 4, cuando el LCOE fotovoltaico sea comparable con la tarifa eléctrica de la red. Este punto se puede estimar mediante la interpolación de los valores calculados para ambos años.

Tabla 27

Punto de paridad del LCOE fotovoltaico

Año	LCOE fotovoltaico (soles/kWh)	Tarifa de red (soles/kWh)
3	1.02	0.869
t	LCOE	LCOE
4	0.78	0.912

Fuente: Elaboración propia (2024)

Finalmente se obtiene el valor calculado para el punto de paridad de red con un LCOE de 0.892 soles/kWh.

4.2 Criterio para Obtener la Máxima Rentabilidad

En el desarrollo de la tesis se simularon tres propuestas con el objetivo de seleccionar una solución que garantice la máxima rentabilidad de la inversión. Sin embargo, para implementaciones de mayor potencia eléctrica, el aumento de posibles soluciones dificultaría la simulación. Por ende, se sugiere realizar un método simplificado previo para identificar la solución óptima, reduciendo así la necesidad de realizar múltiples simulaciones.

Un método práctico para determinar la cantidad óptima de paneles que maximice la TIR implica realizar un cálculo adimensional de ciertos parámetros detallados a continuación. Se comienza analizando de la curva de demanda eléctrica total para identificar la mayor parte del consumo durante las 8 de la mañana hasta las 4 de la tarde. Este intervalo de consumo de 8 horas permite establecer los límites de potencia mínima y máxima del generador fotovoltaico, con el fin de obtener el rendimiento energético máximo.

$$P_{gen\ mín} = \frac{E_{8am\ a\ 4pm}}{k \times Irrad.\ prom_{\alpha} \times \%_{auto.\ máx}}$$

$$P_{gen\ máx} = \frac{E_{8am\ a\ 4pm}}{k \times Irrad.\ prom_{\alpha} \times \%_{auto.\ mín}}$$

donde:

$P_{gen\ mín}$: Potencia mínima estimada para el generador fotovoltaico (en kW)

$\%_{auto.\ mín}$: Porcentaje de autoconsumo mínimo (se puede asumir 0.70 o 0.75)

$P_{gen\ máx}$: Potencia máxima estimada para el generador fotovoltaico (en kW)

$\%_{auto.\ máx}$: Porcentaje de autoconsumo máximo (se puede asumir 0.80 o 0.85)

$E_{8am\ a\ 4pm}$: Energía de consumo en el rango de 8am a 4pm (se obtiene de la curva de demanda eléctrica total)

$Irrad.\ prom_{\alpha}$: Irradiación promedio anual en plano inclinado a un ángulo determinado.

Para generadores fotovoltaicos en orientación norte como este-oeste, se sugiere considerar un rango de inclinación entre 15° a 20°.

K: factor de pérdida de energía por cambio de orientación hacia el norte a orientación este-oeste y por eficiencia de los componentes del sistema fotovoltaico (se considerará un valor aproximado de 0.95)

Con el criterio especificado se procede a realizar el cálculo en el caso de estudio. De la caracterización de la curva de demanda eléctrica total diaria de la Figura 36, se obtiene un consumo energético de 20 kWh en el rango de las 8 de la mañana a 4 de la tarde.

Por otra parte, para calcular la irradiación promedio diaria para un ángulo de 16 grados ($Irrad.\ prom.\ día_{16}$), se utilizará la información de la Figura 43, donde se indica que la irradiación promedio anual para una inclinación de 0° orientado hacia el norte es 2259.32 kWh/m²

$$Irrad.\ prom,\ día_{16} = \frac{Irrad.\ prom_{16}}{365}$$

$$Irrad. prom. dia_{16} = \frac{2259.32}{365} = 6.19 kWh/m^2$$

Dado que es un análisis adimensional, no se considerarán las unidades de los parámetros que forman parte de las fórmulas planteadas. Asimismo, el valor del factor de corrección por orientación (k) será de 1, ya que la orientación para el diseño se ha establecido hacia el norte.

$$P_{gen\ mín} = \frac{20}{1 \times 6.19 \times 0.8} = 4.03 kW$$

$$P_{gen\ máx} = \frac{20}{1 \times 6.19 \times 0.7} = 4.61 kW$$

Para el caso de estudio, se optó por diseñar utilizando paneles monocristalinos PERC HC con potencia (P_{panel}) de 550W, lo que permite determinar tanto la cantidad mínima como la máxima de paneles que podría conformar el generador fotovoltaico.

$$\# paneles_{mín} = \frac{P_{gen\ mín}}{P_{panel}} = \frac{4030}{550} = 7.32 \approx 7$$

$$\# paneles_{máx} = \frac{P_{gen\ máx}}{P_{panel}} = \frac{4610}{550} = 8.38 \approx 8$$

Una vez obtenidas las dos posibles soluciones, se procede a simular ambas propuestas para determinar cuál de ellas presenta una mayor TIR. De esta manera se ahorra tiempo y recursos para centrarse en analizar propuestas con mayor probabilidad de rentabilidad máxima.

4.3 Contrastación de Hipótesis General y Específicas

Los resultados obtenidos permiten contrastar las hipótesis planteadas al inicio de la tesis, como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28*Contrastación de hipótesis general y específicas*

Hipótesis general	Resultado	Contrastación
Culminada la simulación del sistema fotovoltaico se logra reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión.	En la simulación de las tres propuestas, se pudo demostrar que el sistema fotovoltaico logra reducir el consumo energético del usuario.	Los resultados obtenidos confirmaron la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico para un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión. Las tres propuestas calculadas, con variaciones en la cantidad de paneles, demostraron una mejora significativa en el consumo eléctrico del usuario.
Hipótesis específicas	Resultado	Contrastación
1. Seleccionado un inversor de 5kW de potencia y ocho paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W se logró reducir el consumo eléctrico.	La simulación del sistema fotovoltaico de la propuesta C, mostró un porcentaje de cobertura del 54.82%, lo que representa una reducción significativa del consumo eléctrico del usuario.	Mediante la simulación en el software PV*SOL premium se demostró que hubo una reducción significativa en el consumo eléctrico de la red, confirmando que la combinación de 8 paneles e inversor propuestos mejora el consumo eléctrico tal como se había planteado en la hipótesis.
2. Determinada la capacidad energética del generador fotovoltaico, compuesto por 8 paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W, se logró obtener un porcentaje de autoconsumo del 75%.	La capacidad energética del generador fotovoltaico de la propuesta C, compuesto por 8 paneles, alcanzó un porcentaje de autoconsumo del 75.80%.	Los generadores fotovoltaicos calculados en las propuestas A y B, compuestos por 12 y 10 paneles respectivamente, obtuvieron porcentajes de autoconsumo inferiores, con valores de 60.30% y 68.84%, respectivamente. Esto indica que la propuesta C es la que brinda mayor eficiencia de generación fotovoltaica.
3. Calculado y evaluado el precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos, se obtuvo una TIR del 25% y se alcanzó el punto de paridad de red con un LCOE de 1 sol/kWh.	El sistema fotovoltaico evaluado en la propuesta C mostró una TIR del 29.01% y alcanzó el punto de paridad de red con un LCOE de 0.892 soles/kWh.	La TIR evaluada en la propuesta C supera las expectativas planteadas en la hipótesis, al igual que el punto de paridad de red, alcanzado con un LCOE de 0.892 soles/kWh en lugar de 1 sol/kWh.

Fuente: Elaboración propia (2024)

4.4 Discusión de Resultados

- Los resultados de las tres propuestas mostraron indicadores financieros con una TIR superior al 25%. Dado que el diseño se realizó para un consumo eléctrico relativamente pequeño, se puede inferir que la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica en el Perú es financieramente viable. Esto se fundamenta en que la TIR calculada supera consistentemente la tasa de descuento referencial del 12%, establecida según el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el análisis de flujo de energía realizado para las tres propuestas, se observó que la propuesta C obtuvo el mayor porcentaje de autoconsumo, a pesar de considerar la menor cantidad de paneles fotovoltaicos. Esto se refleja en la Figura 56, donde se muestra que la propuesta C presenta la mejor TIR. De esta manera, se infiere que aumentar el número de paneles fotovoltaicos para un mismo consumo referencial no garantiza una mejora en los indicadores financieros, ya que el factor más influyente es el porcentaje de autoconsumo.
- El uso del método simplificado permitió obtener el mismo número de paneles que la metodología de cálculo para sistemas conectados a la red. Esto se logró gracias a un enfoque de cálculo basado en el consumo estimado diurno, lo que permitió utilizar las fórmulas comúnmente aplicadas para el cálculo de un generador fotovoltaico en sistemas aislados. Por lo tanto, el método simplificado sí es válido, siempre y cuando se pueda caracterizar adecuadamente la demanda energética del usuario, diferenciando entre el consumo diurno y nocturno.

CONCLUSIONES

1. Un sistema fotovoltaico para un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión resultó efectivo en la reducción del consumo eléctrico. A través de tres propuestas diferenciadas por la cantidad de paneles, se logró demostrar que el uso de energía fotovoltaica reduce significativamente el consumo eléctrico, validando así la hipótesis general planteada.
2. Al seleccionar las capacidades comerciales de potencia del inversor y la potencia de los paneles fotovoltaicos, se confirmó que es posible mejorar el consumo eléctrico del usuario. Utilizando un inversor trifásico de 5kW y ocho paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W, se observó una mejora notable en el consumo eléctrico. Esto se logró gracias a la simulación en el software PV*SOL premium, que demostró cómo la energía generada por los 8 paneles fotovoltaicos redujo efectivamente la demanda eléctrica del usuario, cumpliendo con las expectativas del primer objetivo específico.
3. El cálculo del porcentaje de autoconsumo, basado en relación de la capacidad energética del generador fotovoltaico con la curva de demanda eléctrica total diaria, reveló que un diseño con menor capacidad energética puede lograr un alto porcentaje de autoconsumo. La propuesta C, compuesta por 8 paneles, alcanzó un porcentaje de autoconsumo del 75.80%, superando ligeramente el valor estimado inicialmente en la hipótesis y cumpliendo con el segundo objetivo específico.
4. El análisis del impacto del precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos en la rentabilidad financiera mostró resultados positivos. La propuesta C obtuvo una TIR del 29.01% y logró el punto de paridad de red con un LCOE de 0.892 soles/kWh, superando las expectativas iniciales y demostrando que la inversión en tecnología

fotovoltaica es financieramente viable y beneficiosa para el usuario, cumpliendo así con el tercer objetivo específico.

RECOMENDACIONES

1. Con el fin de garantizar la viabilidad del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución se debe priorizar una selección de componentes que considere certificaciones internacionales. De esta forma, una vez que se implemente el reglamento de Generación Distribuida en el Perú, el sistema instalado se encuentre apto para el proceso de comisionamiento y pueda vender sus excedentes energéticos a la red de distribución eléctrica. Además, esta selección de componentes contribuirá a una adecuada gestión de activos y mejorará los indicadores financieros TIR y LCOE, que fueron calculados inicialmente sin considerar el beneficio económico que conlleva inyectar los excedentes energéticos a la red de distribución eléctrica.
2. En caso el usuario tenga previsto aumentar su consumo en un futuro cercano, se recomienda considerar una capacidad ligeramente sobredimensionada para el generador fotovoltaico con respecto a la capacidad que brinda una máxima rentabilidad. Esta consideración no afectará la correlación causal que existe entre el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión con la mejora del consumo eléctrico del usuario, pero sí modificará el rendimiento energético y los indicadores financieros con los que fue diseñado el sistema.
3. En una situación donde no se disponga la cantidad necesaria de paneles de la misma capacidad (550W), se puede considerar el uso de paneles con capacidad ligeramente diferentes, como 545W o 555W. Estos paneles mantienen las mismas dimensiones y presentan parámetros eléctricos similares a los que se consideró en el diseño original. Cabe detallar que no se deben conectar paneles de diferentes potencias en una misma cadena de paneles, pero sí se puede considerar conectar

paneles diferentes en cada cadena debido a que cada uno cuenta con un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) independiente.

4. Si se desea realizar un modelamiento dimensional del criterio de diseño del sistema fotovoltaico, se debe introducir el concepto de las horas solar pico (HSP). Este concepto establece una equivalencia entre la irradiación promedio de la localidad en kWh/m² con las horas en que la irradiancia alcanza un valor de 1 kW/m². No obstante, esta equivalencia tiene la imprecisión, ya que en los días soleados la irradiancia suele superar los 1 kW/m², cuyo excedente no puede ser aprovechado por el panel fotovoltaico, e incluso reduce su eficiencia relativa. Por lo mencionado, no se consideró un modelamiento dimensional del criterio de diseño para elegir las capacidades de generador fotovoltaico con la mayor probabilidad de generar la máxima rentabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Blakers, A. (Mayo de 2019). Development of the PERC Solar Cell. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 9(3).
- Cable World. (2022). *Solar Cable (H1Z2Z2-K)*. Obtenido de <https://www.cable-world.co.uk/wp-content/uploads/2018/01/Solar-Cable-H1Z2Z2-K.pdf>
- Congreso De La República. (2004). *Ley N°28447 - Ley que Modifica el Decreto Ley N°25844 - Ley de Concesiones Eléctricas*. Lima.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos. (2015). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*.
- Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. (2013). *Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844)*.
- Eaton Industries Manufacturing GmbH. (2014). *Guía de aplicación de protección de sistemas fotovoltaicos*.
- EL-Shimy, M. (2012). *Analysis of Levelized Cost of Energy (LCOE) and Grid Parity for Utility-Scale Photovoltaic Generation Systems*.
- Enel Perú. (2018). *Medidores de Alta Información*. Obtenido de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/medidores-inteligentes-de-energia-nueva-tecnologia-mayor-control-html>
- Energy Trend. (10 de Febrero de 2017). *EU to Shorten Extension on Anti-Dumping Duties of Chinese Solar Imports*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/news/20170210-11445.html>
- Energy Trend. (25 de Octubre de 2021). *LG Chem Offers New Path in Reducing Cost of PV Modules with Advanced Material for Module Frames*. Obtenido de https://www-energytrend-com.translate.goog/news/20211025-24084.html?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es-419&_x_tr_pto=sc
- Energy Trend. (21 de enero de 2021). *TrendForce: Global PV Demand Will Reach 158GW for 2021 as Many Regional Markets Rebound, but Risks Remain as Subsidies Drop*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/research/20210121-20804.html>

- Energy Trend. (03 de Octubre de 2022). *Module Profitability Diminishes amidst Continuous Inflation of Upstream Module Prices*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/pricequotes/20220310-26887.html>
- Energy Trend. (20 de Junio de 2022). *TrendForce: Global PV Installation Demand Expected to Arrive at a New High of 240GW*. Obtenido de <https://www.energytrend.com/research/20220620-29022.html>
- Energy Trend. (2024). *The Price Trend*.
- European Commission. (2022). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Fernández, R. J. (2019). *Electrificación parcial del colegio Max Uhle por medio de un sistema fotovoltaico conectado a red*. Arequipa.
- Foster, R., Ghassemi, M., & Cota, A. (2010). *Solar Energy. Renewable Energy and the Environment*. CRC Press.
- Ginlong Technologies. (2019). *Fiable Seguro Innovador Solis - EPM - 5G*.
- Ginlong Technologies. (2019). *S5-GR3P(5-10)K-LV*.
- Ginlong Technologies. (2019). *Solis Mission*. Obtenido de <https://www.ginlong.com/global/companyprofile.html>
- Hanwha. (2021). *Solar modules supplied by Hanwha Q CELLS on the roof of a commercial building in Brandenburg, Germany*.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la Investigación*. McGRAW-HILL.
- Hirmke, J., Volberg, G., Buergi, D., & Kobsch, A. (2022). *The PV DC connector Part2 – The key role of electrical contact resistance*.
- IEC. (1925). *IEC 60028:1925 - International standard of resistance for copper*.
- Indecopi. (2002). *NTP 370.301:2002*. Lima.
- International Chamber of Commerce (ICC). (2020). *Incoterms® 2020*.
- Kaushika, N. D., Mishra, A., & Rai, A. K. (2018). *Solar Photovoltaics*. New Delhi, India: Springer.

La República. (16 de setiembre de 2021). Perú tiene recursos de altísima calidad para el uso de energías renovables no convencionales. Obtenido de <https://larepublica.pe/tecnologia/2021/09/16/peru-tiene-recursos-de-altisima-calidad-para-el-uso-de-energias-renovables-no-convencionales/>

(1992). *Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas*.

Luxen Solar. (2023). *LUXPOWER® SERIES 5 535-555W Mono 144 Half-Cell Layout*.

Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. (2016). *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*. Santiago de Chile.

Ministerio de Energía y Minas. (2006). *Código Nacional de Electricidad (Utilización)*.

Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro)*.

Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Tarifas Eléctricas en el Perú*.

Mitma, R. E. (15 de Junio de 2015). Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú. *Revista Derecho & Sociedad*, 45, 167-176.

National Fire Protection Association, NFPA 70. (2019). *National Electric Code (NEC) 2020*.

Nexans. (2023). *FREETOX-PC NH-80 450/750 V*.

Osinergmin. (2013). *Opciones Tarifarios y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*.

Osinergmin. (2022). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=150000>

Osinergmin, División de Supervisión de Electricidad. (2022). *Información Técnica de Proyectos de Centrales de Generación de Energía Eléctrica No Convencional con Estudios de Pre Operatividad Aprobados por el COES*.

Pearsall, N. (2017). *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*. Elsevier.

Poclin, E. (2021). *Diseño y análisis de un sistema de paneles fotovoltaicos para la alimentación eléctrica de extractores helicocentrífugos en una de las instalaciones del Nuevo Hospital de Moquegua*. Lima.

Potes, P. W. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi*. Latacunga (Ecuador).

- Precup, R.-E., Kamal, T., & Hassan, S. Z. (2019). *Solar Photovoltaic Power Plants*. Singapore: Springer.
- Promelsa. (2023). *Freetox NH-80*. (Indeco, Productor) Obtenido de <https://www.promelsa.com.pe/media/PDF/1000423-01.pdf>
- Rojas, O., & Rojas, J. L. (12 de Noviembre de 2009). Proyección del consumo de energía residencial en el Perú (2005-2030) mediante software MAED_D. *Revista de la Facultad de Ingeniería Industrial (UNMSM)*, 12(2), 50-60.
- RPP. (5 de octubre de 2022). Recibos de luz: Tarifas eléctricas vuelven a subir este mes, su novena alza en el año. Obtenido de <https://rpp.pe/economia/economia/recibos-de-luz-tarifas-electricas-vuelven-a-subir-este-mes-su-novena-alza-en-el-ano-noticia-1437189>
- Salvador, C., & Horn, M. (18 de Junio de 2021). Propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kWp para la comunidad rural altoandina San Francisco de Raymina, Ayacucho-Perú. *TECNIA*, 31(2). doi:<https://doi.org/10.21754/tecnia.v21i1.1104>
- Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina . (2019). *Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables*. Buenos Aires.
- Shah, A. (2020). *Solar Cells and Modules*. Suiza: Springer.
- Solsta. (2022). *PV*SOL premium 2022*. Obtenido de <https://solsta.co/productos/pv-sol-premium-1/>
- Stapleton, G., & Neill, S. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems*. New York: Earthscan.
- Staudacher, D. (2013). *Efficient East-West Orientated PV Systems with one MPP Tracker*. Fronius.
- Terasaki. (2022). *TECS Miniature Circuit Breakers (MCB) For 2-63A*.
- Tiwari, G. N., & Dubey, S. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*. New Delhi: The Royal Society of Chemistry.

- Trina Solar. (27 de Setiembre de 2017). *Why half-cut solar cells make a smart addition to the PV world*. Obtenido de <https://www.trinasolar.com/us/resources/blog/why-half-cut-solar-cells-make-smart-addition-pv-world>
- Trina Solar. (2020). *TallMax Módulo Enmarcado de 144 células*. Obtenido de <https://www.trinasolar.com/lac/product/Tianjing72-de17mll>
- Tse, P. W., King Wong, J., Lam, R., & Ko, C. N. (2015). *Engineering Asset Management - Systems, Professional Practices and Certification*. Springer.
- Xiao, H., & Wang, X. (2021). *Transformerless Photovoltaic Grid-connected Inverters*. Singapore: Springer.
- Yueqing Feeo Electric Co., Ltd. (2022). *Solar Distribution Solutions* .

ANEXOS

Anexo A: Matriz de Consistencia

Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables	Metodología
<p>Problema general</p> <p>¿En qué medida el funcionamiento de un sistema fotovoltaico impactará en el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión?</p>	<p>Objetivo general</p> <p>Reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión mediante un sistema fotovoltaico, permitiendo disminuir el importe total del recibo de consumo eléctrico del usuario.</p>	<p>Hipótesis general</p> <p>Culminada la simulación del sistema fotovoltaico se logra reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de distribución eléctrica en baja tensión.</p>	<p>Variable X Independiente Sistema fotovoltaico</p>	<p>Enfoque Cuantitativo</p> <hr/> <p>Alcance Explicativo</p> <hr/> <p>Diseño Experimental</p>
<p>Problemas específicos</p> <p>1. ¿En qué medida los valores comerciales de la potencia del inversor y la potencia de los paneles fotovoltaicos impactarán en la reducción del consumo eléctrico?</p> <p>2. ¿En qué medida la capacidad energética del generador fotovoltaico impactará en el cálculo del porcentaje de autoconsumo?</p> <p>3. ¿En qué medida el precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos impactarán en el cálculo de la rentabilidad financiera?</p>	<p>Objetivos específicos</p> <p>1. Reducir el consumo eléctrico de un usuario conectado a la red de baja tensión, mediante la selección de las capacidades comerciales de potencia del inversor y la potencia de los paneles fotovoltaicos.</p> <p>2. Calcular el porcentaje de autoconsumo, mediante el uso de la capacidad energética del generador fotovoltaico.</p> <p>3. Calcular la rentabilidad financiera en función del precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos.</p>	<p>Hipótesis específicas</p> <p>1. Seleccionado un inversor de 5kW de potencia y ocho paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W se logró reducir el consumo eléctrico.</p> <p>2. Determinada la capacidad energética del generador fotovoltaico, compuesto por 8 paneles fotovoltaicos monocristalinos de 550W, se logró obtener un porcentaje de autoconsumo del 75%.</p> <p>3. Calculado y evaluado el precio del inversor y el precio de los paneles fotovoltaicos, se obtuvo una TIR del 25% y se alcanzó el punto de paridad de red con un LCOE de 1 sol/kWh.</p>	<p>Variable Y Dependiente Consumo eléctrico</p>	<p>Población Usuarios de la red de distribución de baja tensión ubicados en Lima</p> <hr/> <p>Muestra No probabilística Usuario en BT5B con consumo mayor a 1000 kWh</p> <hr/> <p>Técnica Fuentes documentales Observación</p> <hr/> <p>Método Analítico-sintético</p> <hr/> <p>Herramientas PV*SOL premium PVGIS Hojas de cálculo</p>

Anexo B: Recibo de Consumo Eléctrico Referencial



N° DE SUMINISTRO

LURIGANCHO-CHOSICA - LIMA

Recibo Nro. S002- N - BV-62754

Ruta 11-913-4340 Medidor Nro. S - 0497

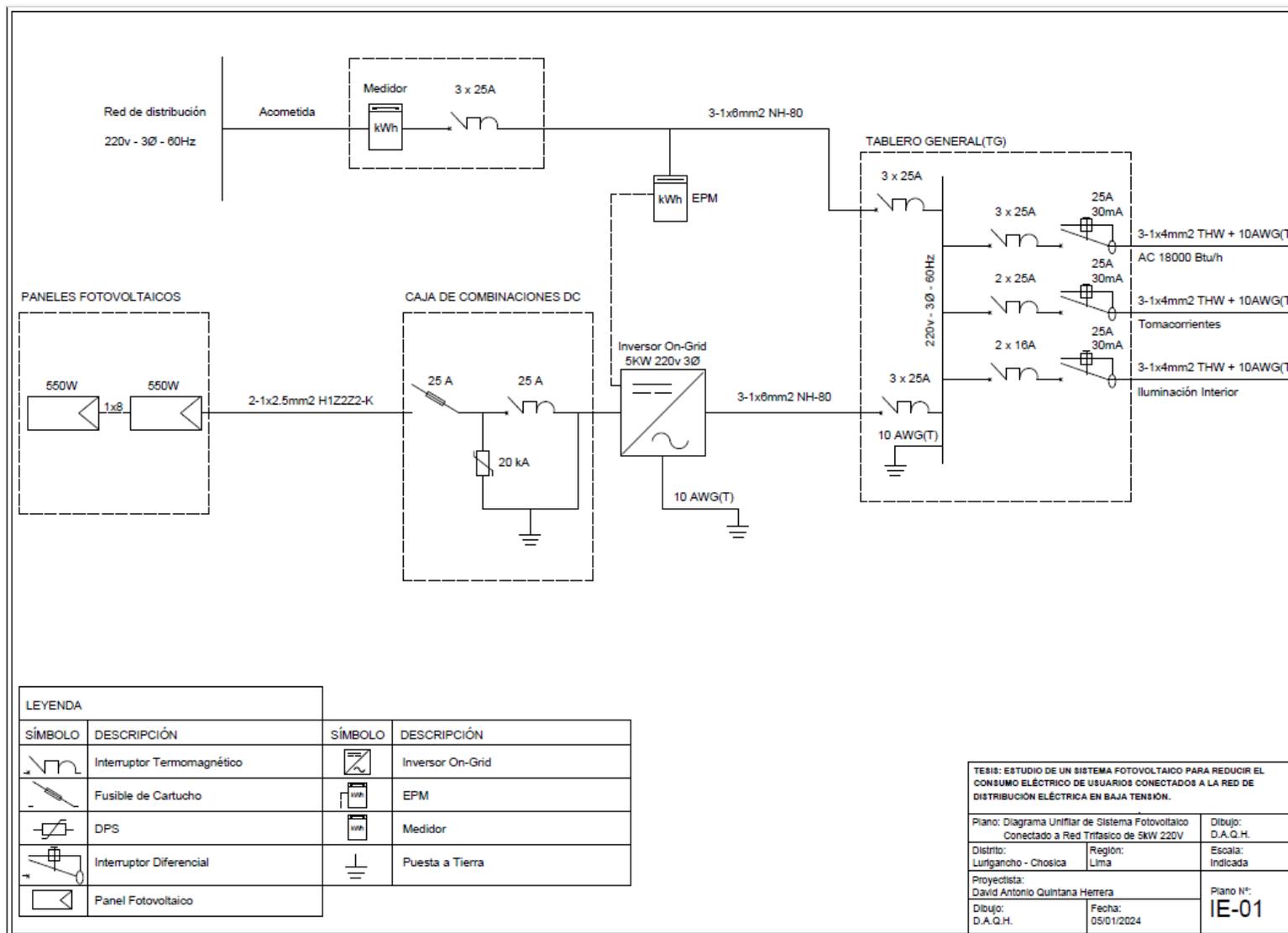
DATOS DEL SUMINISTRO	
Tarifa	BT5B Residencial
Conexión	Subterránea C2.1
Sector Típico	1 (SE0133)
Potencia Contratada	10.00 KW
Nivel Tensión	220 V
Medidor	TRIFÁSICO Electrónico 3 Hilos

DETALLE DEL CONSUMO DE ENERGÍA	
Última Lectura	2098.40 (16/12/21)
Lectura Anterior	1236.40 (15/11/21)
Diferencia lecturas	862.00
Factor del medidor	1
Energía a facturar	862.00 kW.h



DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS		
Mes Facturado DICIEMBRE 21		
Descripción	Precio Unil.	Importe
Cargo Fijo		3.12
Mant. y Reposición de Conexión		1.79
Consumo de Energía	0.6316	544.44
Alumbrado Público		42.72
I.G.V.		106.57
Electrificación Rural (Ley N° 28749)	0.0088	7.59
SUBTOTAL		706.23
Ajuste redondeo mes anterior		0.07
Ajuste redondeo mes actual		0.00
TOTAL		706.30

Anexo C: Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico



Anexo D: Rendimiento Energético de la Propuesta C

Instalación FV

Potencia generador FV	4.40 kWp
Rendimiento anual espec.	2,099.57 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84.92 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0.0 %
Energía de generador FV (Red CA)	9,248 kWh/Año
Consumo propio	7,010 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	2,238 kWh/Año
Inyección en la red	0 kWh/Año
Proporción de consumo propio	75.8 %
Emisiones de CO ₂ evitadas	3,290 kg / año

Energía de generador FV (Red CA)

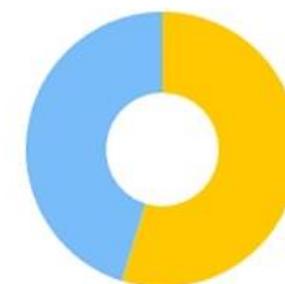


■ Consumo propio
■ Limitación en el punto de inyección
■ Inyección en la red

Consumidores

Consumidores	12,775 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	10 kWh/Año
Consumo total	12,785 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	7,010 kWh/Año
cubierto mediante red	5,775 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	54.8 %

Consumo total



■ cubierto mediante energía fotovoltaica
■ cubierto mediante red

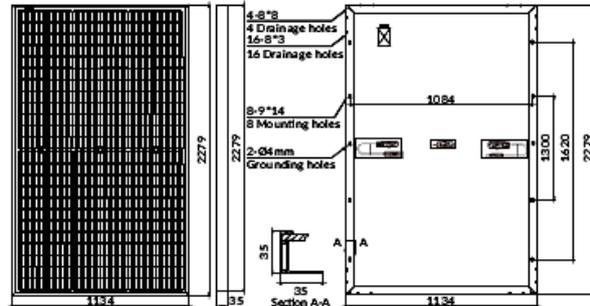
Anexo E: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico de 550 W

LUXPOWER® Mono I 530 - 550W

Quality Maker

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	Mono
No. of Cells	144 (6x24)
Dimensions	2279 x 1134 x 35mm
Weight	28.5kgs
Front Glass	3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	Ip68 rated (3 by pass diodes)
	4.0mm ²
Output Cables	300mm (+) / 400mm (-)
	Length can be customized
Connectors	Mc4 compatible
Mechanical load test	5400Pa



ELECTRICAL PARAMETERS

POWER CLASS	LNVU-530M		LNVU-535M		LNVU-540M		LNVU-545M		LNVU-550M	
	STC	NOCT								
Maximum power (Pmax)	530W	401W	535W	405W	540W	409W	545W	413W	550W	417W
Open Circuit Voltage (Voc)	49.74V	47.16V	49.89V	47.40V	50.04V	47.63V	50.18V	47.87V	50.32V	48.10V
Short Circuit Current (Isc)	13.62A	10.91A	13.69A	10.95A	13.76A	10.99A	13.83A	11.03A	13.90A	11.07A
Voltage at Maximum power (Vmpp)	41.63V	38.97V	41.80V	39.21V	41.96V	39.44V	42.12V	39.67V	42.28V	39.90V
Current Maximum Power (Impp)	12.73A	10.29A	12.80A	10.33A	12.87A	10.37A	12.94A	10.41A	13.01A	10.45A
MODULE EFFICIENCY (%)	20.51%		20.70%		20.89%		21.09%		21.28%	

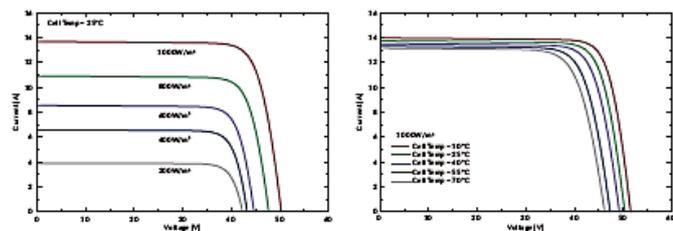
STC: Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G NOCT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

PACKING CONFIGURATION

Container	20'GP	40'HQ
Pieces per pallet	31	31
Pallets per container	5	20
Pieces per container	155	620

I-V CURVE

LNVU-540M/I-V



OPERATING CHARACTERISTICS

Operating Module Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1500 DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Power Tolerance	0/+5W

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Temperature (Noct)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05%/°C

Anexo F: Especificaciones Técnicas del Inversor de 5 kW



www.solisinverters.com

DATASHEET

S5-GR3P(5-10)K-LV

Models	5K	6K	10K
Input DC			
Recommended max. PV power	7.5 kW	9 kW	15 kW
Max. input voltage		1100 V	
Rated voltage		330 V	
Start-up voltage		180 V	
MPPT voltage range		160-500 V	
Max. input current		16 A / 16 A	32 A / 32 A
Max. short circuit current		20 A / 20 A	40 A / 40 A
MPPT number/Max. input strings number		2/2	2/4
Output AC			
Rated output power	5 kW	6 kW	10 kW
Max. apparent output power	5.5 kVA	6.6 kVA	11 kVA
Max. output power	5.5 kW	6.6 kW	11 kW
Rated grid voltage		3(N)/PE, 208 V / 220 V / 240 V	
Rated grid frequency		50 Hz / 60 Hz	
Rated grid output current	13.1 A	15.7 A	26.2 A
Max. output current	14.4 A	16.7 A	28.8 A
Power factor		>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)	
THDi		<2%	
Efficiency			
Max. efficiency		98.0%	
EU efficiency		97.5%	
Protection			
DC reverse-polarity protection		Yes	
Short circuit protection		Yes	
Output over current protection		Yes	
Surge protection		Yes	
Grid monitoring		Yes	
Anti-islanding protection		Yes	
Temperature protection		Yes	
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)		Yes ⁽¹⁾	
Integrated DC switch		Yes	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		310*563*219 mm	
Weight	17.6 kg		21.1 kg
Topology		Transformerless	
Self-consumption (night)		<1 W	
Operating ambient temperature range		-25 ~ +60°C	
Relative humidity		0-100%	
Ingress protection		IP66	
Cooling concept		Natural convection	Intelligent redundant fan-cooling
Max. operation altitude		4000 m	
Grid connection standard	G99, VDE-AR-N 4105 / VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126 / UTE C 15 / VFR:2019, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018.2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530		
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4		

Anexo G: Especificaciones Técnicas del EPM

Hoja de datos

Solis-EPM-5G

Modelo	Solis-EPM1-5G	Solis-EPM3-5G-PLUS	Solis-EPM3-5G-PRO
Entrada AC			
Voltaje nominal	1/N/PE, 230 V	3/(N)/PE, 400 V; 3/PE, 480 V	1/N/PE, 230 V; 3/(N)/PE, 400 V; 3/PE, 480 V
Rango de voltaje de entrada	100 ~ 300 V (L-N)	175~ 494 V (L-L)	100 ~ 300 V (L-N); 175 ~ 494 V (L-L)
Rango de frecuencia de entrada	45-65 Hz		
Comunicación			
Comunicación inversor	Modbus		
Comunicación con el inversor	RS485 (cableado)		
Número máximo de inversores comunicados	20	20 (Recommended)	20 (Recommended)
Monitorización	WiFi/4G/LAN Stick (Opcional)	WiFi/LAN (integrados)	WiFi/4G/LAN Stick (Opcional)
Datos generales			
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C		
Humedad relativa	5%-95%		
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m		
Nivel de protección	IP65		
Grado de contaminación	PD2 (Inside), PD3 (Outside)		
Categoría de sobretensión	III		
Consumo propio	<6 W	<15 W	<6 W
Dimensiones (longitud*altura*ancho)	364*276*114 mm	488*446*149 mm	364*276*114 mm
Peso	2.1 kg (sin CT, medidor)	5.4 kg (sin CT)	2.1 kg (sin CT, medidor)
Conexión de AC	Terminal de conexión rápida		
Pantalla	LCD		
Medidor inteligente	No	Trifásico: DTS01352-C (integrados)	Fase dividida: AGF-AE-D Trifásico: ADL3000-E-B
Conexión de CT	Terminal de enchufe		
Especificación CT	Monofásico: Estándar (100/5 A o 300/5 A)	Trifásico: Opcional (Corriente secundaria de 5 A)	Fase dividida: Estándar (200/5 A) Trifásico: Opcional (Corriente secundaria de 5 A)
Precisión del control de potencia	1%Pn		
Características			
Función a prueba de fallos	Sí		
Actualización Remota	Sí		
Tiempo de control	5 s		

Anexo H: Especificaciones Técnicas del Interruptor Termomagnético DC

FPV-63

Solar DC Mini Circuit Breaker (DC MCB)



► Application

FPV-63 DC MCB supplementary protectors are designed to provide overcurrent protection within appliances or electrical equipment, where a branch circuit protection is already provided or not required. Devices are designed for direct current (DC) control circuit applications.



► Specifications

FPV-63 Series Circuit Breaker		FPV-63				
Frame Degree Rated Current (A)		63				
Pole		1P	2P	3P	4P	2P (CUSTOMIZED)
Rated Operating Voltage (V DC)		250	650	750	1000	800
Rated Insulation Voltage Ui (V DC)		1200V				
Rated Current In (A)		3,6,10,16,20,26,32,40,60,63A				
Rated Impact Voltage Uimp (kV)		4				
Ultimate Breaking Capacity Icu (kA)		6				
Run Breaking Capacity Ios (%Icu)		75%				
Curve Type		C				
Trip Type		Thermal-magnetic				
Mechanical	Actual average value	9700				
	Standard value	9700				
Electric	Actual average value	300				
	Standard value	300(accord to TUV standard)				

► Control and Indication

Shunt release (SHT)	
Undervoltage release (UNT)	
Auxiliary contact (AX)	Option
Alarm contact (AL)	

► Condition and Installation

Wiring capacity (mm ²)		In ≤ 32A, 1-6, ≥ 40A, 10-16				
Ambient temperature (°C)		-35-+70				
Altitude		≤ 2000				
Relative humidity		≤ 95%				
Pollution Level		3				
Installation Environment		No obvious shock and vibration				
Installation category		Class III				
Installation		DIN Standard rail				
Dimensions(W)x(H)x(Deep)	W	18	36	54	72	
	H	80	80	80	80	
	Deep	71	71	71	71	
Weight (kg)		0.12	0.24	0.36	0.48	

Anexo I: Especificaciones Técnicas del Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) DC

FSP-D40



Type2 Solar DC Surge Protective Device (DC SPD)

► Application

Surge protective device, protect against lightning surge voltages in solar system (photovoltaic power supply system). These units must be installed in parallel on the dc networks to be protected and provide common and different modes protection. Its installed location are recommended at both ends of the dc power supply line (solar panel side and inverter/converter side), especially if the line routing is external and long. High energy MOVs equipped with specific thermal disconnectors and related failure indicators.



► Specifications

FSP-D40 Surge protector	FSP-D40				
PVDO - specific	EN60699-11				
Pole	2P	2P	3P	3P	2P(CUSTOMIZED)
Electrical parameter					
Classified test	II	II	II	II	II
Uoc max (VDC)	600	800	1000	1500	12/24
Uc (VDC)	600	800	1000	1500	12/24
In (8 /20) us (kA)	20	20	20	20	20
I _{ma} x (8 /20) us (kA)	40	40	40	40	40
Up (kV)	2.0	2.5	3.8	5.3	2.0

► Remote Signal Contact

Remote signal contact	Maximum working voltage (V)	250VAC/30VDC	250VAC /30VDC
	Maximum working current (A) IA (250 V /AO)	IA (250V/AC)	IA (250V /AO)
	IA (30 V DC)	IA (30V/AC)	IA (30V /AC)

► Installation and Dimensions

Wiring capacity(mm ²)	Hard wire	4~25	4~25
	Flexible wire		4~16
Stripping length(mm)		10	10
Terminals crow		M5	M5
Torque (Nm)	Main circuit	3.5	3.5
	Remote signal contact	0.25	0.25
Protection class	All profile	IP40	IP40
	Connection port	IP20	IP20
Installation environment		No obvious shock and vibration	
Altitude (m)		≤2000	≤2000
Working Temperature		-30℃ ~ +70℃	-30℃ ~ +70℃
Relative humidity		30%-90 %	30%-90 %
How to install		Installed with H 35-7.5/DIN35 steel mounting rail	
Size (mm) (W x H x L)	W	38	54
	H	90	90
	L	67.6	67.6
Weight (kg)		0.24	0.36

Anexo J: Especificaciones Técnicas del Fusible de Cartucho DC

FDS-32

Solar DC Fuse

YUEQING FEEO
ELECTRIC CO.,LTD

► Application

A range of 10x38mm fuse links specifically designed for protecting photovoltaic strings. These fuse links are capable of interrupting low overcurrents associated with faulted photovoltaic string arrays (reverse current, multi-array fault).



► Structural Characteristics

- According to IEC60269-1
- Rated current: 1-32A
- Rated voltage: DC 1000V
- Rated breaking capacity: DC 20KA
- Operating class gPV for Solar protection

► Specifications

Pole	1P
Rated Voltage Ue (V DC)	1000
Rated Current In (A)	1,2,3,4,5,6,8,10,12,15,20,25,32
Biggest Block Ability(KA)	20
The Most High Power Consumption(W)	3.5

► Connection and Installation

Connection(mm ²)	2.5-10
Working Temperature(°C)	-30~+70
Resistance And Damp Hot	Class 2
Altitude(m)	≤ 2000
Relative Humidity	≤ 95%
Protection Class/Degree	IP20
Pollution	3
Installation Environment	No obvious shock and vibration
Installation Class/Type	Class III/DIN rail

► Size(mm)

(WxHxL)	Size/Dimension(mm)	
	W	18
	H	80
	L	78
Fuse Size		10x38
Fuse Link Weight(kg)		0.011
Fuse holder weight(kg)		0.07

► Application conditions

- Photovoltaic system fuse accord with UL248-1 standard.
- Photovoltaic battery do fuse designed to used for photovoltaic (PV) system.
- Main effect is to protect the solar panels. Solar panels points in effective condition is broken.
- Fault light cells break points at the same time, does not affect other normal work of light from the stack.
- Technical Data Rated voltage: DC1000V Breaking capacity: 25KA Function level: PV.

Anexo K: Simulación en el PVGIS con la Orientación Norte



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

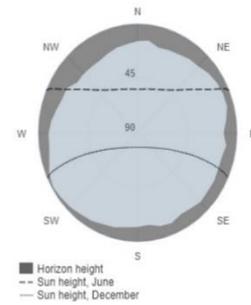
Provided inputs:

Latitude/Longitude: -11.945,-76.717
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-NSRDB
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 5.5 kWp
 System loss: 2 %

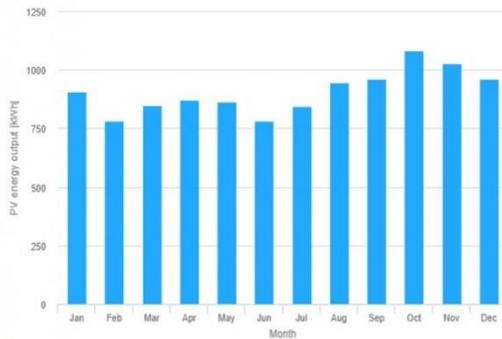
Simulation outputs

Slope angle: 0 (opt) °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 10883.77 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2259.32 kWh/m²
 Year-to-year variability: 212.75 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.46 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -8.37 %
 Total loss: -12.41 %

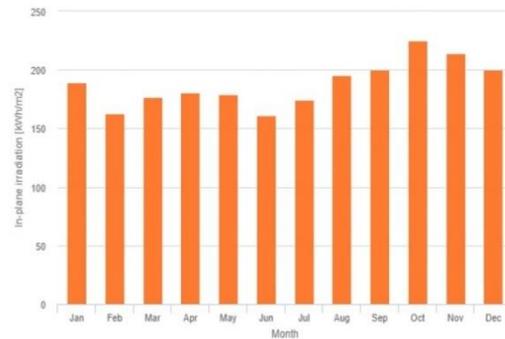
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	906.9	189.1	88.8
February	781.3	162.9	78.0
March	848.5	176.5	36.1
April	871.5	180.7	40.2
May	866.4	179.2	27.1
June	782.3	161.4	30.0
July	845.7	174.3	36.1
August	945.8	195.5	14.4
September	962.5	199.9	125.4
October	1080.7	225.0	16.2
November	1029.5	214.4	36.1
December	962.6	200.5	54.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accessible. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legislation_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/08/21



Anexo L: Simulación en el PVGIS con la Orientación Este-Oeste



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

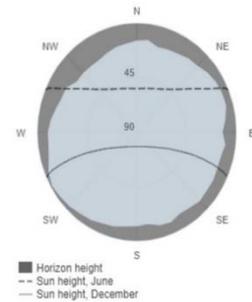
Provided inputs:

Latitude/Longitude: -11.945,-76.717
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-NSRDB
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 5.5 kWp
 System loss: 2 %

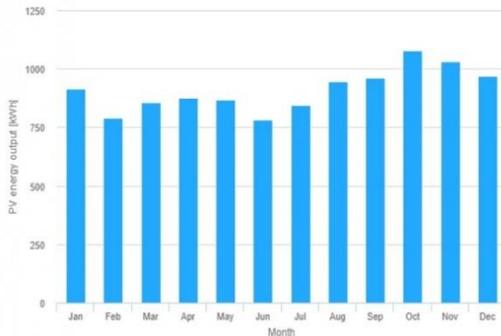
Simulation outputs

Slope angle: 5 (opt) °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 10922.83 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2268.15 kWh/m²
 Year-to-year variability: 209.46 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.46 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -8.4 %
 Total loss: -12.44 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	915.1	190.7	87.3
February	790.7	164.8	76.0
March	856.7	178.3	36.6
April	878.0	182.0	38.5
May	868.8	179.8	28.3
June	781.1	161.3	32.9
July	846.3	174.5	36.7
August	947.8	195.9	14.8
September	960.1	199.5	124.8
October	1079.5	224.9	14.5
November	1030.5	214.8	34.8
December	968.3	201.7	52.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error free and we cannot guarantee that our services will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/08/20

